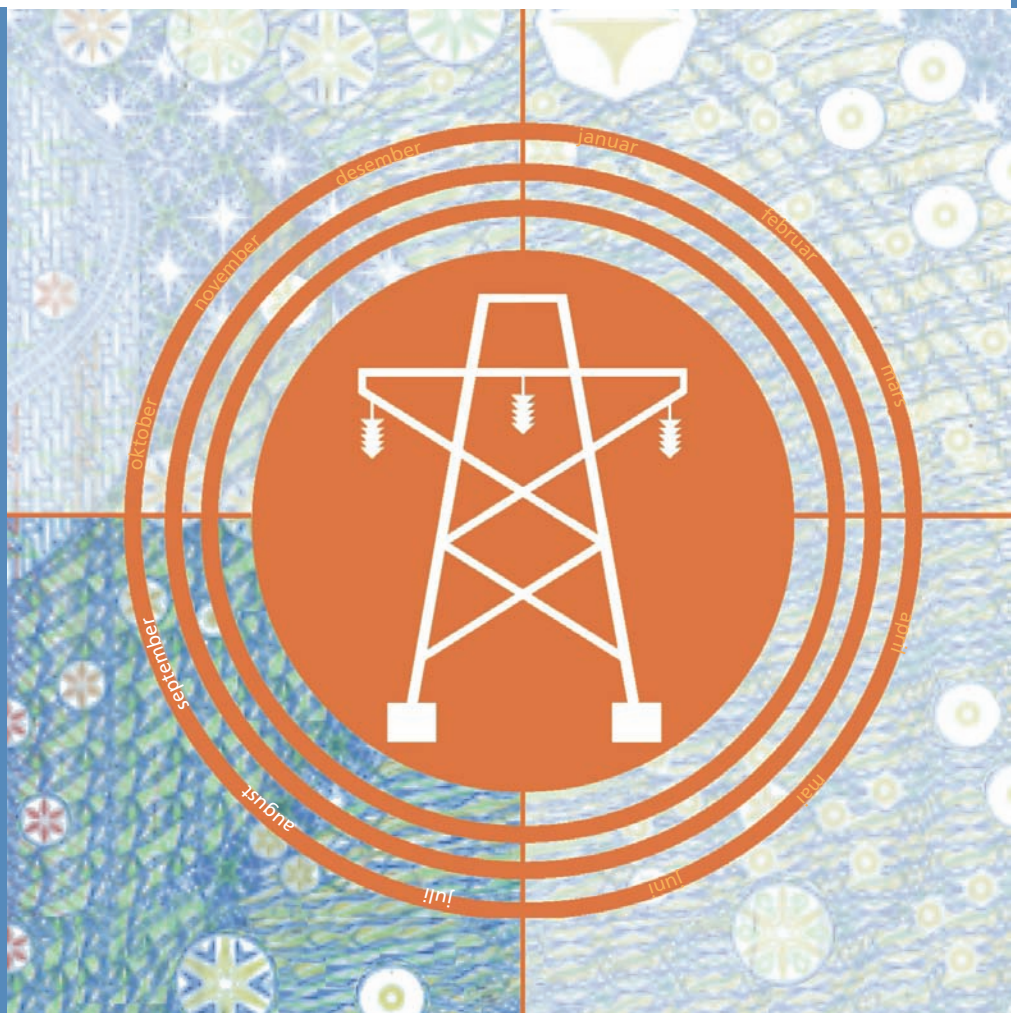
Kvartalsrapport for kraftmarkedet

3. kvartal 2009

Tor Arnt Johnsen (red.)

15
2009

RAPPORT



Kvartalsrapport for kraftmarkedet 3. kvartal 2009

Rapport nr. 15

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen
Forfattere: Javier Ernesto Auris Chávez, Hege Bøhler, Thomas Væringstad, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen og Kristian Rasmussen.

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 20
Forsidefoto:
ISBN: 978-82-410-0703-3
ISSN: 1501 - 2832

Sammendrag: I tredje kvartal 2009 var det norske kraftforbruket 23,4 TWh. Det er en nedgang på 2,6 TWh, eller 10 prosent, fra i fjor. Kraftkrevende industri forbrukte 6,3 TWh, og det er 2 TWh lavere enn i fjor. Kvartalet var for landet som helhet noe varmere enn normalt og det kom mye nedbør. Det nyttbare tilsiget var 49,5 TWh, og det er 10,8 TWh mer enn normalt. Lav etterspørsel, redusert eksportkapasitet og lav fyllingsgrad ved inngangen til kvartalet ga lav produksjon – 27,5 TWh eller 10,9 prosent lavere enn i fjor. Mye vann ble derfor lagret i magasinene og fyllingsgraden var 88,6 prosent ved utgangen av tredje kvartal. Det er ett prosentpoeng over det normale. I Norden som helhet falt både produksjon og forbruk, og endte på henholdsvis 74,2 og 75,5 TWh. Norge var i tredje kvartal eneste land i Norden med nettoeksport.

Emneord: elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarked, tilsig, magasinfylling, krafthandel, kraftforbruk, strømpriser

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

Norges vassdrags- og energidirektorat
2009

Innhold

Kvartalsrapport for kraftmarkedet 3. kvartal 2009 i

Forord v

Sammendrag vi

1 Kraftmarkedet i tredje kvartal 2009 1

1.1 Ressursgrunnlaget 3
1.1.1 Tilsig i Norge 3
1.1.2 Tilsig i Sverige 4
1.1.3 Temperatur 4
1.1.4 Nedbør 5
1.1.5 Snø 7
1.1.6 Grunn- og markvann 8
1.2 Magasinutviklingen 10
1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland 11
1.3 Produksjon 13
1.3.1 Norge – sterk nedgang i produksjonen 15
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene 16
1.4 Forbruk 19
1.4.1 Norge – fortsatt nedgang i forbruket 20
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene 23
1.5 Andre energibærere i Norge 25
1.6 Kraftutveksling 30
1.6.1 Norge 33
1.6.2 Andre nordiske land 34
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet 36
1.7.1 Spotmarkedet 36
1.7.2 Terminmarkedet 38
1.8 Sluttbrukermarkedet 43
1.8.1 Priser og prisutvikling 43
1.8.2 Leverandørskifter 46
1.8.3 Kontraktsvalg 47
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft 48

2 Vedlegg 50

3 The New Zealand Power Situation 56

3.1 Introduction 57
3.2 New Zealand's power industry 58
3.2.1 Physical conditions and power system 58
3.2.2 The electricity sector 61
3.3 Performance during dry periods 63
3.4 Discussion 67
3.4.1 Does the New Zealand electricity market work by its intentions? 67
3.4.2 Comparison to Norway 69

3.5 Conclusions 72
3.6 Literature 73
4 Krafthandelen mellom Norge og Nederland 74
- Handelsdata fra 2. kvartal 2008 til og med 3. kvartal 2009..... 74
4.1 Inntekter fra handelen på NorNed-kabelen..... 74
4.2 Lavere prisforskjeller..... 75
4.3 Reduksjoner i overføringskapasitet..... 76
4.4 Flyt i feil retning..... 77
4.5 Utviklingen i prisvariasjonen innenfor uken 79
4.6 Oppsummering 80

Forord

Energiavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i tredje kvartal 2009. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er fjerde utgave i kvartalsrapportens femte årgang. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 4-5 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i januar 2010.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energiavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Javier Ernesto Auris Chávez, Hege Bøhler, Thomas Væringstad, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Øivind Willumsen, Kristian Rasmussen og Tor Arnt Johnsen, som også har ledet arbeidet.

Oslo, 16. november 2009

Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Tredje kvartal 2009 var for landet som helhet noe varmere enn normalt, og det kom mer nedbør enn normalt i både juli, august og september. Det nyttbare tilsiget var 49,5 TWh, noe som er 10,8 TWh mer enn normalt og 13,4 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Sammen med redusert kraftproduksjon har dette ført til at fyllingsgraden i norske vannkraftmagasiner økte fra 59,4 prosent ved inngangen til kvartalet til 88,6 prosent ved utgangen av kvartalet. Det er 1,0 prosentpoeng over det normale for årstiden.

Den norske kraftproduksjonen var i tredje kvartal 27,5 TWh, en nedgang på 10,9 prosent i forhold til samme periode i fjor. Nedgangen skyldes i hovedsak den lave fyllingsgraden ved inngangen til kvartalet. Det norske kraftforbruket var 23,4 TWh, en nedgang på 10 prosent sammenlignet med i fjor. I Norden ble det produsert og forbrukt henholdsvis 74,2 og 75,5 TWh, en nedgang på 8,2 og 7,3 TWh i forhold til i fjor.

Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 6,3 TWh, som er 23,6 prosent lavere enn i samme periode i fjor. Forbruket i kraftintensiv industri var henholdsvis 7,1 og 6,5 TWh i 1. og 2. kvartal 2009. Selv om forbruket fortsatt er fallende er det verd å merke seg at mens fallet mellom 1. og 2. kvartal var 8,5 prosent, var fallet mellom 2. og 3. kvartal i år bare 1,9 prosent. Faktisk og temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning var henholdsvis 15,4 og 16,1 TWh i tredje kvartal, mot 16,2 og 16,5 TWh i samme periode i fjor.

De siste 12 månedene har det blitt brukt 121,7 TWh elektrisk kraft i Norge. Det er 7,3 TWh mindre enn i tilsvarende periode ett år tidligere. Korrigert til normaltemperatur er forbruksnedgangen 8,2 TWh, eller 6,2 prosent. Det gjennomgående trekket er at redusert aktivitet i verdensøkonomien har ført til redusert kraftetterspørsel. Dette påvirker ikke den totale vann- og vindkraftproduksjonen, men lavere kraftpris kan føre til redusert produksjon av termisk kraft og kjernekraft.

Norge eksporterte 4,1 TWh elektrisk kraft i tredje kvartal og ble Nordens eneste nettoeksportør. Det skyldes primært høye norske tilsig og redusert svensk kjernekraftproduksjon. Sverige, Finland og Danmark hadde nettoimport på henholdsvis 0,5, 3,4 og 1,4 TWh, mens Norden som helhet importerte 1,2 TWh.

Gjennomsnittlig spotpris på elektrisk kraft var henholdsvis 25,3, 26,6 og 26,9 øre/kWh for elspotområdene Sør-, Midt- og Nord-Norge. Det er en reduksjon på 13-15 prosent sammenlignet med foregående kvartal, og 36-44 prosent ned fra samme kvartal i fjor. Prisfallet skyldes høye tilsig, redusert eksportkapasitet og lavere innenlands etterspørsel. Markedspriskontraktene hadde lavest gjennomsnittspris i 3. kvartal, med priser på 33,6, 35,1 og 35,5 øre/kWh i henholdsvis Sør-, Midt- og Nord-Norge. Dette er ca. 5-6 øre lavere enn i foregående kvartal og ca. 18-31 øre lavere enn i samme periode i fjor.

1 Kraftmarkedet i tredje kvartal 2009

Tilsig godt over normalt.

I tredje kvartal 2009 var det nyttbare tilsiget i Norge 49,5 TWh. Det er 10,8 TWh mer enn normalt og 13,4 TWh mer enn i samme kvartal i fjor.

Temperaturer noe over normalen og til dels mye mer nedbør enn normalt.

For landet som helhet lå de gjennomsnittlige månedstemperaturene i tredje kvartal noe over normalen, og det kom mer nedbør enn normalt i både juli, august og september. Nedbørsøkningen kom først i Sør-Norge, hvor mange steder fikk over dobbelt så mye nedbør enn normalt, mens det i Nord-Norge kom mindre nedbør enn normalt. Bildet endret seg imidlertid i september, og Østlandet fikk lite nedbør mens det kom til dels mye i områdene fra Trøndelag til Troms.

Mye nedbør og redusert produksjon ga økt fyllingsgrad.

Ved inngangen til tredje kvartal var fyllingsgraden 59,4 prosent – 8,1 prosentpoeng under det normale for årstiden og 15,7 prosentpoeng under fjorårets nivå på samme tid. Mye nedbør og relativt lav kraftproduksjon førte til at magasinfyllingen økte, og den var i slutten av september omtrent 1,0 prosentpoeng over det normale for årstiden og 5,9 prosentpoeng høyere enn på samme tid i fjor.

Fortsatt lav nordisk kraftproduksjon og -forbruk.

Det ble produsert 74,2 TWh elektrisk kraft i Norden i tredje kvartal, og det er 8,2 TWh mindre enn i samme periode i fjor. Reduksjonen skyldes i stor grad redusert svensk kjernekraftproduksjon på grunn av forsinkelser i årlig vedlikehold. Lav norsk magasinfylling tidligere i år har bidratt til redusert norsk vannkraftproduksjon.

Det nordiske forbruket var i tredje kvartal 75,5 TWh, og det er 7,3 TWh lavere enn i samme kvartal i fjor. Det er det laveste forbruket i tredje kvartal siden 1997. Reduksjonen har sammenheng med lavere aktivitetsnivå i den nordiske økonomien.

Fortsatt lav norsk kraftproduksjon og -forbruk.

Kraftproduksjonen i Norge var 27,5 TWh i tredje kvartal, en nedgang på 10,9 prosent i forhold til samme periode i fjor. Nedgangen skyldes lav fyllingsgrad ved inngangen til kvartalet.

I samme periode var det norske kraftforbruket 23,4 TWh. Sammenlignet med samme periode i fjor, hvor forbruket var 26,1 TWh, er dette en nedgang på 10 prosent. Redusert aktivitetsnivå i økonomien er hovedforklaringen.

For Norden som helhet var nettoimporten av elektrisk kraft i tredje kvartal 1,2 TWh, og det er 0,7 TWh mer enn tilsvarende kvartal i fjor. Selv om det er reduksjoner i både

nordisk forbruk og produksjon, er det forbruket som har blitt redusert mest sammenlignet med tredje kvartal i fjor. Store deler av den nordiske produksjonsnedgangen skyldes forsinkelser i oppstarten av flere svenske kjernekraftverk, etter at de har vært ute til rutinemessig vedlikehold. De siste 52 ukene utgjør den nordiske nettoimporten 5,1 TWh.

Nordisk nettoimport, norsk nettoeksport.

Norge eksporterte 4,1 TWh i tredje kvartal og ble dermed, i likhet med samme periode i fjor, Nordens eneste nettoeksportør. Den relativt høye norske kraftproduksjonen skyldes høye tilsig i Norge og redusert svensk kjernekraftproduksjon. Sverige, Finland og Danmark hadde en nettoimport på henholdsvis 0,5, 3,4 og 1,4 TWh.

I tredje kvartal 2009 gikk spotprisene i de norske elspotområdene ned med 13-15 prosent fra foregående kvartal. Sør-Norge hadde størst prisnedgang og endte med en snittpris på 25,3 øre/kWh, mens Midt- og Nord-Norge hadde snittpriser på 26,6 og 26,9 øre/kWh. Sammenlignet med tredje kvartal i fjor er gjennomsnittlig norsk spotpris redusert med 36, 49 og 44 prosent i henholdsvis Sør-, Midt- og Nord-Norge.

Nedgang i norske spotpriser, økning i de øvrige nordiske elspotområdene

De øvrige nordiske elspotområdene hadde alle en moderat økning i spotprisene sammenlignet med foregående kvartal. Av disse hadde Sjælland størst økning, 8 prosent, og endte med en spotpris på 33 øre/kWh. Til sammenligning økte den gjennomsnittlige spotprisen ved den tyske kraftbørsen EEX med hele 13 prosent, og snittprisen endte på 32,3 øre/kWh i tredje kvartal 2009.

Elektrisk kraft for levering i 1. kvartal 2010 ble handlet for 40 øre/kWh ved inngangen til 3. kvartal og for 28,1 øre/kWh ved utgangen av kvartalet. For levering i 2. kvartal 2010 ble prisen redusert fra 33,3 til 25,2 øre/kWh. Denne trenden gjenfinnes også ved den europeiske kraftbørsen EEX, hvor terminprisen ble redusert med henholdsvis 6,7 og 5,9 øre/kWh og endte på 40,8 og 34,7 øre/kWh for levering i 1. og 2. kvartal 2010.

Reduserte terminpriser ved både Nord Pool og EEX

I tredje kvartal 2009 var markedspriskontraktene den billigste kontraktsformen, og Sør-Norge hadde lavest gjennomsnittspris på 33,6 øre/kWh. Prisen i Midt- og Nord-Norge var 35,1 og 35,5 øre/kWh. Dette er ca. 5-6 øre lavere enn snittprisen i foregående kvartal. I same kvartal i fjor var prisene i Sør-, Midt- og Nord-Norge henholdsvis 51,7, 66,9 og 62,2 øre/kWh. Årsaken til nedgangen er høstens store nedbørsmengder, kombinert med reduserte eksportmuligheter.

Nedgang i sluttbrukerpriser

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

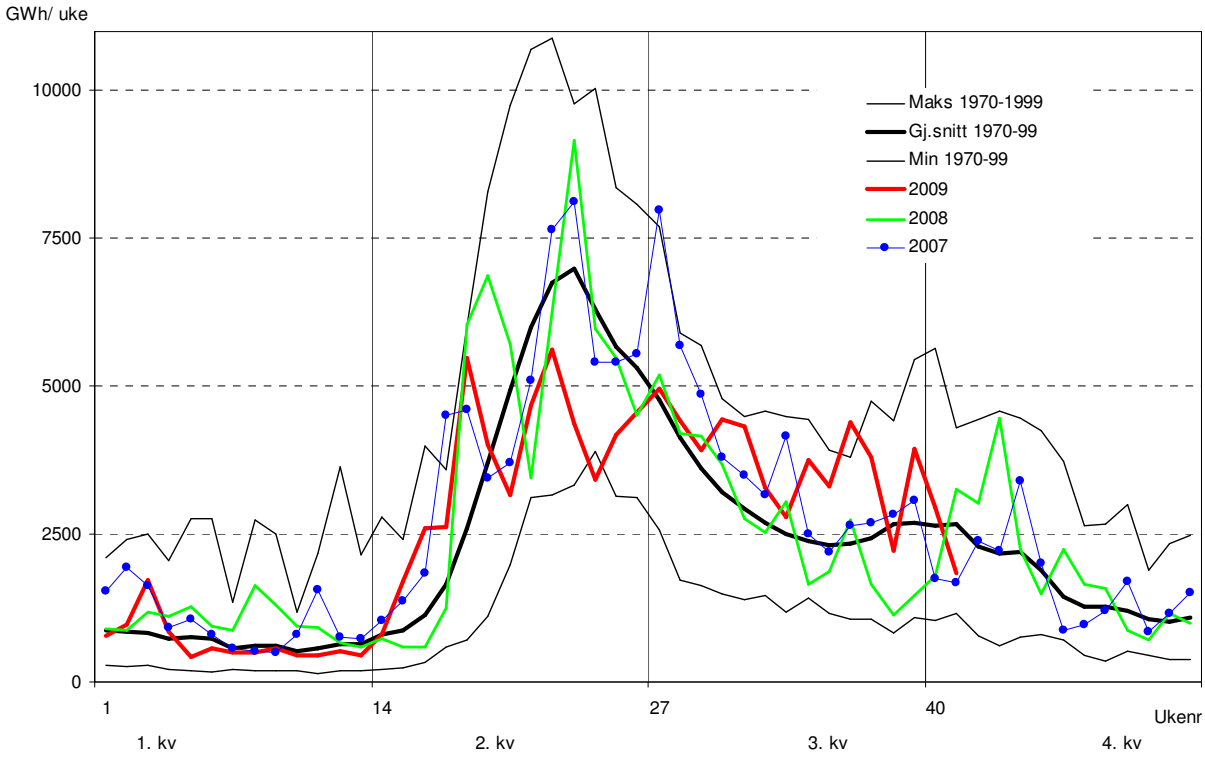
I tredje kvartal 2009 var det nyttbare tilsiget 49,5 TWh eller 10,8 TWh mer enn normalt. Det er 13,4 TWh mer enn i samme kvartal i 2008, men kun 0,4 TWh mer enn i 2007.

Resurstilgang TWh	3.kv. 2009	Avvik fra normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	49,5	+ 10,8	130,9	+ 8
Nedbør Norge	39,7	+ 8,9	129	+ 6
Tilsig Sverige	22,1	+ 4	66,6	+ 4,4
Snø Norge		Utgang av 3. kv. 2009 normalt		

Hittil i år har tilsiget vært 105 TWh. Det er 5 TWh mer enn normalt, men 1 TWh mindre enn for de første 9 månedene i 2008 og 15 TWh mindre enn i 2007. De siste 12 månedene har tilsiget vært 131 TWh, eller 8 TWh mer enn normalt. Summert for de siste 24 månedene har tilsiget vært 259 TWh eller 14 TWh mer enn normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. Mye nedbør i løpet av tredje kvartal ga tilsig over normalen i stort sett hele perioden.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool.

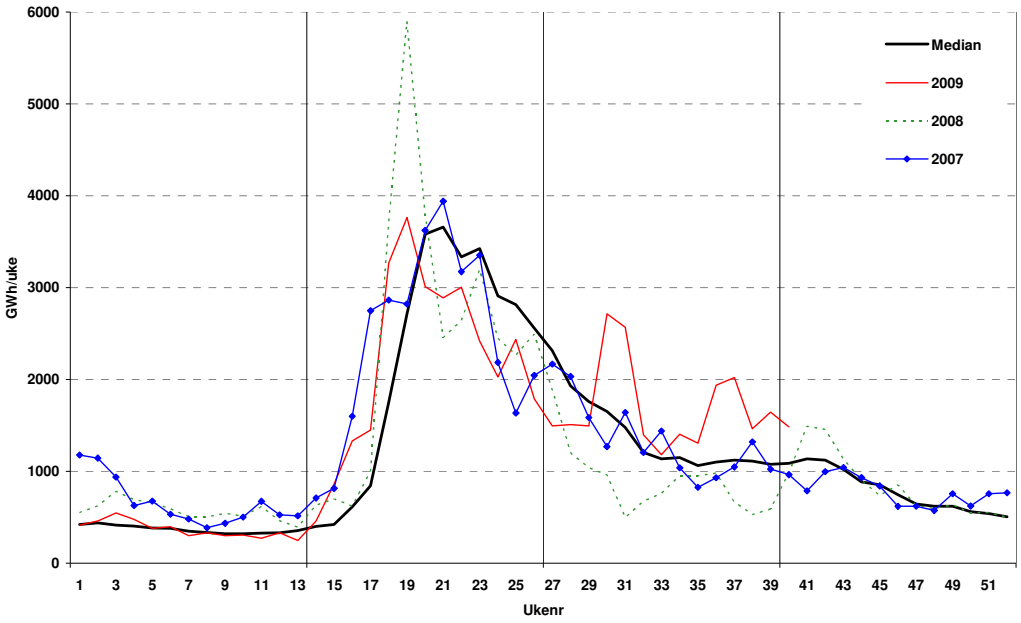


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 22,1 TWh i tredje kvartal 2009. Det er 4 TWh mer enn normalt og 10,4 TWh mer enn i samme periode i 2008. I årets ni første måneder har tilsiget vært 55,6 TWh. Det er 3,7 TWh mer enn normalt og 4,6 TWh mer enn i 2008.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 66,6 TWh. Det er 4,4 TWh mer enn normalt og 5,4 TWh mer enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i underkant av 128 TWh. Det er vel 3 TWh mer enn normalt.

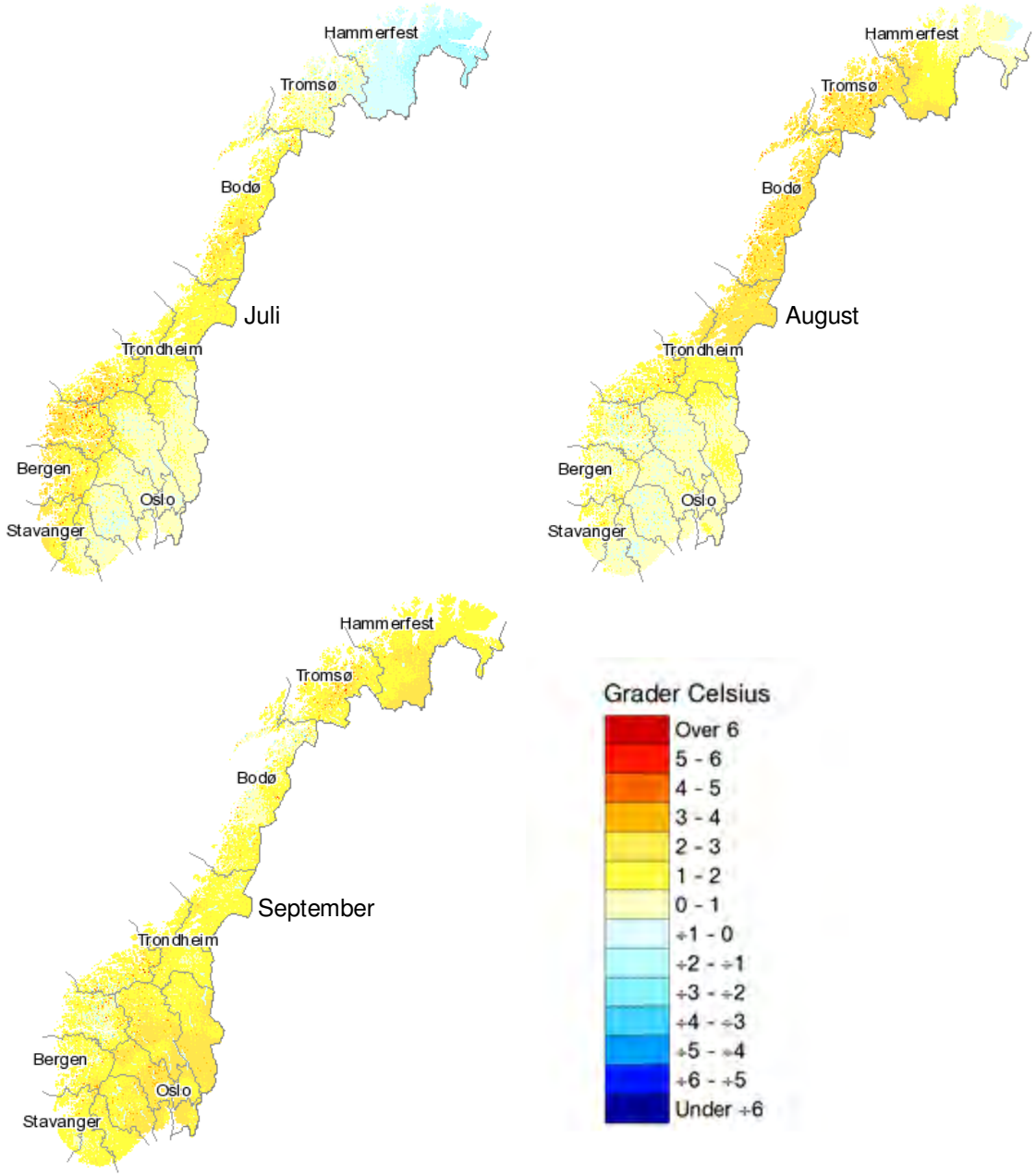
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2007, 2008 og 2009. GWh/ uke. Kilde: Svensk energi



1.1.3 Temperatur

Landet sett under ett har hatt månedsmiddeltemperaturer rundt 1 til 2 grader over normalen. Relativt kaldest var det øst i Finnmark i juli med temperaturer 1-2,5 grader under normalen. Kysten av Vestlandet har hatt de største positive temperaturavvikene med rundt 3 grader over normalen i juli, mens det var 2-3 grader varmere enn normalt fra Trøndelag til Troms i august. I september var det deler av Østlandet, fjellet i Sør-Norge og Finnmarksvidda som hadde de største positive temperaturavvikene (kilde: met.no).

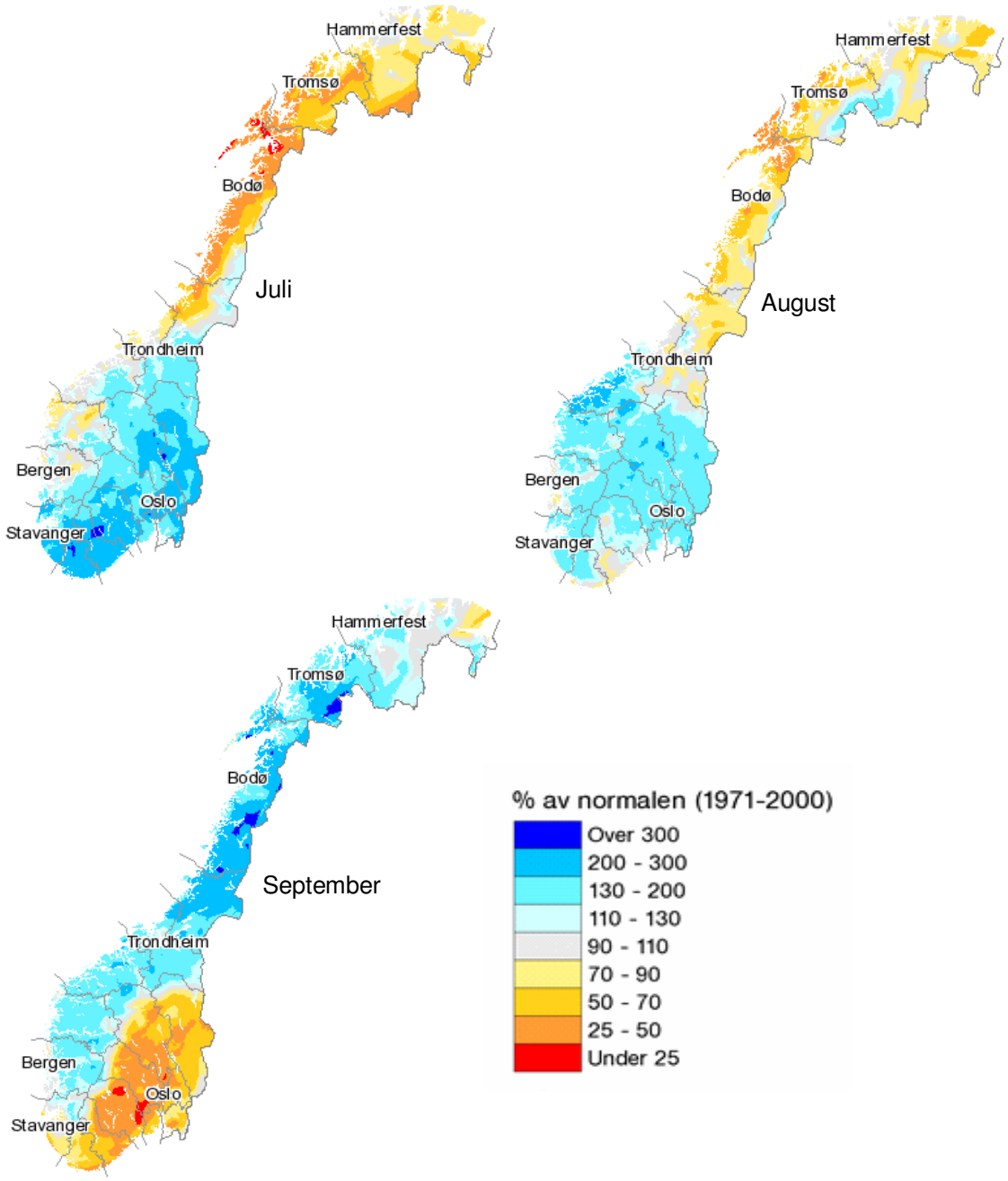
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i ºC fra normalt (1971-2000) i juli, august og september 2009. Kilde: NVE og met.no



1.1.4 Nedbør

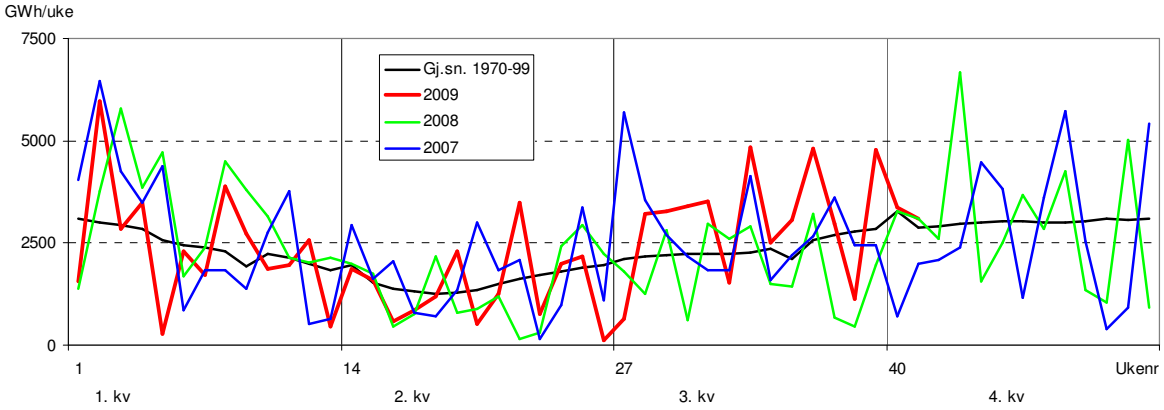
I landet sett under ett kom det mer nedbør enn normalen i både juli, august og september. I juli og august kom det mindre nedbør enn normalen i store deler av Nord-Norge, mens deler av Sør-Norge fikk over dobbel så mye nedbør som normalt. Det ble satt ny rekord for månedsnedbør ved en rekke målestasjoner i Sør-Norge både i juli og august. I september ble bildet endret, med lite nedbør på Østlandet og mye nedbør fra Trøndelag til Troms. I deler av Trøndelag og på Helgeland var september den våteste måneden på 100 år (kilde: met.no).

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i juli, august og september 2009. Kilde: NVE og met.no



I tredje kvartal 2009 kom det ifølge NVEs beregninger nesten 40 TWh nedbørenergi eller snaut 9 TWh mer enn normalen (figur 1.1.4). I sum for de siste 12 månedene har det kommet 129 TWh eller 6 TWh mer enn normalen.

Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2007, 2008 og 2009. GWh/uke. Kilde: NVE



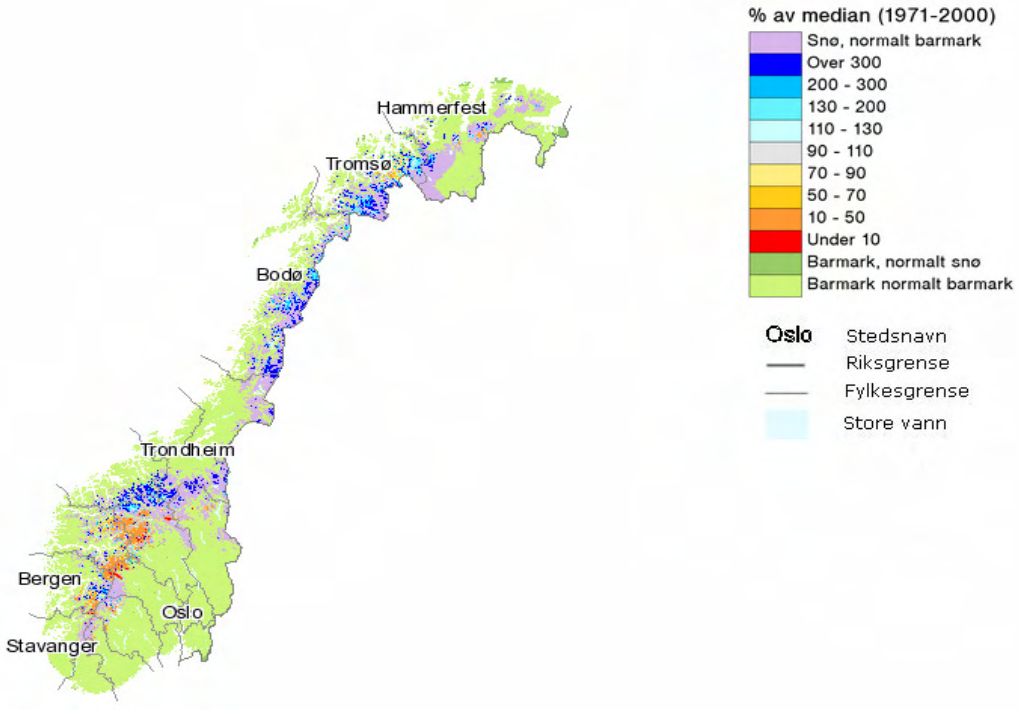
1.1.5 Snø

Både snøkartet og øvrige hydrologiske og meteorologiske kart som er presentert i dette kapitlet er basert på informasjon fra nettportalen www.seNorge.no. Dette er en gratis tjeneste som er utviklet i samarbeid mellom NVE, Meteorologisk institutt og Statens kartverk.

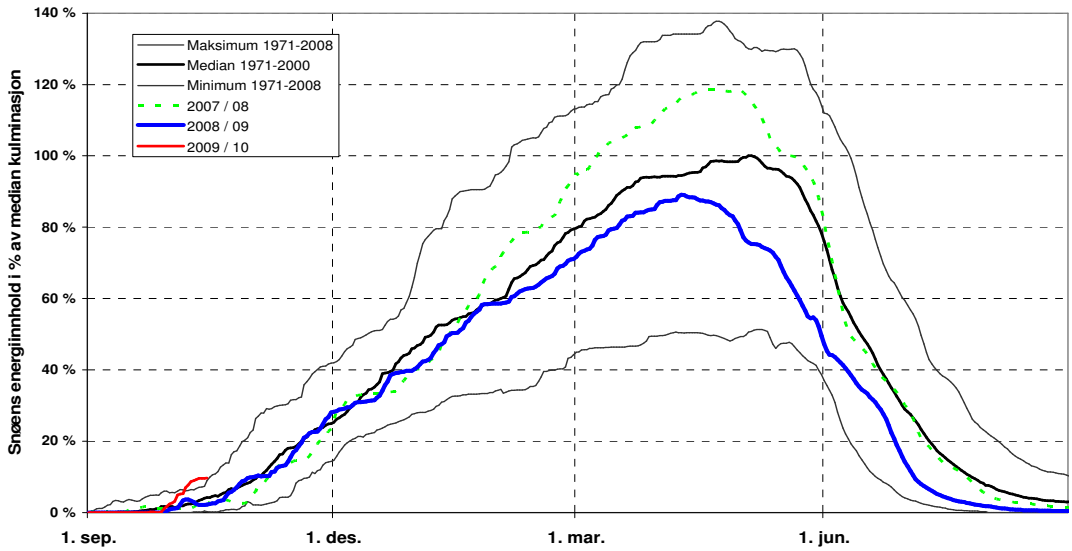
Snøsituasjonen mot slutten av 3. kvartal 2009 er illustrert i figur 1.1.6. Ved utgangen av september var det omtrent normale mengder snø i fjellområdene. Mest snø i forhold til normalen var det i fjellområdende nord på Vestlandet og i grensetraktene mot Sverige i Nordland og Troms. Fjellområdene i resten av Sør-Norge hadde jevnt over noe mindre snø enn normalt.

Utviklingen av snømagasinet de siste tre årene er vist i figur 1.1.7. Årets snømagasin kulminerte i midten av april med omkring 90 prosent av normalt.

Figur 1.1.6 Snømengde i prosent av median 1971- 2000 pr. 30. september 2009. Kilde NVE og met.no.



Figur 1.1.7 Utviklingen av snømagasinet 2007/08, 2008/09 og 2009/10 i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kilde NVE og met.no.



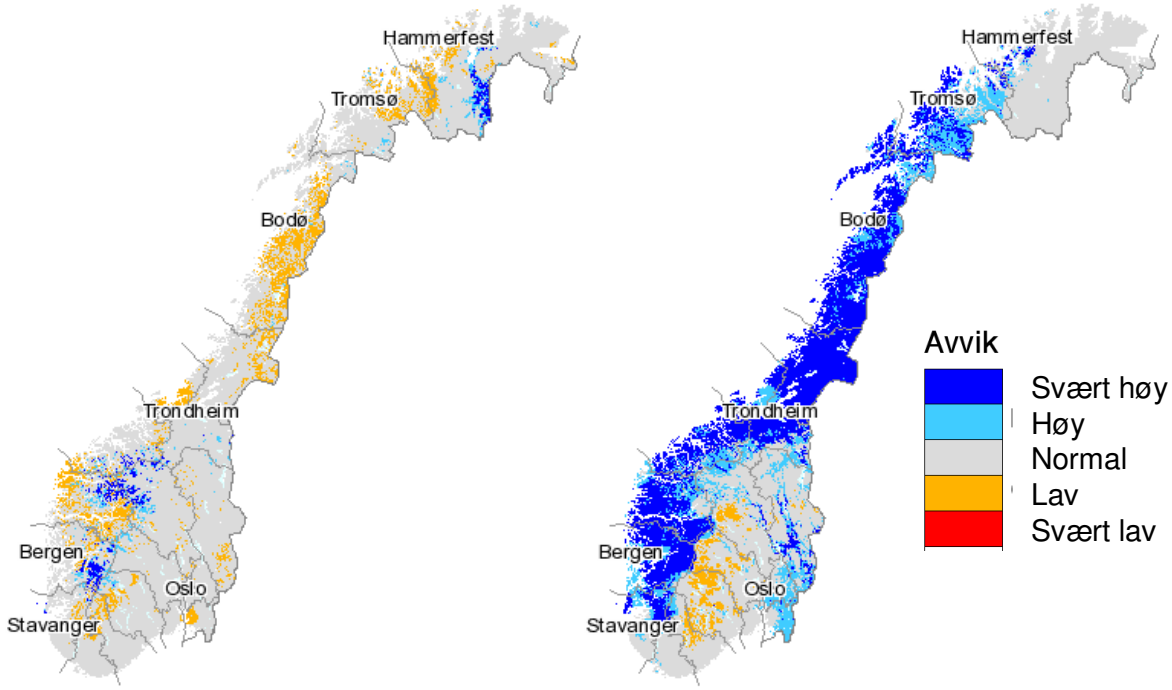
1.1.6 Grunn- og markvann

Grunnvannstand ved starten og utgangen og tredje kvartal er illustrert i figur 1.1.8 og markvanns-forholdene i figur 1.1.9.

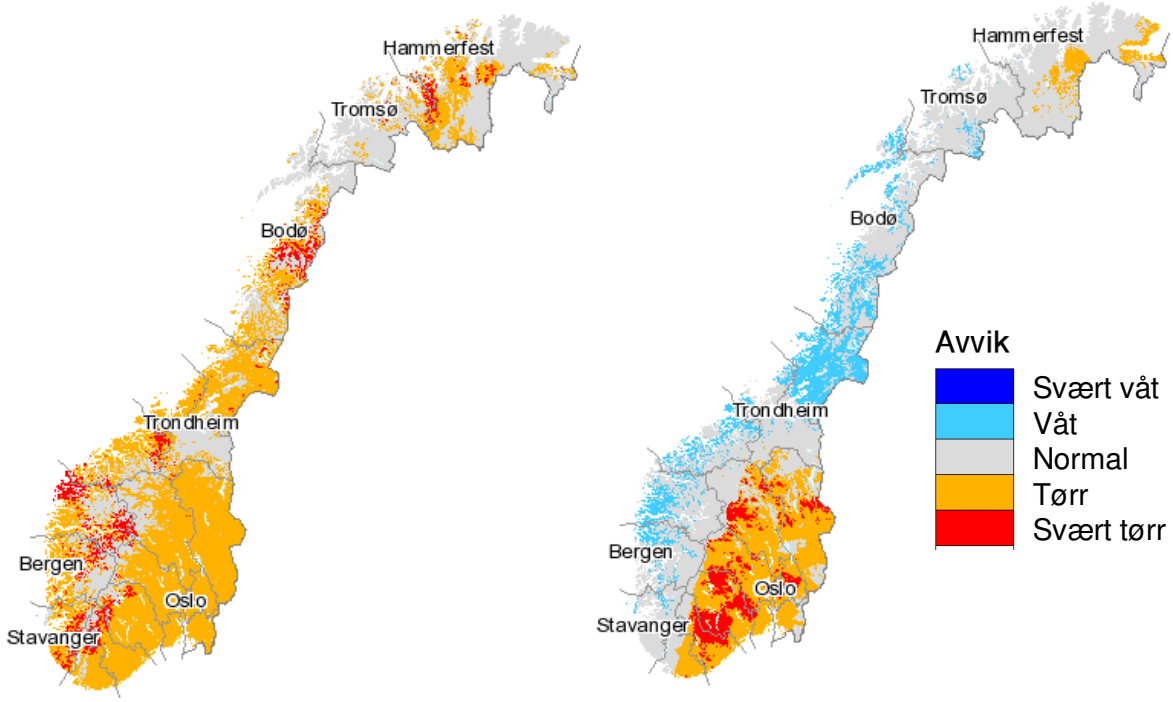
Ved starten av tredje kvartal var det stort sett normal grunnvannstand i hele landet, bortsett fra i store deler av Nordland hvor det var lavere enn normalt. Rikelig med nedbør på Vestlandet, i Trøndelag, Nordland og Troms i august og september, har medført at grunnvannstanden mange steder er svært høy. Etter en periode med lite nedbør på Østlandet, var grunnvannstanden ved utgangen av september rundt normalen i dette området.

Ved utgangen av tredje kvartal var det på Østlandet et større markvannsunderskudd enn normalt. Beregningene tilsier at det i store deler av fjellet i Sør-Norge og nord i Nord-Norge er rundt normale forhold, mens det er våtere enn normalt nord i Trøndelag og sør i Nordland.

Figur 1.1.8 Grunnvannstand 1. juli (venstre) og 30. september (høyre) klassifisert som avvik i forhold til normalen for perioden 1990 - 2008. "Normal" tilsvarer en verdi mellom 25- og 75-persentilen. Kilde NVE.



Figur 1.1.9 Markvannsunderskudd 1. juli (venstre) og 30. september (høyre) 2009 klassifisert som avvik i forhold til normalen for perioden 1990 - 2008. "Normal" tilsvarer en verdi mellom 25- og 75-persentilen. Kilde NVE.



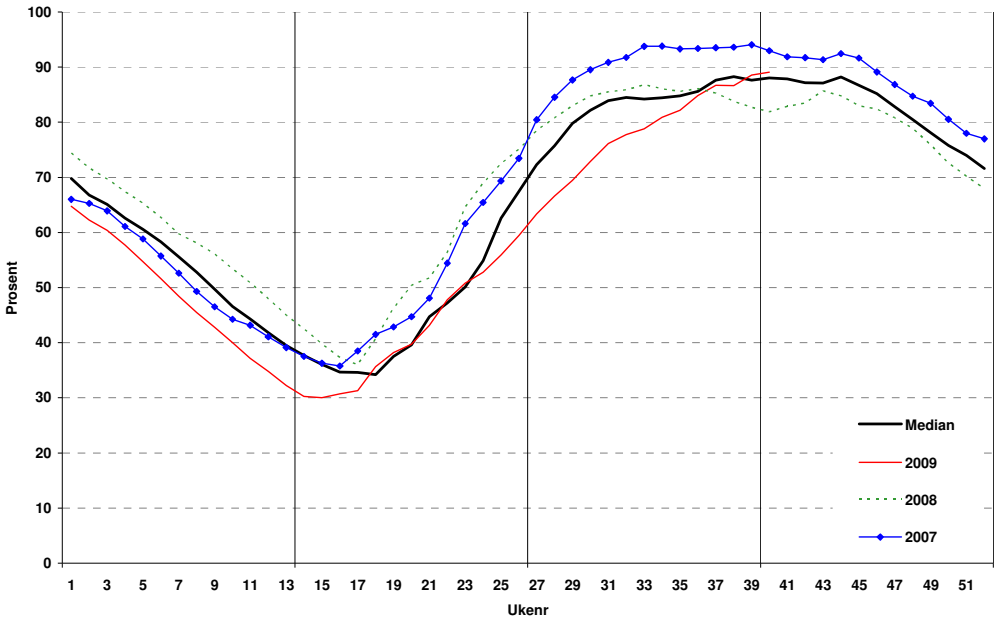
1.2 Magasinutviklingen

Mye nedbør ga magasinfylling over normalt

Ved inngangen til tredje kvartal 2009 var fyllingsgraden 59,4 prosent. Det er 8,1 prosentpoeng under det normale[1] for årstiden og 15,7 prosentpoeng under fjorårets nivå. Mye nedbør førte til høye tilsig, slik at fyllingsgraden ble liggende over medianverdien i slutten av september. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 88,6 prosent, eller 1,0 prosentpoeng over det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal var 5,9 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 5,0 TWh.

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 3. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2009	2008	Median	
Norge	88,6	82,7	87,6	84,3
Sverige	75,6	70,7	81,9	33,8
Finland	63,5	74,8	68,7	5,5

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent. Kilde: NVE

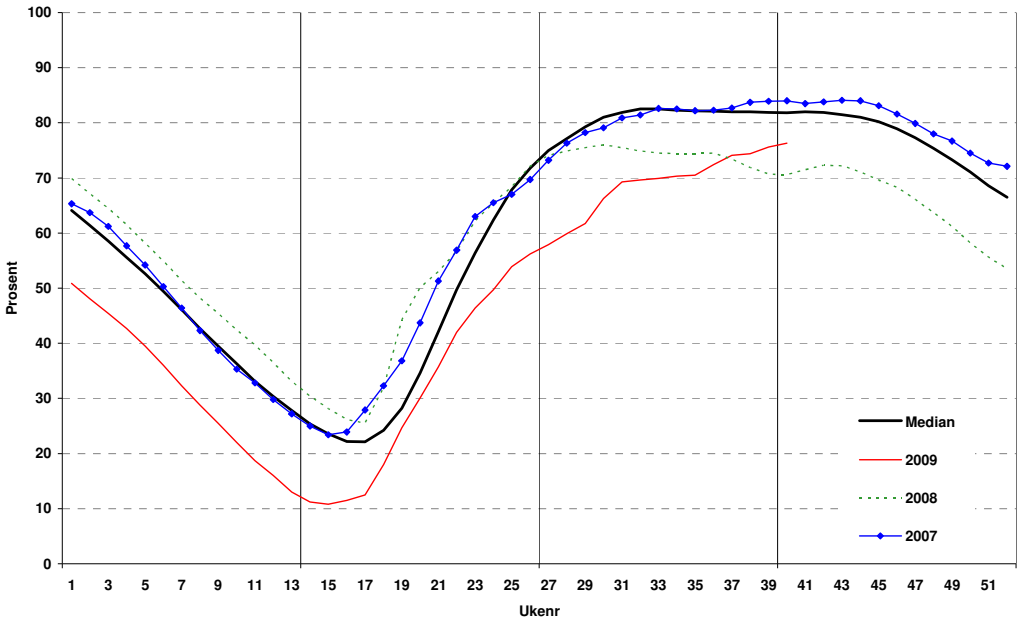


[1] Median for perioden 1990-2007

1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

Ved inngangen til tredje kvartal 2009 var fyllingsgraden for svenske magasiner 56,2 prosent. Det er 15,6 prosentpoeng under medianverdien[2] til samme tid. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 75,6 prosent, eller 6,3 prosentpoeng under normalt. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2009 var 4,9 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 1,7 TWh.

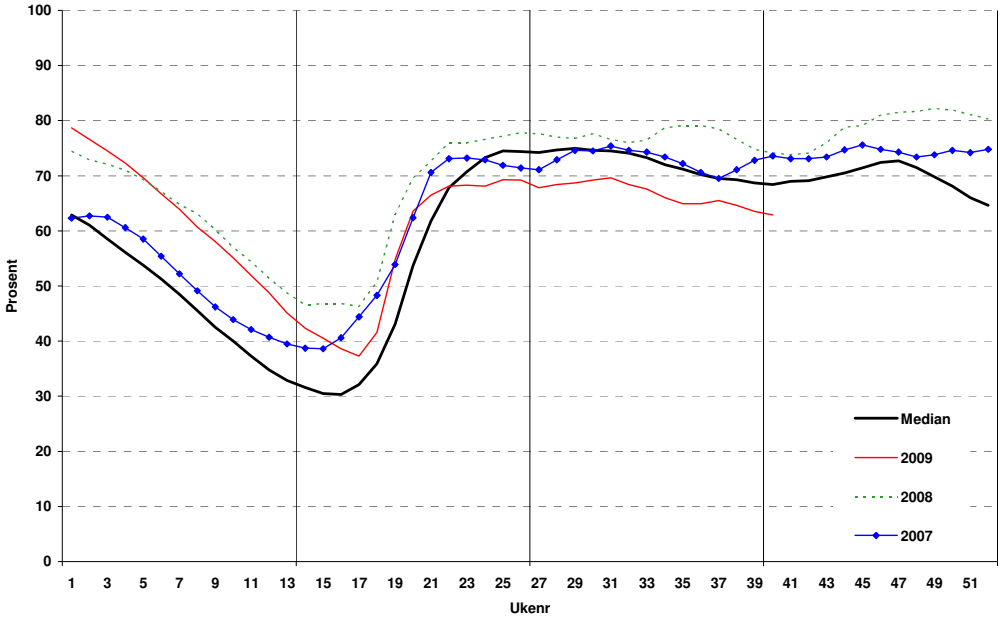
Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent. Kilde: Svensk Energi



Ved inngangen til tredje kvartal 2009 var fyllingsgraden for finske magasiner 69,2 prosent. Det er 5,2 prosentpoeng under medianverdien til samme tid for perioden 1978 til 2001. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 63,5 prosent. Det er også 5,2 prosentpoeng under medianverdien på samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av tredje kvartal 2009 var 11,3 prosentpoeng lavere enn til samme tid i 2008. Det tilsvarer en energimengde på 0,6 TWh.

[2] Middelverdier for perioden 1950-2005.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2007, 2008 og 2009, prosent. Kilde: Nord Pool Spot



I sum er det dermed lagret 1,1 TWh mer energi i svenske og finske magasiner ved utgangen av tredje kvartal i år enn for ett år siden. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av tredje kvartal i år 103,7 TWh, eller 6,0 TWh mer enn til samme tid i 2008 og 1,6 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

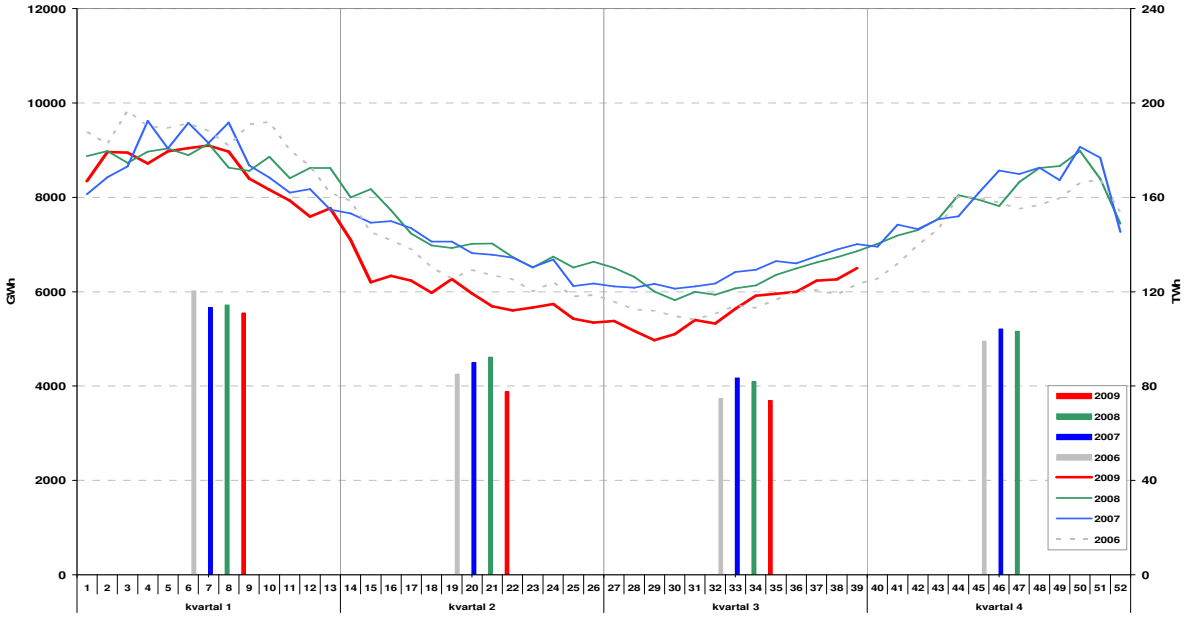
1.3 Produksjon

TWh	3.kv. 2009	Endring fra 3.kv. 2008	Siste 52 uker	Endring frå foregående 52-ukers-periode
Norge	27,5	-10,9 %	130,6	-7,1 %
Sverige	26,4	-8,6 %	131,0	-9,8 %
Finland	13,9	-14,7 %	69,4	-7,1 %
Danmark	6,4	1,5 %	35,0	2,5 %
Norden	74,2	-9,9 %	366,0	-7,3 %

Det ble produsert 74,2 TWh elektrisk kraft i Norden i tredje kvartal. Det er 8,2 TWh mindre enn i tredje kvartal i 2008. Ikke siden 1997 har den nordiske kraftproduksjonen vært lavere i tredje kvartal. Det var kjernekraftproduksjonen som falt mest. Flere svenske kjernekraftverk var ute av drift lengre enn vanlig i tredje kvartal. Vannkraftproduksjonen var også lavere i tredje kvartal i år enn i fjor, først og fremst i Norge. Nedgangen har sammenheng med betydelig lavere magasinfylling ved inngangen til kvartalet. Lavere produksjonskostnader for termiske kraftverk bidro til en liten økning i varmekraftproduksjonen.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 366,0 TWh de siste 52 ukene. Det er 28,7 TWh lavere enn i de foregående 52 ukene. Produksjonen falt mest i Sverige, mens nedgangen var relativt sett like stor i Norge og Finland. Til tross for en liten nedgang i den danske vindkraftproduksjonen, var kraftproduksjonen i Danmark de siste 52 ukene nesten 1 TWh høyere enn i de foregående 52 ukene.

Figur 1.3.1 Samlet nordisk kraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot

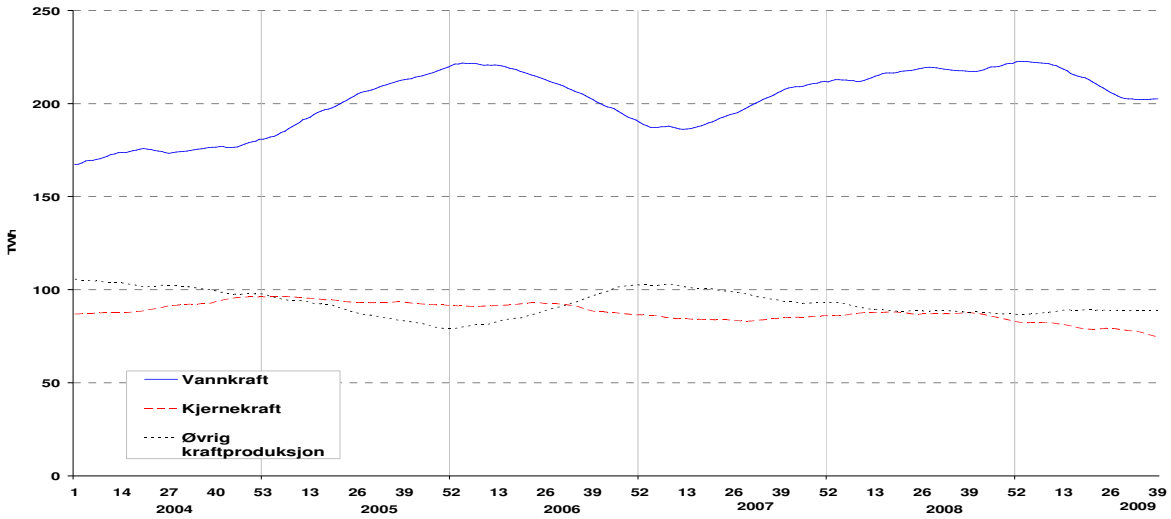


Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for de siste 52 ukene fordelt på teknologier. Totalt ble det produsert 202,6 TWh vannkraft i Norden de siste 52 ukene. Det er 14,6 TWh mindre enn i de foregående 52 ukene. Det var særlig i andre kvartal at vannkraftproduksjonen var lavere.

Også kjernekraftproduksjonen var betydelig lavere de siste 52 ukene enn i de 52 foregående ukene. Både i fjerde kvartal 2008 og i tredje kvartal i år var flere store svenske kjernekraftverk ute av drift. Samlet var kjernekraftproduksjonen 74,7 TWh de siste 52 ukene. Det er 13,1 TWh lavere enn i de 52 foregående ukene.

Det var liten økning i øvrig kraftproduksjon de siste 52 ukene. Betydelig lavere priser på fossile brensler bidro til lavere produksjonskostnader for termiske kraftverk.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2004 – 2009, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool Spot

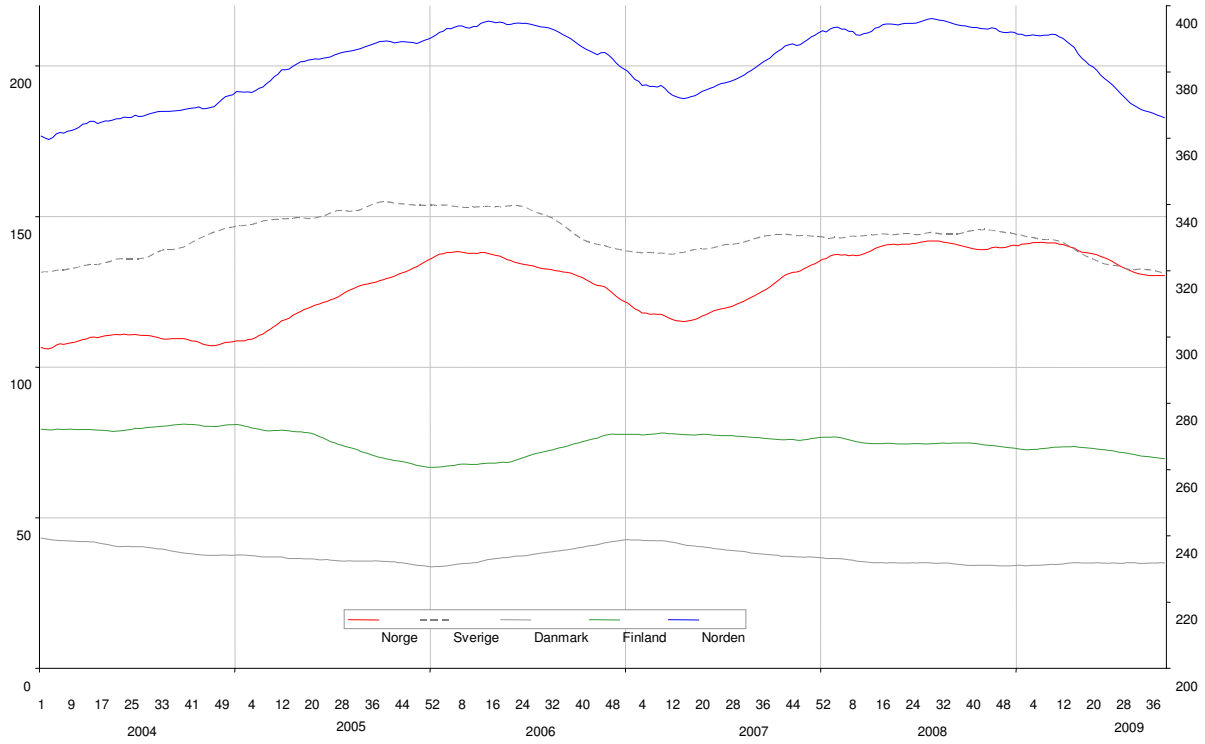


Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Vannkraften utgjør nesten all kraftproduksjon i Norge, og svingningene i den norske produksjonen følger således i stor grad svingningene i vannkraftproduksjonen i figur 1.3.2.

I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft mesteparten av produksjonen. Kjernekraftproduksjonen er mer stabil enn vannkraftproduksjonen, og svingningene i kraftproduksjonen er mindre i Sverige enn i Norge. Likevel er det først og fremst lavere kjernekraftproduksjon som utgjør nedgangen i den svenske produksjonen de siste 52 ukene.

I Danmark og Finland er termisk kraftproduksjon dominerende. Denne produksjonen er mer stabil over tid.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2004 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool Spot

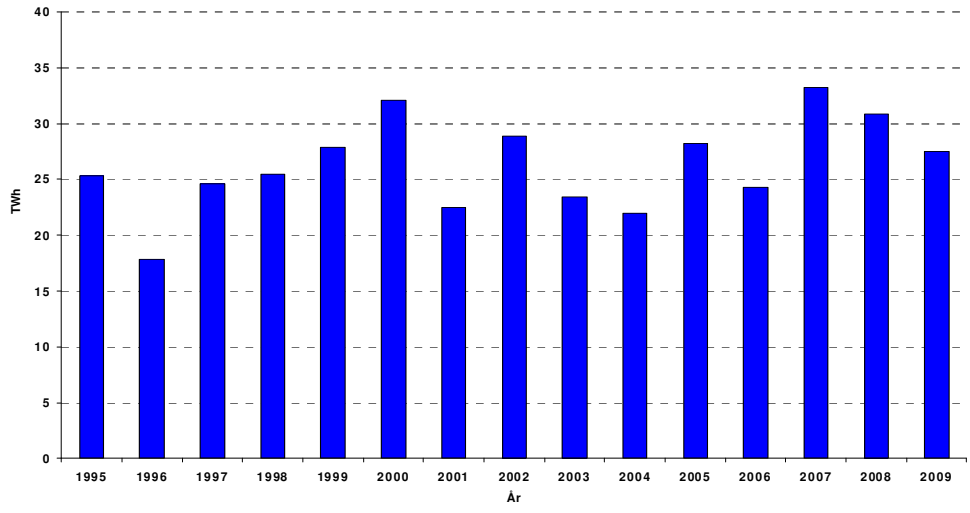


1.3.1 Norge – sterk nedgang i produksjonen

Fortsatt nedgang i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 27,5 TWh i tredje kvartal 2009. Det er en nedgang på 10,9 prosent fra samme periode i fjor. Vi må tilbake til 2006 for å finne lavere produksjon. Nedgangen i produksjonen henger sammen med lavere magasinfylling i mesteparten av kvartalet enn i samme kvartal i 2008. Produksjonen i 3. kvartal i år er den sjuende høyeste for perioden 1995-2009.

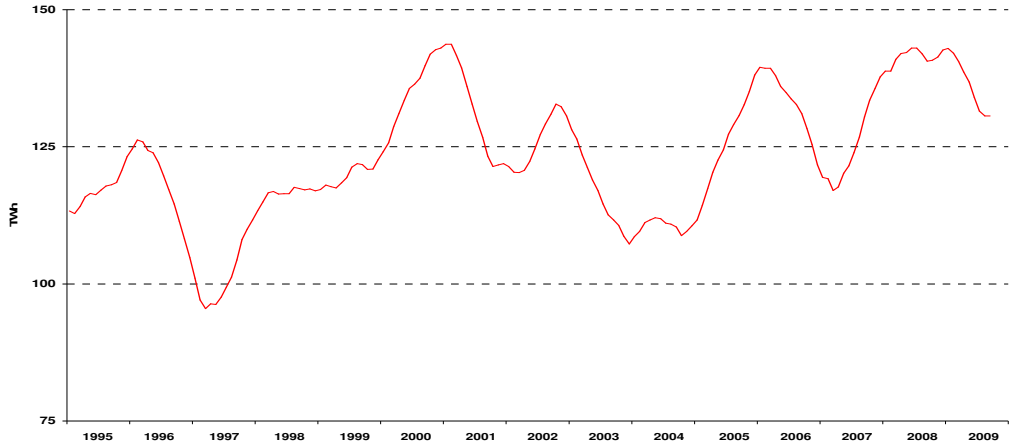
Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i Norge, tredje kvartal, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



I årets ni første måneder var produksjonen 91,6 TWh. Det er 12,0 TWh mindre enn i samme periode i 2008, dvs. en nedgang på 11,6 prosent.

De siste 12 månedene er det produsert 130,6 TWh mot 140,6 TWh i tilsvarende periode året før. Det er en nedgang på 7,1 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed litt høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til 130 TWh. Det var først og fremst magasinfylling godt under forrige 12-månedersperiode som førte til nedgangen i kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Figur 1.3.5 Kraftproduksjon i Norge, sum for de siste 12-måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996 og 2002 resulterte i lav produksjon, mens våtårene 2000 og 2005 ga høy produksjon. Tilsigssvikten høsten 2002 var så kraftig at den fikk følger for produksjonen helt frem til utgangen av 2004. På samme måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommeren og høsten 2006 ført til lav produksjon. Høyt tilsig i siste halvår 2007 og første halvår 2008 har igjen ført til høy produksjon, og lav magasinfylling i 2009 til lavere produksjon.

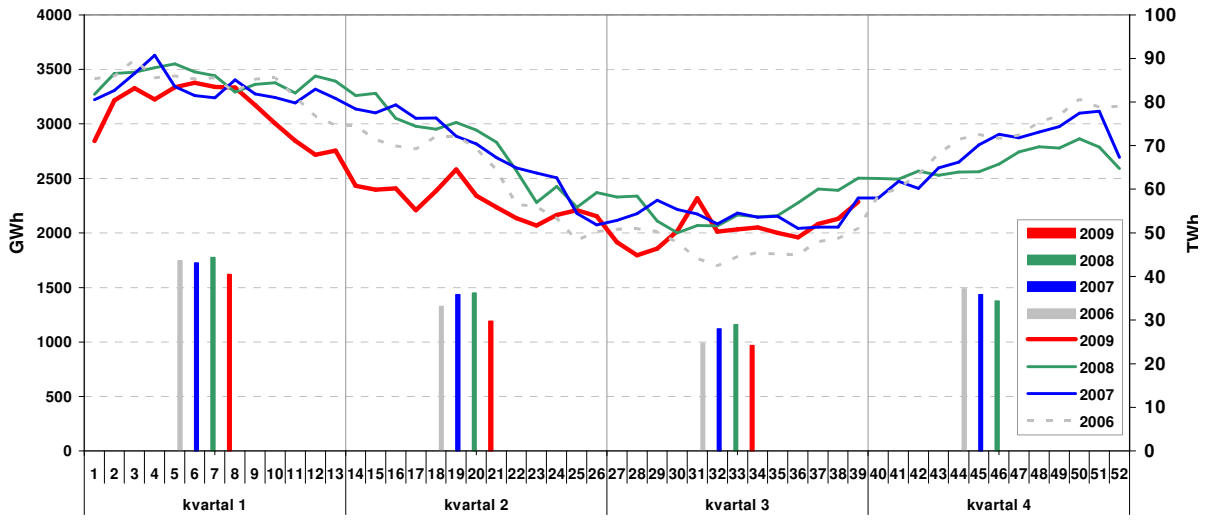
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

Den svenske kraftproduksjonen utgjorde 26,4 TWh i tredje kvartal i år. Det er 2,5 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Nedgangen i kjernekraftproduksjonen var enda større – i underkant av 5 TWh. Produksjonen i øvrige varmekraftverk og vannkraftverk var høyere i tredje kvartal i år enn i samme kvartal i fjor. Vannkraftproduksjonen var nesten 2 TWh høyere, til tross for at magasinfyllingen var betydelig lavere ved inngangen til tredje kvartal i år enn i fjor. Økningen har sammenheng med høyere tilsig og økt etterspørsel etter vannkraft som følge av redusert tilgjengelig produksjonskapasitet i kjernekraftsystemet.

Det var særlig mot slutten av kvartalet at kjernekraftproduksjonen var lavere i år enn i fjor. Forsinket idriftsettelse etter vedlikeholdsarbeid ved flere store kjernekraftverk forklarer dette.

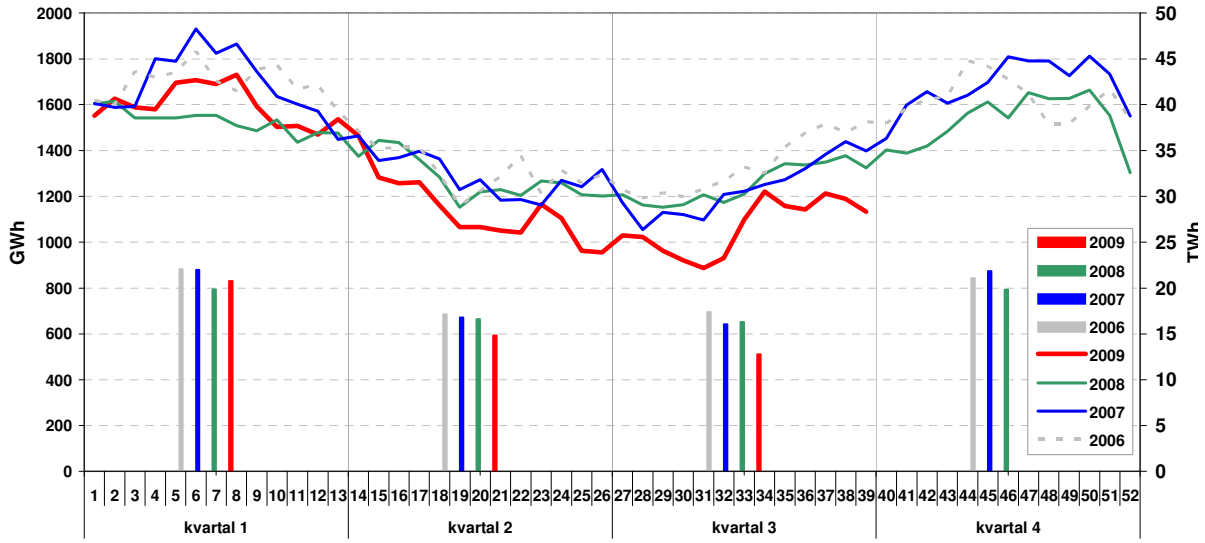
Den svenske kraftproduksjonen var 131,0 TWh de siste 52 ukene. Det er en nedgang på 14,3 TWh fra foregående 52 uker. Lavere kjernekraftproduksjon utgjør mesteparten av nedgangen. Det var også noe lavere vannkraftproduksjon, mens øvrig varmekraftproduksjon økte noe fra den foregående 52- ukersperioden.

Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



I Finland var kraftproduksjonen 13,9 TWh i tredje kvartal i år. Det er 2,4 TWh lavere enn i tredje kvartal i fjor. Det var noe høyere kjernekraftproduksjon, men lavere produksjon fra øvrig varmekraft- og vannkraftverk. De siste 52 ukene var den finske kraftproduksjonen 69,4 TWh. Det er 5,3 TWh lavere enn i de foregående 52 ukene. Lavere termisk kraftproduksjon utgjør mesteparten av nedgangen. Dette har sammenheng med lavere kraftetterspørsel. Lavere brenselpriser har trukket i retning av høyere termisk kraftproduksjon.

Figur 1.3.7 Finsk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot

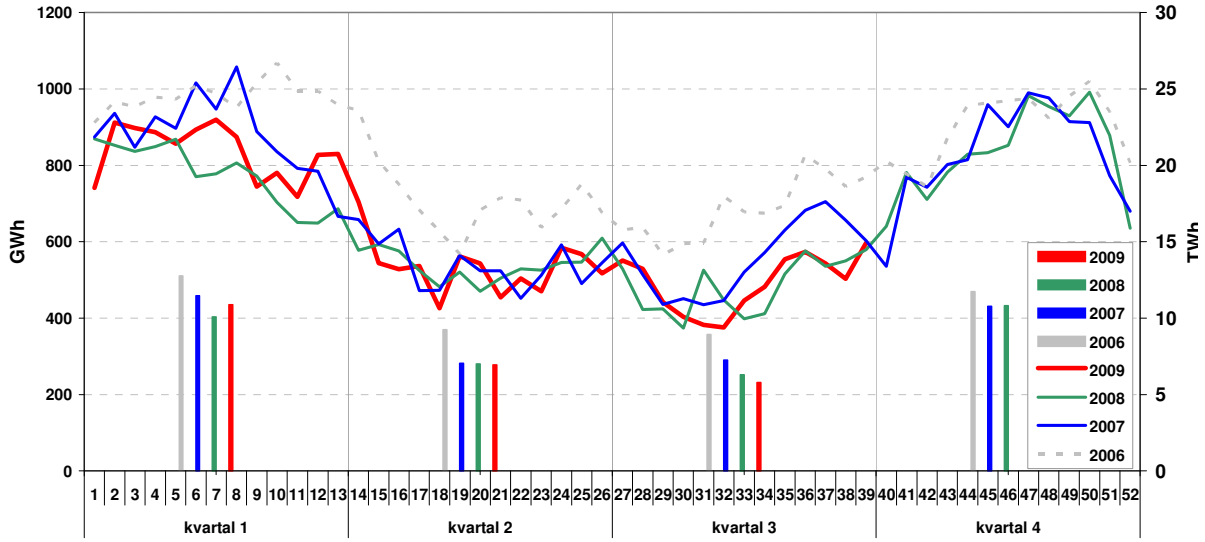


Den samlede danske kraftproduksjonen var 6,4 TWh i tredje kvartal i år. Det er 0,1 TWh mer enn i samme kvartal i fjor. Vindkraftproduksjonen økte med 0,4 TWh fra tredje kvartal i fjor. Det var lavere termisk kraftproduksjon i tredje kvartal i år enn i fjor.

I sum for de siste 52 ukene var den danske kraftproduksjonen 35,0 TWh ved utgangen av tredje kvartal. Det er 0,9 TWh høyere enn i de foregående 52 ukene. Det var en knapp nedgang i

vindkraftproduksjonen de siste 52 ukene, men den termiske kraftproduksjonen økte med om lag 1 TWh. Som i Finland har lavere brenselpriser trukket i retning av økt termisk kraftproduksjon. Men i Danmark er denne kraftproduksjonen i stor grad et biprodukt av varmeproduksjon i kraftvarmeverk, og den vil derfor svinge med etterspørselen etter oppvarming.

Figur 1.3.8 Dansk produksjon, 2006 – 2009, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



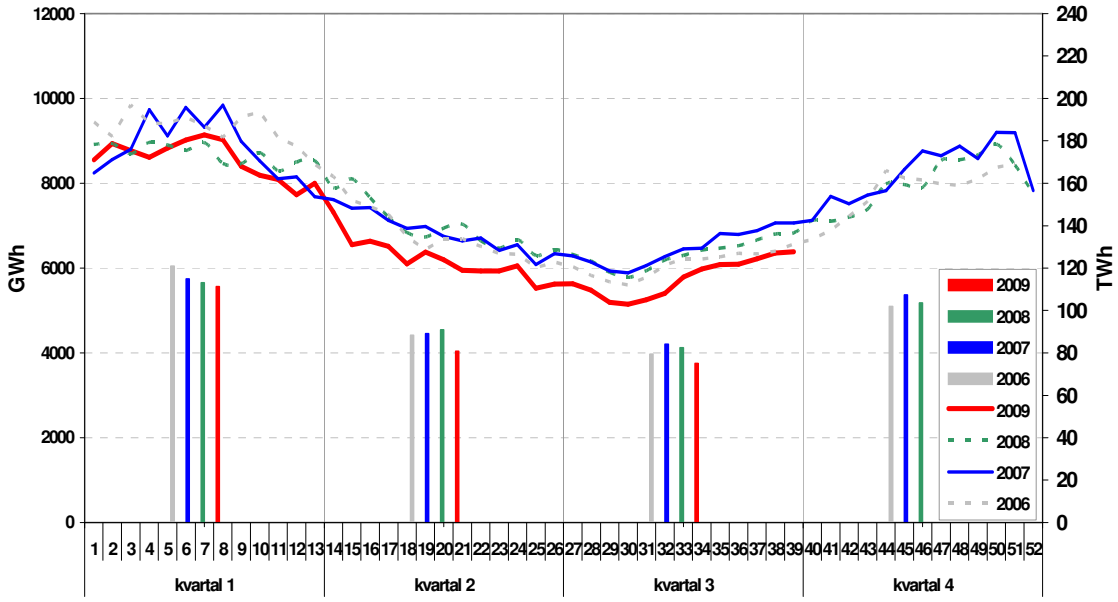
1.4 Forbruk

TWh	3.kv. 2009	Endring fra 3.kv. 2008	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	23,4	-10,0 %	121,7	-5,6 %
Sverige	27,0	-8,6 %	134,9	-5,8 %
Finland	17,3	-9,2 %	79,8	-8,0 %
Danmark	7,8	-4,6 %	34,7	-3,1 %
Norden	75,5	-8,8 %	371,1	-6,0 %

Det samlede nordiske kraftforbruket var 75,5 TWh i tredje kvartal i år. Det er 7,3 TWh lavere enn i samme kvartal i fjor. Det er det laveste kraftforbruket i tredje kvartal siden 1997. Lavere kraftetterspørsel i Norden har sammenheng med lavere aktivitetsnivå i den nordiske økonomien. Alle de nordiske landene opplevde nedgang i kraftforbruket i tredje kvartal år i forhold til samme periode i fjor.

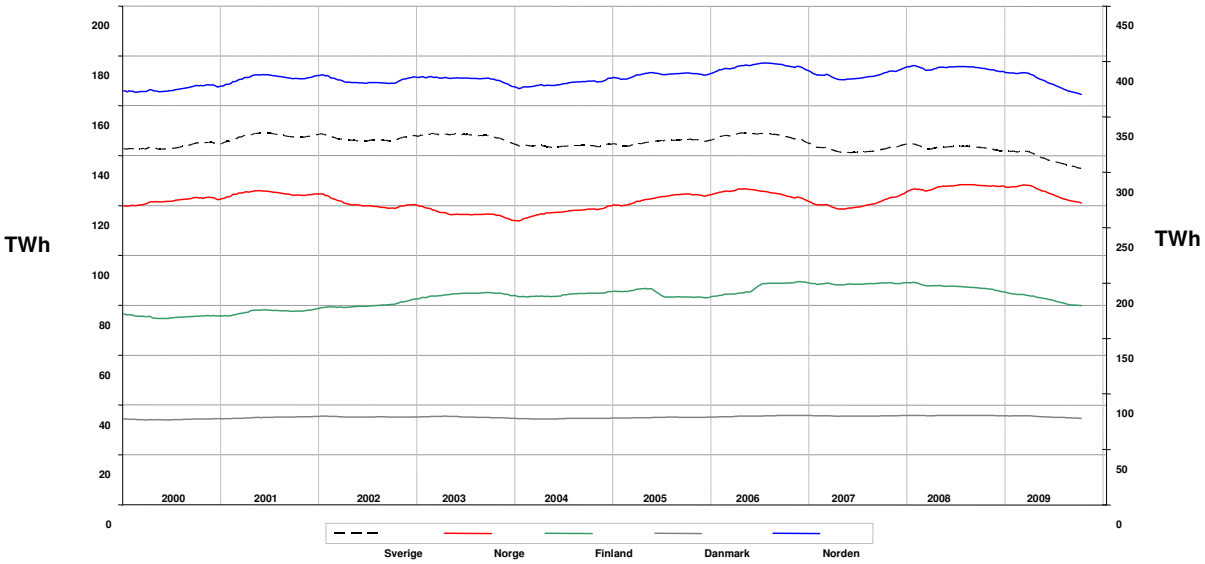
I sum for de siste 52 ukene har det nordiske kraftforbruket vært 371,1 TWh. Det er en nedgang på 23,6 TWh sammenlignet med de foregående 52 ukene. Ikke siden utgangen av andre kvartal 1998 har det nordiske kraftforbruket de siste 52 ukene vært lavere. Det har sammenheng med finanskrisen som rammet verdensøkonomien mot slutten av tredje kvartal i fjor.

Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for de siste 52 ukene fordelt på land. Med unntak av Danmark går en stor andel av kraftforbruket i de nordiske landene til oppvarming. Det danske kraftforbruket svinger mindre med temperaturendringer. Lavere kraftetterspørsel som følge av finanskrisen vises på figuren som fallende forbruk i alle land det siste året.

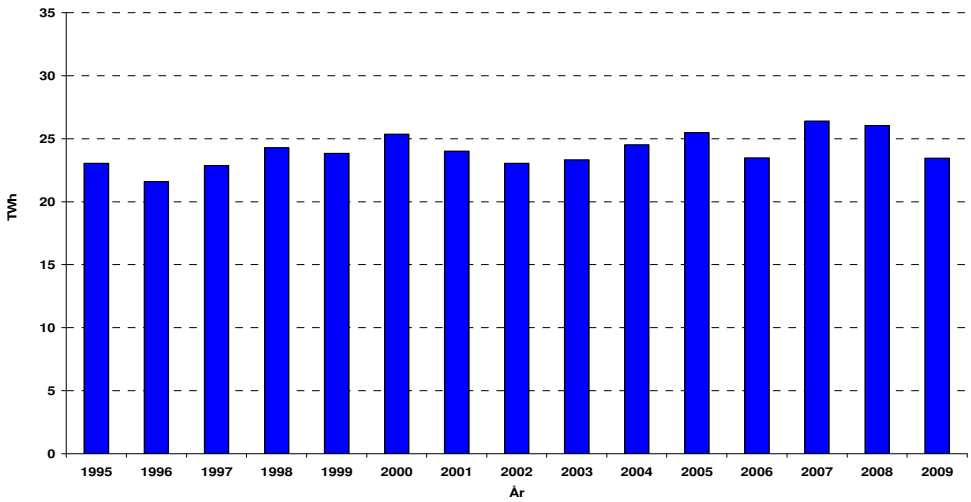
Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2009, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.4.1 Norge – fortsatt nedgang i forbruket

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i tredje kvartal 23,4 TWh mot 26,1 TWh i samme kvartal i 2008. Det er en nedgang på 10,0 prosent. Forbruket i dette kvartalet er på nivå med 2003 og 2006 og er det sjette laveste for perioden 1995-2009.

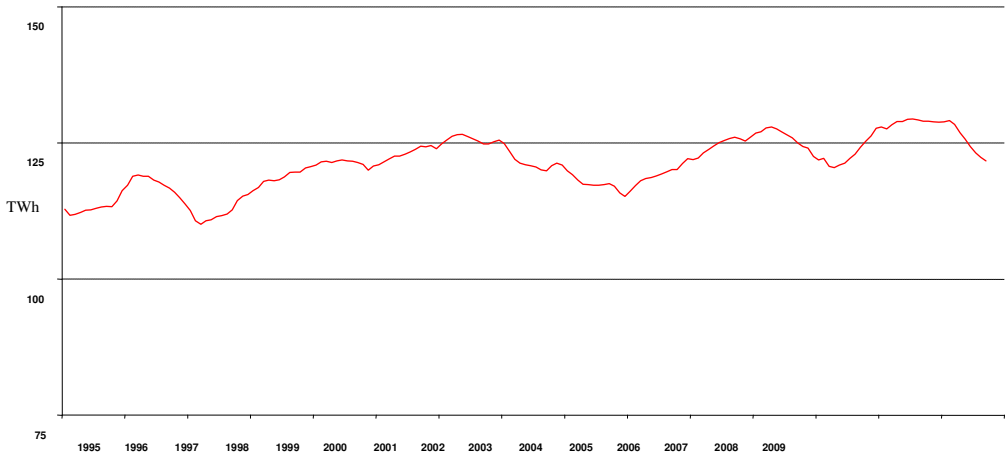
Figur 1.4.3 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i tredje kvartal for perioden 1995-2009, TWh. Kilde: NVE



I årets ni første måneder var elektrisitetsforbruket 86,1 TWh. Det er 7,1 TWh lavere enn i samme periode i 2008, dvs. en nedgang på 7,6 prosent.

De siste 12 månedene har elektrisitetsforbruket vært 121,7 TWh. Det er en nedgang på 7,3 TWh eller 5,6 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Korrigert til normale temperaturer er forbruksnedgangen 8,2 TWh eller 6,2 prosent. Forbruket de siste 12 månedene er vel 8 TWh lavere enn midlere årsproduksjon.

Figur 1.4.4 Innenlandsk elektrisitetsforbruk, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

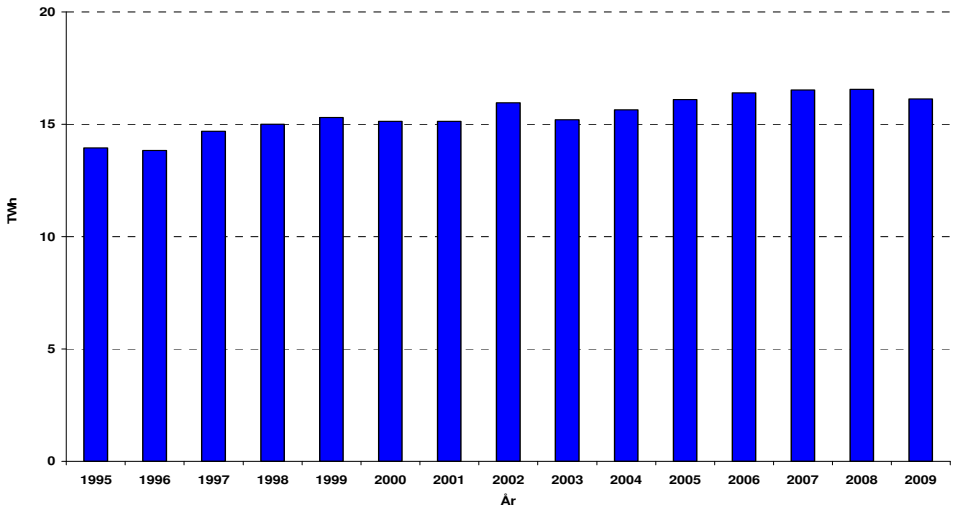


Fra april 2006 falt forbruket i 12 måneder. Fra mai 2007 fulgte en sammenhengende vekstperiode som flatet ut sommeren 2008. I tiden etter dette har forbruket falt. Hovedårsaken til utflatingen og nedgangen i forbruket er kraftig redusert økonomisk aktivitet på grunn av fallet i verdensøkonomien.

Forbruket i alminnelig forsyning var 15,4 TWh i tredje kvartal i år mot 16,2 TWh i tilsvarende kvartal i 2008. Det er en nedgang på 5,0 prosent. I årets ni første måneder var det en nedgang på 1,6 prosent og for siste 12-månedersperiode en nedgang på 1,4 prosent.

Tredje kvartal var noe varmere enn samme kvartal i 2008, men også en god del varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 16,1 TWh i tredje kvartal 2009 mot 16,5 TWh i tilsvarende kvartal i 2008. Det er en nedgang på 2,5 prosent. I årets ni første måneder var det en nedgang på 3,0 prosent og for siste 12-månedersperiode en nedgang på 2,4 prosent.

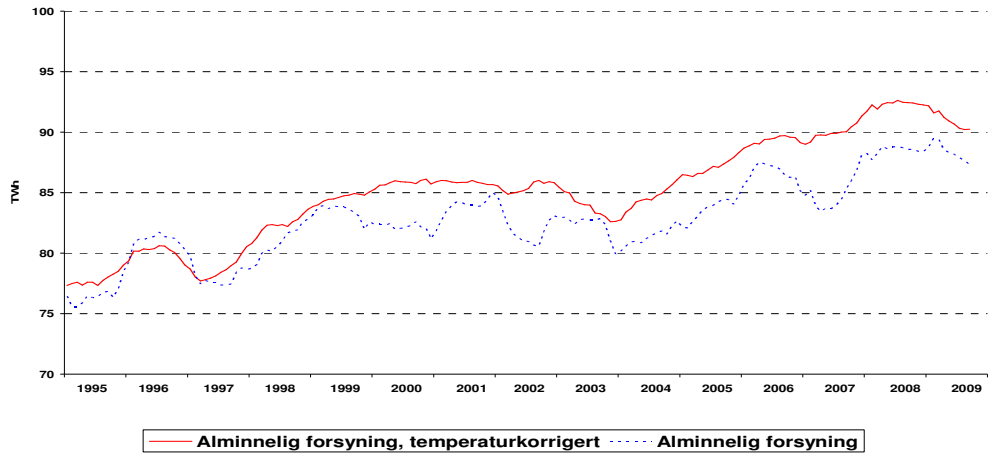
Figur 1.4.5 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, tredje kvartal 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.5 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i tredje kvartal stort sett har økt jevnt i hele perioden 2004-2008. I 2009 ser vi en nedgang i forbruket, noe som har sammenheng med finanskrisen og dens virkninger. Det temperaturkorrigerte forbruket i

alminnelig forsyning i tredje kvartal 2009 er likevel det fjerde høyeste som er blitt registrert i dette kvartalet.

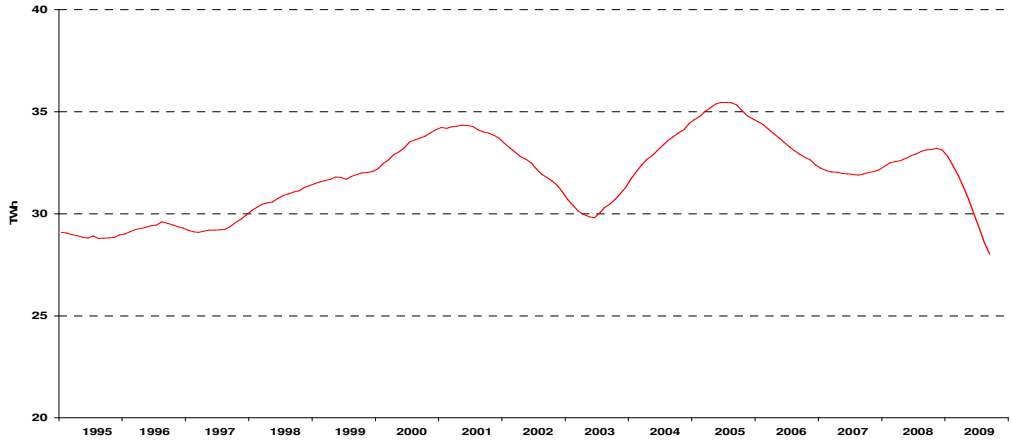
Figur 1.4.6 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.6 viser at det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å falle etter å ha steget fra februar 2007 til juli 2008.

Kraftforbruket i kraftintensiv industri har siden høsten 2005 falt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelser for deler av industrien som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. Fra høsten 2007 var det igjen økning i denne forbrukssektoren, mens vi i 2009 ser en sterk nedgang. En viktig forklaring på nedgangen finner vi i lave produktpriser grunnet det kraftige fallet i verdensøkonomien. Forbruket i kraftintensiv industri var i tredje kvartal 6,3 TWh. Dette er 23,6 prosent lavere enn i samme periode i 2008, hvor forbruket var 8,3 TWh. I første og annet kvartal 2009 var dette forbruket henholdsvis 7,1 og 6,5 TWh. I årets ni første måneder var forbruket 20,4 prosent lavere enn i samme periode i fjor. De siste 12 månedene har forbruket i kraftintensiv industri vært 28,0 TWh referert kraftstasjon. Det er en nedgang på 15,4 prosent fra året før.

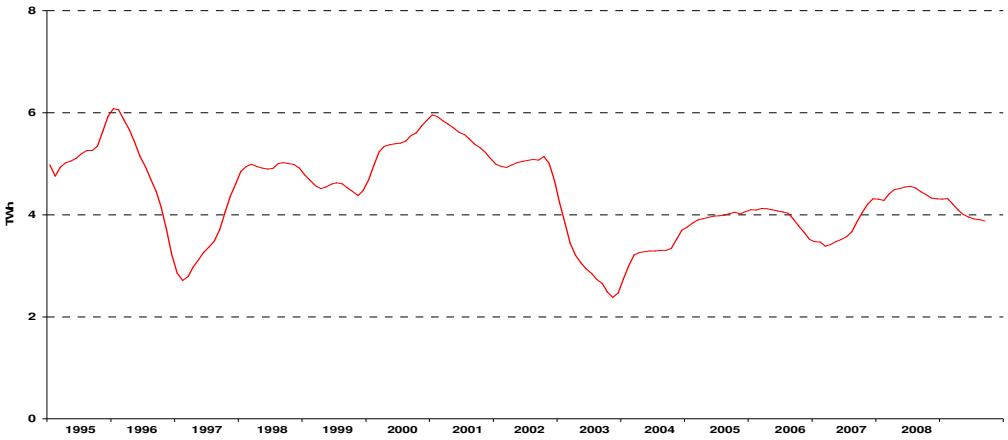
Figur 1.4.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE



Forbruket av kraft til elektrokjeler var i tredje kvartal 11,8 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2008. I årets ni første måneder var det en nedgang på 14,0 prosent. De siste 12 månedene har forbruket vært 3,9 TWh som er 12,9 prosent lavere enn i samme periode ett år

tidligere. 12-månedersforbruket er 65 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Figur 1.4.8 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 måneder, 1995-2009. TWh. Kilde: NVE

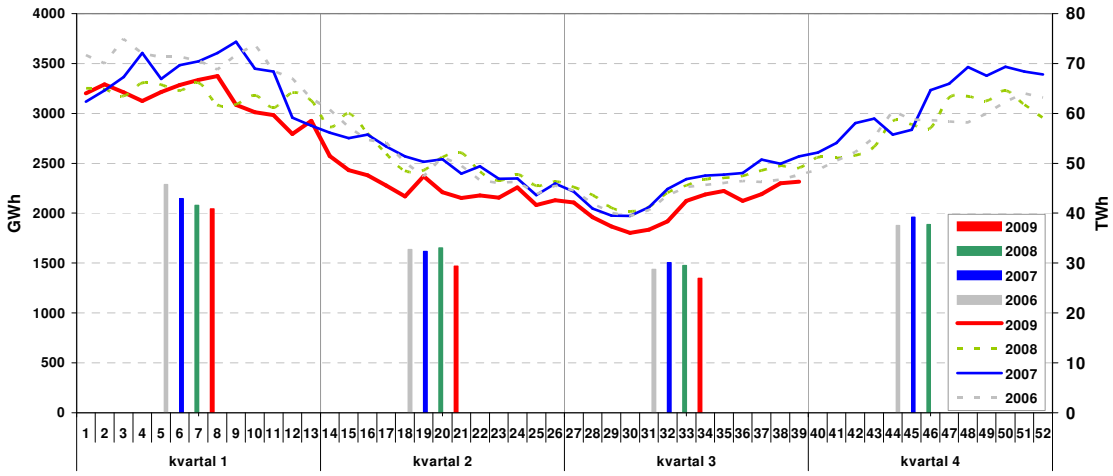


Fra høsten 2008 har oljeprisen falt kraftig, og den har siden holdt seg på et lavt nivå, selv om den har steget noe den siste tiden. Kraftprisene har også falt i denne perioden, men relativt sett ikke så mye som oljeprisen, bortsett fra i slutten av perioden. Dette antas å være hovedgrunnen til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjeler.

1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

Det svenske kraftforbruket var 27,0 TWh i tredje kvartal. Det er 2,5 TWh lavere enn i tredje kvartal i fjor. Korrigert for temperaturer var nedgangen noe mindre. Det temperaturkorrigerte svenske kraftforbruket var 27,4 TWh i tredje kvartal i år. Det svenske kraftforbruket var 134,9 TWh i sum for de siste 52 ukene. Det er det laveste svenske forbruket over 52 uker som er registrert siden før 1995.

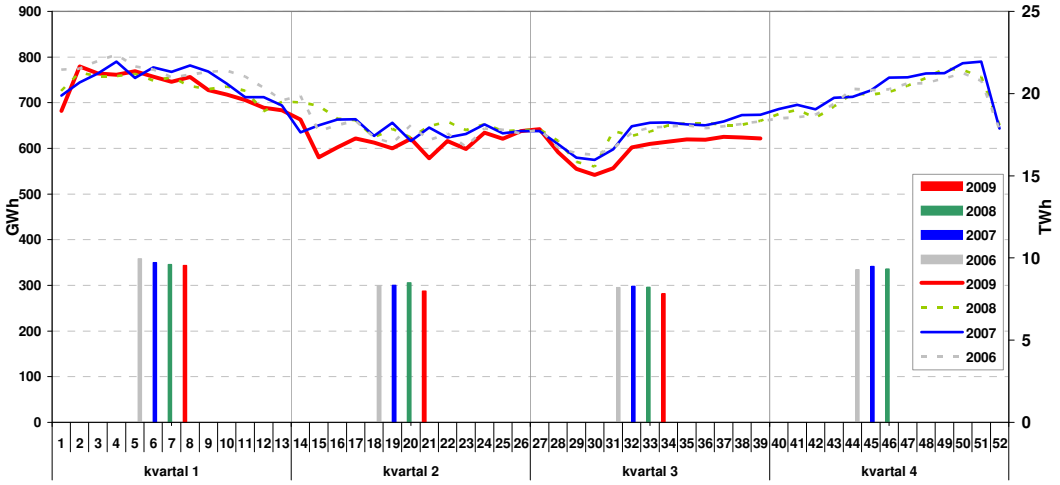
Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Kraftforbruket i Danmark var 7,8 TWh i tredje kvartal i år. Det er 0,4 TWh lavere enn i tredje kvartal i fjor. Nesten hele denne forbruksreduksjonen fant sted på Jylland. I sum for de siste 52

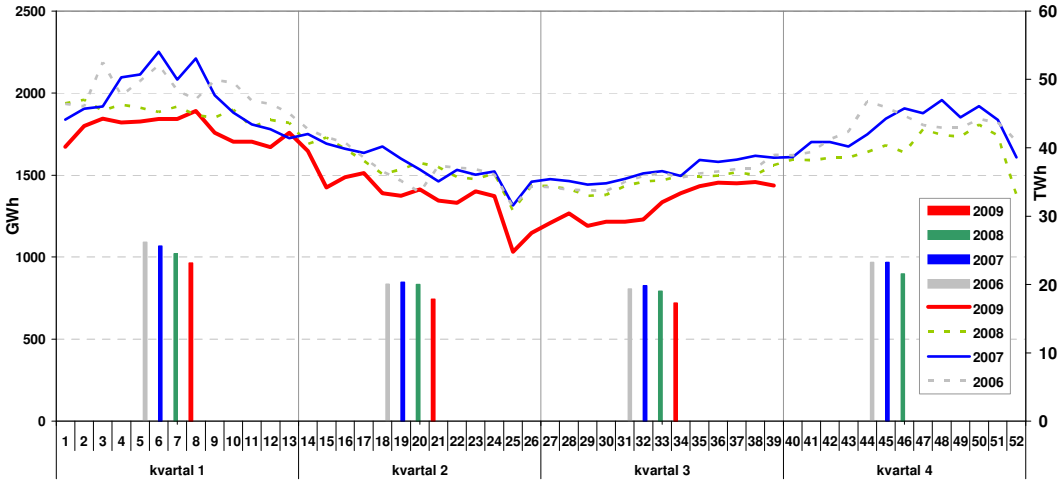
ukene var det danske kraftforbruket 34,7 TWh. Det er en nedgang på 1,1 TWh sammenlignet med de foregående 52 ukene.

Figur 1.4.10 Dansk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



Det finske kraftforbruket var 17,3 TWh i tredje kvartal i år. Det er en nedgang på 1,7 TWh fra samme periode i fjor, og er det laveste kraftforbruket i Finland i tredje kvartal siden 1999. De siste 52 ukene var det finske kraftforbruket 79,8 TWh. Det er i underkant av 7 TWh mindre enn i de foregående 52 ukene. Ikke siden utgangen av andre kvartal 2002 har årsforbruket i Finland vært lavere.

Figur 1.4.11 Finsk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



1.5 Andre energibærere i Norge

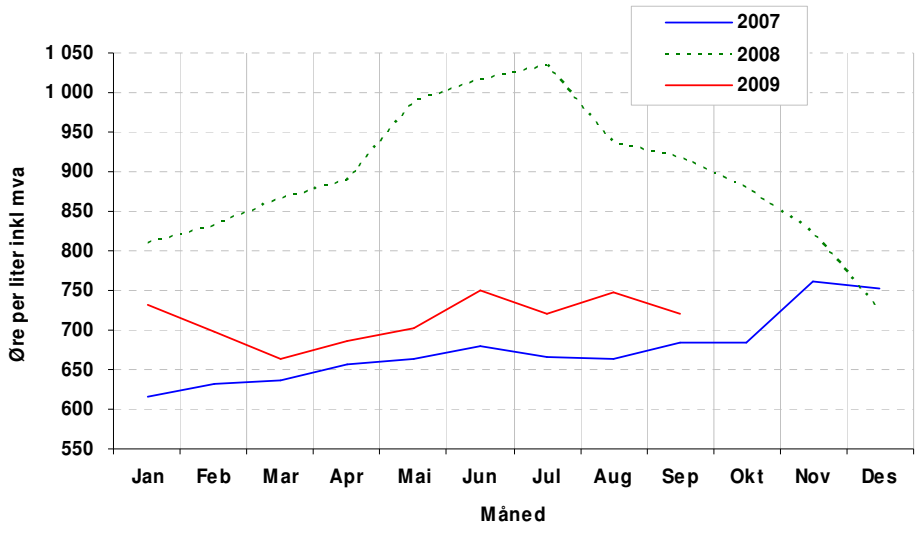
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energibærere til stasjonær sluttbruk, og fjernvarme har økende utbredelse. For andre energibærere enn elektrisitet foreligger ikke offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salgstall for petroleumsprodukter kan benyttes som en indikator på sluttbruk av petroleumsprodukter. For de andre energibærerne tar vi med tall avhengig av om slike er tilgjengelige fra interesseorganisasjoner eller SSB.

Fyringsoljer

Av petroleumsprodukter til oppvarming i stasjonær sektor benyttes i hovedsak fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin benyttes stort sett i husholdningene. Lett fyringsolje benyttes i flere sektorer, men vi fokuserer her på stasjonære formål innenfor industri, bergverk og kraftforsyning, husholdninger, næringsbygg mv. og offentlig virksomhet. Bruken av petroleumsprodukter til oppvarming avhenger i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukere har utstyr som tillater veksling til den til enhver tid rimeligste energibæreren.

Gjennomsnittspris[3] på lett fyringsolje har i tredje kvartal 2009 vært rundt 24 prosent lavere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser at prisen steg kraftig i første halvdel av 2008, før den igjen sank kraftig. Prisene viste en svak stigning i andre kvartal 2009, før de flatet ut i tredje kvartal

Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kilde Norsk Petroleumsinstitutt



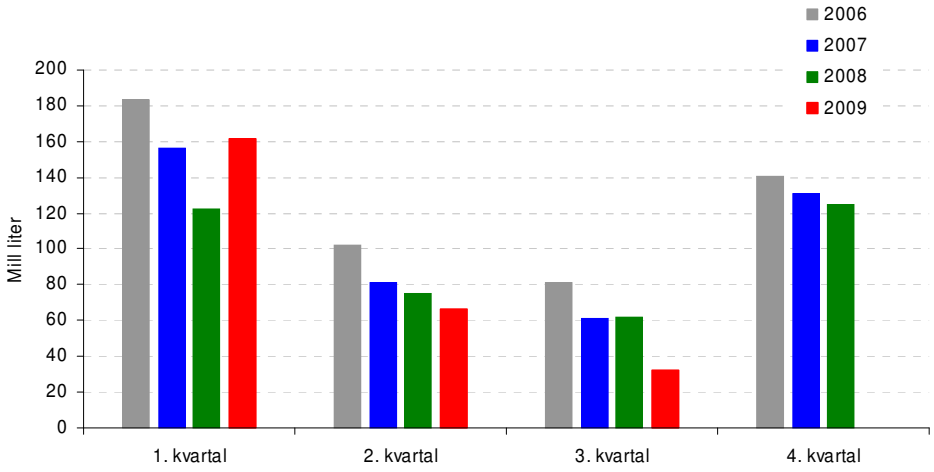
Figuren under viser at det i tredje kvartal 2009 ble solgt 32 millioner liter lett fyringsolje til de aktuelle sektorene (industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v., og offentlig

[3] Priser fra Norsk petroleumsinstitutt, som bruker priser SSB samler inn i forbindelse med komsumprisindeksen. For fyringsolje er det levering av olje med standard kvalitet fra oljeselskapene til fem ulike steder i Norge som samles inn. Prisene er medregnet dropptillegg, kjøretillegg og gjennomsnittlig rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av disse prisene regnes et veid gjennomsnitt.

virksomhet). Dette er en nedgang på ca. 48 prosent både fra tredje kvartal 2008, og i forhold til tredje kvartal 2007. Alle tre kjøpergruppene har redusert forbruket, men det er særlig gruppen industri, bergverk og kraftforsyning som har redusert sitt forbruk.

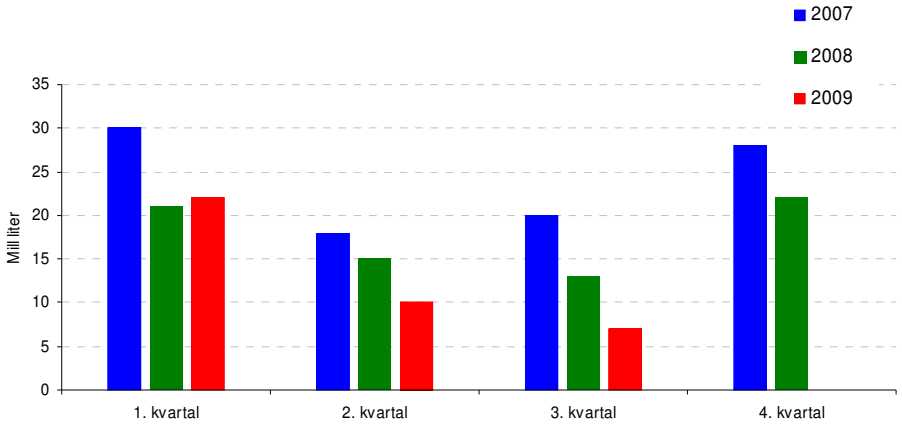
Utviklingen i salget viser nå samme trend som tidligere. I første kvartal var riktignok salget av fyringsolje en del over normalt. Dette kan imidlertid ha hatt sammenheng med en kuldeperiode i februar, samt at prisen på fyringsolje sank kraftig høsten 2008 og våren 2009, mens prisen på el var høy og ikke sank like raskt som prisen på fyringsolje. I deler av andre og i tredje kvartal har derimot oljeprisene steget, mens prisen for elektrisitet fortsatt har vært stabile eller sunket. Dette kan være med på å forklare nedgangen i salget av fyringsoljer i tredje kvartal.

Figur 1.5.2 Kvartalsvis salg av lett fyringsolje for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet, 2006-2009. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I tredje kvartal 2009 ble det solgt 7 millioner liter fyringsparafin mot 13 millioner liter i tredje kvartal 2008, og 20 millioner i tredje kvartal 2007. Det er en reduksjon på 46 prosent i forhold til tilsvarende kvartal i fjor. Salget i første kvartal var langt over normalen, noe som trolig skyldes en kuldeperiode i februar, relativt lave priser på olje og høyere priser på el. Salget av fyringsparafin har jevnt over gått ned siden 2003.

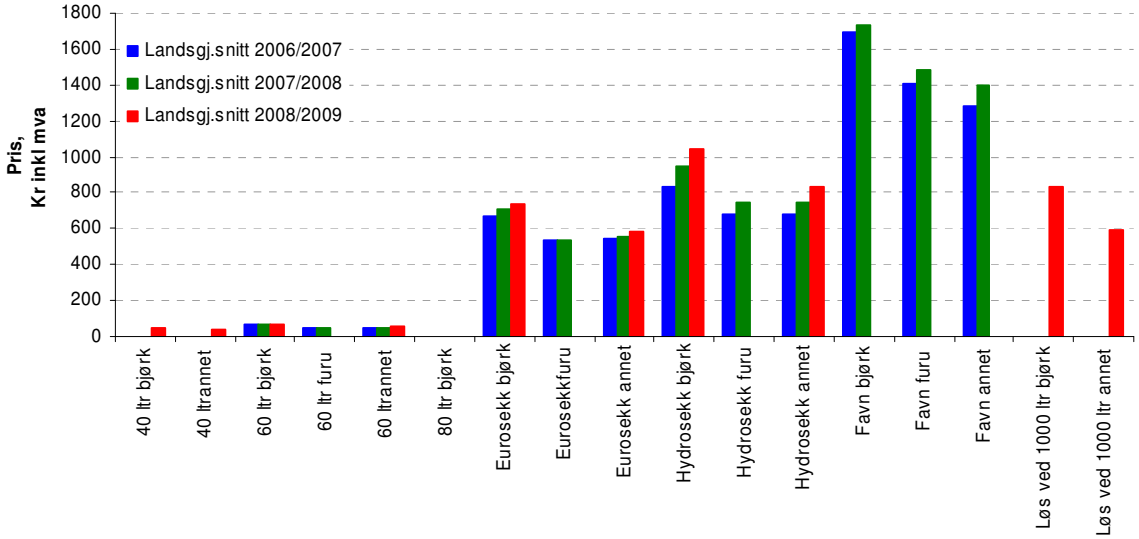
Figur 1.5.3 Kvartalsvis salg av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, boliger, næringsbygg m.v, og offentlig virksomhet, 2007-2009. Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



Ved

Norsk Ved gjennomfører årlig en markedsundersøkelse blant sine medlemmer. Figuren viser landsgjennomsnitt for hvilke priser medlemmene oppga å operere med vinteren 2006/2007, 2007/2008 og 2008/2009. Inndeling i volumgrupper ble endret ved siste undersøkelse. En har gått vekk fra begrepet favn[4], mens løsvekt 1000 liter har kommet blitt innført som gruppe. I tillegg er furu fjernet som egen vedtype under alle volumgruppene. Endringene i grupper fremkommer i figur 1.5.4.

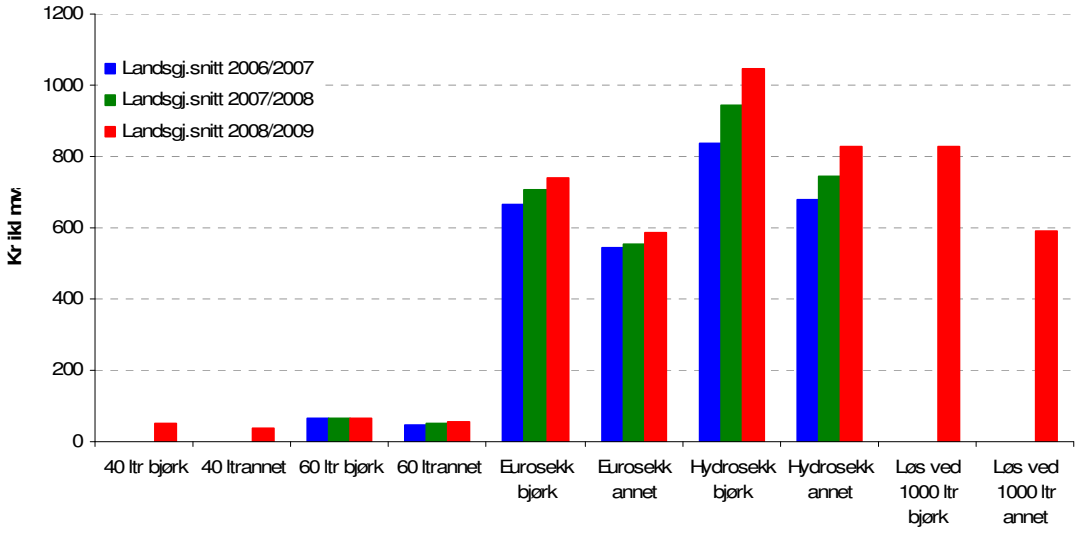
Figur 1.5.4 Priser for ved fyringssesongene 2006/2007, 2007/2008 og 2008/2009. Alle volumgrupper. Kilde: Norsk Ved



[4] 1 favn tilsvarer ca. 3 Eurosekker (1 m3), også kalt Europall storsekker, eller 2 Hydrosekker (1,5 m3), også kalt hydropall storsekker.

For å bedre illustrere utviklingen har vi i figur 1.5.5 kun tatt med volumgruppene der data foreligger for 2008/2009. Som en ser av figur 1.5.5 har prisene steget noe. Både 60 liter sekker og eurosekker har steget med mellom 5 og 6 prosent, mens hydrosekkene har steget med ca 11 prosent. Prisene viser relativt store variasjoner på landsbasis, og tallene fra Norsk Ved viser at prisene på Vestlandet ligger høyest, mens Østlandet og Nord Norge ser ut til å ha de laveste prisene.

Figur 1.5.5 Priser for ved fyringssesongene 2006/2007, 2007/2008 og 2008/2009. Utvalgte volumgrupper. Kilde: Norsk Ved



SSBs tall for 2008 viser at vedforbruket i norske boliger og fritidsboliger i 2008 var 1,44 millioner tonn. Til sammen utgjør dette et teoretisk energiinnhold på ca 6,7 TWh og nyttiggjort energi på ca 3,6 TWh. Se NVEs kvartalsrapport 2009-2 for mer informasjon.

Annen bioenergi

Se Kvartalsrapport 1/2009 for utvikling av produksjon, salg og priser for pellets og briketter.

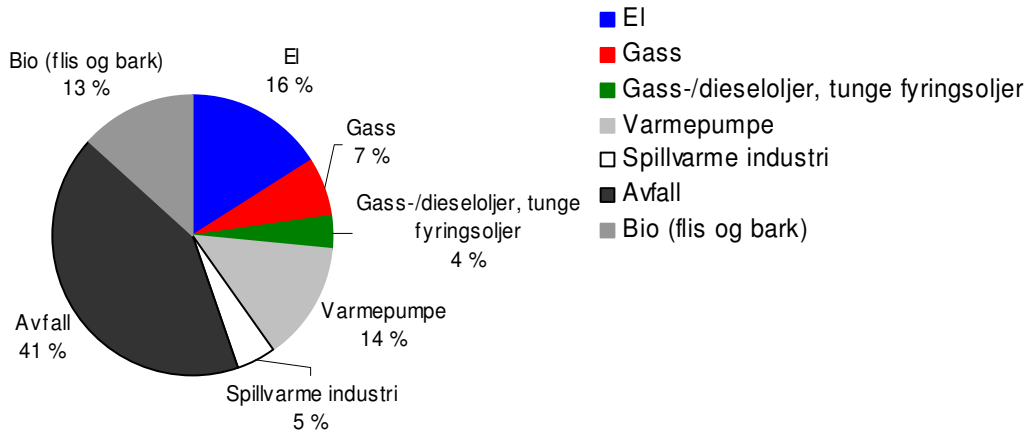
Varmepumper

Se Kvartalsrapport 2/2009 for utvikling i salg av varmepumper.

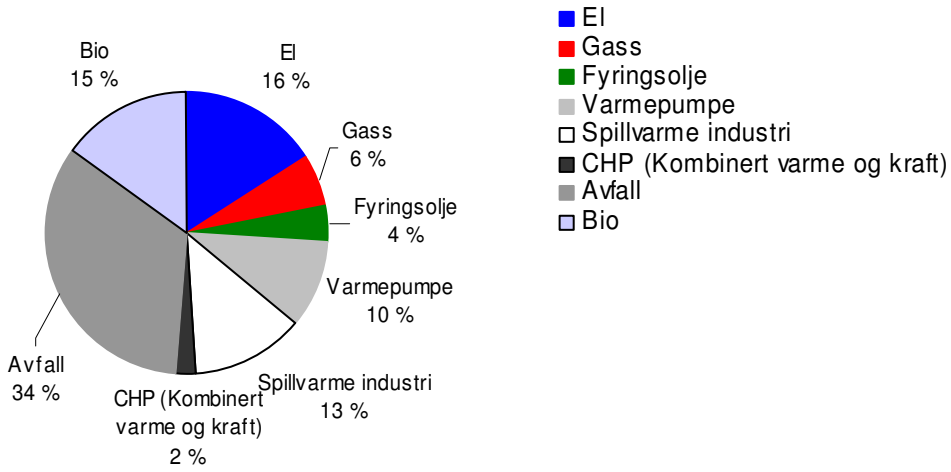
Fjernvarme

Nye tall fra Norsk Fjernvarme og SSB viser at det ble produsert ca 3,74 TWh fjernvarme i 2008. Det ble dessuten investert 1 250 mrd kr i 2008, hvorav 546 millioner til produksjonsanlegg og 454 millioner til distribusjonsanlegg. Det ble dessuten bygget ca 150 nye km med distribusjonsrør for fjernvarme. Lengden på nettet anslås til ca 1000 km i 2008.

Figur 1.5.6 Nettoproduksjon av fjernvarme 2008, fordelt på ulike varmesentraler. Kilde: SSB



Figur 1.5.7 Forventet fordeling av energibærer/energikilde i produksjon av fjernvarme i 2020. Kilde: Norsk Fjernvarme



Se Kvartalsrapport 2/2009 for utvikling og mer informasjon om levert fjernvarme i 2008 og fordeling av varmen på brukergrupper.

Gass

Se Kvartalsrapport 2/2009 for informasjon om utvikling i bruk av gass.

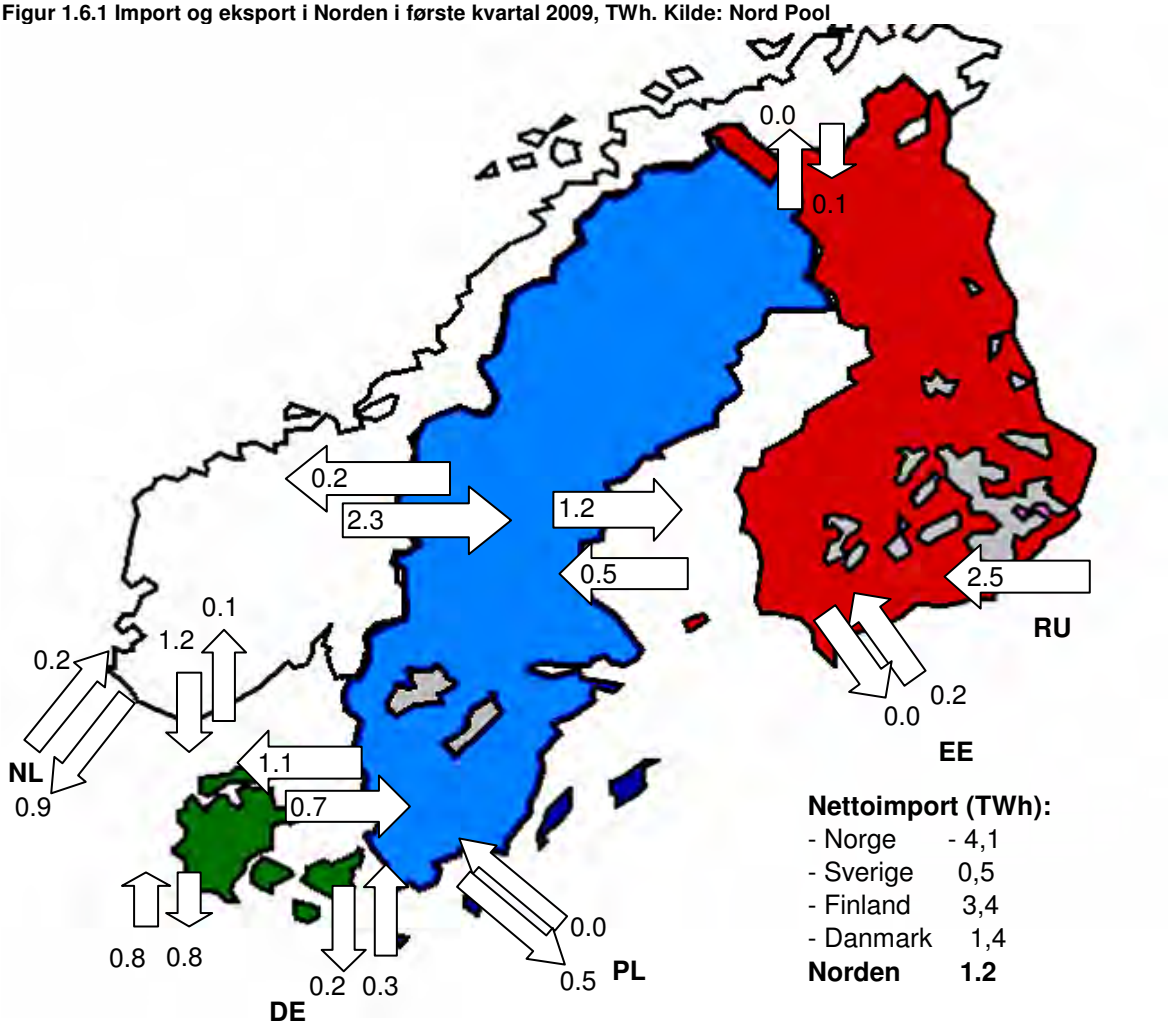
1.6 Kraftutveksling

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	3.kv. 2009	3.kv. 2008	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	-4,1	-4,7	-8,9	-11,5
Sverige	0,5	0,6	3,9	-2,1
Finland	3,4	2,7	10,5	12,1
Danmark	1,4	1,9	-0,3	1,6
Norden	1,2	0,5	5,2	0,0

Den nordiske nettoimporten av elektrisk kraft var 1,2 TWh i tredje kvartal i år. Det er 0,7 TWh mer enn i tilsvarende kvartal i fjor. Både kraftproduksjonen og kraftforbruket har falt sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor, men produksjonsnedgangen har vært større enn forbruksnedgangen blant annet som følge av forsinkelser i oppstarten av svenske kjernekraftverk som har vært ute til vedlikehold. I likhet med tredje kvartal i fjor var Norge eneste nettoeksportør, mens Sverige, Finland og Danmark var nettoimportører av kraft.

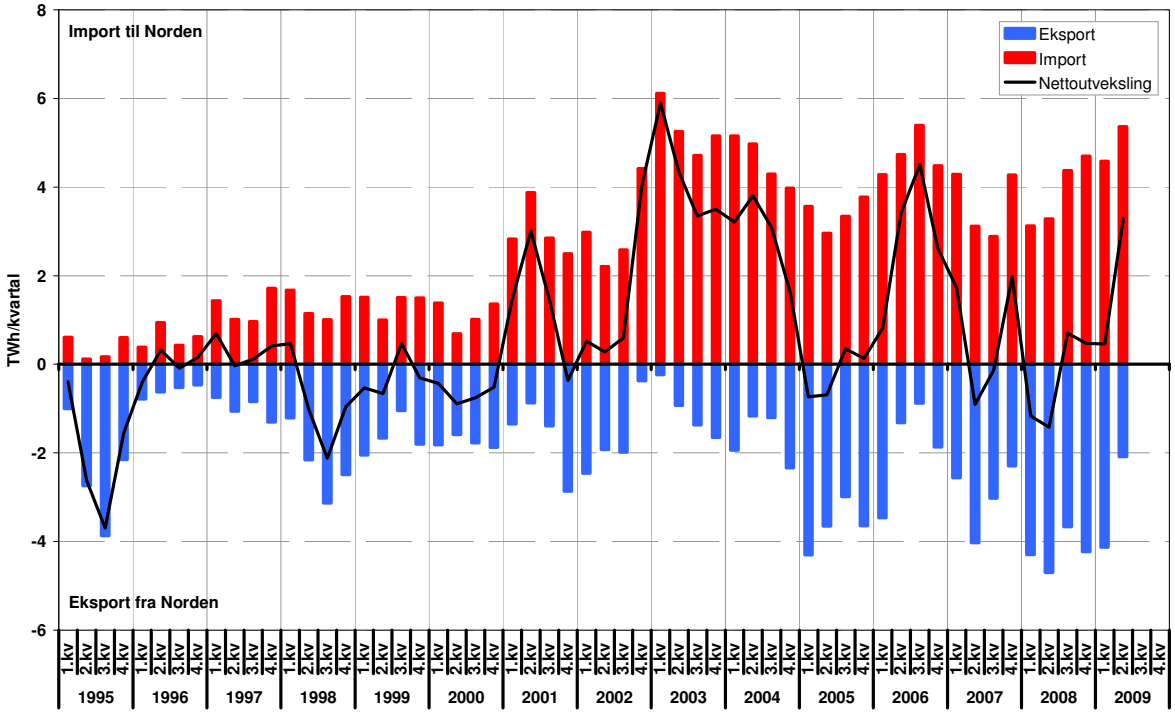
Det har vært nordisk nettoimport i samtlige av de fire siste kvartalene. De siste 52 ukene utgjør den nordiske nettoimporten 5,1 TWh. I de foregående 52 ukene var den nordiske kraftutvekslingen i balanse. Mer enn halvparten av den nordiske nettoimporten som har vært de siste 52 ukene var i andre kvartal i år. Lav vannkraftproduksjon som følge av mindre tilsig og lav magasinfylling har bidratt til økt nordisk nettoimport i dette kvartalet sammenlignet med i fjor.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i første kvartal 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



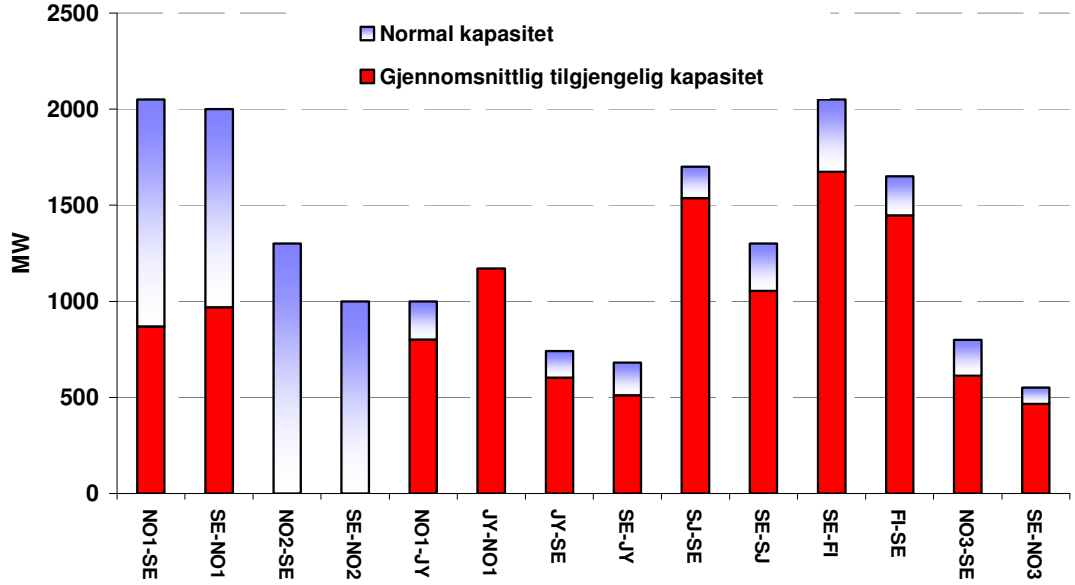
Når det gjelder forbindelsene ut av Norden var det størst endringer i utvekslingen med Tyskland fra tredje kvartal i fjor til tredje kvartal i år. Det var 0,1 TWh nordisk nettoimport fra Tyskland i tredje kvartal i år, mens det var 1,4 TWh nordisk nettoeksport i tilsvarende kvartal i fjor. Lavere tyske priser i tredje kvartal har bidratt til økt import fra Tyskland. I tillegg har begrenset eksportkapasitet til Tyskland dempet den nordiske eksporten. Den norske nettoeksporten til Nederland var noe redusert sammenlignet med tredje kvartal i fjor. Finland importerte til sammen 2,7 TWh fra Russland og Estland i forrige kvartal. Det er 0,6 TWh mindre enn i samme kvartal for ett år siden.

Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1995-2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Det var flere begrensninger i overføringskapasiteten på forbindelsene mellom de nordiske områdene i tredje kvartal. Feilen som oppstod på kablene i Oslofjorden har ført til redusert kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige siden mars i fjor. I tredje kvartal var den gjennomsnittlige kapasiteten i retning Sverige 42 prosent av normal kapasitet og 48 prosent i retning Sør-Norge. Det er noe mer enn i tilsvarende kvartal i fjor. Da var det under 40 prosent av normal kapasitet i begge retninger. I midten av fjerde kvartal var det normal kapasitet igjen mellom Sør-Norge og Sverige. Arbeidet på kraftlinjen Nea-Järpströmmen mellom Midt-Norge og Sverige førte til null overføringskapasitet mellom Sverge og Midt-Norge fra 22. juni til 15. oktober. Dette førte til at overføringskapasiteten mellom Nord-Norge og Sverige ble redusert med mellom 10 og 20 prosent i tredje kvartal.

Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalgte nordiske overføringsforbindelser i tredje kvartal 2009, MW. (fra – til) Kilde: Nord Pool



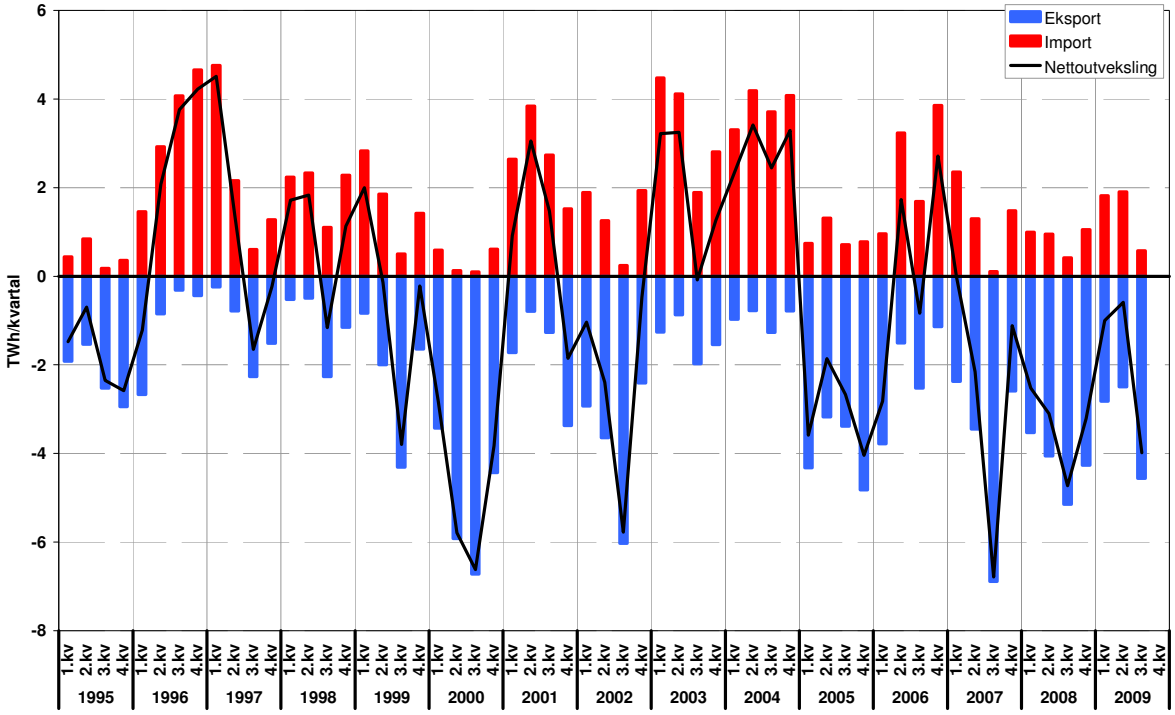
1.6.1 Norge

Den samlede norske nettoeksporten utgjorde 4,1 TWh i tredje kvartal. Det er 0,6 TWh lavere enn i tredje kvartal i fjor. Det er kun fire år tidligere med høyere norsk nettoeksport i tredje kvartal. Året med høyest norsk nettoeksport i tredje kvartal var i 2007. Da var det rekordhøy vannkraftproduksjon og 6,9 TWh norsk nettoeksport.

Hoveddelen av den norske nettoeksporten gikk til Sverige i tredje kvartal. Samlet var det 2,1 TWh norsk nettoeksport til Sverige i dette kvartalet. Det er likt med tilsvarende kvartal i fjor. På grunn av begrensningene i overføringskapasiteten mellom Sverige og Midt- og Nord-Norge var det i hovedsak fra Sør-Norge det ble eksportert norsk kraft til Sverige. I andre halvdel av tredje kvartal var det ensidig norsk eksport fra Sør-Norge til Sverige i nær alle timer. Lav svensk kjernekraftproduksjon bidro til svensk etterspørsel etter norsk vannkraft. Sammen med mer tilsig enn normalt og oppgang i magasinfyllingen, medvirket dette til den ensidige eksporten fra Sør-Norge til Sverige utover kvartalet.

Den norske nettoeksporten til Danmark var 1,1 TWh i tredje kvartal. Norge importerte like mye kraft fra Danmark som i tredje kvartal i fjor, men eksporterte 0,4 TWh mindre enn i fjor. Økt dansk vindkraftproduksjon kan forklare deler av nedgangen i den norske eksporten til Danmark i forhold til tredje kvartal i fjor.

Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1995-2009. TWh. Kilde: Nord Pool



1.6.2 Andre nordiske land

Det var 0,5 TWh svensk nettoimport i tredje kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det 3,3 TWh nettoeksport. Sverige har vært nettoimportør i tredje kvartal i fire av de fem siste årene. Nettoimporten har imidlertid falt siden 2006. I tredje kvartal 2006 var det 4,1 TWh samlet svensk nettoimport. Det er den høyeste svenske nettoimporten som er registrert i tredje kvartal.

Den svenske nettoeksporten falt med 1,1 TWh fra tredje kvartal i fjor til tredje kvartal i år. Mindre tilgjengelig kjernekraftkapasitet i Sverige forklarer noe av nedgangen. Det var og mer tilgjengelig overføringskapasitet fra Danmark til Sverige sammenlignet med i fjor. Dette kan ha medvirket til økt dansk eksport til Sverige. Det var 0,1 TWh svensk nettoimport fra Tyskland i tredje kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det 0,3 TWh svensk nettoeksport til Tyskland. Den svenske eksporten til Polen økte med 0,1 TWh fra tredje kvartal i fjor.

I løpet av tredje kvartal ble det importert 2,5 TWh elektrisk kraft fra Russland til Finland. Nedgangen kan forklares med at bare 30 prosent av den normale overføringskapasiteten fra Russland var tilgjengelig i fire uker i midten av kvartalet som følge av vedlikehold på finsk side av kabelen. Den finske importen fra Estland var 0,4 TWh lavere i tredje kvartal i år enn i fjor. Dette kan også forklares med kapasitetsbegrensinger i overføringskapasiteten. Mindre finsk import fra Russland og Estland førte til økt finsk import fra Sverige. Det var 0,7 TWh finsk nettoimport fra Sverige i tredje kvartal i år. I samme kvartal i fjor var det 0,7 TWh finsk nettoeksport til Sverige. Totalt var det 3,4 TWh finsk nettoimport i tredje kvartal i år.

Det var 1,4 TWh samlet dansk nettoimport i tredje kvartal i år. Det er kun i tredje kvartal i fjor at det har vært høyere dansk nettoimport. Da var det 1,9 TWh dansk nettoimport. Det var redusert dansk nettoimport fra Norge og Sverige sammenlignet med i fjor. Den danske utvekslingen med Tyskland var i balanse i tredje kvartal i år, mens det var 1,1 TWh dansk

nettoeksport til Tyskland i samme kvartal i fjor. Det har vært betydelige reduksjoner i overføringskapasiteten mellom Danmark og Tyskland, og det kan delvis forklare nedgangen i den danske eksporten til Tyskland sammenlignet med tredje kvartal i fjor.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

Den gjennomsnittlige spotprisen gikk ned i alle de tre norske elspotområdene fra andre til tredje kvartal 2009. Sør-Norge hadde størst prisnedgang med 15 prosent, og snittprisen for kvartalet endte på 253 kr/MWh. I tredje kvartal hadde Midt- og Nord-Norge en snittpris på henholdsvis 266 og 269 kr/MWh. Dette er en nedgang på 14 og 13 prosent fra andre kvartal.

Elspotpriser kr/MWh	3. kv. 2009	Endring fra 3.kv. 2008	Endring fra 2.kv. 2009	Siste 12 mnd.	Endring fra foregående 12 mnd.
Sør-Norge (NO1)	253	-36 %	-15 %	330	10 %
Midt-Norge (NO2)	266	-49 %	-14 %	346	-11 %
Nord-Norge (NO3)	269	-44 %	-13 %	345	-9 %
Sverige	312	-41 %	3 %	357	-8 %
Finland	313	-41 %	3 %	356	-8 %
Sjælland (DK2)	330	-40 %	8 %	385	-10 %
Jylland (DK1)	306	-45 %	1 %	357	-19 %
Tyskland (EEX)	323	-45 %	13 %	412	-18 %

Elspotprisen i de andre nordiske elspotområdene økte fra andre til tredje kvartal. Sverige og Finland hadde snittpriser på 312 og 313 kr/MWh, en økning på 3 prosent fra kvartalet før. På Jylland og Sjælland økte prisene med 1 og 8 prosent, og endte i snitt på 306 og 330 kr/MWh.

Det var spesielt de norske spotprisene i siste halvdel av tredje kvartal som trakk ned de norske snittprisene i tredje kvartal. I siste halvdel av kvartalet gikk spotprisen i de norske elspotområdene ned, mens elspotprisene i de andre nordiske områdene gikk opp. Etter et relativt tørt halvår med fyllingsgrad under normalt i Norge, økte tilsigene i august, og Norge fikk en magasinfylling som normalt. Norsk kraftproduksjon økte, og sammen med begrensninger i overføringsnettet mellom Norge og naboområdene presset dette de norske prisene ned. I slutten av kvartalet hadde Midt- og Nord-Norge priser nede i 85 kr/MWh. I tredje kvartal var det ikke tilgjengelig overføringskapasitet mellom Midt-Norge og Sverige. Nord-Norge hadde lavere overføringskapasitet til Sverige enn normalt, og det var ingen kapasitet tilgjengelig fra Sverige til Nord-Norge. Det var også begrensninger i overføringskapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige.

Snittprisen ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX) økte med 13 prosent fra andre kvartal til tredje kvartal. Snittprisen ble 323 kr/MWh, som er 7 kr/MWh lavere enn snittprisen på Sjælland.

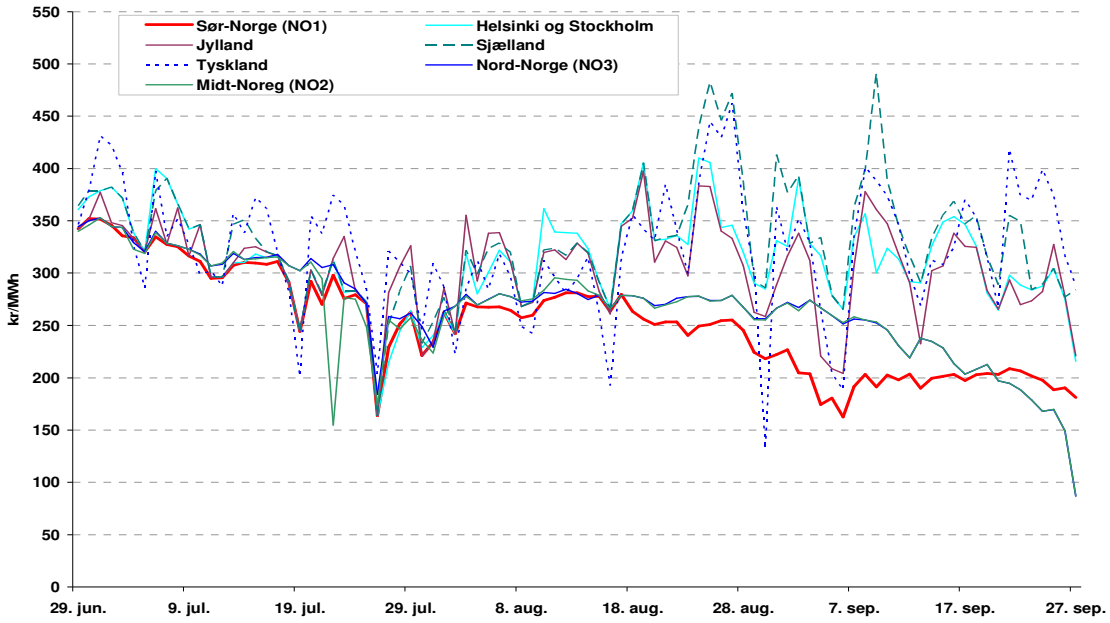
Sammenlignet med tredje kvartal 2008 var de nordiske kraftprisene vesentlig lavere i tredje kvartal 2009. I Midt-Norge var snittprisen nesten 50 prosent lavere enn i tredje kvartal i 2008, og mellom 36 og 45 prosent lavere i de andre nordiske områdene. Spotprisen i Tyskland var 45 prosent lavere enn i samme periode i fjor. Prisnedgangen har sammenheng med at den økonomiske aktiviteten i Norden og på kontinentet har vært lavere i år enn på samme tid i fjor. Med tilsig og magasinfylling som normalt tidligere i år sammen med mer svensk

kjernekraftproduksjon enn det har vært, kunne vi ha sett enda lavere priser i Norden i den aktuelle perioden.

I starten av tredje kvartal 2009 var spotprisen i Sør-Norge mer sammenfallene med spotprisen i Midt- og Nord-Norge enn i siste halvdel av kvartalet. Fra midten av august til de to siste ukene av kvartalet var den sørnorske spotprisen lavere enn i de to andre norske elspotområdene. I de to siste ukene falt spotprisen i Midt- og Nord-Norge under den sørnorske prisen. Mye tilsig sammen med lite overføringskapasitet ut av områdene ga lave priser.

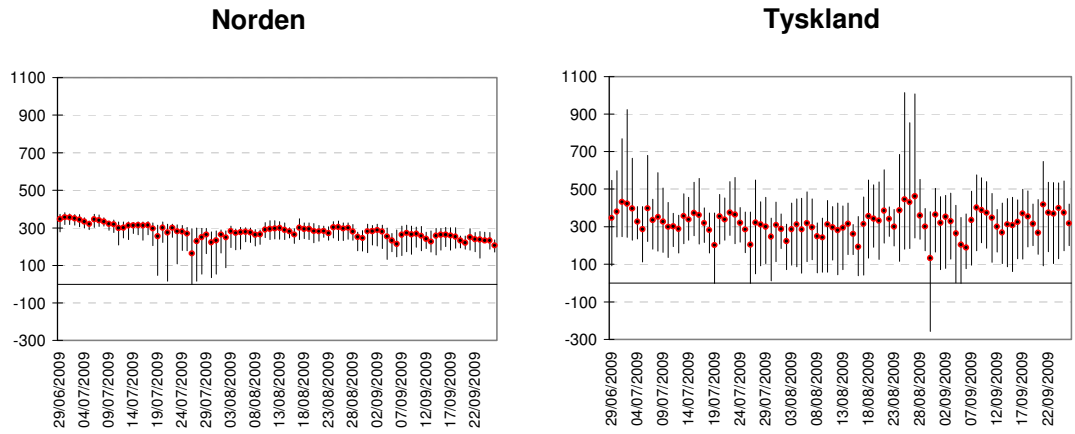
På grunn av arbeid på linjene mellom Midt-Norge og Sverige og mellom Nord-Norge og Sverige var det ofte flaskehalser mellom disse områdene gjennom tredje kvartal. Normalt sett, når mer overføringskapasitet er tilgjengelig, er ofte timeprisene i Midt- og Nord-Norge lik prisen i Sverige og Finland. Prisforskjellene mellom de nordiske elspotområdene samt Tyskland gjennom tredje kvartal, gjenspeiles i figur 1.7.1.

Figur 1.7.1 Spotpriser i tredje kvartal 2009, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX



Den tyske kraftprisen viser større variasjon gjennom døgnet enn den nordiske systemprisen. Den nordiske kraftproduksjonen er dominert av vannkraft som er billigere å regulere enn termisk kraft. Termisk kraft dominerer den tyske kraftproduksjonen. I tredje kvartal 2009 var den gjennomsnittlige døgnvariasjonen i den nordiske systemprisen 111 kr/MWh. Det er 5 kroner mer enn i andre kvartal. Ved den tyske kraftbørsen EEX var den gjennomsnittlige døgnvariasjonen 350 kr/MWh. Det er også 5 kroner mer enn i kvartalet før.

Figur 1.7.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt og prisvariasjoner over døgnet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool og EEX



Spotprisen i Sør-Norge var lavere enn i de andre nordiske elspotområdene i over 57 prosent av timene i tredje kvartal 2009. Til sammenligning var spotprisen i Sør-Norge lavere enn i de andre områdene i ca. 30 prosent av timene i andre kvartal 2009. Prisforskjeller mellom elspotområdene forårsakes av flaskehalser i nettet.

Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområdene, tredje kvartal 2009. Kilde: Nord Pool

3. kvartal 2009		Lavest elspot-pris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høyest elspot-pris	NO1		26.0 %	16.6 %	0.5 %	0.5 %	2.6 %	0.5 %	13.2 %
	NO2	58.2 %		3.3 %	8.7 %	8.4 %	21.7 %	8.7 %	23.6 %
	NO3	59.8 %	15.4 %		6.6 %	6.6 %	21.1 %	6.6 %	23.1 %
	Sverige	67.3 %	68.5 %	60.5 %		0.0 %	26.3 %	0.3 %	22.8 %
	Finland	68.9 %	69.2 %	62.2 %	3.7 %		29.4 %	2.8 %	24.5 %
	Jylland	57.6 %	63.8 %	57.7 %	14.2 %	14.1 %		7.2 %	15.9 %
	Sjælland	72.8 %	70.8 %	65.7 %	24.1 %	24.0 %	40.4 %		23.8 %
	Kontek	67.4 %	67.2 %	64.2 %	34.0 %	33.8 %	35.6 %	14.7 %	

1.7.2 Terminmarkedet

Terminprisene på kvartalskontraktene på Nord Pool for første og andre kvartal 2010 gikk ned gjennom tredje kvartal 2009. Ved starten av kvartalet kunne en kontrakt for første kvartal 2010 handles for 400 kr/MWh. På slutten av kvartalet var prisen på samme kontrakt 281 kr/MWh. Terminprisen på kontrakten for andre kvartal 2010 var priset til 333 kr/MWh på begynnelsen av tredje kvartal 2009. På slutten av kvartalet kunne kontrakten handles for 252 kr/MWh.

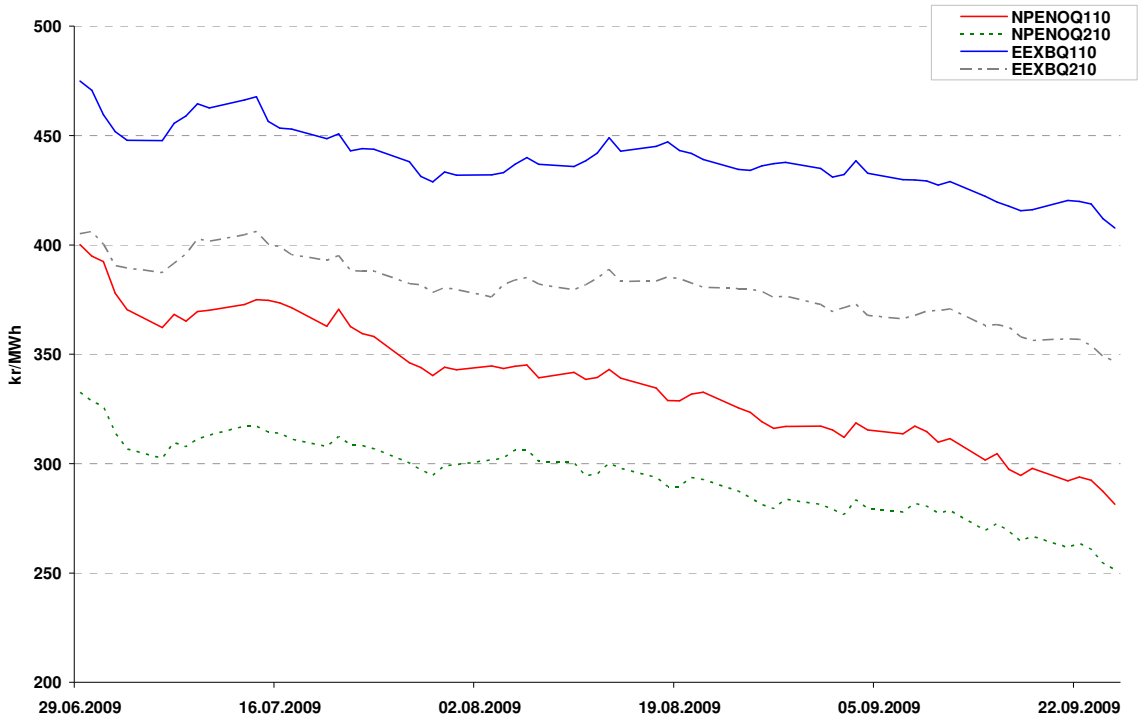
I første halvår i 2009 var magasinfyllingen godt under normalt. Høsten ble våtere enn forventet og fyllingsgraden normaliserte seg. Sammen med prisfall i markedene for fossile brensel og utslippsretter for CO_2 kan dette ha medvirket til prisnedgang i det nordiske terminmarkedet.

Terminprisene falt noe mindre på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange. Terminprisene på kvartalskontraktene for første og andre kvartal 2010 gikk ned med henholdsvis 67 og 59 kr/MWh fra første dag til siste dag i tredje kvartal 2009. Nedgangen har sammenheng med at prisene på fossile brensel og utslippsretter for CO_2 gikk ned. På slutten av kvartalet kunne kontraktene handles for 408 og 347 kr/MWh.

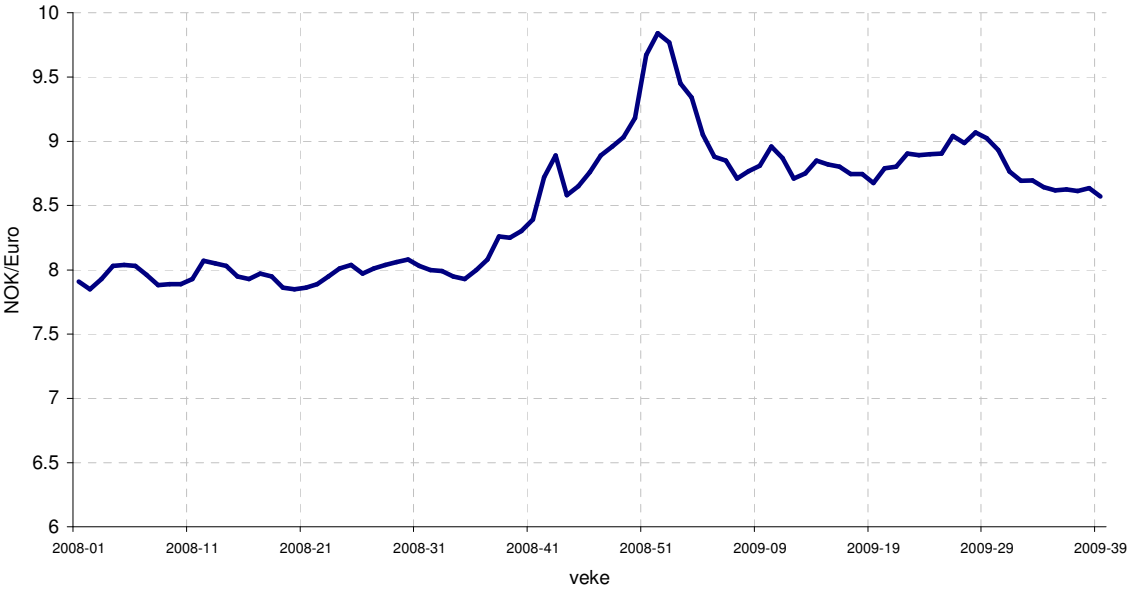
Kontraktene på Nord Pool og EEX prises i euro. I løpet av tredje kvartal styrket krona seg i forhold til euro. I uke 27 kostet en euro 9,0 kroner, mens den i uke 39 kostet 8,6 kroner. Prisnedgangen på kontraktene målt i euro er derfor mindre enn det figur 1.7.3 viser.

Figur 1.7.3 viser prisutvikling på terminkontraktene på Nord Pool og EEX for første og andre kvartal 2010 gjennom tredje kvartal 2009. Grafene viser at de utvalgte kontraktene på Nord Pool falt mer enn tilsvarende kontrakt ved EEX.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i tredje kvartal 2009, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



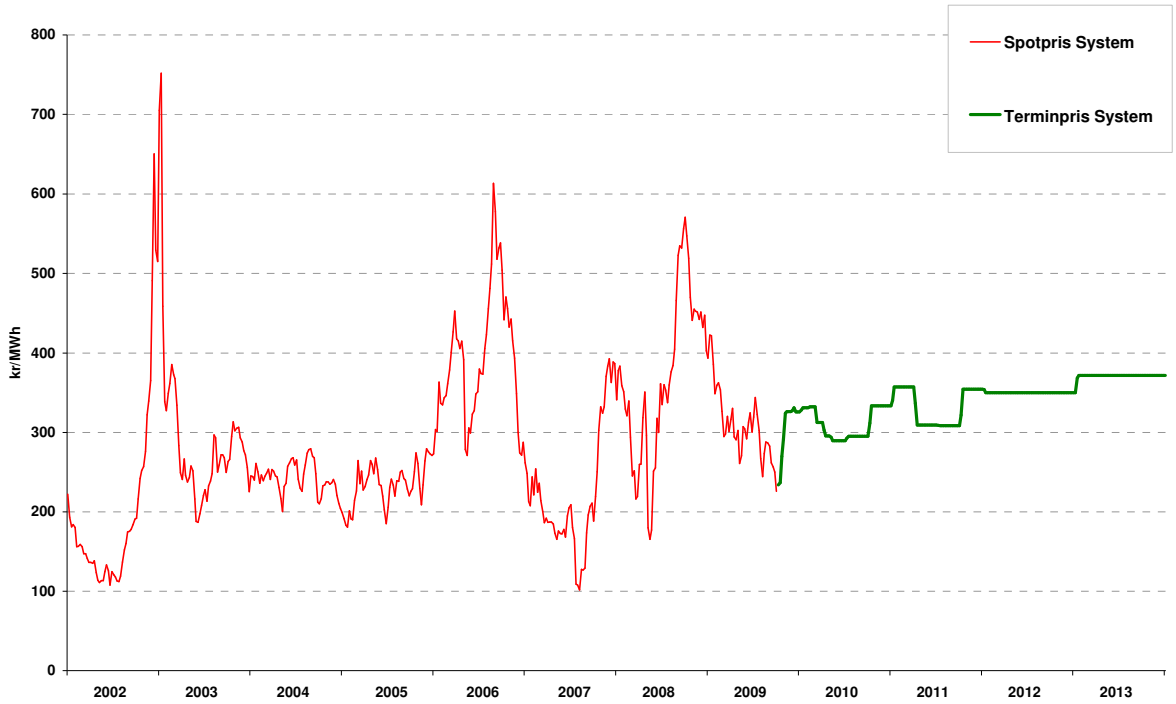
Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kilde: Nord Pool Spot



I den siste uka i tredje kvartal 2009 lå systemprisen på Nord Pool på 226 kr/MWh. Terminprisene for fjerde kvartal 2009 var 234 kr/MWh for uke 40 og 326 kr/MWh for uke 52.

For 2010 lå snittprisen på ca 310 kr/MWh. Terminkontraktene for 2011 og 2012 ble handlet for rundt 330 og 350 kr/MWh, mens kontraktene for 2013 lå rund 370 kr/MWh.

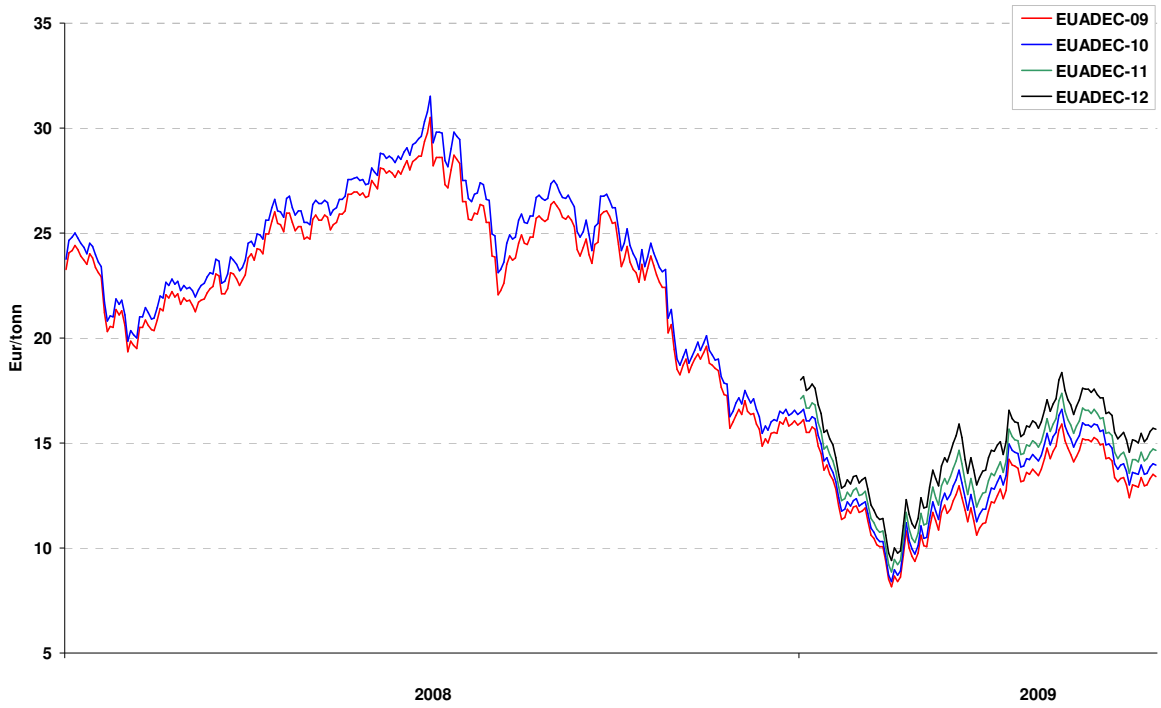
Figur 1.7.5 Nordisk systempris og priser i terminmarkedet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool Spot



Gjennomsnittlig pris på utslippsretter for CO_2 for 2009 var 14,3 euro/tonn i tredje kvartal. Prisen på utslippsretter for 2010, 2011 og 2012 var noe høyere. Kontraktene var priset til om lag 15 euro/tonn CO_2 for utslipp i 2010 og 2011, mens prisen på utslipp i 2012 lå på over 16 euro/tonn CO_2. Prisen på utslippretter av CO_2 økte mot midten av tredje kvartal for så å gå ned igjen mot slutten av kvartalet. Selv om prisen på kontraktene gikk opp på slutten av kvartalet, var prisen lavere da enn i starten av kvartalet.

Utslippsretter for CO_2 påvirker prisen på elektrisk kraft da utslippsrettene er en del av kostnadene i termisk kraftproduksjon. Lavere pris på utslippsretter gir derfor en lavere kraftpris og vice versa.

Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO_2 i EU ETS, euro/tonn. Kilde: Nord Pool Spot



På slutten av fjoråret falt prisen på naturgass på de tre største handelsplassene: National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydelig. Den nedadgående trenden fortsatte gjennom første kvartal 2009 for så å stabilisere seg på rundt 100 øre pr. standard kubikkmeter (Sm^3) i andre kvartal. I tredje kvartal 2009 gikk prisen på National Balancing Point opp til 140 øre pr. Sm^3 i starten av kvartalet, for så å falle til 101 øre pr. Sm^3 på slutten.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk i Storbritannia med en virkningsgrad på 55 prosent, ville brenselskostnadene for gass handlet på spotmarkedet (eksklusiv rørtariff innenlands) i tredje kvartal i 2009 vært i snitt 220 kr/MWh. Det er en økning på 39 kr/MWh i forhold til andre kvartal. Til sammenligning var brenselskostnaden i tredje kvartal i 2008 i snitt 569 kr/MWh.

Figur 1.7.7 viser utviklingen i prisen på kontrakten for nærmeste kvartal (Front Quarter) på gass levert i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) fra 2006 og ut tredje kvartal 2009.

Figur 1.7.7 Gasspriser *front quarter* i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2009, øre/Sm3. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited

Også prisen på kull økte fra andre til tredje kvartal 2009. I kvartalets første uke ble kontrakten for det nærmeste kvartalet (Front Quarter) handlet for 70 dollar/tonn. Prisen var på sitt høyeste i uke 29 med 74 dollar/tonn. I den siste uken gikk den samme kontrakten for 69 dollar/tonn, 1 dollar lavere enn ved inngangen av kvartalet. Snittprisen i tredje kvartal endte på 71 dollar/tonn.

Med en kullpris på 70 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport fra Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) i et kullkraftverk som benytter importert kull med 40 prosent virkningsgrad vært 140 kr/MWh, bare 1 krone mer enn i andre kvartal. Til sammenligning var denne kostnaden 321 kr/MWh i tredje kvartal 2008.

Figur 1.7.8 viser kullprisen fra 2006 til og med tredje kvartal 2009. API2 er en indeks for prisutvikling på kull der frakt- og forsikringskostnader er inkludert. API2 måler priser for kull levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

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

1.8 Sluttbrukermarkedet

1.8.1 Priser og prisutvikling

I tredje kvartal 2009 har markedspriskontrakt vært den mest lønnsomme kontraktsformen for en husholdning i Norge. Prisen for en markedspriskontrakt var lavest i Sør-Norge, med en gjennomsnittspris på 33,6 øre/kWh. I Midt- og Nord-Norge var gjennomsnittsprisen henholdsvis 35,1 og 35,5 øre/kWh.

I alle de norske elspotområder har prisen på en markedspriskontrakt gått ned fra forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er reduksjonen i prisen vesentlig større, med variasjoner fra 18,1 til 31,8 øre.

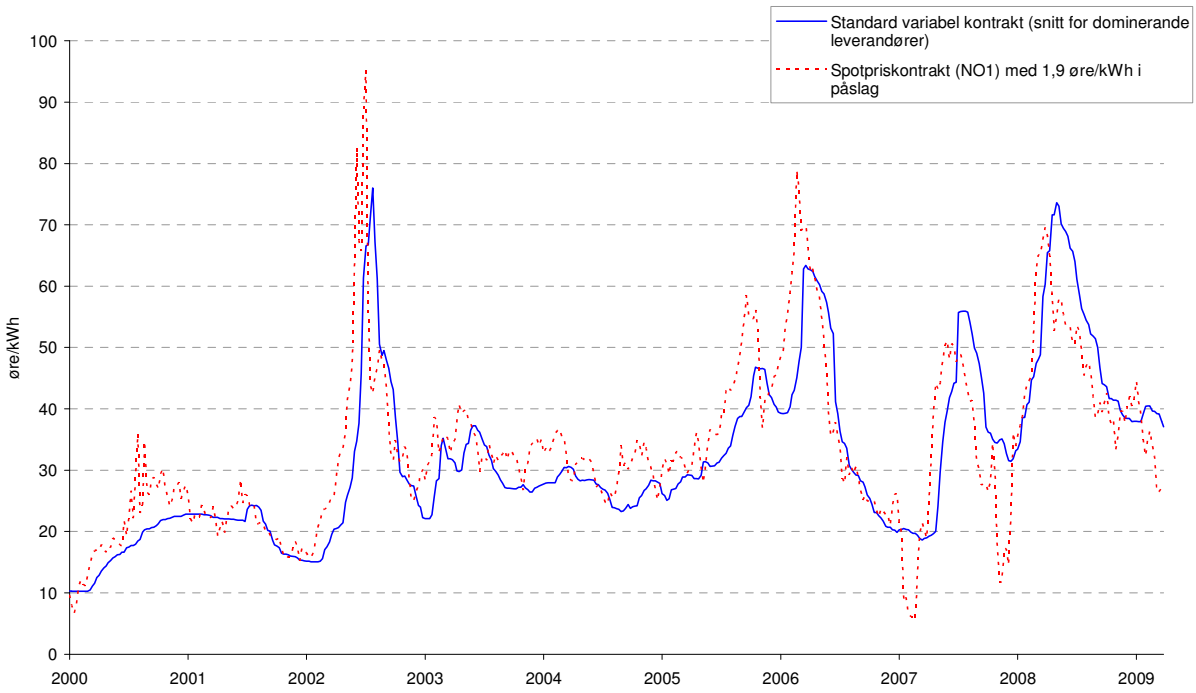
Husholdningene øre/kWh	3. kv. 2009	Endring fra 2. kv. 2009	Endring fra 3. kv. 2008
Markedspriskontrakt (spot):			
Sør-Norge (NO1)	33,6	-5,4	-18,1
Midt-Norge (NO2)	35,1	-5,6	-31,8
Nord-Norge (NO3)	35,5	-5,0	-26,7
Standard variabel:			
Dominerende leverandører[5]	39,0	-1,1	-5,6
Landsdekkende[6]	37,0	-1,4	+2,4
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	44,6	-0,4	-6,4
Kontraktsvalg (%):			
Markedspris/spot	53,6	+5,4	+8,1
Fastpris	4,9	-2,3	-3,5
Standard variabel	41,5	-3,1	-4,6

De landsdekkende leverandører av standard variabel kraftleveringskontrakt har i gjennomsnitt hatt en pris på 37,0 øre/kWh i tredje kvartal 2009. Det er 2,0 øre lavere enn gjennomsnittsprisen til de dominerende leverandører. Prisdifferansen mellom disse leverandørgruppene har økt siden sist kvartal, ved at prisnedgangen hos de landsdekkende har vært større enn hos de dominerende leverandører av standard variabel kraftleveringskontrakt. Likevel er prisdifferansen i tredje kvartal 2009 adskillig lavere enn hva den var i tilsvarende kvartal i fjor, da de landsdekkende i gjennomsnitt var 10,0 øre billigere enn de dominerende leverandører.

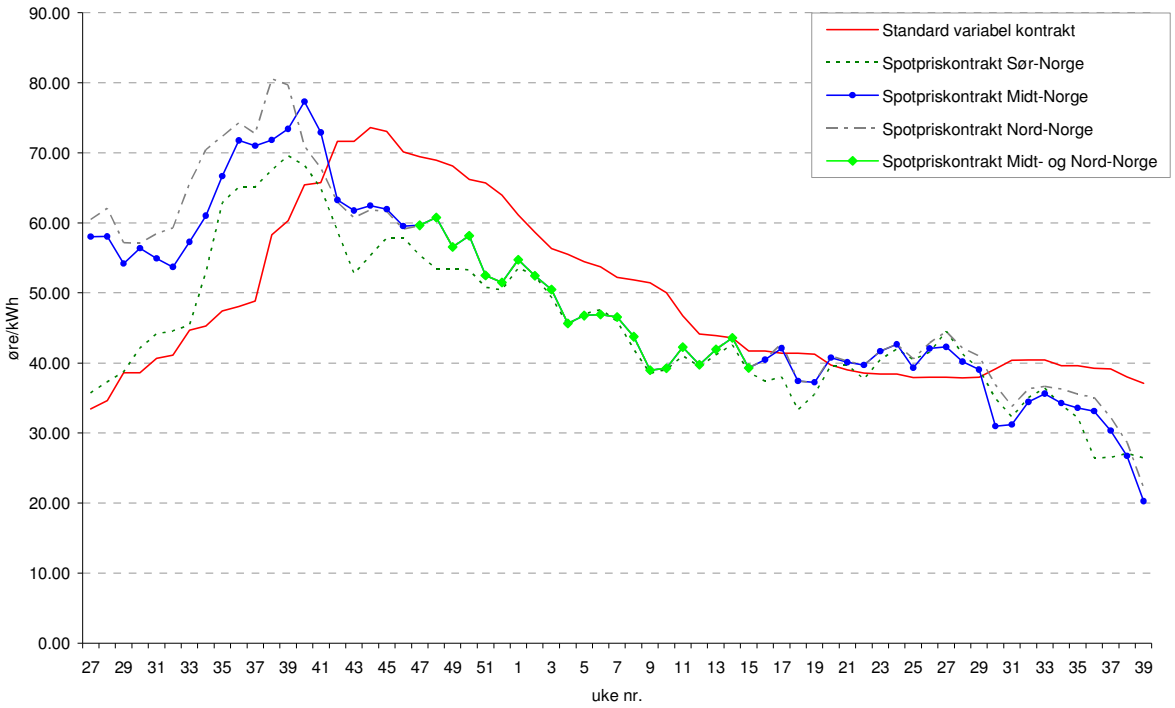
[5] Volumveid gjennomsnitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

[6] Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke volumveid).

1.8.1 Standard variabel kratpris kontrakt og spotpriskontrakt (NO1) med påslag, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.8.2 Standard variabel kraftpris for dominerende leverandører og spotpriskontrakt (NO1, NO2 og NO3) med påslag, øre/kWh. Mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.1 sammenligner snittprisen for standard variabel kraftpris for de dominerende leverandører med spotpris for Sør-Norge pluss 1,9 øre/kWh påslag for perioden 2000 til og med andre kvartal 2009.

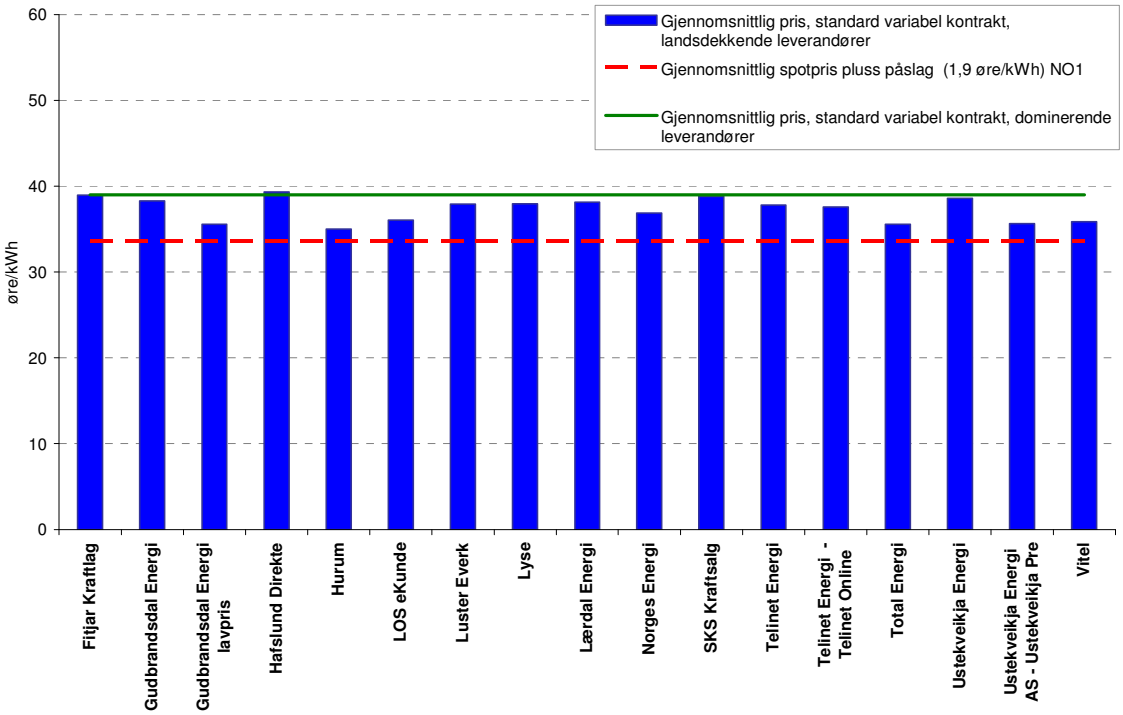
I figur 1.8.2 sammenlignes standard variabel kraftpris for dominerende leverandører med spotpriskontrakt med 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør-Norge (NO1), Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) fra tredje kvartal 2008 til og med tredje kvartal 2009.

I tredje kvartal 2009 har det vært en fallende prisutvikling for Norges tre spotområder. Det har i tillegg vært betydelige prisvariasjoner i løpet av kvartalet. Størst variasjon var det i Nord-Norge, hvor prisen har variert fra 22,2 til 44,5 øre/kWh. Prisen i Midt- og Nord-Norge har fulgt et tilsvarende utviklingsmønster, likevel var det kun i uke 38 at prisen i disse områdene var den samme.

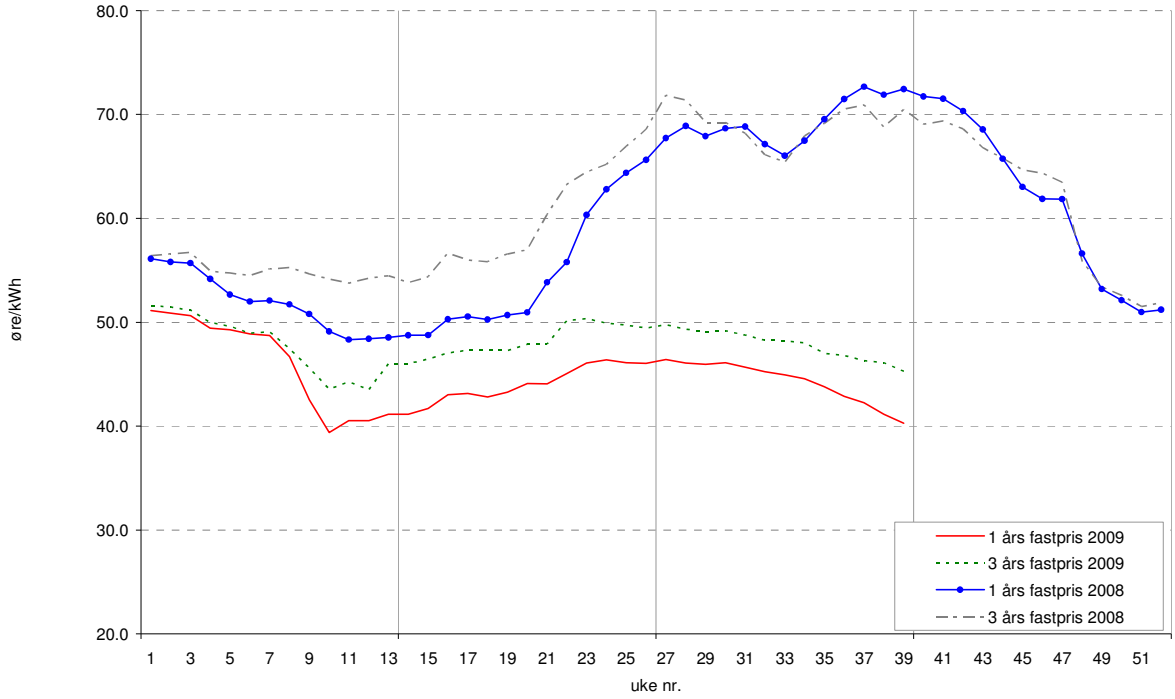
Prisen på standard variabel kontrakt levert av både dominerende og landsdekkende leverandører hadde et stabilt utviklingsmønster, uten store prisvariasjoner. I løpet av kvartalet varierte prisen til de dominerende i intervallet 37,1 – 40,5 øre/kWh, mens prisen fra de landsdekkende lå i intervallet 35,6 - 37,5 øre/kWh.

Av de 17 landsdekkende leverandørene av standard variabel kontrakt var det kun én leverandør med høyere gjennomsnittspris enn gjennomsnittsprisen for dominerende leverandører (39,0 øre/kWh) i tredje kvartal 2009. Sammenlignet med en markedspriskontrakt i Sør-Norge (33,6 øre/kWh) har alle de 17 landsdekkende leverandører hatt høyere gjennomsnittspriser i dette kvartalet.

Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for 17 landsdekkende leverandører av standard variabel kontrakt sammenlignet med gjennomsnittet for utvalget av dominerende leverandører, begge standard variabel kontrakt, og med en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh, priser inkl. mva, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



1.8.4 Prisutvikling for 1- og 3-års fastpriskontrakter med et forbruk på 20 000 kWh/år, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE.



Gjennomsnittsprisen for de landsdekkende kraftleverandørenes 1- års fastpriskontrakt var 44,3 øre/kWh i tredje kvartal 2009. Det er en økning på 0,2 øre fra andre kvartal 2009, og en nedgang på 25,0 øre fra tredje kvartal 2009.

Gjennomsnittsprisen på en 3-års fastpriskontrakt var 47,9 øre/kWh i tredje kvartal 2009. Det er en nedgang på 0,4 øre fra forrige kvartal, mens det er en nedgang på 21,3 øre sammenlignet med tredje kvartal 2008.

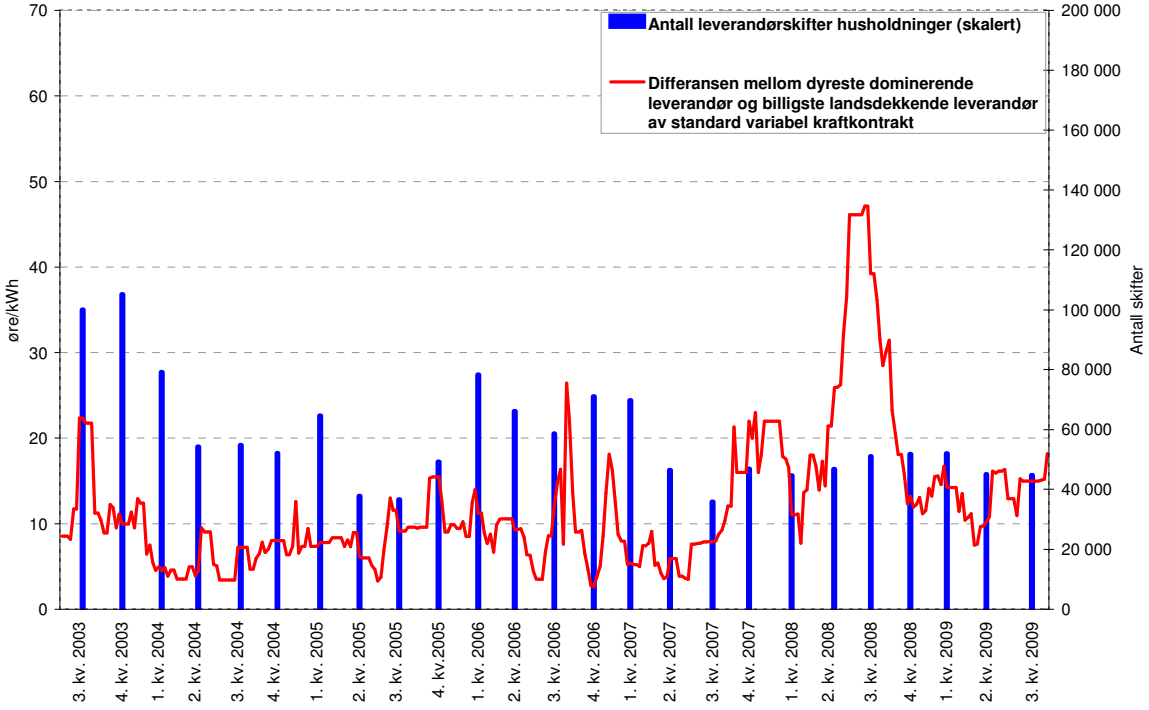
1.8.2 Leverandørskifter

Figur 1.8.5 gir en oversikt over antall leverandørskifter og prisdifferanser mellom den dyreste dominerende leverandøren av standard variabel kontrakt og den billigste av de landsdekkende leverandørene av samme type kontrakt.

I tredje kvartal 2009 var det 44 600 husholdninger som skiftet leverandør. Det er 400 færre skift enn i andre kvartal 2009. Sammenlignet med tredje kvartal 2009, da 51 000 skiftet leverandør, er antall skift redusert med 6 400.

Prisdifferansen mellom dyreste dominerende leverandør og billigste landsdekkende leverandør var i gjennomsnitt 14,6 øre/kWh i tredje kvartal 2009. Denne differansen er høyere sammenlignet med andre kvartal 2009, men vesentlig mindre enn differansen i tredje kvartal 2008 som var på hele 39,6 øre/kWh.

1.8.5 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

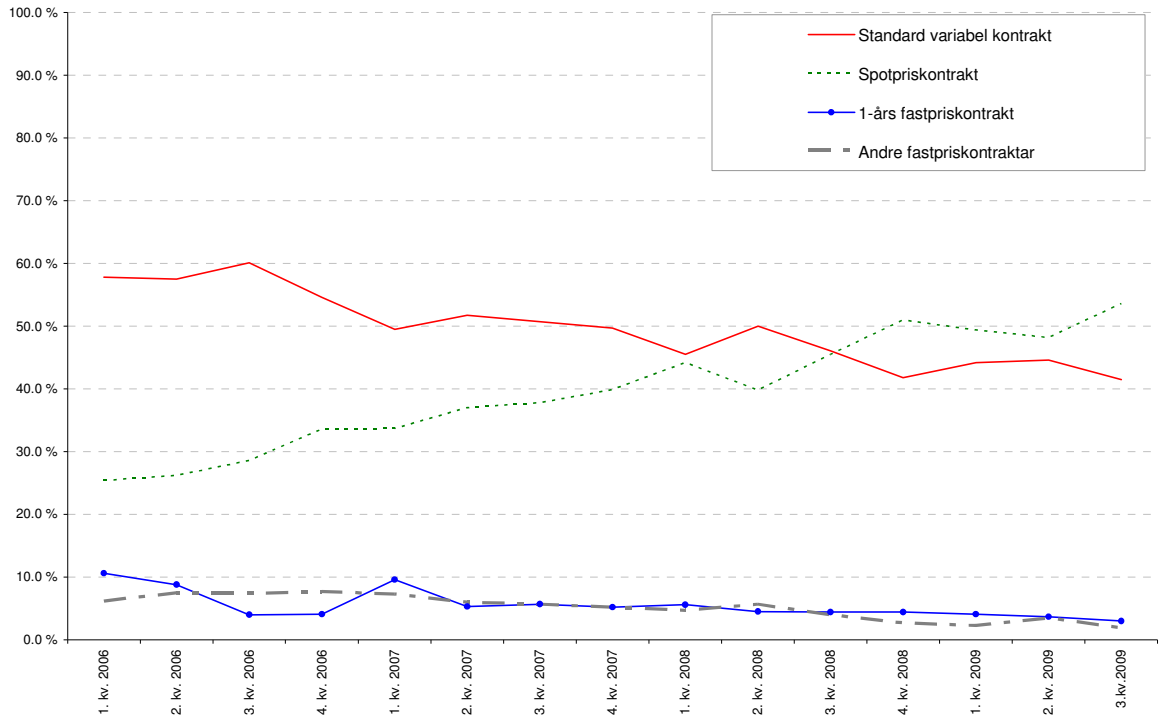


1.8.3 Kontraktsvalg

Oversikten over hvilke typer kontrakter husholdningene velger er hentet fra en utvalgsundersøkelse gjennomført av SSB, basert på informasjon fra 50 av selskapene som opererer innenfor sluttbrukermarkedet. Det korrigeres ikke for manglede innrapportering, og det er derfor grunn til å være noe forsiktig med å legge for mye vekt på den kvartalsvise utviklingen i undersøkelsen.

For tredje kvartal 2009 viser undersøkelsen at 54 prosent av husholdningene var knyttet til spotpriskontrakt, mens om lag 42 prosent valgte standard variabel kontrakt. Figur 1.8.6 viser utviklingen av de to kontrakttypene over en lengre periode. Figuren bekrefter den langsiktige tendensen i retning av at stadig flere husholdningskunder velger spotpriskontrakter på bekostning av standard variabel kontrakt.

Figur 1.8.6 Prosentvis fordeling av ulike typer kontrakter i husholdningsmarkedet. Kilde: SSB[7]



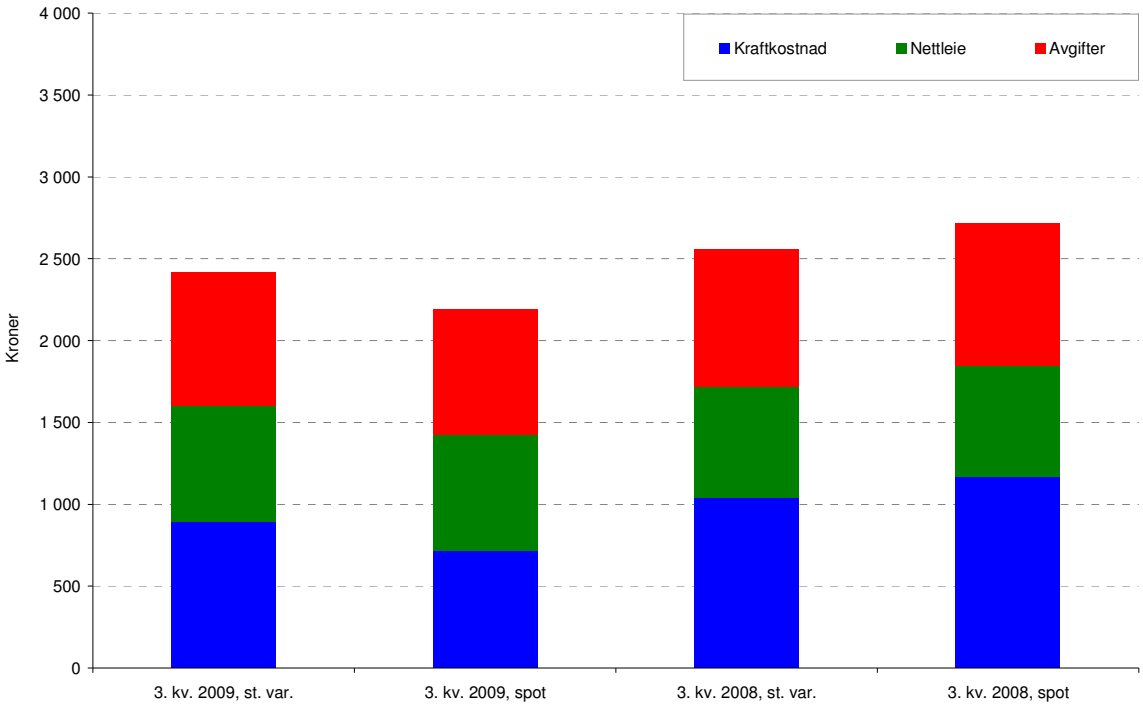
1.8.4 Husholdningenes samlede utgifter til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en husholdningskunde med et forbruk på 20 000 kWh var 2 415 kroner ved standard variabel kontrakt og 2 191 kroner ved spotpriskontrakt i Sør-Norge i tredje kvartal 2009. Sammenlignet med samme kvartal i fjor var det en nedgang på 31,0 prosent for standard variabel kontrakt, mens for spotpriskontrakt var nedgangen på 34,6 prosent.

Den totale kostnaden for en forbruker med markedspriskontrakt var i tredje kvartal 2009 satt sammen av følgende kostnader; 32,6 prosent kraftpris, 32,3 prosent nettleie og 35,0 prosent avgifter. Tilsvarende tall for tredje kvartal i fjor var: 43,0 prosent i kraftpris, 24,9 prosent i nettleie og 32,1 prosent i avgifter.

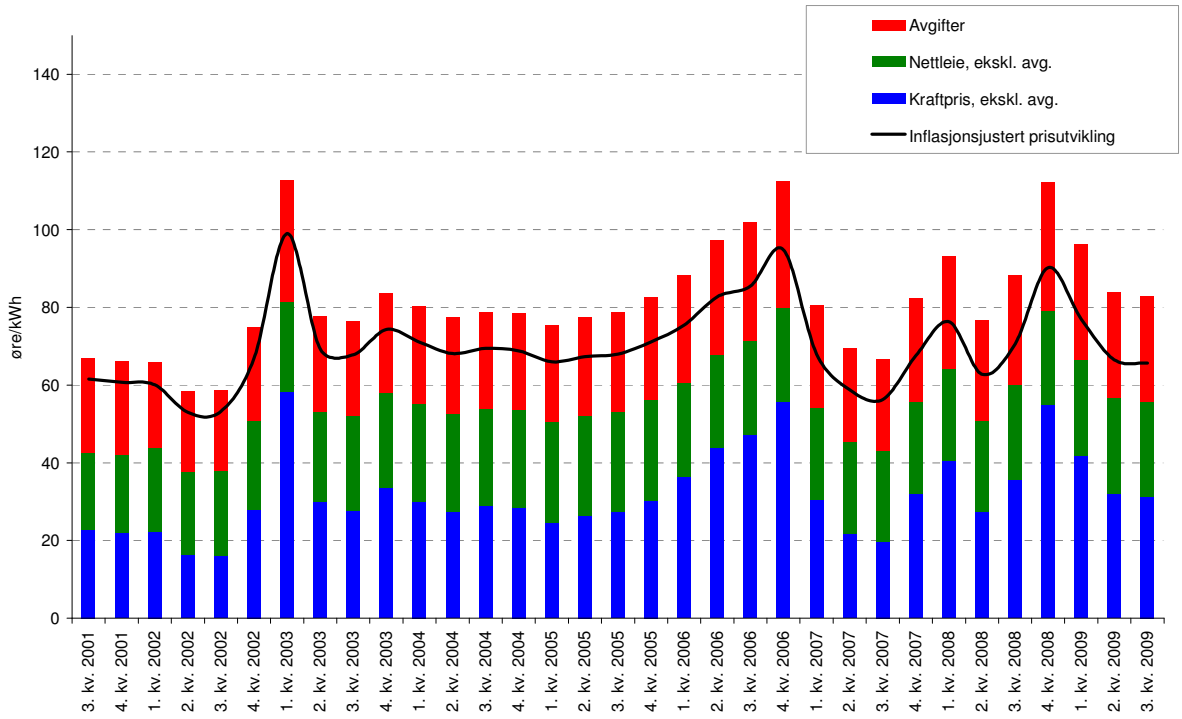
[7] Hentet fra SSBs kvartalvise prisstatistikk for kraftmarkedet.

1.8.7 Totalkostnad i første kvartal til kraft, nettleie, og offentlige avgifter i kroner ved et årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



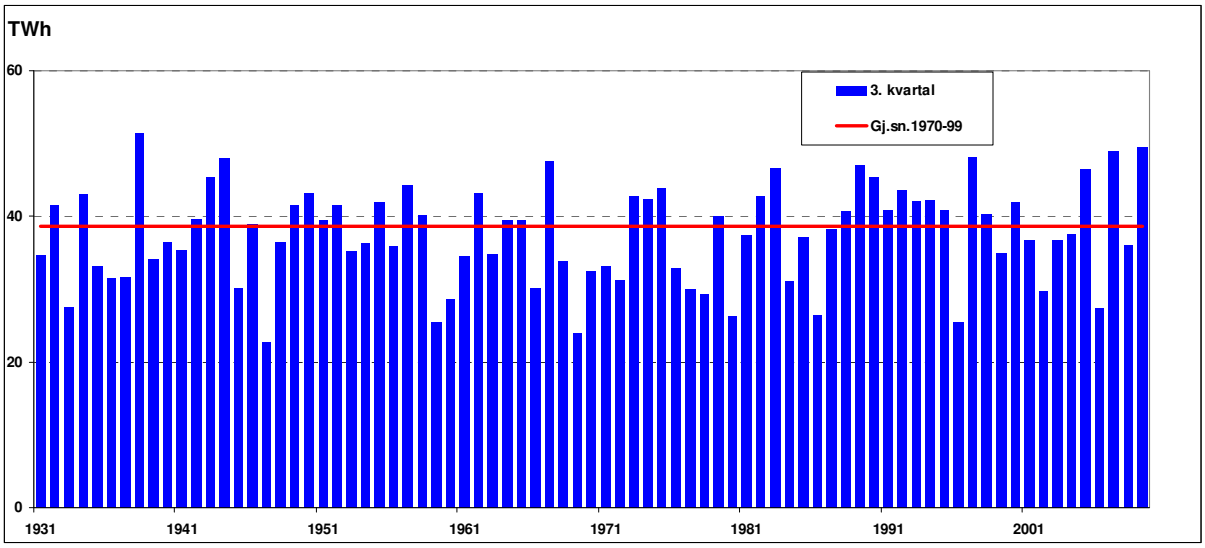
Figur 1.8.8 viser utviklingen i kraftprisen (standard variabel kontrakt), nettleie, avgifter og konsumprisindeksen fra tredje kvartal 2001 til og med tredje kvartal 2009. Prisen på kraft er den viktigste faktoren for den totale kraftprisen forbrukere må betale. Gjennomsnittsprisen på standard variabel kontrakt gikk ned fra andre til tredje kvartal 2009, noe som førte til lavere totale priser i tredje kvartal 2009.

Figur 1.8.8 Kraftpris (standard variabel, volumveid), nettleie og avgifter, gjennomsnitt for kvartalet, øre/kWh. Kilde: Konkurransetilsynet, SSB og NVE

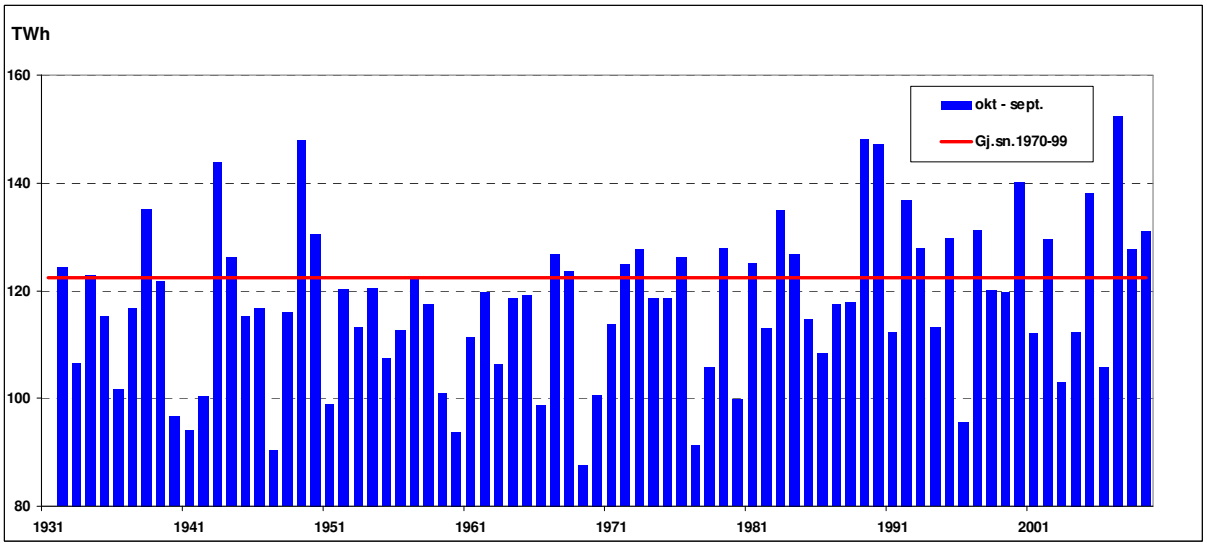


2 Vedlegg

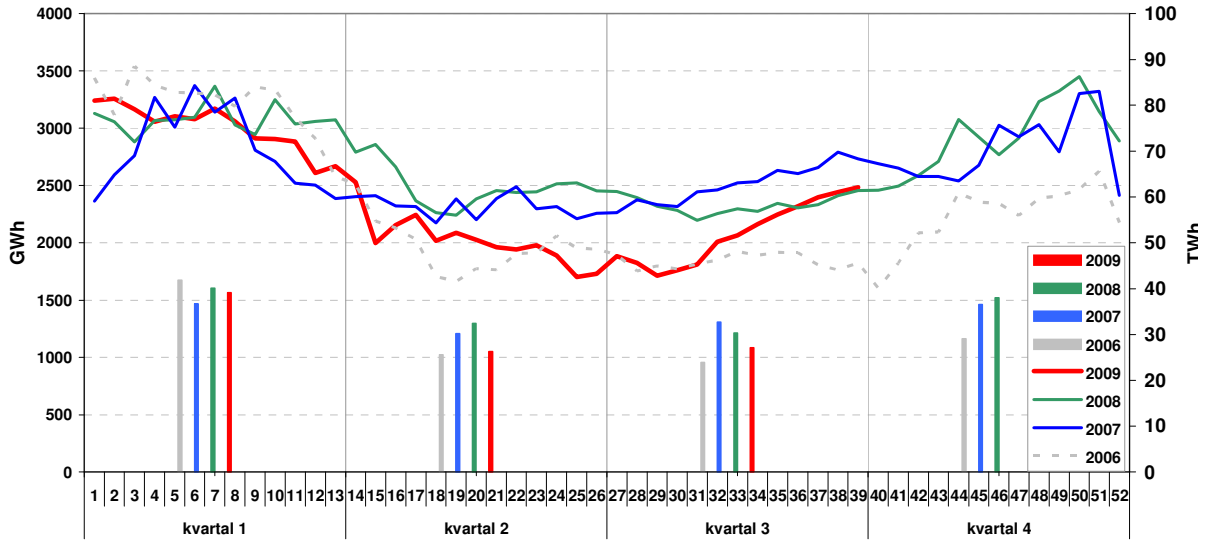
Figur 2.1 Nyttbart tilsig for 3. kvartal 1931 - 2009. Kilde: NVE og Nord Pool.



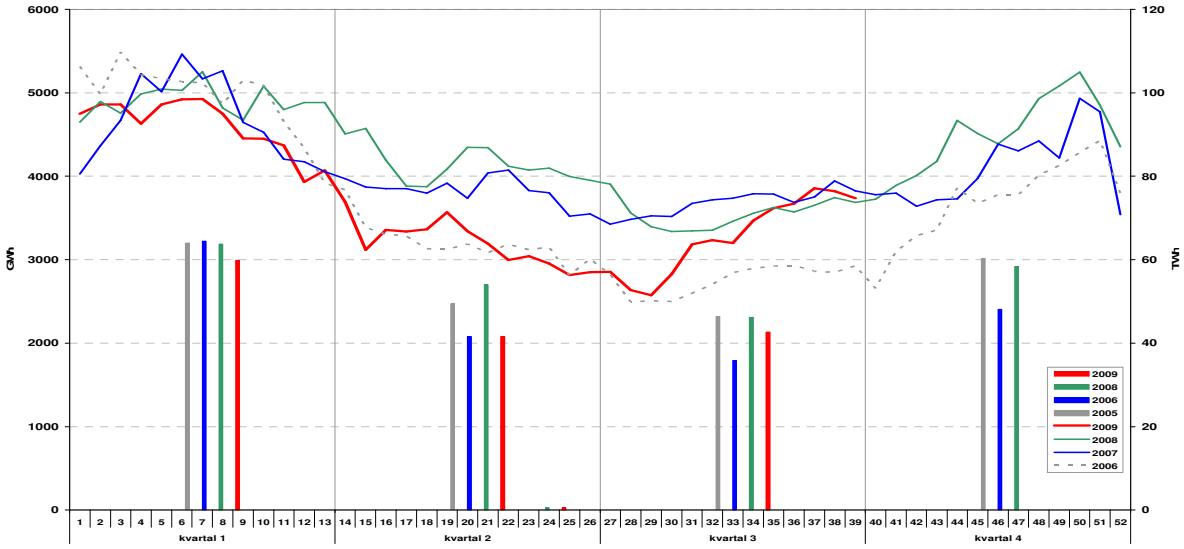
Figur 2.2 Nyttbart tilsig for 12 måneders perioden oktober til september fra 1931 til 2009. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh. Kilde: NVE og Nord Pool.



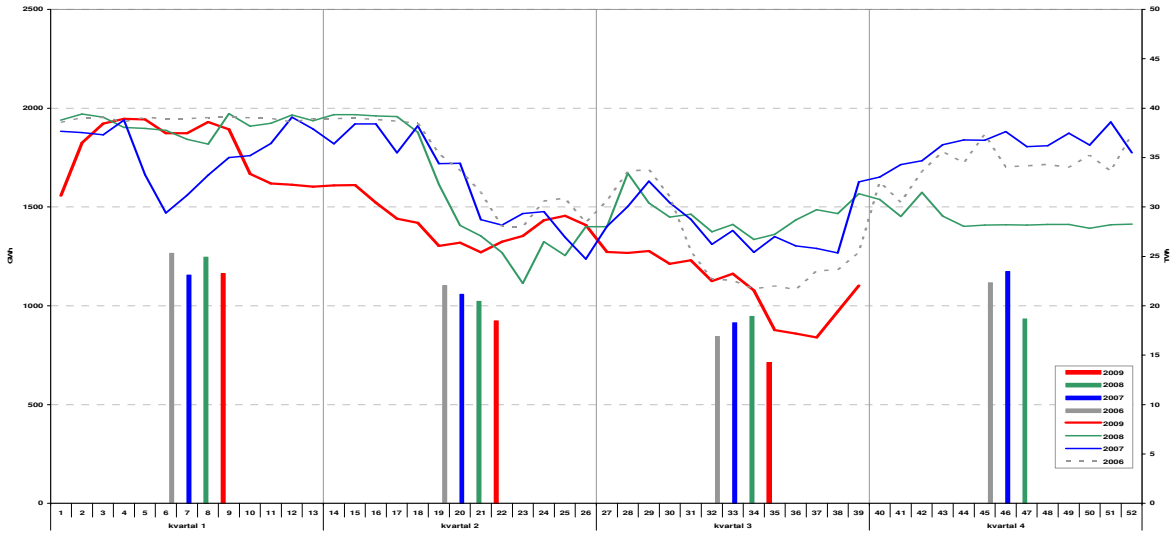
Figur 2.3 Norsk vannkraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



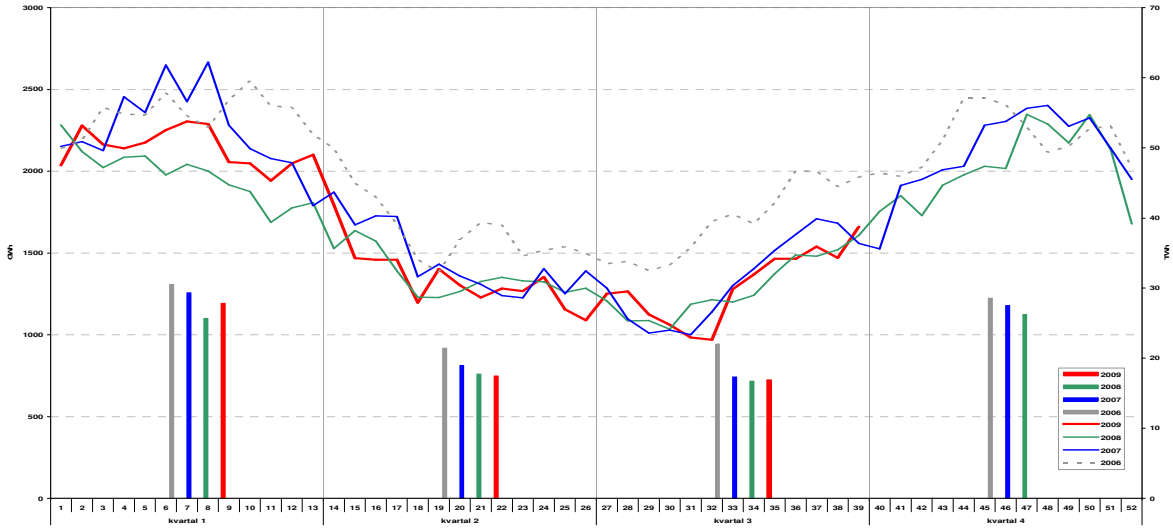
Figur 2.4 Nordisk vannkraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



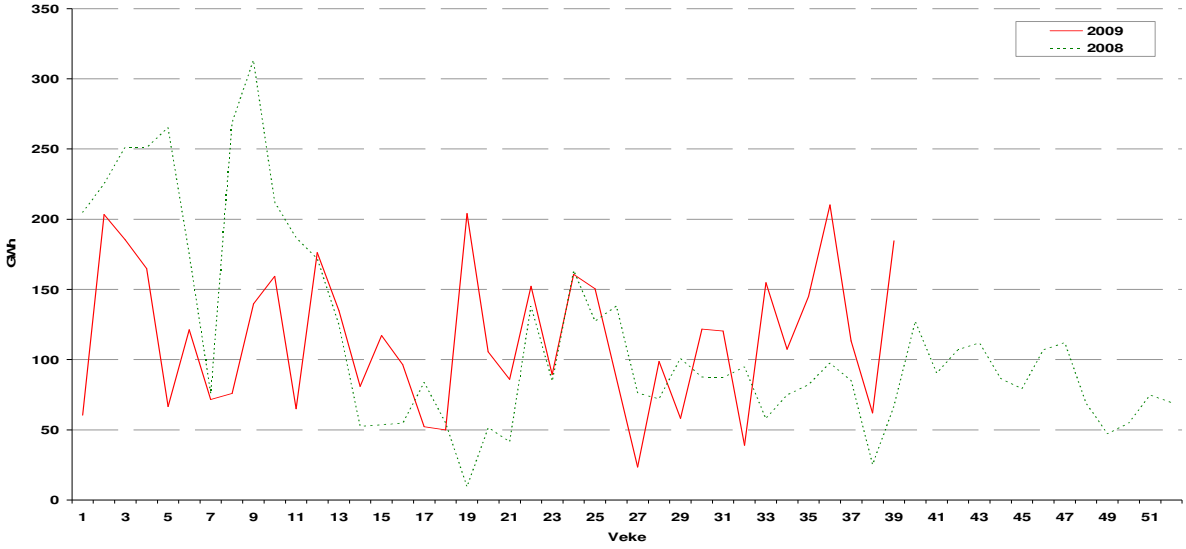
Figur 2.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



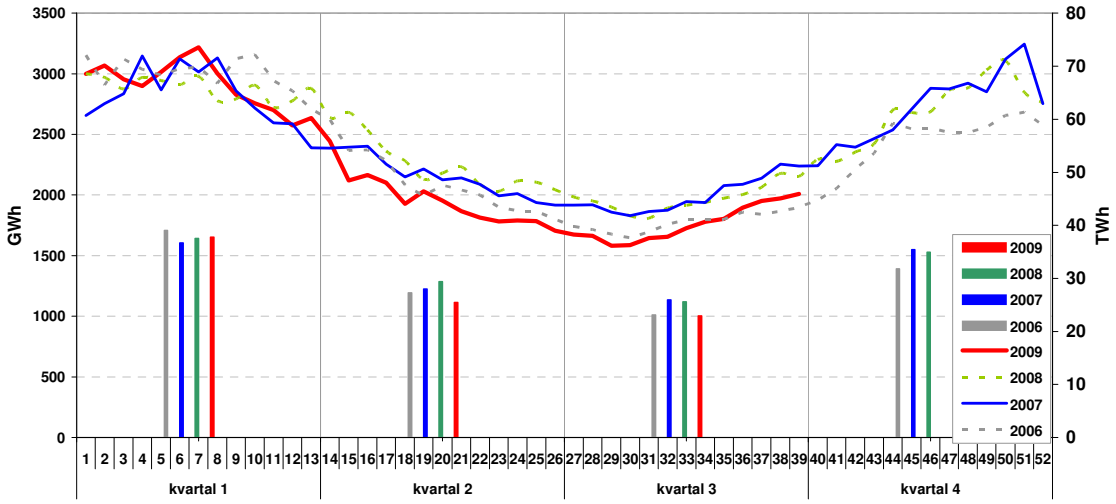
Figur 2.6 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



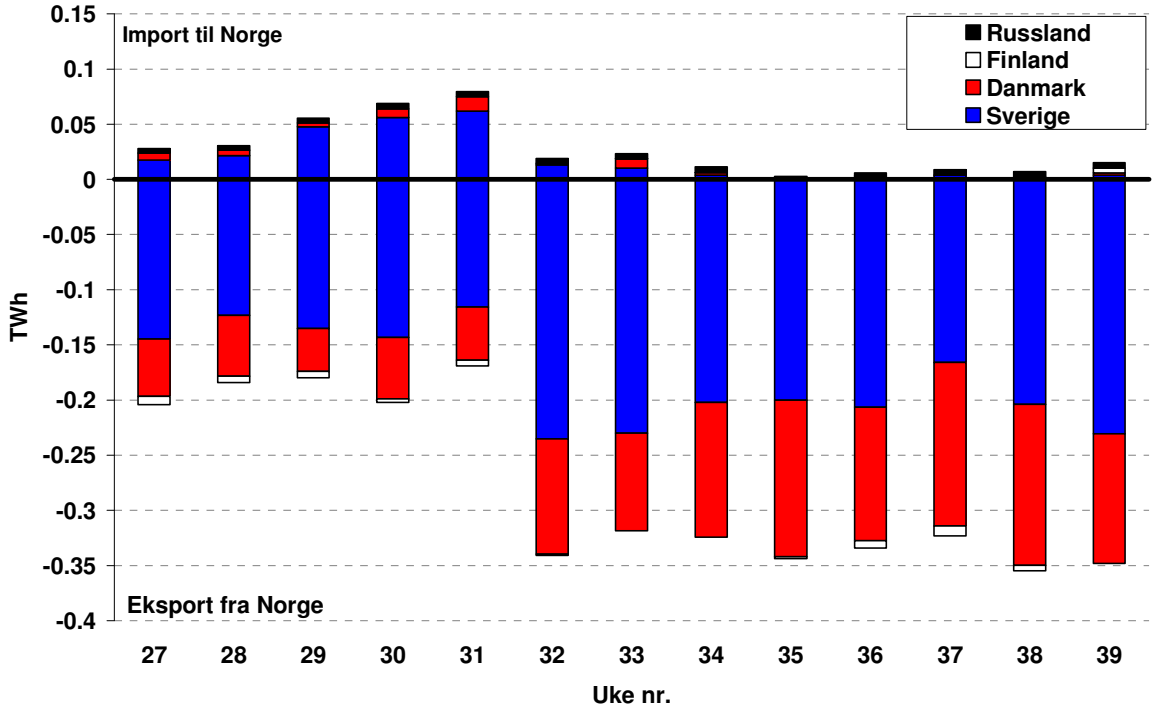
Figur 2.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2008- 2009 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



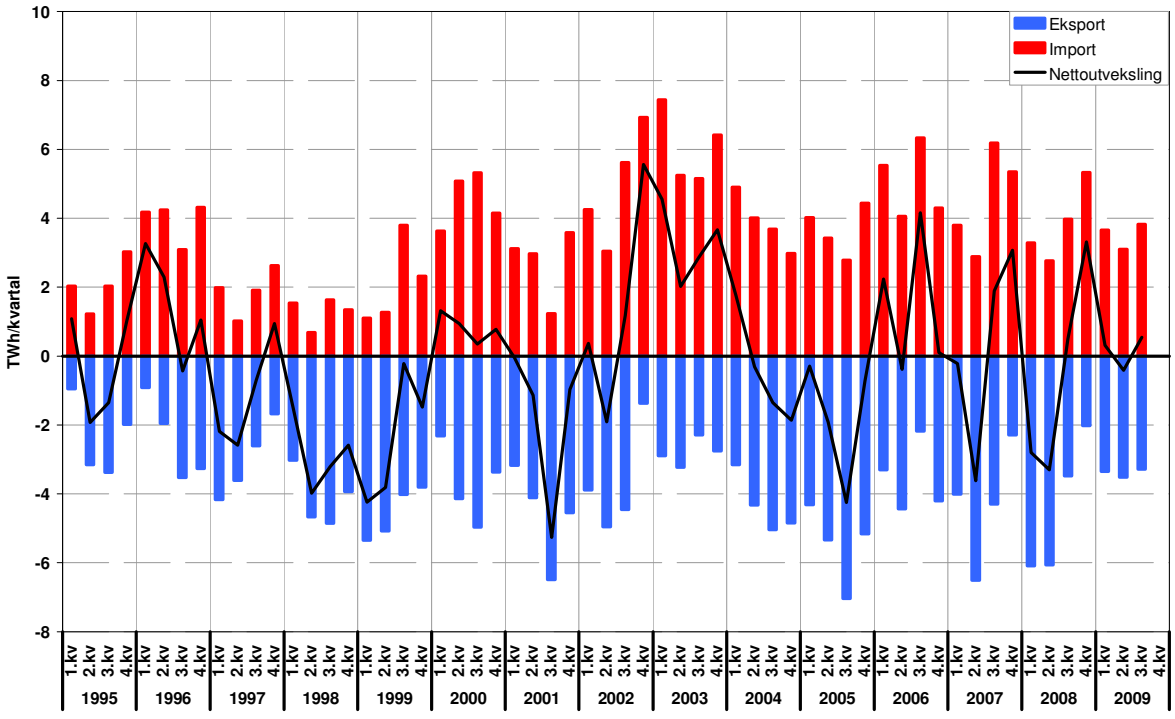
Figur 2.8 Norsk forbruk, 2006 – 2009, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool Spot



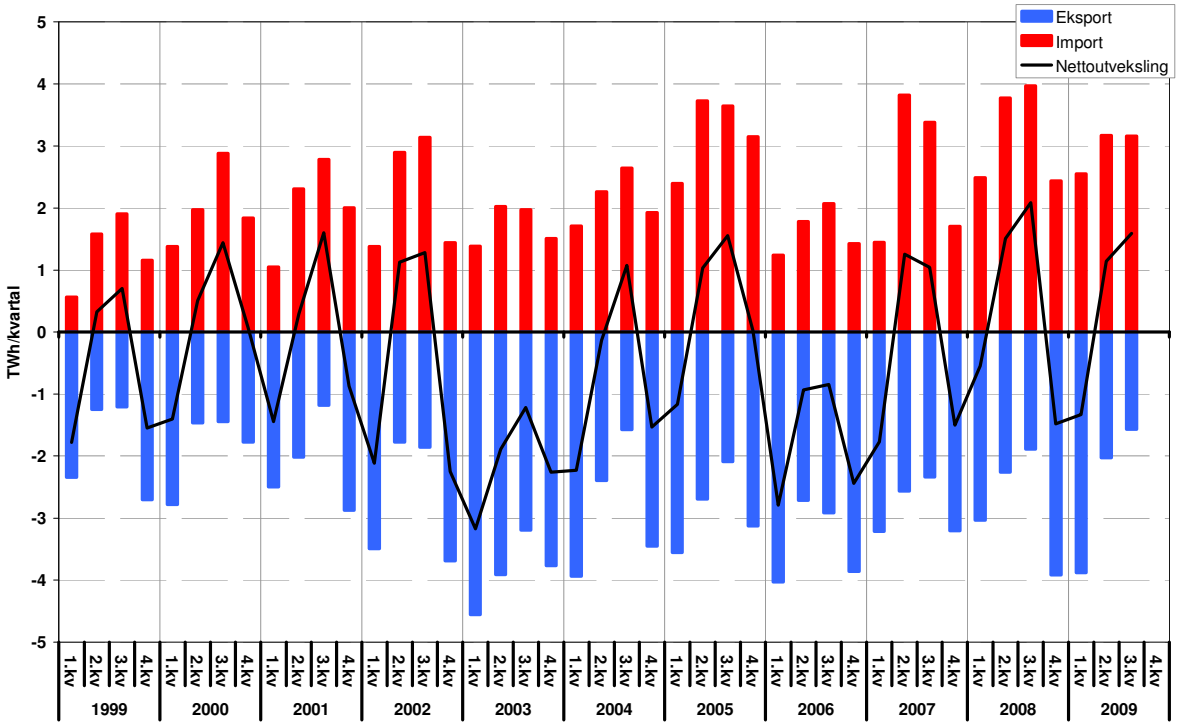
Figur 2.9 Norsk utveksling av kraft i andre kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



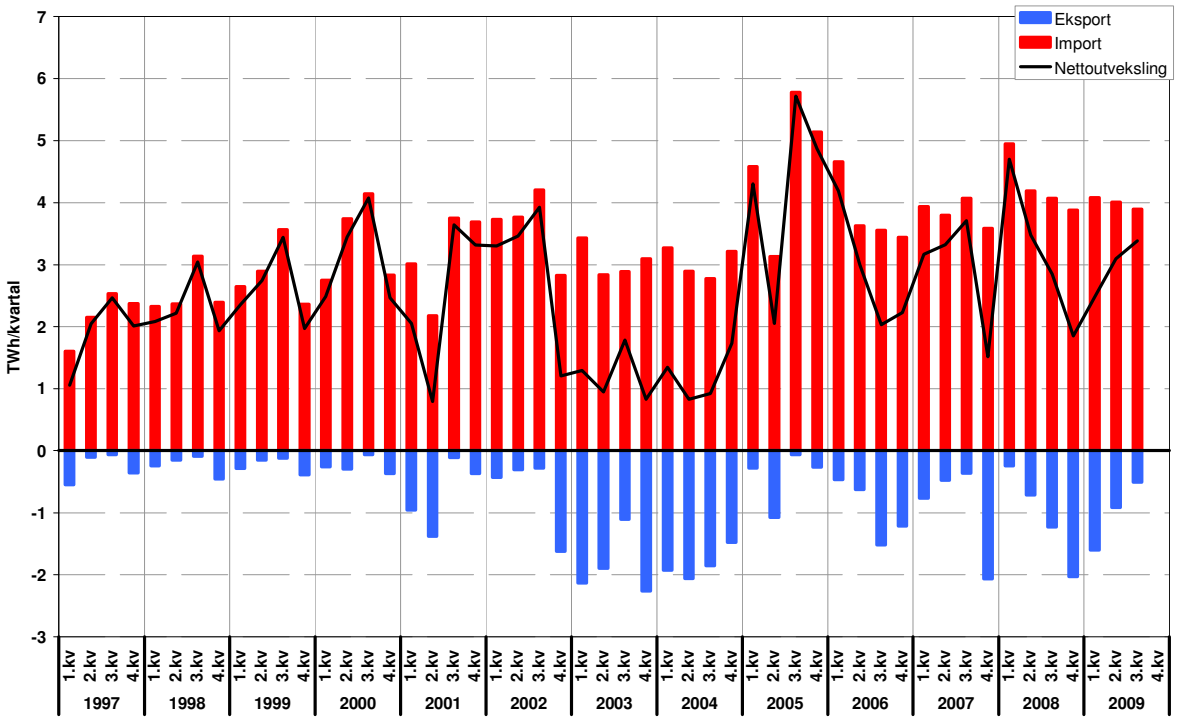
Figur 2.10 Import/eksport Sverige, 1995 - 2009. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.11 Import/eksport Danmark, 1999 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 2.12 Import/eksport Finland, 1997 – 2009, TWh. Kilde: Nord Pool



3 The New Zealand Power Situation

By: Kristian Rasmussen, Section for Analysis

Norwegian Water Resources and Energy Directorate

The New Zealand power supply is mainly based on hydro and thermal power. Due to its geographic isolation New Zealand has no interconnections with other electricity systems. The variability of the rainfall is posing a major challenge to the goal of having an efficient and reliable power supply. This has become increasingly clear the latest years, as droughts often have led to severe shortages in the country's water reservoirs. This has in turn made electricity prices rise sharply and resulted in several controversial public energy saving campaigns – by many seen as a result of bad management over several years.

With the help of newly published reports on the New Zealand power situation, this article summarizes the background and causes of the so-called New Zealand power crisis – and some of the recommendations that are made to improve the management of the power sector. The New Zealand power situation is also compared to the Norwegian, which also is marked by a high share of hydro power – but which has possibilities for power exchange with the surrounding countries. Despite the extensive availability of energy resources, it is especially difficult to achieve the goal of an inexpensive and secure power supply in New Zealand. This is due to the comprehensive investments needed to secure the supply in shortage years, and the controversial public energy conservation campaigns in periods when hydro inflow is extremely low. Norway can in principle bypass this problem with its extensive possibilities for storing water and with its power exchange with the surrounding countries.

When this is said, arguments are also pointing in the direction that New Zealand's sector governance and market competition could improve considerably to better attain the optimal investment level in new production and transmission lines, and to increase the market's incentives for proper risk management.

3.1 Introduction

New Zealand is an isolated island system located in the Pacific Ocean. The climate is mild and temperate, mainly maritime, with temperatures rarely falling below 0°C or rising above 30°C in populated areas. The population, approximately 4.3 million, is living on two islands, named the North and the South Island. New Zealand is well equipped with natural resources, especially hydro, geothermal, coal, wind and gas, which has led to a power system mainly based on hydro (65[8] %) and thermal power (30 %). This is a fortunate basis for a country far away from other countries' power grids and other inexpensive energy resources. But the high share of hydro power is also New Zealand's Achilles' heel: the low reservoir capacity of only 10 % of the total yearly electricity production makes handling droughts a substantial challenge.

During the 1990s the New Zealand's electricity sector was de-regulated, or liberalized, mostly in the same way as has been done in e. g. England and the Nordic countries. Combined with a relatively wet decade, this led to closure of several unprofitable power plants – making New Zealand vulnerable for the coming decade's heavy droughts. The result of these droughts were critical power situations that sometimes resulted in extensive energy conservation campaigns, high electricity prices and accusations claiming the illegitimate and partly illegal exercise of lobbyism and market power.

Chapter 2 of this article provides an overview of the most important features of New Zealand's electricity sector, especially the physical power system and the administrative organisation. Chapter 3 shortly summarizes how prices and demand progressed during the droughts that occurred in the 2000s – with a focus on the one in 2008, that were the driest in over 70 years. Chapter 4 shortly discuss the criticism that an alleged unfortunate administrative organization of the electricity sector prevented market competition and made possible the exercise of market power. Following this a short comparison with the Norwegian power situation is made, to highlight New Zealand's considerable disadvantage that stems from a relatively small reservoir capacity combined with the inability to import electricity from other countries.

This article has mainly used the Improving Electricity Market Performance report (IEMP), released in august 2009 by the Electricity Technical Advisory Group and the Ministry of Economic Development in New Zealand, as a source of information about the country's power situation. Secondary, a submission on this report by the Energy Centre at Auckland University, as is also a report published by the Review team (appointed by the Electricity Commission) reviewing the 2008 winter situation.

[8] Expected average production. The rest stems from other sources as e.g. wind, wood, biogas and waste heat. Note that these figures differ from the average production in the years 2004-8, as is mentioned in chapter 2.1.

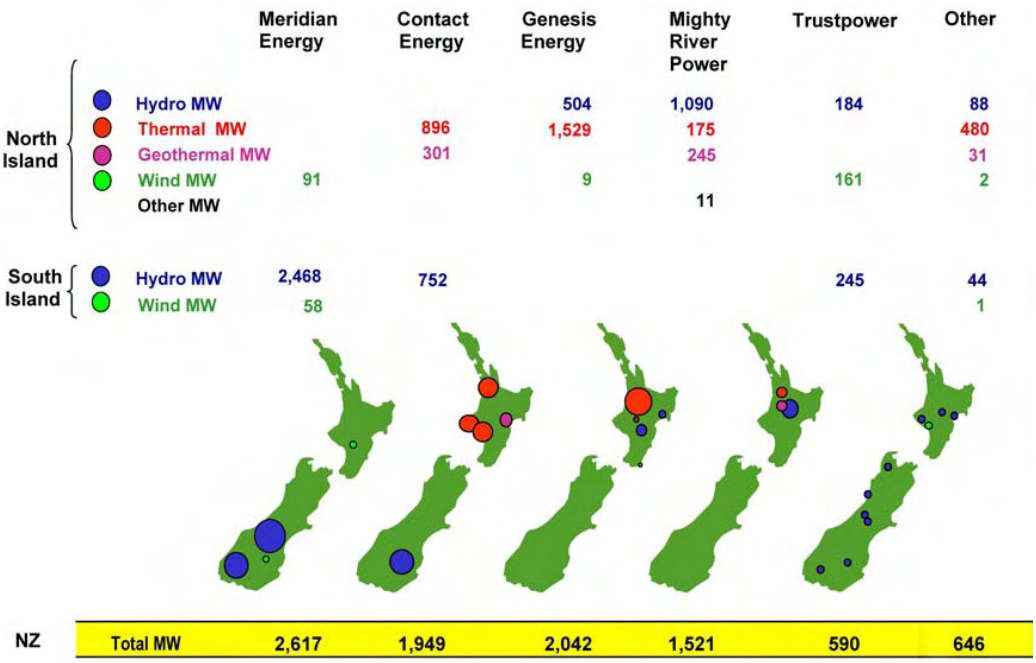
3.2 New Zealand's power industry

3.2.1 Physical conditions and power system

New Zealand is located in the south-western Pacific Ocean, approximately 2000 km southeast of Australia. The country consists of two main landmasses, the North and South Island, and numerous small islands, and is rich in natural resources. The climate is mild and temperate, mainly maritime, with temperatures rarely falling below 0°C or rising above 30°C in populated areas – though the conditions vary sharply across regions from "extremely wet on the West Coast of the South Island to semi-arid in the Mackenzie Basin of inland Canterbury and subtropical in Northland"[9].

This is reflected in the current power supply, which is dominated by hydro and gas power. On average, in the period 2004-8 New Zealand's supply were based on 56.6 % hydro, 21.9 % natural gas, 10.6 % coal, 7.7 % geothermal, 1.7 % wind and 1.3 % other sources, e.g. wood, biogas and waste heat (IEMP2 17). Summarized, this amounts to a power production of approximately 42 TWh/year and an installed capacity of approximately 8500 MW. The main power producers and their capacities are shown below.

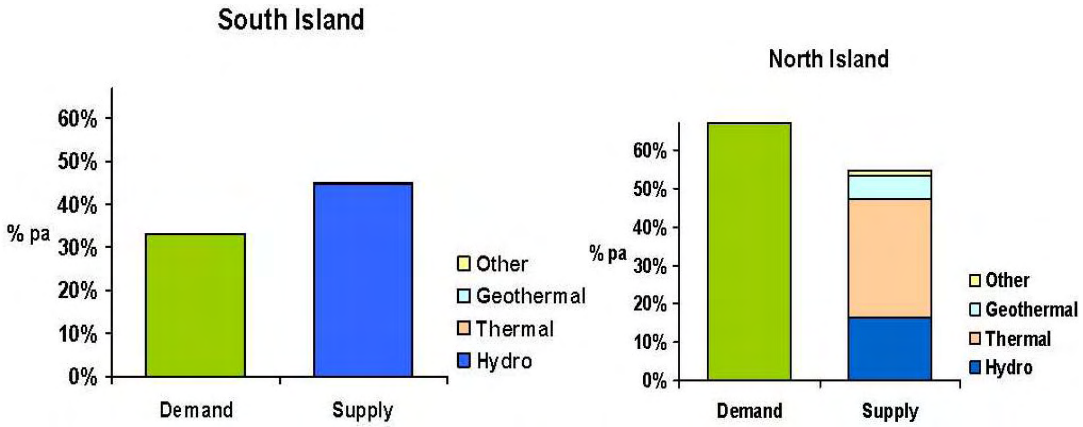
Figure 1: Diagram of generation type by location and company (IEMP2 23)



As we see, the hydro plants are mainly located on the South Island, while the thermal plants are located in the north. Approximately ⅔ of the New Zealand population (of 4.3 million in total) is living on the North Island, resulting in a need for reliable power transmission between the main islands – as production from the South Island, where inflow normally exceeds demand, is needed in the north. This is shown in figures below. Retail electricity consumption is divided between the main groups "industrial" (44 %), "residential" (32 %) and "commercial" (24 %). (IEMP2 21)

[9] Source: Wikipedia

Figure 2: South and North Island demand and supply (IEMP2 18)



When the share of hydro power is of a certain size, as in New Zealand, there often comes a substantial vulnerability due to the variability of the rainfall. This is naturally reduced the more reservoir capacity available to save water for dryer periods, which therefore both increases energy security and the value of the water as one is allowed to produce when the prices are high. The storage capacity in New Zealand is 3.6 TWh, approximately 10 % of the average total power production, and enough to cover the country's electricity demand for only about 5 weeks. We will discuss this later, in Chapter 4, and compare the New Zealand power situation to the Norwegian.

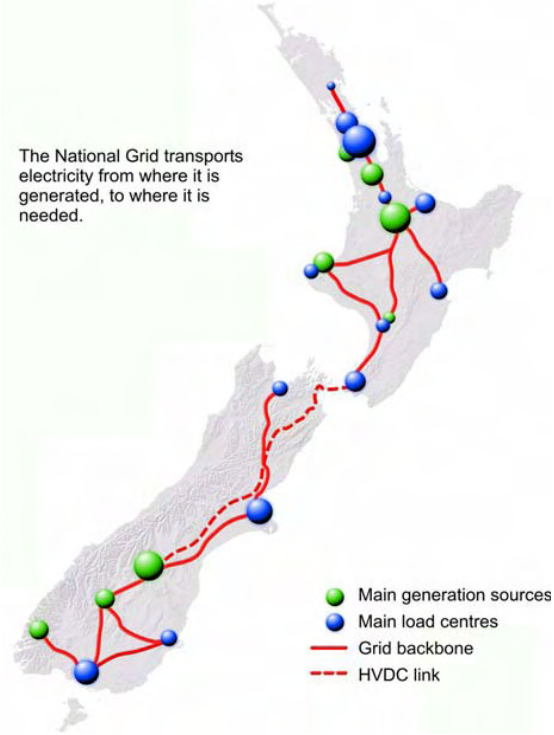
So far, New Zealand has been blessed with large natural gas reserves, especially the Maui gas field, making the marginal cost of thermal back up power relatively cheap. However, this era has reached its end: the Maui gas field was during 2003-5 running out, and the marginal costs of new fields are considerably higher. "The increase in gas costs has almost doubled the operating costs of gas-fired power stations in real terms over the last ten years." (IEMP1 25) Also, the flexibility in gas delivery that the Maui gas field permitted is not achieved in the newer and smaller fields. This has resulted in most gas-fired capacity being baseload instead of responding to hydro variation. The only significant hydro-firming[10] station is now the 1000 MW Huntly coal station that used to run on gas, but switched to coal in 2004/5.

According to the IEMP report, the current new supply option with lowest marginal cost is geothermal power production, followed by combined cycle gas turbines (CCGT) or coal plants – depending on the CO_2 emission cost (IEMP2 62). To help restrain the upward pressure on generation costs, the IEMP report suggests that gas exploration is incentivised, application processes streamlined and that certainty on the Resource Management Act and climate change policy is improved. It is also recommended to evaluate the benefit of developing a "National Environmental Standard for small-scale distributed generation." (IEMP1 33) However, the IEMP report is criticised by the Energy Centre for not properly considering the option of hydro-firming. "[I]f we had an extra 1000 GWh of storage or capacitance … the wet/dry issues would be radically reduced. … The cost of providing additional capacitance needs to be carefully considered before one follows the recommendations of the report to the Minister which just assumes these costs would be high and thus not necessary to consider." (Energy Centre/IEMP 3)

[10] Using, e. g., a coal plant to provide additional water for storage for dry periods and increasing the possibility for smoothing wind power (Energy Centre/IEMP 3-4, Energy Centre/Wolak 8-10).

The last entity of the New Zealand power system that we will consider is the main power transmission grid. An efficient power transmission system is important both in lowering the electricity cost and maintaining a secure and reliable power supply; it allows electricity generation at spots where the cost is low and to rely on several power sources[11]. In New Zealand, as we saw, the hydro power production is mainly located in the south, while the thermal production is located in the north. Since the hydro inflow in the south exceeds the demand, the remaining power is transported across the Cook Strait that divides the country, using a HVDC link with a capacity of 1200 MW. As ¾ of the country's reservoir capacity is located in the south, this cable is very important in maintaining power supply in the north.

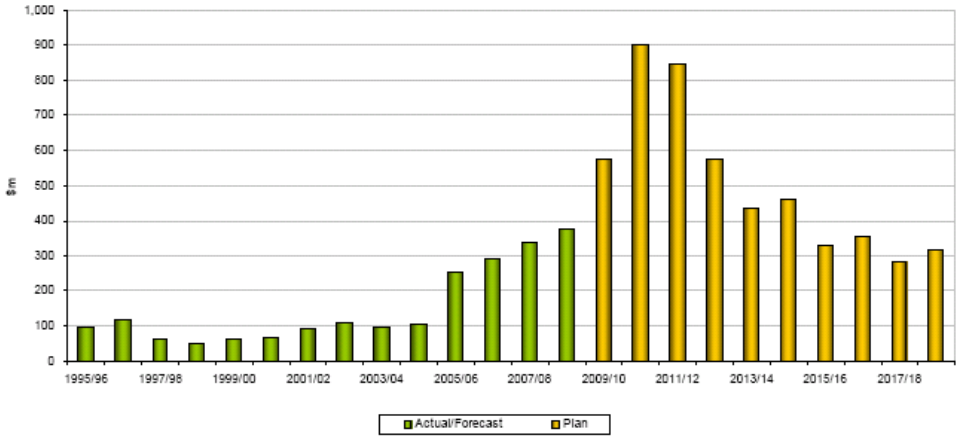
Figure 3: The New Zealand National Grid (IEMP2 24)



As seen on the map, the transmission network is "long and stringy, with the main sources of hydro generation located a long way from the main demand centres." (IEMP2 24) The power security is therefore dependent on a reliable central grid, making possible extensive power transport across long distances. There appears to be a reasonable consensus that grid investment was inadequate throughout the period 1995-2005, and that "major upgrades are … necessary in order to maintain the reliability of the national grid and meet the growing demand for electricity." (IEMP2 78) This is seen in the figure below, showing the amounts spent on grid investments the latest years, and planned investments the next decade.

[11] Naturally, this involves losses in the grid. In 2008 overall losses were 7.5 % (IEMP2 24).

Figure 4: Actual and planned transmission investment, 1996-2017 (IEMP2 78)



There seems to be several factors behind the underinvestment period that lasted until 2005, but most important is probably what is in the IEMP report called a "light-handed regulatory regime".

> The combined effect of the light-handed regulatory regime, a lack of clear mechanisms to resolve how new transmission investments would be funded, and views about the possible stranding of assets, led to a marked reluctance for customers to underwrite, and for Transpower to invest in, new transmission. (IEMP2 79[12])

This situation ended as the law changed, requiring grid users to pay for grid upgrades approved by the Electricity Commission[13]. Although the transmission pricing is very contentious and the approval system is under evaluation (IEMP1 36), this made it possible to upgrade grid investments and Transpower is now working on "major new investments in the backbone of the supply system." (IEMP2 79) The IEMP report recommends that the so-called Grid Investment Test is amended "to make it clearer, simpler and less prescriptive, and to take into account wider competition benefits." (IEMP1 36) It further recommends that the

> … approval of major grid upgrades is transferred to the Commerce Commission to ensure integrated consideration of transmission expenditure, performance and prices, subject to rules on service and reliability standards, pricing methodologies and the grid investment test set by the electricity regulator. (IEMP1 36)

3.2.2 The electricity sector

During the 1990s, New Zealand followed in the steps of e. g. England and the Nordic countries and liberalized the power sector (IEMP1 60). Generally, one can say that this is a comprehensive "unbundling" process where the administrative bonds between energy production, distribution and transport, that are common in many countries, are broken. Transport of electricity is a natural monopoly and in a liberalized electricity market organized like a monopoly, however strongly regulated, while generation and retail are exposed to competition. Access to sell/buy power at a market place is allowed on a general basis for all electricity producers and consumers, but they have to pay a tariff to the owner of the grid for transporting the electricity to or from the market place. The idea of an electricity market

[12] Transpower is the New Zealand transmission system operator (TSO).

[13] The Electricity Commission has six members appointed by the Minister of Energy and Resources to oversee the governance, operation and development of the New Zealand electricity industry.

exposed to competition can be implemented in various ways when it comes to the details, but they have in common that they all seek to maximize the net social benefit using the mechanisms of a free market. One hopes that a liberalized market shall find the optimal investment rate, investment time and that the technology with the lowest marginal cost is chosen before other and costlier technologies.

After the liberalization[14], all grid-connected electricity producers in New Zealand are required to sell their generation at the wholesale spot market (IEMP2 25), where retailers and large consumers may buy at spot price. Wholesale buyers may also purchase financial hedge contracts to reduce or avoid exposure to spot prices. The retailers are the level between the producers and the minor consumers and are, though this is common, not required to possess generating capacity. The retailers can buy electricity in the spot market, and transmission and distribution services from network companies (IEMP2 26), and sell this directly to consumers. In this way, retailing and hedging is also under real competition – even though most retailers most commonly are integrated with generators. Most small consumers buy electricity from retailers[15].

During the restructuring of the electricity market, the country's main power company – The Electricity Corporation of New Zealand (ECNZ) – was divided into three large state-owned enterprises (SOEs): Meridian Energy (27 %[16]), Genesis Energy (22 %) and Mighty River Power (16 %). Together with Contact Energy (24 %) and Trustpower (5 %), which is privately owned, these companies dominate the electricity market (IEMP1 23). The governance of the New Zealand electricity market is currently undertaken by the Minister of Energy and Resources, while two bodies execute the market regulation: The Electricity Commission, which is the sector regulator and is funded through a levy on electricity market participants, and the Commerce Commission, which supervises market competition and executes price control of transmission and distribution (IEMP1 60). A state-owned monopolist named Transpower is responsible for the high-voltage grid, while 28 distribution lines companies operate the lower grid levels. This means that there is no formally vertical integration of the electricity market – the energy producers, retailers and distributors can operate on their own, and no entity is necessarily taking care of electricity production, transport and distribution. But in practice all retailers in New Zealand are also electricity producers (IEMP2 75), and so the vertical integrated business structure persists in practice – though this is not required in any way.

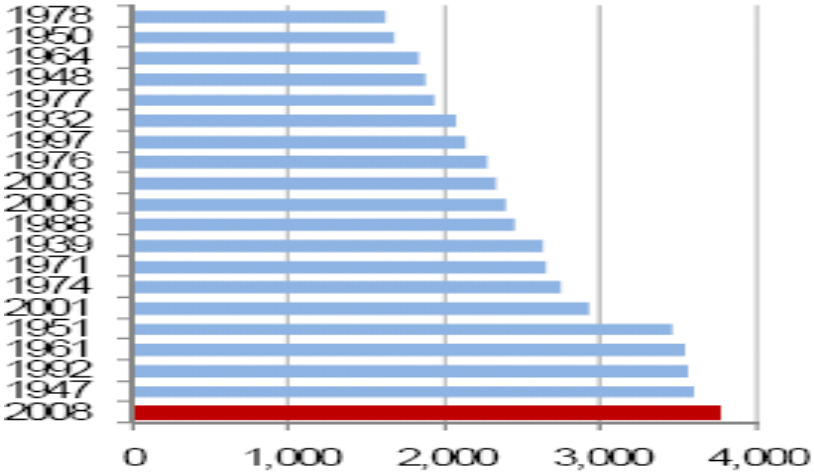
The IEMP report recommends that the Electricity Commission is replaced with an Electricity Market Authority' (EMA), an independent Crown Entity with responsibility for market facilitation and the development and enforcement of market rules. (IEMP1 72) It is further recommended to transfer approval of major grid upgrades to the Commerce Commission "as part of its overall regulation of Transpower", and to "extend Transpower's operational activities to include delivery of security of supply functions currently undertaken by the Electricity commission … and procurement of market support functions … consistent with rules developed by the EMA." (IEMP1 7) Finally, it is suggested that a "Security and Reliability Council" is created, "made up of senior industry stakeholders, to act as an advisory body to the EMA on security of supply issues and Transpower's performance of its market-related functions." (IEMP1 8)

[14] This is the status per 2008-12-31.
[15] Actually, some buy it from their lines company as these are permitted to retail in their local areas the output of generation they have built. (IEMP1 55)
[16] Percentage market share.

3.3 Performance during dry periods

During the 2000s, there occurred a series of droughts that pushed New Zealand's power system to its limits and initiated large public energy saving campaigns. Some of the background for these crises stems from the fact that during the 1990s, there were a series of relatively wet years[17] which, in combination with the liberalization of the electricity market, led to closure of several oil-fired back-up stations. But this is only a partial explanation, as we see on the graph below: 4 of the 20 driest sequences on record since 1931 occurred in the 2000s, and the severest one of these occurred in 2008 (2008 Review 21). This drought was also accompanied by unexpected outages on half of the inter-island cable and on the new Plymouth Power Station[18]. (20080 Review 36)

Figure 5: Driest 20 sequences measured, inflows [GWh] below mean[19] (2008 Review 22)



If we go into the details of the performance of the power system during the 2008 drought, we see that the national hydro storage was nearing the emergency zone[20] (EM Zone) in June – as shown in the figure below – and the country was potentially facing a relatively long-term energy crisis. As a response to this shortage, spot prices rose rapidly and especially from May to July.

[17] With one important exception: the heavy 1992 drought.

[18] 380 MW Gas & Oil

[19] Mean inflow is around 25 TWh/year. (IEMP2 19)

[20] Calculated 1/10 chance of shortage. (2008 Review 17)

Figure 6: National storage (GWh) vs. minzone[21] and emergency zone levels. (2008 Review 31)

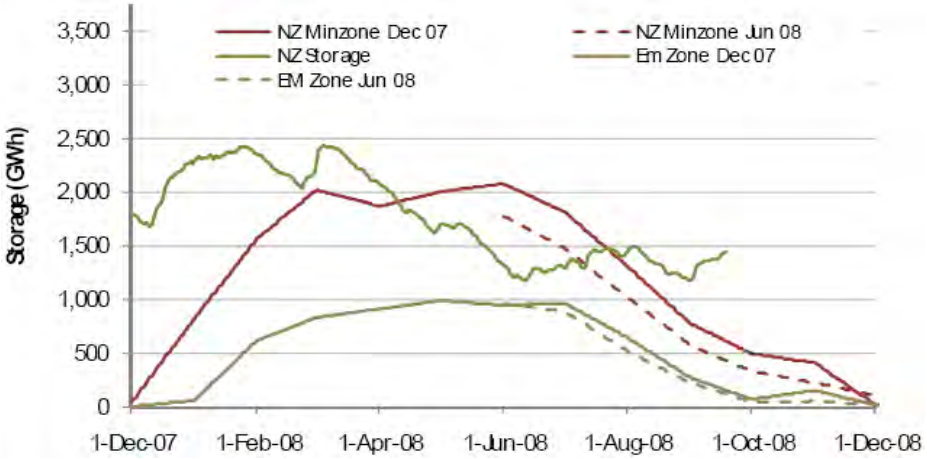
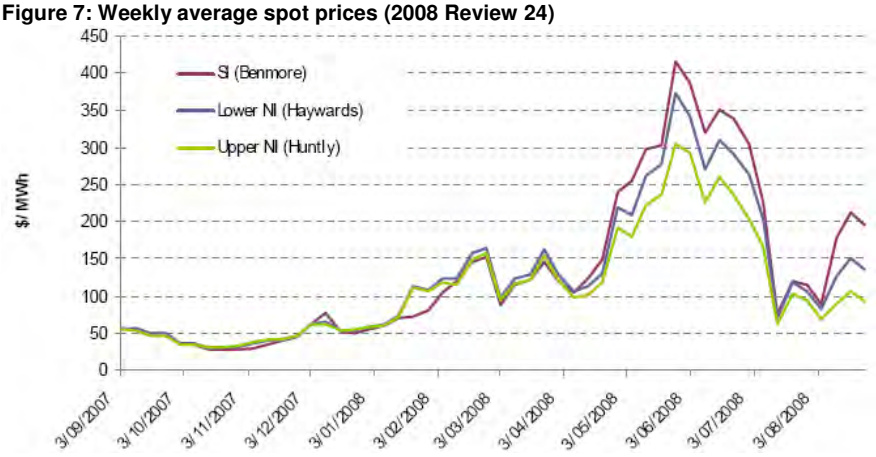
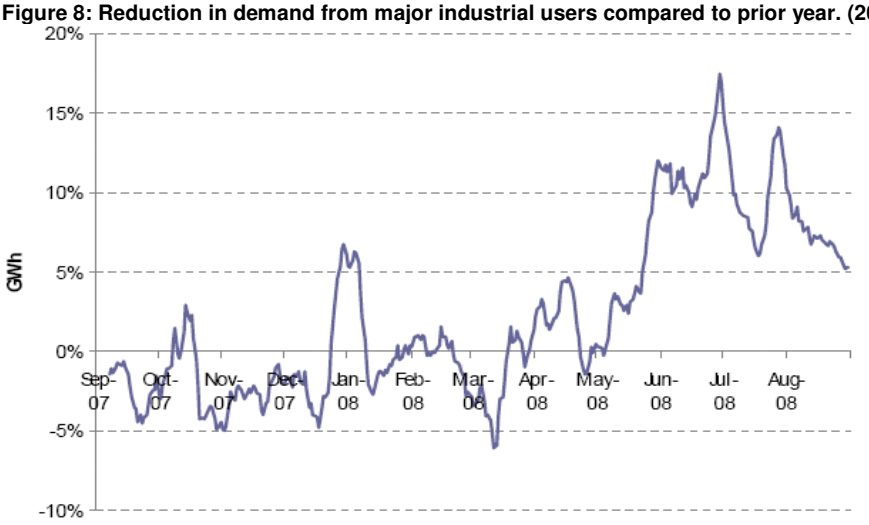


Figure 7: Weekly average spot prices (2008 Review 24)



This increase in spot prices resulted in extensive demand reductions, as shown in the graphs below. Industrial demand corresponded with the increase in spot prices and assisted considerably in conserving hydro storage.

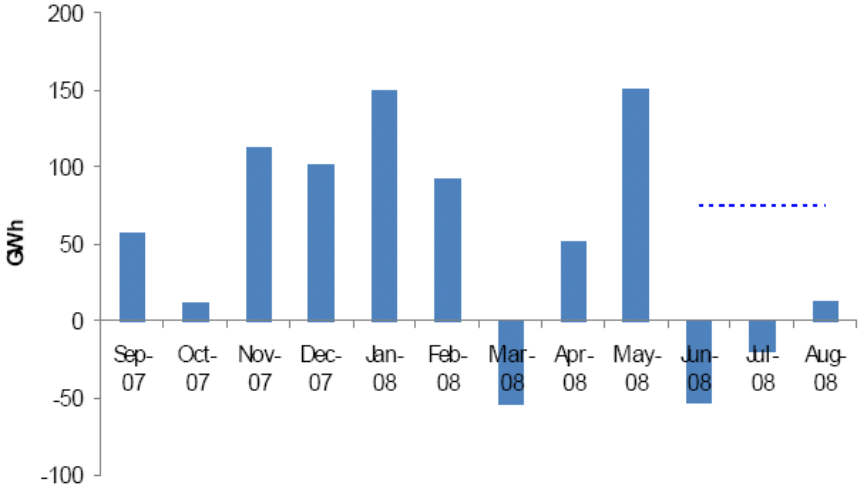
Figure 8: Reduction in demand from major industrial users compared to prior year. (2008 Review 27)



[21] Calculated 1/60 chance that emergency measures will be required. (2008 Review 16)

Some demand response was also evident from other users, as can be seen in Figure 9. With the exception of March 2008, which is thought to be low in demand due to public holidays, there is a steady growth in demand which "probably reflects underlying demand growth". The demand through the last three months is "likely to reflect a combination of the supplier-sponsored savings campaign launched in June 2008, general media attention on electricity supply issues, and elevated spot prices (which would have affected some commercial and industrial customers)." (2008 Review 28)

Figure 9: Demand (excl. major users) difference to same month in previous year. (2008 Review 28)



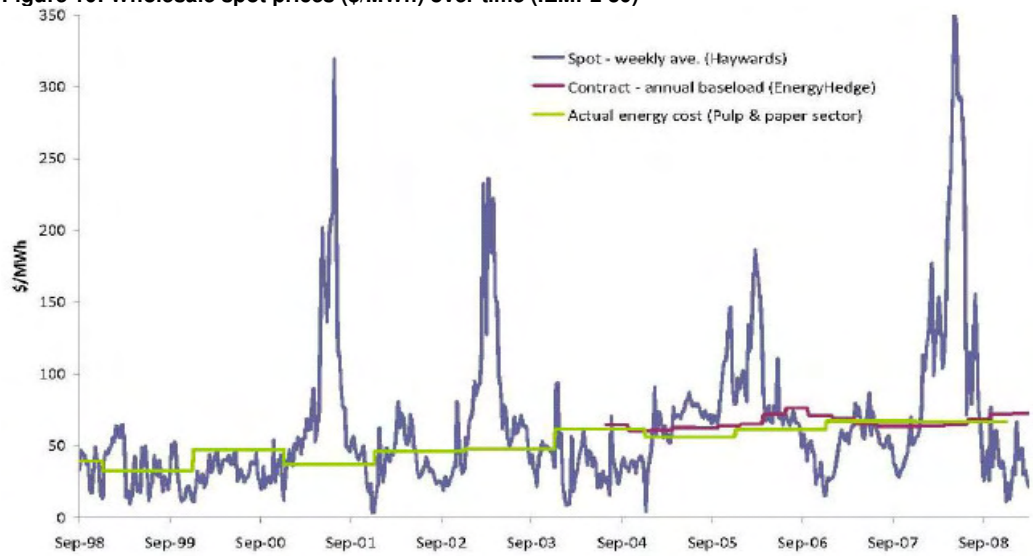
Despite this reduction, the demand response was not as extensive as it could have been. A large part of the New Zealand energy demand, around 50 %[22], is virtually unexposed to variations in spot prices and therefore have no incentives for reducing demand during shortages. The standard product is still the Fixed Price Variable Volume-contract whereby the price is changed annually, despite the fact that residential end-consumers have shown in three government initiated electricity saving campaigns that they can reduce consumption by 5-9 % per month in dry year crises. (Energy Centre/IEMP 10) Full response on the industrial level was also not achieved during the 2008 drought, the IEMP report concludes:

> A number of industrial users were prepared to enter into demand buy-back arrangements, but generator-retailers appeared reluctant to sign deals. In part, this was due to the prospect of the Electricity Commission undertaking buy-backs (if conditions deteriorated) with the cost being spread over all users rather than falling only on generator-retailers that were short of supply. (IEMP1 18)

During all shortage periods in the 2000s, the spot prices increased rapidly as one should expect from a liberalized electricity demand. This is shown in the figure below.

[22] Small-scale commercial and residential demand.

Figure 10: Wholesale spot prices ($/MWh) over time (IEMP2 30)[23]



Even though the New Zealand electricity market is said to be liberalized, these spot prices are not formed in a fully free energy market. Firstly, there exists a state-initiated emergency programme called "The Reserve Energy Scheme", which enables the Electricity Commission to contract for reserve generation and demand responses and to recover the costs by a levy on all consumers. The fixed costs of the Whirinaki[24] power station, which is the only reserve generator in The Reserve Energy Scheme, is recovered by a levy on all consumers while the variable costs are covered by spot revenue. Naturally, as the IEMP report concludes (IEMP1 17), this power station suppressed the spot prices during the droughts – reducing the incentive for the market to handle the drought by itself, and for the market participants to manage supply risks themselves. Secondly, as mentioned, during some of these crises the government initiated public energy conservation campaigns. For instance was a 1-month conservation campaign initiated in June 2008, helping residential demand reduce about 5-8 % in the period from July to September – when rainfall arrested lake level drop and prices stabilized.

There have been raised claims that the option of lobbying for a conservation campaign may be an economically profitable option instead of managing one's own risk exposure to a potential drought. In this way it is possible to reduce the risk of exposure to extremely high spot prices by making the general consumer reduce demand and thereby also the spot price. The IEMP report therefore suggests that the management of dry years is improved by.

- Requiring that consumers receive a compensation if public conservation campaigns are activated to make the campaigns more acceptable to the public, provide incentives to encourage savings and effective risk management and remove the incentive on "generator-retailers and major users to 'talk up' the extent of any dry year to justify public conservation campaigns … unless they are essential" (IEMP1 18)

[23] 1 New Zealand $ is app. 4.2 NOK.

[24] The Whirinaki power station is a 155 MW diesel generation plant located near Napier at the North Island.

- Putting a floor[25] on spot prices during such campaigns to remove incentives for some market participants to push for public conservation campaigns, and to encourage market participants to better manage dry year risk "rather than rely on public conservation campaigns/rolling outages." (IEMP1 19)

There was also a lack of clarity over whether reserve water would be available. Access to the reserve water in Lake Hawea is coupled to use of the reserve energy scheme. In 2008, Contact drew the reservoir down to the minimum levels, pressing strongly for access to the additional two metres of water. The problem was that this access is coupled to the running of the Whirinaki plant, the diesel aggregate in the Reserve Energy Scheme. During the 2008 drought, the HVDC link between the two main islands were running in reduced capacity – dividing the Whirinaki plant from the drought situation in the south. "Contact was left in a situation where it was uncertain over whether it could or could not access the additional water." (IEMP2 56) Such kinds of uncertainties – which also occurred before the conservation campaign was activated – made it difficult to make optimal decisions on water management. (IEMP1 18) To avoid such situations and improve water management, the IEMP report suggests that:

- Roles and responsibilities in shortage situations are clarified.
- The Reserve Energy Scheme is phased out and the Whirinaki power station sold or reassigned to an SOE – or that a mechanism is developed "through which the parties that benefit from any reserve energy when it is called on … contribute to the standing costs of that reserve energy." (IEMP1 22)
- The SOEs disclose their risk positions and other relevant information in the same way as private sector companies listed on the Stock Exchange. (IEMP1 23)

3.4 Discussion

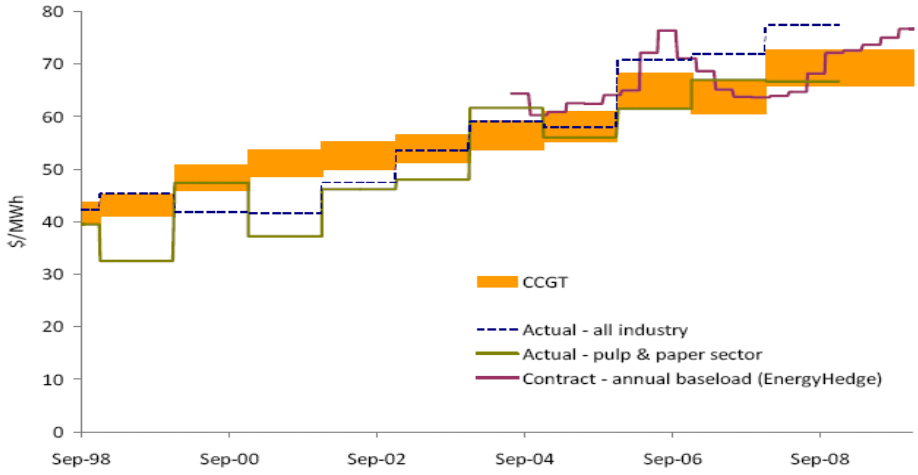
3.4.1 Does the New Zealand electricity market work by its intentions?

There have been raised criticisms of the New Zealand electricity market's functionality and efficiency. There is a discussion of whether the competition between the generators is functioning well enough to prevent individual actors' exercise of market power. The so-called Wolak-report concluded that there was exercised market power and overcharged by $4.3 billion during the dry periods in the 2000s. This conclusion is controversial of many reasons. Firstly, according to the IEMP report, the Wolak report is wrong in using the marginal cost of the most expensive thermal instead of the opportunity cost of saving water (which in droughts goes above the marginal cost of thermal) to calculate the "competitive benchmark price" (IEMP1 39). Secondly, the analysis is done in hindsight – not taking care of the real uncertainty attended with especially future rainfall. The analyses in the Wolak report are also criticised for ignoring demand responses to high spot prices, which biases the estimated competitive benchmark price downwards, and for underestimating the availability and opportunity cost of gas in light of the decline of the Maui gas field. (IEMP1 39)

[25] This measure is not recommended by the Energy Centre. "Partially they would seem to double the … payments to households … and would seem a blunt instrument if instruments like individual but-back arrangements are still available." (Energy Centre/IEMP 6)

The IEMP report suggests instead that market performance is examined by comparing average contract prices over time with the cost of building new capacity – the long run marginal cost (LRMC). When this is done, as is shown in the figure below, one cannot find clear evidence of exercise of market power in the New Zealand electricity market: the rise in electricity prices may as well be explained by the increasing marginal cost of new supply. This is shown in the figure below.

Figure 11: Contract price indicators and estimated cost of new supply[26]. (IEMP1 40)



Source: Concept Consulting Group

However, the IEMP report does not want to rule out the suspicion of exercise of market power in the spot market in the short run – which may influence the hedge market as well.

> [T]here is scope for the exercise of short term market power in the spot market. This arises when the market is tight, for example, in a dry year or behind a transmission constraint, because a generator holding back capacity … can have a significant impact on spot prices. This in turn reduces confidence that hedge contracts are fair, and may lead to less hedging than is desirable, particularly when lobbying for a conservation campaign is available … (IEMP1 40)

Also, there is an increase in the cost of power to consumer sectors that "significantly exeeds the movement in the cost of new supply. Retail margins for residential users in particular appear to have significantly exceeded the movement in the cost of new supply." (IEMP1 40) The conclusion of the IEMP report is therefore that there is room for substantial improvement in the level of competition at the retail level. (IEMP1 41)

To improve the market competition, the IEMP report suggests that:

- The three SOEs are restructured[27] to increase the competition. The today's competition is hampered by transmission constraints, especially the HVDC link connecting the two islands, and by the fact that the SOE generation portifolios are not well balanced

[26] CCGT is shortening of "Combined cycle gas turbine", which is used as a reference.

[27] The Energy Centre is not fully embracing this recommendation, as "the capacity of the HVDC line is crucial in determining whether the so-called 'asset swap' is effective or not. If the HVDC is frequently congested, than our model suggests the swap will improve welfare. If the HVDC is uncongested, we find the swap makes little or no difference. The signal is that care should be taken in designing asset swaps and their effects of wholesale market competition." (Energy Centre/IEMP 9)

between hydro and thermal generation. “Meridian has most of the country’s hydro storage capacity and no thermal capacity, while Genesis has the main thermal plants. This narrows the scope for competition in dry years, fostering claims of market power.” (IEMP1 45) The IEMP report suggests that one examines more closely a diversity of new organizational models where the SOEs’ geographic diversity are increased, where the generation portifolios of the companies are more similar in terms of cost/flexibility, and where the number of sizeable competitors at the national level in the wholesale and retail markets is increased. (IEMP1 45)

- A so-called transmission hedging mechanism to “assist retailers manage risks created by transmission congestion” (IEMP1 54) is introduced. These congestions may exclude generators without generating capacity within some areas, from competition.
- Greater demand-side participation in the wholesale market is facilitated, by bettering the availability of price information and by providing for “[d]emand response to be dispatched in the same way as generation.” (IEMP1 55)
- Grid companies are allowed to retail in their local areas. Today they are only permitted to retail in their local areas the output of generation they have built. The IEMP report suggests that this cap is removed. (IEMP1 55)
- The grid tariffs are simplified and standardized.
- Smart meters and smart tariffs are facilitated to ensure “energy efficiency capability, open access communications, customer switching, and the development of smart networks. (IEMP1 57)
- Price monitoring and transparency is improved using the Austrailian model, whereby “all market data … is released in a readily usable format the following day.” (IEMP1 57)
- Customer switching is encouraged and facilitated by establishing a fund of $5 million/year to promote the benefits of customer switching, by shortening the timeframe for switching between retailers for customers with smart meters, and by improving the “Powerswitch website” that provides information about the retailers.

3.4.2 Comparison to Norway

It is interesting to compare some of the main features of New Zealand’s power system with Norway’s – one of the few other electricity markets in the world[28] with a high share of hydro power. With a historically hydro power share of approximately 99 % and an inflow that can vary from approximately 90-150 TWh, one would think that Norway also had difficulties matching production and consumption in dry years. Fortunately, this is not a very common scenario – mostly due to the extensive possibility of storing water from the wet to the dry periods[29], and to the possibility of importing power from the surrounding countries. The

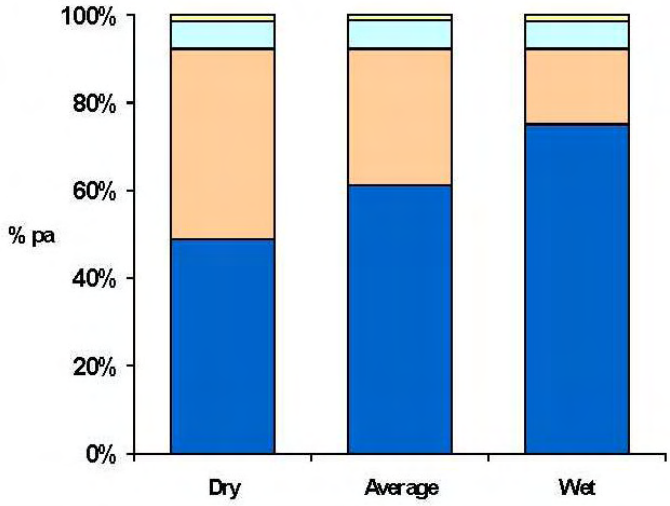
[28] Note that most Latin-American countries have hydro dominated electricity systems. Market liberalization has progressed in different phases in those countries, with especially Chile as one of the forerunners in this area.

[29] The storage possibility also increases the value of the water in general, as one is allowed to store water to periods when the price is high.

reservoir capacity in Norway is around 70 % of the annual electricity production. So, if the Norwegian rainfall is unusually low one year, the opportunity cost of the remaining water is correspondingly increased long before the critical level in the reservoirs is reached – and the market will automatically import more electricity from the surrounding countries if the prices there are lower.

New Zealand has neither the same amount of storage capacity – around 10 % and only enough to meet consumption in only about 5 weeks – nor the possibility of importing power from surrounding countries. The country must therefore have relatively large amounts of thermal power installed to handle droughts – as can be seen in the figure below.

Figure 12: New Zealand hydro variation[30] by year (IEMP2 19)

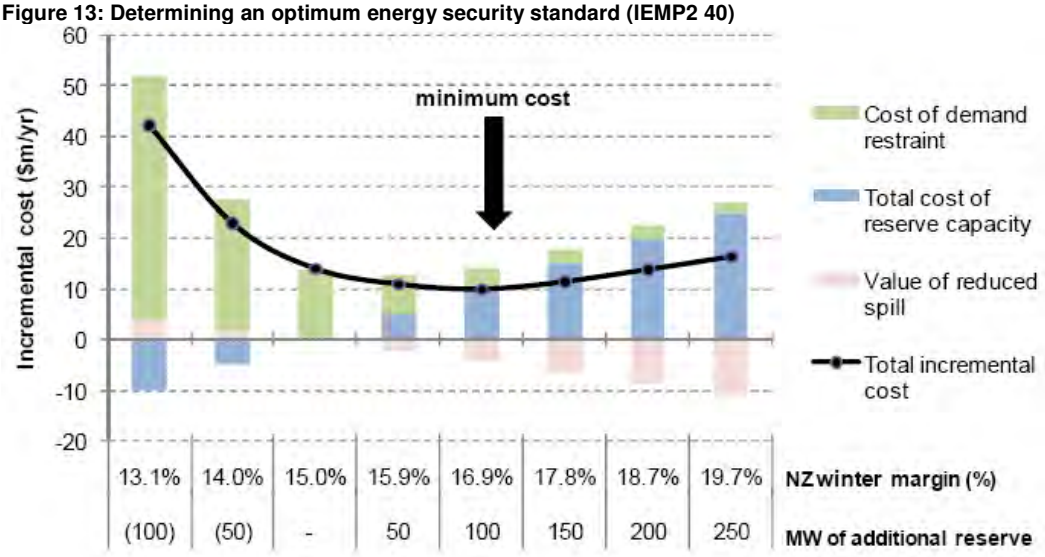


This structural difference must be remembered when trying to understand the New Zealand power supply and why the country during droughts often ends up reducing demand quite heavily, rather than increasing the power supply. So, even though New Zealand seems to be troubled with extensive droughts resulting in troublesome energy conservation campaigns, the energy saving campaigns have a rationale. Due to the variability of the hydro inflow and the lacking possibility for energy import, a full elimination of the risk of running out of electricity in droughts would be very expensive. Reserve production capacity that is being used only when the heaviest droughts set in will be very expensive, and must be considered an overinvestment if it is cheaper for the society to reduce consumption during these periods. This means that there will be an optimum trade-off between overinvestment and the risk of running out of water. The figure below, calculated by The Electricity Commission, shows that minimum cost is achieved with a New Zealand winter energy margin[31] of 17 %. "[T]he margin of supply over demand has been well above the economic optimum for the last 20 years, and is forecast to remain well above the optimum, under most plausible forward supply projections." (IEMP2 41)

[30] From below: Hydro (blue), thermal (beige), geothermal (turquoise) and other sources (yellow).

[31] Mean energy supply over mean energy demand.

Figure 13: Determining an optimum energy security standard (IEMP2 40)



Source: Electricity Commission

What is worth noting is that the optimal margin means a certain risk of running out of water during droughts, making it necessary to curb demand with e. g. energy saving campaigns. For a modern country this can be very costly, but is in this case nonetheless the least expensive when compared with the alternative: extensive overinvestments. This highlights the benefit that is possible when power exchange is possible, as for instance is done between the Nordic countries.

While it is recommended both by the Electricity Technical Advisory Group and the Energy Centre that New Zealand phases out the Reserve Energy Scheme, Norway has the latest years invested in several mobile gas power plants to improve the country's dry year security. In light of several of the arguments presented in this report, this might seem odd: compared to New Zealand Norway has both a higher relative reservoir capacity and possibilities for importing power from the surrounding countries. Why then should Norway risk the market's ability to attain the optimum investment level by itself? Also here is not a simple answer: theoretically speaking does not investment in reserve power automatically *have* to mean that this ability is risked:

> Dersom reservekraft kommer tilstrekkelig sjeldent ut i markedet, vil ikke den forventede prisstrukturen på lang sikt endres. Dermed vil heller ikke markedsaktørenes incentiver til å holde en viss beredskap for svært anstrengte kraftsituasjoner reduseres. … Sjelden bruk er derfor også nøkkelen til å unngå økt avhengighet av reservekraft dersom tiltaket først introduseres.[32] (SAKS 54)

Bottom line is therefore that power security is both an economical and socio-political good, and the level of security ultimately a political question.

[32] Author's translation: "If the reserve power is available sufficiently rarely in the market, the expected price structure in the long run will not change. Hence, the market actors' incentives for holding a certain readiness for very tight power situations will not be reduced. … Infrequently use is therefore also the key to avoid increased dependency on reserve power if the measure is introduced.

3.5 Conclusions

New Zealand has the latest years been hit by several droughts that pushed the power system to its limits and led to high spot prices and public energy saving campaigns. In addition to the droughts, the country has recently gone through a comprehensive restructuring, or liberalization, of the electricity sector which – in combination with several wet years in the 1990s – led to closure of several unprofitable power plants.

Criticism has been raised against the governance of the country's electricity sector. According to the IEMP report, there appears to be "some substance in these views" (IEMP1 5), and the Electricity Technical Advisory Group and the Ministry of Economic Development are among others recommending the following:

- That consumers receive compensation when public energy conservation campaigns are activated.
- That the Reserve Energy Scheme is phased out.
- That rules for water management during droughts are clarified.
- To clarify the external conditions for power suppliers, and to streamline application processes regarding new investments.
- To amend the Grid Investment Test and to improve processes for regulating transmission services through changes in governance arrangements.
- To investigate the option of restructuring some of the SOE generator-retailers, allow lines companies fully back into retailing and to provide for more demand-side participation in the wholesale market, to increase competition.
- To introduce a transmission hedging mechanism to reduce risks created by transmission congestion.
- To replace the Electricity Commission with an independent agency called the 'Electricity Market Authority', responsible for market facilitation and development and enforcement of market rules.
- To extend Transpower's operational activities to include delivery of security of supply functions and procurement of market support functions. Responsibility for approving major grid upgrades should be transferred to the Commerce Commission.
- To put a floor on spot prices when conservation campaigns are activated, to improve risk management.

At the same time, in large part the increase in prices is justified because the cost of generating thermal power has increased considerable, due to the run down of the Maui gas field. New Zealand is also from nature's side vulnerable to dry years due to its low reservoir capacity and the lacking possibility of exchange from surrounding countries – making public conservation campaigns in dry years cheaper than overinvestment in production capacity. This is different from most other countries with a high share of hydro power.

3.6 Literature

IEMP1: B. Layton: *Improving Electricity Market Performance – Volume one: Discussion paper*, The Electricity Technical Advisory Group and the Ministry of Economic Development, New Zealand, August 2009

IEMP2: B. Layton: *Improving Electricity Market Performance – Volume two: Appendices*, The Electricity Technical Advisory Group and the Ministry of Economic Development, New Zealand, August 2009

http://www.med.govt.nz/templates/MultipageDocumentTOC____41697.aspx

Wolak: F. A. Wolak: *An Assessment of the Performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market*, Department of Economics, Stanford University, USA, May 2009

http://www.business.auckland.ac.nz/Schoolhome/Research/Researchcentres/EnergyCentre/Research/tabid/1614/Default.aspx

Energy Centre/IEMP: R. Kirkpatrick, S. Poletti and B. van Campen: *Submission on Discussion Paper – Improving Electricity Market Performance*, The University of Auckland Business School – Energy Centre, New Zealand, September 2009

Energy Centre/Wolak: R. Kirkpatrick, B. van Campen, D. Young: *Wholesale Electricity Market Reform in light of the Wolak Report: Some Suggestions*, The University of Auckland Business School – Energy Centre, New Zealand, June 2009

2008 Review: D. Hunt, J. Isles and M. McKenna*: Review of 2008 Winter – and the period leading into winter*, "The Review Team" - appointed by The Electricity Commission in september 2008, New Zealand

SAKS: Statnett: *SAKS Hovedrapport – Tiltak for å unngå eller mestre Svært Anstrengte KraftSituasjoner, Norway, 2006*

http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Energioppsjoner%20i%20forbruk/Energiopsjoner_SAKS%20rapport%20-%20121205.pdf

4 Krafthandelen mellom Norge og Nederland

- Handelsdata fra 2. kvartal 2008 til og med 3. kvartal 2009

Av: Finn Erik Ljåstad Pettersen, Seksjon for analyse

Norges vassdrags- og energidirektorat

Siden NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland kom i kommersiell drift i mai 2008, har det vært store endringer i prisbildet både i Norge og Nederland. Dette har hatt store virkninger for inntektene kabelen har gitt. Denne temaartikkelen belyser denne utviklingen basert på data over kraftflyt, kraftpriser i Sør-Norge og Nederland samt resultatene fra NorNed-auksjonene frem til og med tredje kvartal i år. For en nærmere presentasjon av NorNed og handelsregimet vises det til temaartikkelen "Krafthandel mellom Norge og Nederland" presentert i Kvartalsrapporten for andre kvartal 2008.

4.1 Inntekter fra handelen på NorNed-kabelen

Siden NorNed kabelen kom i drift i begynnelsen av mai 2008 har den gitt 141 mill. euro i inntekter til eierne TenneT og Statnett. Det er tilnærmet en fjerdedel av investeringskostnadene knyttet til kabelen. Kabelen har således vist seg å være svært lønnsom. Av tabell 1 ser vi imidlertid at inntektene har fordelt seg svært ujevnt over perioden kabelen har vært i drift. De samlede inntektene eierne fikk i mai og juni i fjor er større enn for de tre første kvartalene i år til sammen.

Handelen på kabelen har også gitt aktører som handlet overføringsrettigheter på NorNed-auksjonene betydelige inntekter. Når forskjellen i kraftpris mellom Norge og Nederland er større enn prisen på overføringsrettigheten gir dette en gevinst til innehaverne av overføringsrettigheter. Ved utgangen av tredje kvartal har handelen gitt en samlet gevinst nær 10 mill. euro. Vi ser også her at inntektene har vært betydelig lavere i 2009 enn i 2008.

Tabell 1. Eierinntekt (Statnett og TenneT) samt handelsgevinst for auksjonsdeltakerne, MWh.

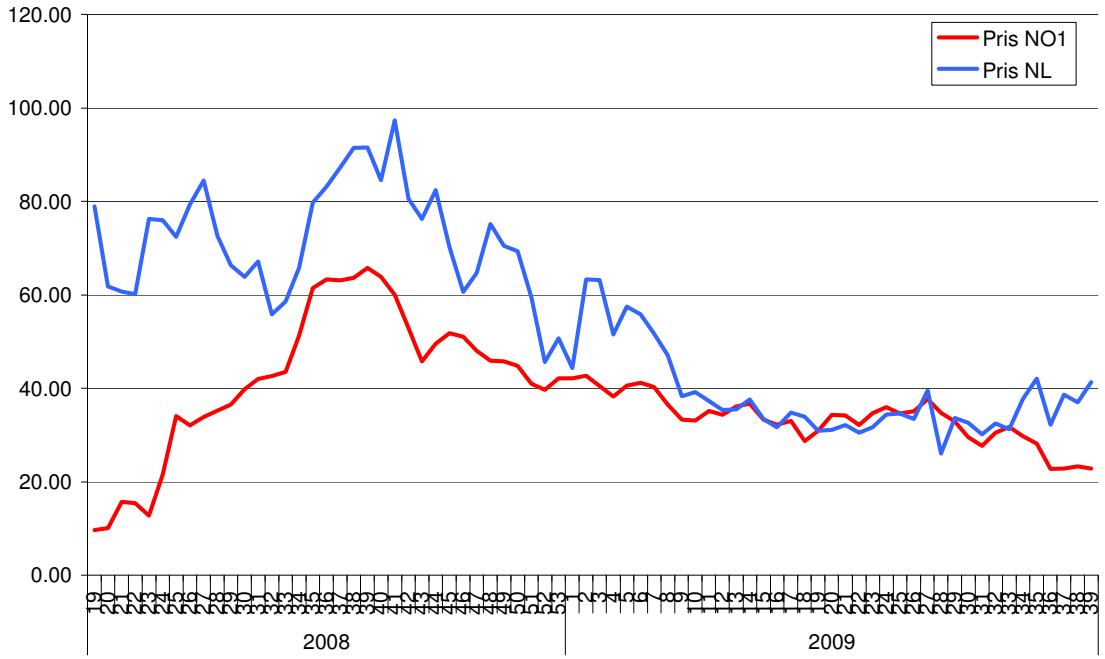
År	Måned	Eierinntekt	Handelsinntekt
2008	5	21 126 619	2 028 282
	6	23 711 223	1 495 089
	7	15 810 560	476 008
	8	7 290 259	1 015 859
	9	10 471 949	747 399
	10	15 674 738	154 981
	11	9 818 630	1 003 789
	12	8 358 058	813 712
Totalt 2008		112 262 036	7 735 119
2009	1	7 840 424	394 921
	2	1 832 659	63 002
	3	2 699 974	171 214
	4	538 007	132 747
	5	1 479 248	56 804
	6	2 063 870	294 953
	7	1 859 349	-31 731
	8	3 592 564	675 290
	9	7 460 494	497 074
Totalt 2009		29 366 589	2 254 274
Totalt		141 628 625	9 989 393

4.2 Lavere prisforskjeller

Det er først og fremst en lavere prisforskjell mellom Norge og Nederland som har bidratt til lavere inntekter fra kabelen i 2009. Ut fra figur 1 ser vi at prisen i Sør-Norge i snitt var mellom 40 og 70 euro lavere per MWh enn i Nederland de første ukene kabelen var i drift. Utover i 2009 har prisnivået i Sør-Norge og Nederland nærmet seg hverandre. Spesielt om våren og sommeren har den ukentlige snittprisen vært tilnærmet lik i Sør-Norge og Nederland. I slutten av tredje kvartal ser vi imidlertid en tendens til noe større prisforskjeller.

Årsakene til at prisene har nærmet seg hverandre skyldes både forhold i Norge og Nederland. Da kabelen kom i drift var det en situasjon med lav kapasitet på forbindelsene mellom Sør-Norge og resten av Norden. Mye tilsig og mye vann i norske magasiner førte til stor produksjonsvilje hos norske vannkraftprodusenter. Som følge av lav eksportkapasitet til Sverige og Danmark ble prisene presset ned i Sør-Norge. I Nederland består produksjonssystemet i hovedsak av gass- og kullkraft. Høye brenselpriser bidro til at kraftprisene var høye i Nederland sammenlignet med i Sør-Norge. I 2009 har det vært mindre tilsig og høyere i priser i Sør-Norge. I Nederland har lavere brenselkostnader medvirket til lavere nederlandske kraftpriser.

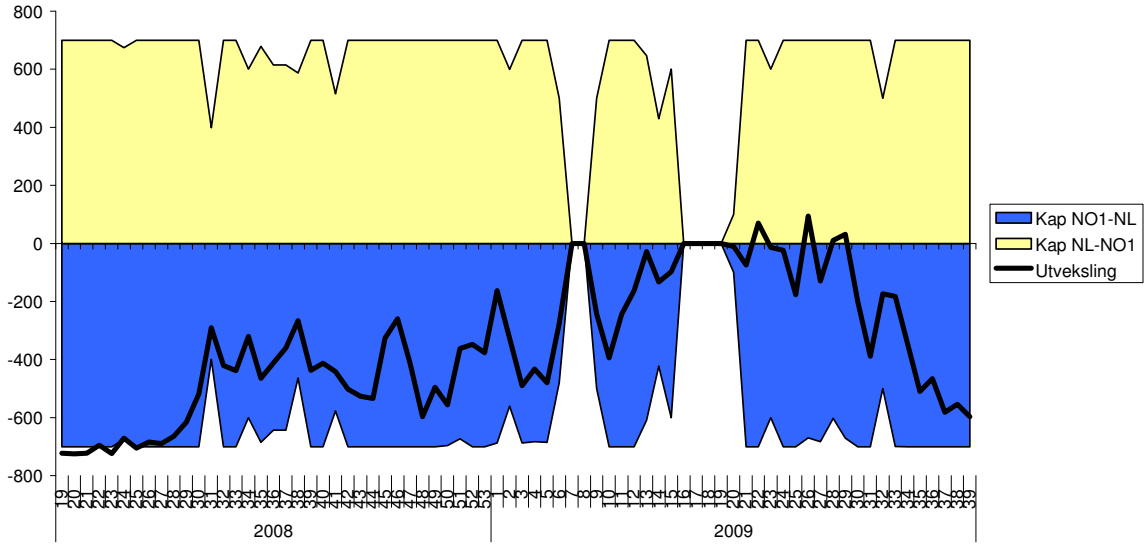
Figur 1. Ukentlig gjennomsnittlige spotpriser for Nederland og Sør-Norge (NO1), EUR. Kilde APX of Nord Pool Spot



4.3 Reduksjoner i overføringskapasitet

I tillegg til prisforskjellen mellom Norge og Nederland har også den tilgjengelige overføringskapasiteten betydning for inntektene til kabelen. Det har vært perioder med redusert kapasitet på kabelen. På grunn av tekniske problem på den nederlandske siden av kabelen var det ikke tilgjengelig kapasitet i to uker i februar samt fire uker i april/mai i år. Det har dessuten vært redusert kapasitet i retning Nederland enkelte timer i perioden fra siste halvdel av desember i fjor og ut februar i år av hensyn til systemsikkerheten i Sør-Norge. Det har for det meste vært god utnyttelse av den tilgjengelige overføringskapasiteten. I nær 70 prosent av timene har all tilgjengelig kapasitet vært utnyttet til kraftoverføring mellom Norge og Nederland. I timene før og etter kraftflyten skifter retning på kabelen vil kun 300 av maksimalt 700 MW kapasitet bli benyttet. Dette kalles ramping og forekom nesten ikke i de første ukene etter idriftsettelsen fordi prisen i Sør-Norge var konstant lavere enn prisen i Nederland. Etter dette har forekomsten av ramping økt jevnlig. I tredje kvartal i år har kapasiteten vært redusert som følge av ramping i over 15 prosent av timene.

Figur 2. Tilgjengelig kapasitet samt faktisk utveksling mellom Sør-Norge og Nederland. Negative tall angir flyt og kapasitet fra Sør-Norge til Nederland. Kilde: NorNed-auctions og Nord Pool Spot



4.4 Flyt i feil retning

Lavere prisforskjell har ført til at det har vært vanskeligere for aktørene å danne gode forventinger om flytretningen når de byr på overføringsrettigheter på NorNed-auksjonene. Som følge av dette har andelen timer med kraftflyt fra området med høyest pris til området med lavest pris vært høyere i 2009 enn i 2008. Dette forekom særdeles ofte i juni og juli i år. Uken med høyest andel timer med flyt i feil retning var uke 30 i år. Da gikk kraften fra høypris- til lavprisområdet i 45 prosent av ukens timer. Av figur 3 ser vi at dette har forekommet både i retning Nederland og i retning Norge. I enkelte timer er en betydelig mengde kraft overført selv om det importerende landet har hatt en betraktelig lavere pris enn det eksporterende landet. Hvis vi bruker den gjeldende prisforskjellen i timer med feil flyt til å anslå den direkte kostnaden ved å overføre i feil retning utgjør disse kostnadene 1,5 mill. euro ved utgangen av tredje kvartal i år.

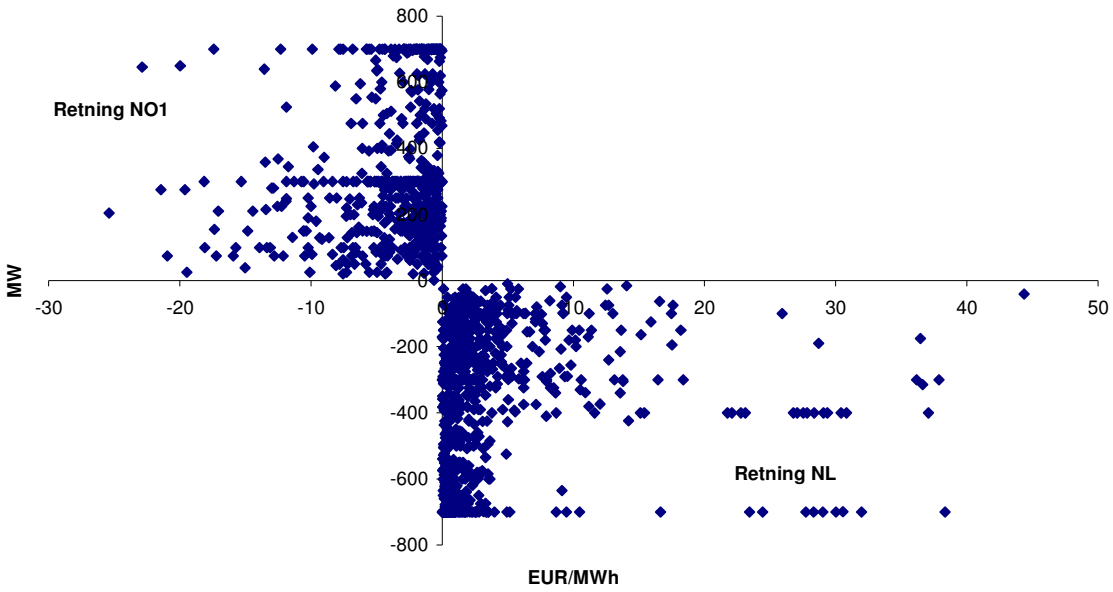
Det at kraften ofte flyter i feil retning skyldes en svakhet ved handelsløsningen. Handelen på NorNed er fremdeles organisert gjennom eksplisitte auksjoner. Det innebærer at markedsdeltakerne byr eksplisitt på overføringsrettigheter. Flytretningen blir bestemt på bakgrunn av disse budene før kraftprisene på børsen i Nederland (APX) og den nordiske børsen (Nord Pool Spot) er kjent. På Nord Pool er handelen organisert gjennom implisitte auksjoner. Det innebærer at markedsdeltakerne kun byr inn hvor mye kraft de vil selge eller kjøpe i hvert område. Overføringen mellom områdene blir bestemt implisitt sammen med kraftprisene. I forhold til eksplisitte auksjoner blir den tilgjengelige kapasiteten utnyttet mye bedre, og problemet med flyt i feil retning er derfor ikke til stede i de nordiske områdene.

Det var krav om implisitte auksjoner da konsesjonen for NorNed-kabelen ble gitt. Løsningen med eksplisitte auksjoner er en midlertidig løsning, først og fremst som følge av manglende harmonisering av lukketider ved børsene Nord Pool og APX.

Tabell 2. Andel timer med flyt i fra høypris- til lavprisområdet. Kilde: NorNed-auctions.org

År	Måned	Andel timer med flyt i feil retning
2008	5	1.8 %
	6	3.5 %
	7	6.6 %
	8	10.3 %
	9	7.8 %
	10	8.7 %
	11	13.2 %
	12	10.3 %
Totalt 2008		7.9 %
2009	1	10.6 %
	2	4.9 %
	3	15.3 %
	4	5.0 %
	5	10.1 %
	6	21.8 %
	7	29.0 %
	8	11.2 %
	9	8.2 %
Totalt 2009		13.0 %
Totalt		10.6 %

Figur 3. Punktdiagram for nominert overføringskapasitet (MW) og prisforskjell (EUR/MWh) i timer hvor kraftflyten har gått fra høypris- til lavprisområde fra mai 2008 til og med 3. kvartal 2009.

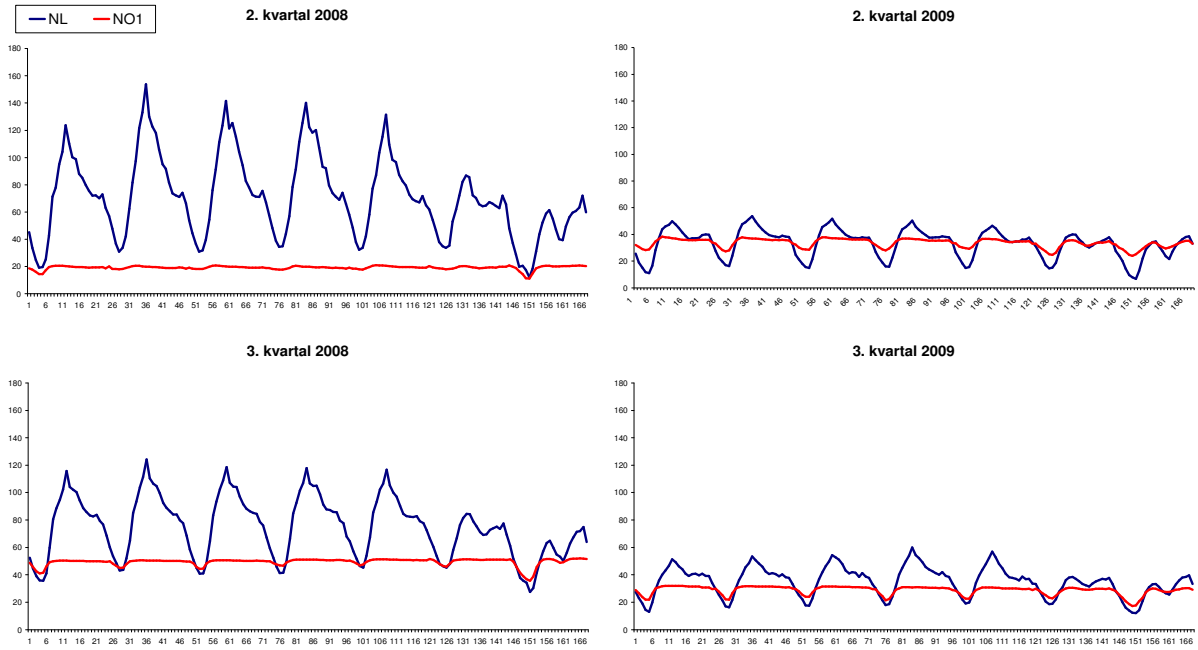


4.5 Utviklingen i prisvariasjonen innenfor uken

Vi har så langt fokusert på utviklingen i ukentlige snittpriser i Nederland og Sør-Norge og sett at forskjellen mellom disse har vært liten i store perioder av 2009. Når det gjelder handelen på kabelen er det imidlertid viktig å se på variasjonen fra time til time innenfor uken. Ut fra figur 4 ser vi at selv om det gjennomsnittlige prisnivået i Sør-Norge og Nederland har nærmet seg hverandre, er det fremdeles stort sett betydelige prisforskjeller innenfor uken som følge av ulik prisstruktur i disse landene. I Norge varierer prisene mindre som følge av at det norske kraftsystemet er dominert av vannkraft. Vannkraft er billig å regulere sammenlignet med den termiske kraftproduksjonen som dominerer i Nederland. I andre kvartal i år har fyllingsgraden i norske vannmagasiner vært lavere og tilsigene mindre sammenlignet med andre kvartal året før. Magasinvannet har blitt verdsatt høyere og vi har hatt høyere priser i Sør-Norge. I Nederland har prisene falt fra i fjor. Særlig i timene med høyest last om dagen har de nederlandske kraftprisene vært betraktelig lavere i andre kvartal i år sammenlignet med andre kvartal i fjor. Dette har ført til at kraftprisene nattestid normalt sett har vært høyere i Sør-Norge enn i Nederland i år. Fra en situasjon med ensidig kraftflyt fra Sør-Norge til Nederland har vi fått en mer normal situasjon med veksling mellom norsk import fra Nederland om natten og norsk eksport til Nederland om dagen.

Noe av forklaringen når det gjelder utviklingen i Nederland kan være finanskrisen, som har ført til mindre økonomisk aktivitet og lavere etterspørsel etter kraft. I tillegg er det viktig å være klar over at den prisdempende virkningen av kabelen har endret seg. Det at kabelen nå i stor grad benyttes til norsk import om natten gjør det mulig for nederlandske produsenter å produsere 700 MW mere enn innenlandsk forbruk om natten. Det motsatte er tilfelle om dagen, hvor nederlandske produsenter nå kan produsere 700 MW mindre enn innenlandsk forbruk. Samlet har dermed døgnvariasjonen i nederlandsk produksjon vært redusert med 1400 MW, som er 67 prosent av gjennomsnittlig timeproduksjon i andre kvartal. Dette kan ha dempet prisvolatiliteten i Nederland betydelig.

Figur 4. Gjennomsnittlig prisvariasjon innenfor uken i henholdsvis Nederland og Sør-Norge. 2. kvartal 2008* sammenlignet med 2. kvartal 2009 samt 3. kvartal 2008 sammenlignet med 3. kvartal 2009, EUR/MWh.



*2.kvartal 2008 er beregnet ved snitt av priser fra og med 6. mai og ut juni.

4.6 Oppsummering

NorNed-kabelen har gitt både eierne og markedsdeltakerne betydelige inntekter siden den ble satt i drift i mai i fjor. De samlede flaskehalsinntektene for eierne av kabelen og markedsdeltakerene utgjør over 150 mill. euro så langt i år. Store prisforskjeller og full utnyttelse av kapasiteten fra Sør-Norge til Nederland har ført til særlig store inntekter i de første ukene av kabelens levetid. Det har imidlertid vært store endringer i priser og kraftflyt i perioden kabelen har vært i drift. Timer med flyt i feil retning har forekommet stadig hyppigere. I 2009 har kabelen i større grad blitt benyttet til kraftoverføring i begge retninger enn i 2008. Nederland har utover i 2009 normalt eksportert kraft til Norge om natten når prisene er lave og importert fra Norge om dagen når prisene høye. Det at kabelen i større grad benyttes i begge retninger kan i 2009 ha bidratt til å redusere prisvariasjonen i Nederland sammenlignet med 2008.

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

Utgitt i Rapportserien i 2009

Nr. 1 Ellen Skaansar (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2008

Nr. 2 Tiltak for å redusere sannsynligheten for at et område er strømløst over lang tid Regelverksprosjektet mellom NVE, DSB og Statnett (64 s.)

Nr. 3 Lars-Evan Pettersson: Flomforhold i Sør- og Midt-Norge (67 s.)

Nr. 4 Jørn Opdahl, Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann (fysiske parametere) Drift og formidling 2008 (37 s.)

Nr. 5 Kirsten Westgaard, Helge Ulsberg og Svein Olav Arnesen (red.): Tilsynsrapport 2008 (20 s.)

Nr. 6 Ellen Skaansar (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2009

Nr. 7 Jon Endre Hausberg og Liss M. Andreassen: Satellittbasert brekartlegging i Lyngen (20 s.)

Nr. 8 Anne Haugum (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2008 (77 s.)

Nr. 9 Eva Widenoja, Widenoja Design AS, Aase Skaug, Asplan Viak AS, Christian Aastorp, Widenoja Design AS: Landskapstilpasset mastedesign En metodisk tilnærming for landskapstilpassing av 132- 420 kV høyspentmaster (78 s.)

Nr 10 Hege Fadum Sveaas (red.): Avbruddsstatistikk 2008 (s.)

Nr 11 Lars-Evan Pettersson: Flomforhold i Nord-Norge (49 s.)

Nr. 12 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 2. kvartal 2009 (65 s.)

Nr. 13 Kulturminner i vassdrag. Flom- og erosjonsikring, kanaler og miljøtiltak. SEMINARUTGAVE (38 s.)

Nr. 14 Lars Andreas Eriksson og Christina Kvamme: Nasjonal utbyggingsutredning for overføringsanlegg i elkraftsystemet (32 s.)

Nr. 15 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 3. kvartal 2009 (86 s.)