

Kraftsituasjonen veke 34, 2010

Norsk nettoeksport

Noreg var for første gang sidan veke 29 nettoeksportør av kraft med ein nettoeksport på 67 GWh i veke 34. Det var særleg i timane med høgt forbruk Noreg hadde eksport, og mesteparten av denne eksporten gjekk til Danmark. Det norske kraftforbruket steig med 2,3 prosent samanlikna med førre veke, medan produksjonen auka med 9,7 prosent. Produksjonen i Noreg auka mest i Sørvest- og Aust-Noreg, høvesvis med 19,5 prosent og 12,4 prosent.

Fyllingsgraden i vassmagasina i Noreg steig med 1,6 prosentteiningar i løpet av veka. Auken kom i Vest-, Sørvest- og Aust-Noreg, som alle hadde ein auke i fyllingsgraden på over 2 prosentteiningar. Mykje nedbør i desse områda bidrog til denne auken. I Midt- og Nord-Noreg var det ein nedgang i fyllingsgraden på 0,2 prosentteiningar.

Magasinfylling

Ved utgangen av veke 34 var fyllingsgraden i norske magasin 67,6 prosent. Gjennom veka auka fyllingsgraden med 1,6 prosenteningar mot 0,7 prosenteningar veka før. Meir tilsig er årsaka til at auken i magasinfyllinga vart større enn veka før. Magasinfyllinga er 16,8 prosenteningar under medianverdien for veka og 13,3 prosenteningar under fjoråret sitt nivå.

- Mindre vatn i magasina i Nord- og Midt- Noreg

I Aust-Noreg (elspotområde NO1) var fyllingsgraden 79,0 prosent, ein auke på 2,8 prosenteningar frå veka før. I Sørvest-Noreg (elspotområde NO2) auka fyllingsgraden med 2,2 prosenteningar til 58,7 prosent, mens Vest-Noreg (elspotområde NO5) hadde ei fylling på 66,8 prosent. Det er ein auke på 2,3 prosenteningar. Midt-Noreg (elspotområde NO3) hadde ei fylling på 75,4 prosent, ein nedgang på 0,2 prosenteningar. I Nord-Noreg (elspotområde NO4) minka også fyllingsgraden med 0,2 prosenteningar til 71,3.

Svenske magasin hadde ein fyllingsgrad på 74,9 prosent, dvs. same magasinfylling som veka før. Magasinfyllinga er 7,4 prosenteningar under medianverdien for veka og 4,6 prosenteningar over fjoråret sitt nivå.

Vêr og hydrologi

Det nyttbare tilsiget for veke 34 var 3,2 TWh eller 35 prosent meir enn normalt. Til no i 2010 har tilsiget vore vel 73 TWh eller 14,5 TWh mindre enn normalt. Basert på dagens meteorologiske prognosar er det i veke 35 venta eit energitilsig på ca 1,9 TWh, eller 20 prosent under normalt.

- Tilsig over normalt

I veke 34 kom det om lag 20-40 mm nedbør over store deler av Sør- og Midt-Noreg. Enkelte stader kom det omkring 100 mm. Elles i landet kom det lite nedbør. Rekna om til nedbørenergi kom det 3,9 TWh, eller ca 70 prosent meir enn normalt. Til no i år har nedbørenergien vore nesten 62 TWh eller 8,5 TWh mindre enn normalt. I veke 35 er det venta mindre enn 20 mm nedbør i Sør-Noreg og omkring 20-50 mm i Midt- og Nord-Noreg. Totalt er det venta 1,0 TWh, eller halvparten av normalt.

I veke 34 var temperaturane omkring normalt i Sør-Noreg 1-2 grader under normalt i Midt- og Nord-Noreg. I veke 35 er det ikkje venta store endringar jamført med veka før.

Produksjon og forbruk

- Auka norsk forbruk

Forbruket i Norden steig med 138 GWh og enda på 6218 GWh. Noreg var det landet i Norden som bidrog mest til denne forbruksauken med ein oppgang på 64 GWh. Forbruket i Noreg enda dermed på 1903 GWh, noko som var ein oppgang på 3,5 prosent frå veka før. Kaldare vêr i heile Noreg medverka til denne forbruksauken.

- Betydelig norsk produksjonsoppgang

Den nordiske produksjonen auka frå førre veke med 226 GWh, noko som tilsvare ein auke på 4 prosent. Alle nordiske land auka produksjonen med unntak av Sverige som hadde ein liten nedgang. Nedgang i kjernekraftproduksjonen som følgje av at Ringhals 3 og Oskarshamn 3 gjekk ut av drift på høvesvis laurdag og søndag bidrog til denne produksjonsnedgangen. I Danmark bidrog meir vind til den auka kraftproduksjonen.

Noreg var det landet i Norden som hadde størst auke i produksjonen. Produksjonen i veke 34 var 1970 GWh, noko som er ein auke på 9,7 prosent frå førre veke. Alle prisområda hadde ein vekst i produksjonen frå førre veke, men spesielt Aust-Noreg (elspotområde NO1) og Sørvest-Noreg (elspotområde NO2) hadde høg vekst i produksjonen. I Aust-Noreg var auka på 12,4 prosent, mens produksjonen steig med 19,5 prosent i Sørvest-Noreg. Auka tilsig i desse områda var ein medverkande årsak til produksjonsauken.

Utveksling

- Norsk nettoeksport

Den nordiske nettoimporten i veke 34 var 283 GWh. Det er ein nedgang på 88 GWh ifrå veke 33. Norsk nettoeksport framfor nettoimport slik som i veke 33 er hovudårsaka til denne endringa. Både Noreg, Finland og Danmark hadde meir eksport sist veke enn tidlegare. Sverige hadde derimot nedgang i sin nettoeksport. Den svenske produksjonsnedgangen var medverkanes til dette.

- Mindre nordisk nettoimport

Noreg hadde 67 GWh nettoeksport i veke 34, noko som er ei endring på 110 GWh ifrå førre veke då det var 43 GWh nettoimport. Det har ikkje vore norsk nettoeksport sidan veke 29. Internt i Noreg hadde NO3 og NO5 nettoimport i veke 34, medan dei andre elspotområda (NO1, NO2 og NO4) hadde nettoeksport.

Overgangen frå norsk nettoimport til nettoeksport har samanheng med høgare prisar i Europa og dei nordiske nabolanda enn i Noreg. Nettoeksporten i veke 34 er likevel langt mindre enn dei 375 GWh som vart eksportert på same tid i fjor. Så langt i år er det norsk nettoimport på 6,9 TWh. For same periode i fjor var det norsk nettoeksport på 3,4 TWh.

Prisar

- Oppgang i systemprisen

Systemprisen i Norden hadde eit vekesnitt på 361,1 kr/MWh, ein auke på 2 prosent frå førre veke. Sjælland var i likskap med førre veke det prisområdet i Norden med høgast snittpris i veka, til tross for ein nedgang på 15 prosent frå førre veke. I høglasttimane på måndagen var prisen oppe i 1208 kr/MWh, men var nede i 16,6 kr/MWh natt til tysdag. I løpet av torsdagen kom overføringsforbindelsane til Sverige tilbake i drift, i tillegg til at den nye overføringskabelen mellom Jylland og Sjælland blei opna, noko som bidrog til at prisane på Sjælland normaliserte seg.

- Oppgang i spotprisane i Nord- og Midt-Noreg

Den gjennomsnittlege elspotprisen steig mest i Finland og Sverige med ein oppgang på 6 prosent frå førre veke. Vekesnittet for Sverige og Finland var 376,9 kr/MWh. Sverige og Finland skilte seg først og fremst ut med høgare prisar enn Noreg i høglasttimane, spesielt på fredagen. I Noreg var vekesnittet på 352,4 kr/MWh i Vest-, Sørvest- og Aust-Noreg. Desse tre områda hadde ein liten oppgang på 1,2 kr/MWh frå førre veke. I Midt- og Nord-Noreg var vekesnittet på høvesvis 366,7 kr/MWh og 364,5 kr/MWh, ein oppgang på 11,6 og 10,8 kr/MWh frå førre veke.

- Prisoppgang i den nordiske og

Prisane på Nord Pools kvartalskontraktar auka i løpet av veka. Auken var størst for fjerdekvartalskontrakten for 2010 som steig med 8 prosent og hadde ein sluttpris fredag på 400,9 kr/MWh. Førstekvartalskontrakten for 2011 hadde ein sluttpris på 408,1 kr/MWh, ein oppgang på 6 prosent. Varsel

**tyske
termin-
marknaden**

om tørrare vêr, samt auka CO₂ prisar var medverkande årsaker til prisauken for kvartalskontraktane. Også i Tyskland steig prisane på kvartalskontraktane, men mindre enn i Norden. Fjerdekvartalskontrakten vart i slutten av veka handla for 414,8 kr/MWh, ein oppgang på 3 prosent. Førstekvartalskontrakten for 2011 hadde ein sluttpris på 430,5 kr/MWh, noko som tilsvarte ein oppgang på 2 prosent frå førre veke.

**Sluttbrukar-
prisar**

Prisar på standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane var om lag uendra frå veka før, med ein gjennomsnittleg pris på 49,0 øre/kWh for kontraktar levert i veke 36.

**- Størst
prisoppgang på
marknadspris-
kontrakt i Midt-
og Nord-Noreg**

Prisen på marknadspriskontrakt tilbode i veke 34 gjekk opp i alle elspotområda. Prisområda Midt- og Nord-Noreg hadde ein oppgang på høvesvis 1,5 og 1,4 øre til 47,7 og 47,5 øre/kWh. I prisområda Aust-, Sørvest- og Vest-Noreg gjekk prisen opp med 0,1 øre til 46,0 øre/kWh.

Den gjennomsnittlege prisen for norske eittårige fastpriskontraktar, tilbode i veke 34, gjekk opp med 0,1 øre til 49,9 øre/kWh, medan gjennomsnittprisen for norske treårige fastpriskontraktar låg fast på 49,3 øre/kWh. Snittprisen på svenske eitt- og treårige fastpriskontraktar gjekk opp med høvesvis 0,7 og 0,5 øre til 58,8 og 57,4 øre/kWh.

Innhald

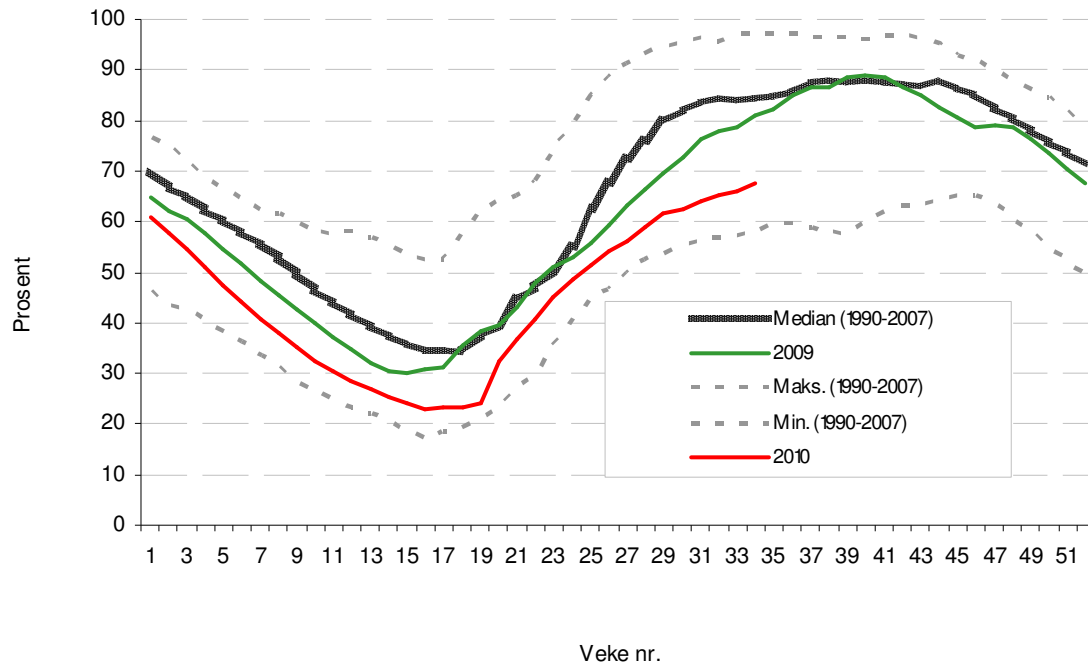
1. Magasinfylling	6
2. Tilsig og nedbørtilhøve	9
3. Produksjon, forbruk og utveksling	11
4. Kraftprisar	16
5. Tilstanden til kraftsystemet.....	21

1. Magasinfylling

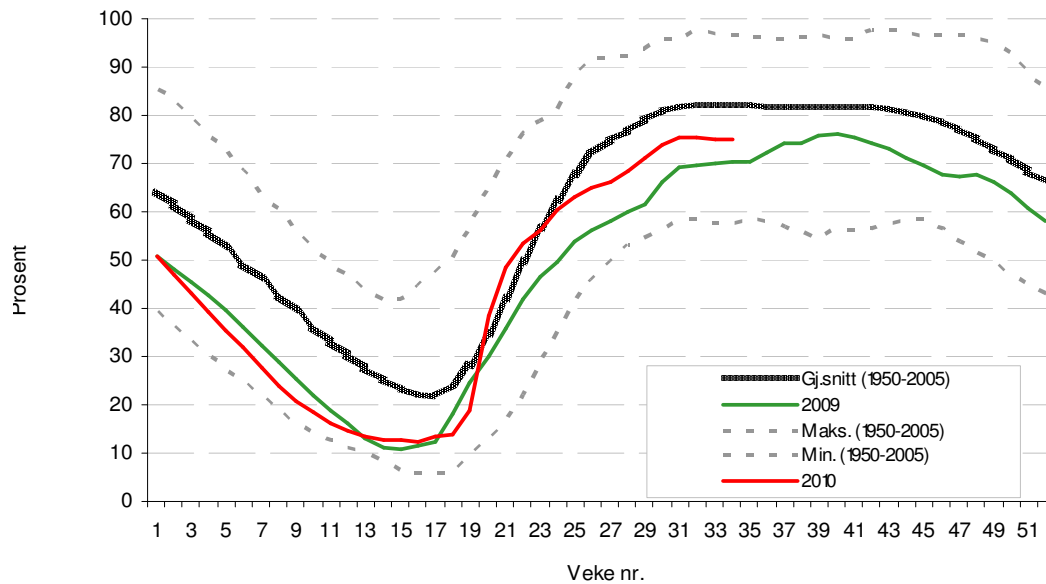
Tabell 1 Magasinfylling. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot

	Prosent				Prosentteiningar		
	Veke 34 2010	Veke 33 2010	Veke 34 2009	Median veke 34	Endring frå sist veke	Differanse frå same veke i 2009	Differanse frå median
Noreg	67.6	66.0	80.9	84.4	1.6	-13.3	-16.8
NO1	79.0	76.2	88.6		2.8	-9.6	
NO2	58.7	56.5	80.7		2.2	-22.0	
NO3	75.4	75.6	84.3		-0.2	-8.9	
NO4	71.3	71.5	75.6		-0.2	-4.3	
NO5	66.8	64.5	78.2		2.3	-11.4	
Sverige	74.9	74.9	70.3	82.3	0.0	4.6	-7.4

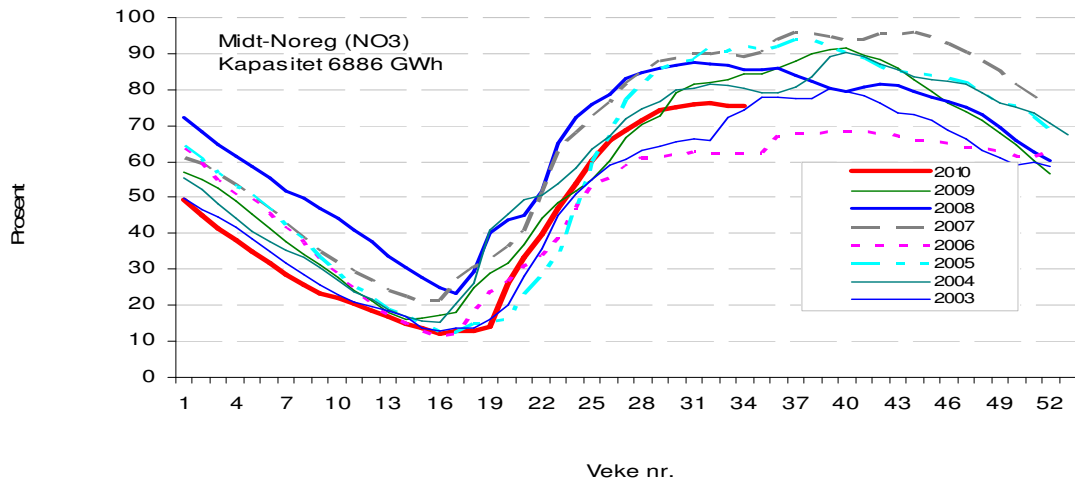
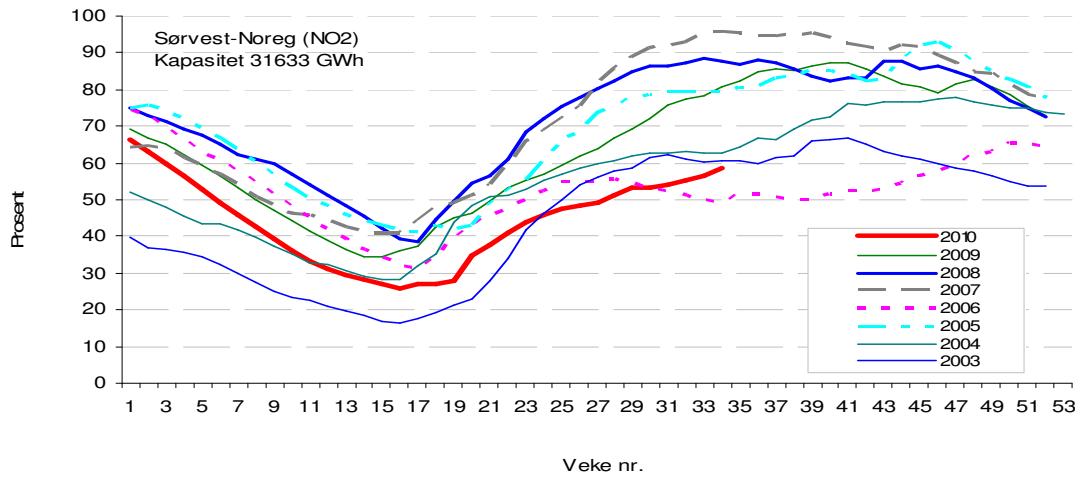
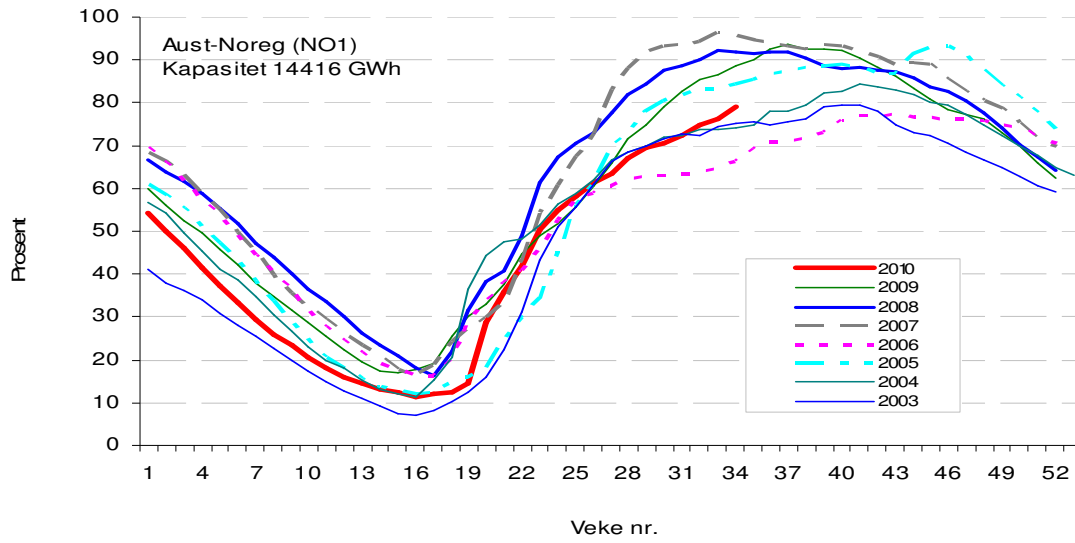
Figur 1 Fyllingsgraden til vassmagasina i Noreg. Prosent. Kapasitet=84,3 TWh. Kjelde: NVE

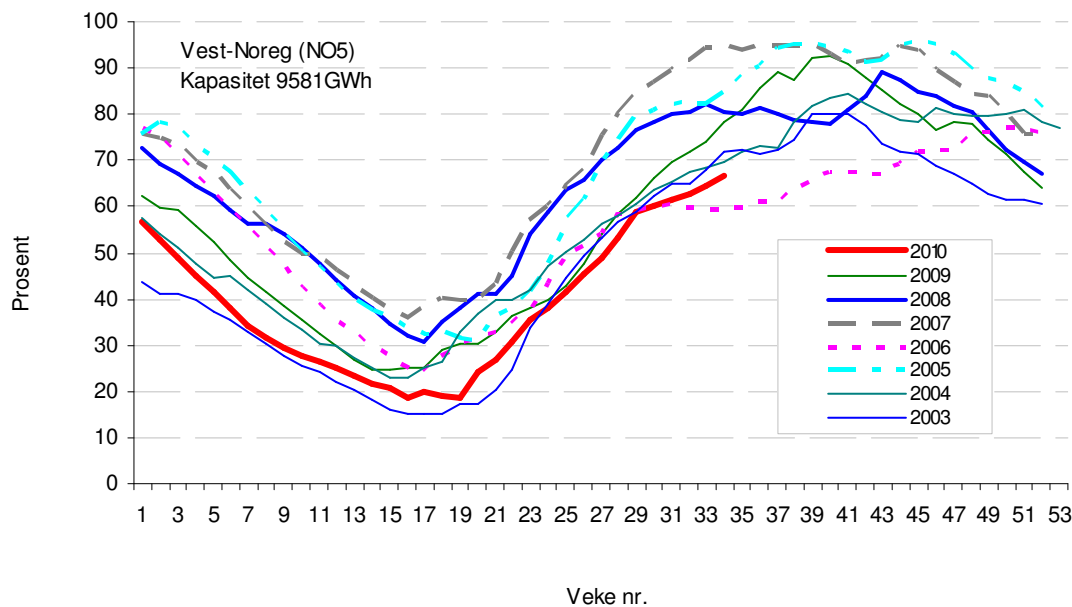
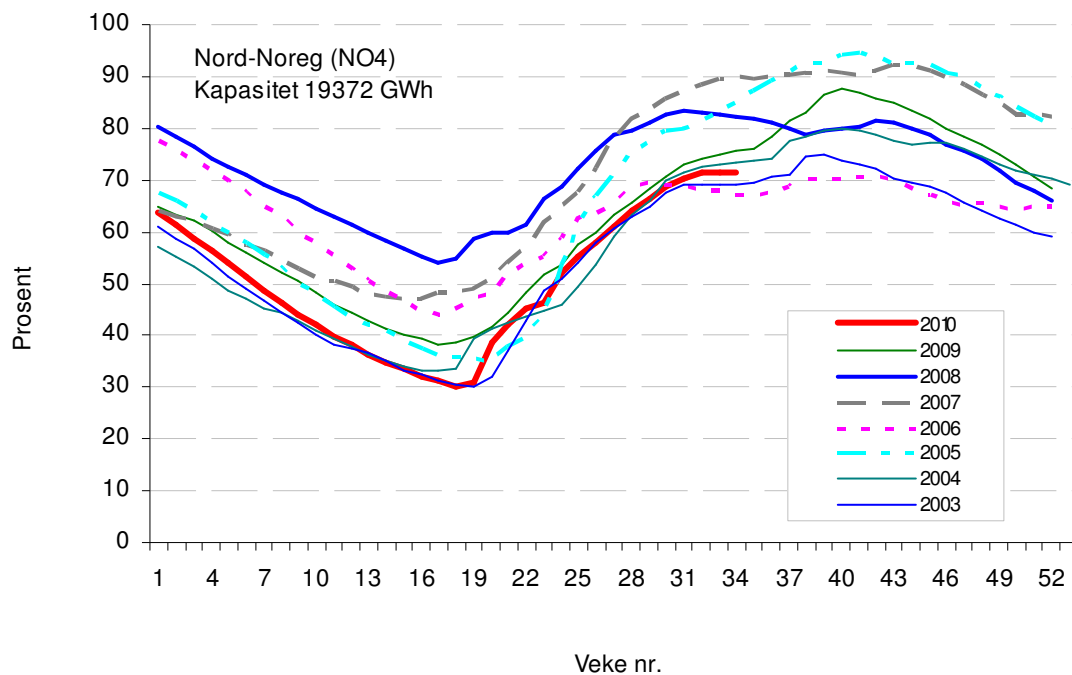


Figur 2 Vassmagasinas fyllingsgrad i Sverige. Prosent. Kapasitet=33,8 TWh. Kjelde: Svensk Energi



Figur 3 Vassmagasina sin fyllingsgrad for elspotområda NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5. Prosent. Kjelde: NVE





2. Tilsig og nedbørtilhøve

Tabell 2 Tilsig og nedbør. Kjelde: NVE

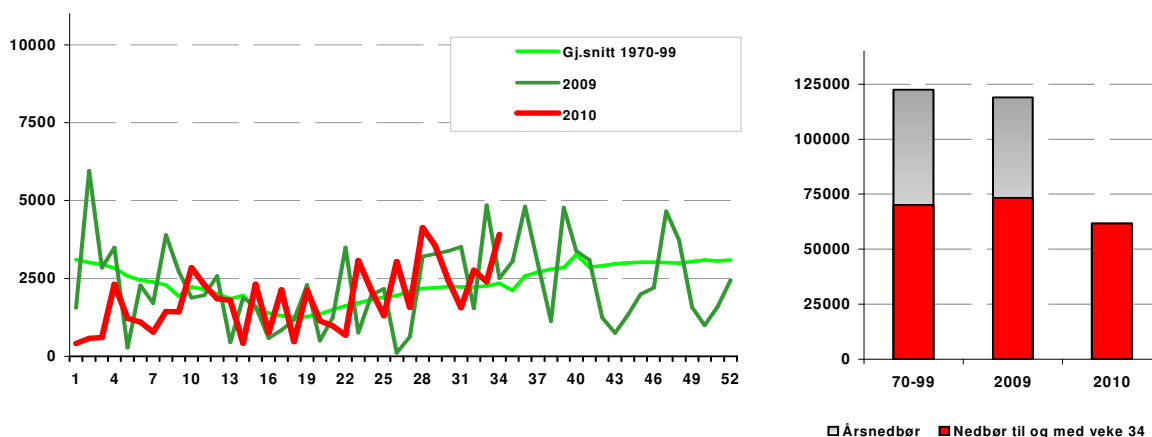
TWh	Veke 34	veke 34 Normal	Veke 1 -34 2010	Veke 1-34 Normal	Prosent av normal veke	Differanse frå normal til no i år
Tilsig	3.2	2.4	73.3	87.8	135	-14.5
Nedbør	3.9	2.3	61.6	70.1	167	-8.5

Tabell 2b Forventa tilsig og nedbør i inneverande veke. Kjelde: NVE

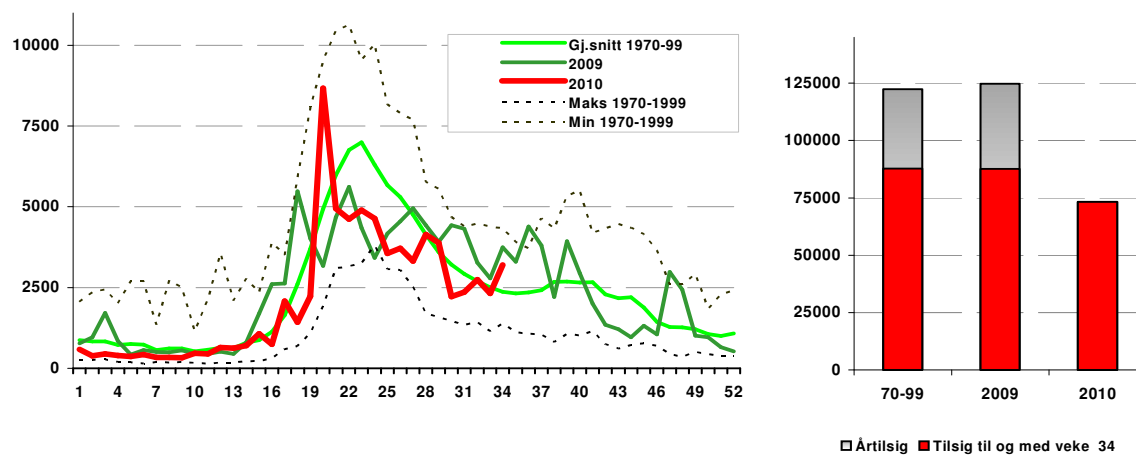
	TWh	Prosent av normal
Tilsig	1.9	80
Nedbør	1.0	49

For fleire detaljar når det gjeld vassføring i Noreg sjå: <http://www2.nve.no/h/hd/plotreal/>

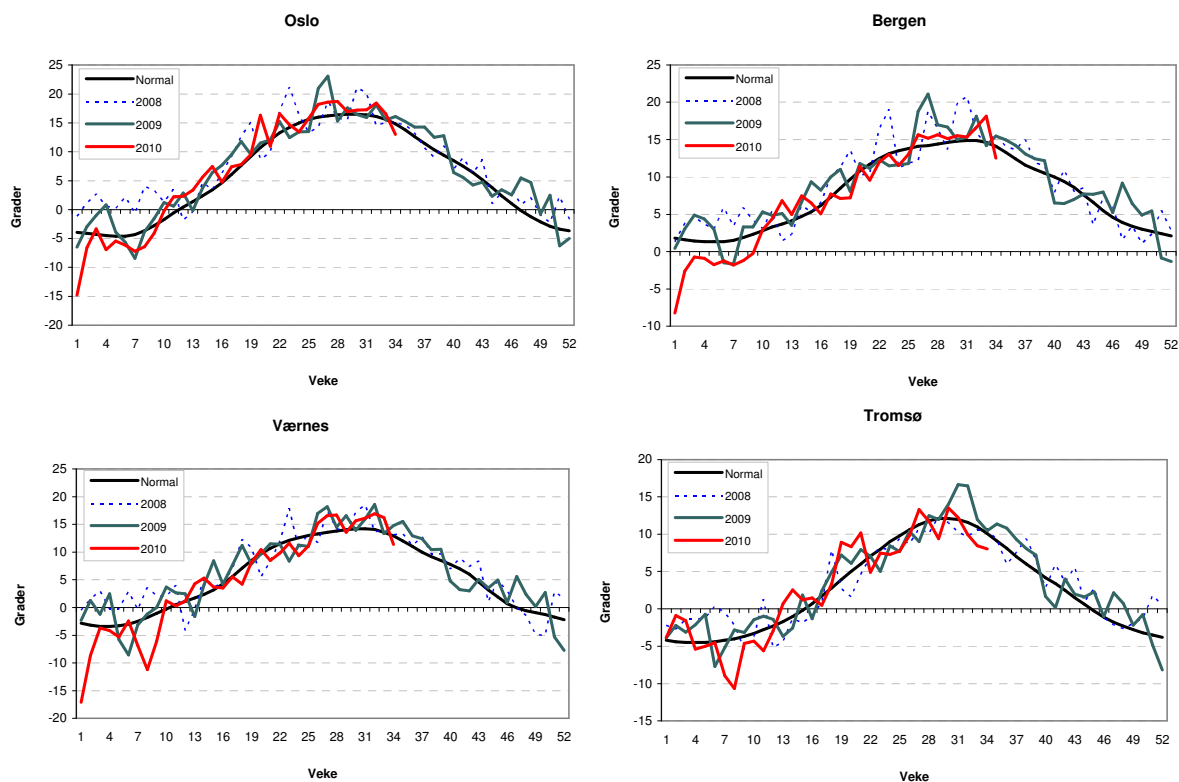
Figur 4 Nyttbart tilsig i Noreg i 2009 og 2010, maks, min og gjennomsnitt for perioden 1970-1999, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot og NVE



Figur 5 Nedbør i Noreg i 2009 og 2010, og gjennomsnitt for perioden 1970-1999, GWh. Kjelde: NVE



Figur 6 Temperaturar i Noreg i 2009 og 2010, og normalår (ref: 1961-90). Kjelde: Meteorologisk institutt



For fleire detaljar om snø, smelting, nedbør og temperatur, sjå: www.seNorge.no
Her fins blant anna kart med opplysningar om vær, vann og snø kvar einaste dag frå 1960 til og med i morgon.

3. Produksjon, forbruk og utveksling

Tabell 3 Norsk produksjon, forbruk* og kraftutveksling. Alle tal i GWh. Kjelde: Nord Pool Spot

GWh	År Veke	2009		2010		Endring fra førre veke		Endring fra same veke i fjor	
		34	33	34					
Produksjon	NO1		479	538	59	(12,4%)			
	NO2	1530	385	460	75	(19,5%)	-193	(-12,6%)	
	NO5		318	339	21	(6,5%)			
	NO3	279	226	229	3	(1,2%)	-50	(-17,8%)	
	NO4	307	387	403	16	(4,1%)	96	(31,3%)	
Norsk totalproduksjon		2115	1796	1969	173	(9,7%)	-146	(-6,9%)	
Forbruk	NO1		499	525	26	(5,2%)			
	NO2	1215	375	392	17	(4,6%)	64	(5,3%)	
	NO5		365	362	-3	(-0,9%)			
	NO3	295	301	322	21	(7%)	27	(9,3%)	
	NO4	230	299	301	3	(0,9%)	71	(31%)	
Norsk totalforbruk		1740	1839	1903	64	(3,5%)	163	(9,4%)	
Import	NO1		20	-13	-33				
	NO2	-315	-10	-68	-58		257		
	NO5		47	23	-24				
	NO3	16	75	93	18		77		
	NO4	-77	-89	-102	-13		-25		
Norsk nettoimport		-375	43	-67	-110		308		

*Ikkje temperaturkorrigerde tal.

15. mars vart NO5 oppretta frå delar av dåverande NO1 (Søraust-Noreg) og NO2 (Sørvest-Noreg). For eitt år sida var noverande NO1, NO2 og NO5 eitt marknadsområde. 1. april opna eit nytt estisk prisområde på Nord Pool.

Tabell 4 Nordisk produksjon, forbruk* og kraftutveksling. Alle tal i GWh. Kjelde: Nord Pool Spot

GWh	År Veke	2009		2010		Endring fra førre veke		Endring fra same veke i fjor	
		34	33	34					
Produksjon	Norge	2115	1796	1970	174	(9,7%)	-145	(-6,9%)	
	Sverige	2023	2388	2327	-61	(-2,6%)	304	(15%)	
	Finland	1220	1019	1095	76	(7,5%)	-125	(-10,2%)	
	Danmark	487	506	543	37	(7,3%)	56	(11,5%)	
	Jylland	322	370	393	23	(6,2%)	71	(22%)	
	Sjælland	165	136	150	14	(10,3%)	-15	(-9,1%)	
Nordisk totalproduksjon		5845	5709	5935	226	(4%)	90	(1,5%)	
Forbruk	Norge	1740	1839	1903	64	(3,5%)	163	(9,4%)	
	Sverige	2164	2240	2284	44	(2%)	120	(5,5%)	
	Finland	1390	1389	1415	26	(1,9%)	25	(1,8%)	
	Danmark	618	612	616	4	(0,7%)	-2	(-0,3%)	
	Jylland	360	368	370	2	(0,5%)	10	(2,8%)	
	Sjælland	258	245	246	1	(0,4%)	-12	(-4,7%)	
Nordisk totalforbruk		5912	6080	6218	138	(2,3%)	306	(5,2%)	
Import	Norge	-375	43	-67	-110		308		
	Sverige	141	-148	-43	105		-184		
	Finland	170	370	320	-50		150		
	Danmark	131	106	73	-33		-58		
Nordisk nettoimport		67	371	283	-88		216		

*Ikkje temperaturkorrigerde tal.

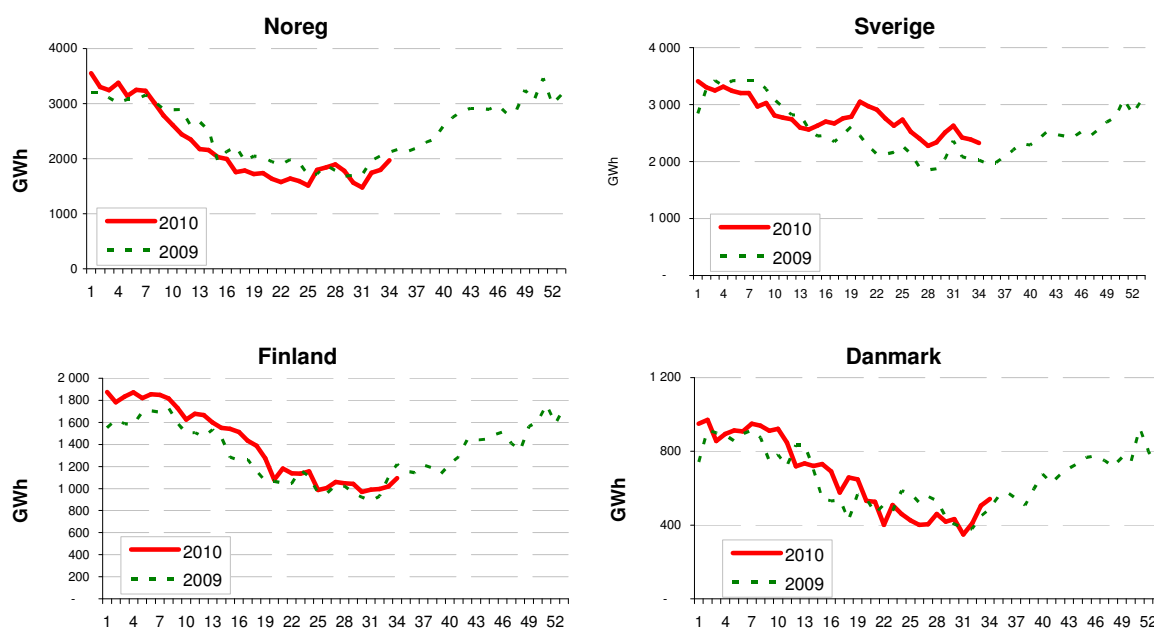
Utviklinga i kraftproduksjon og forbruk

Tabell 5 Produksjon, forbruk og utveksling så langt i år. Kjelde: Nord Pool Spot

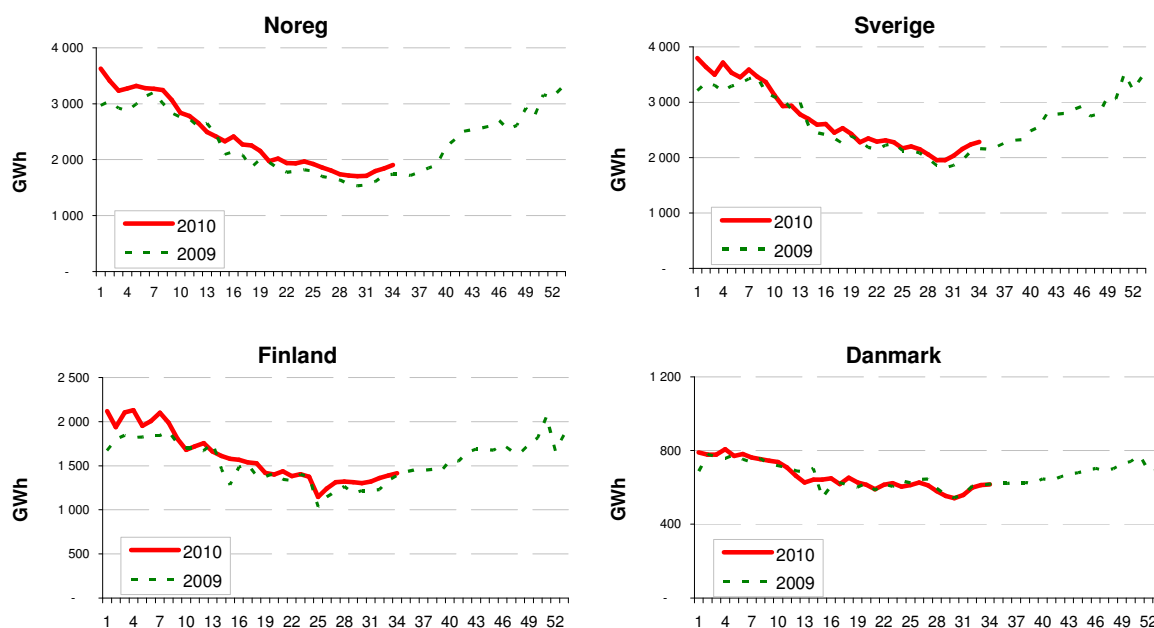
Norden (TWh)	Til no i år	Same periode i fjor	Endring	
Produksjon	237.4	231.2	6.2	(2.7%)
Forbruk	248.6	236.0	12.6	(5.3%)
Nettoimport	11.2	4.8	6.5	

Norge (TWh)	Til no i år	Same periode i fjor	Endring	
Produksjon	74.0	80.0	-6.0	(-7.5%)
Forbruk	80.8	76.6	4.3	(5.6%)
Nettoimport	6.9	-3.4	10.3	

Figur 7 Produksjonsutvikling i dei nordiske landa, 2009 og 2010, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot

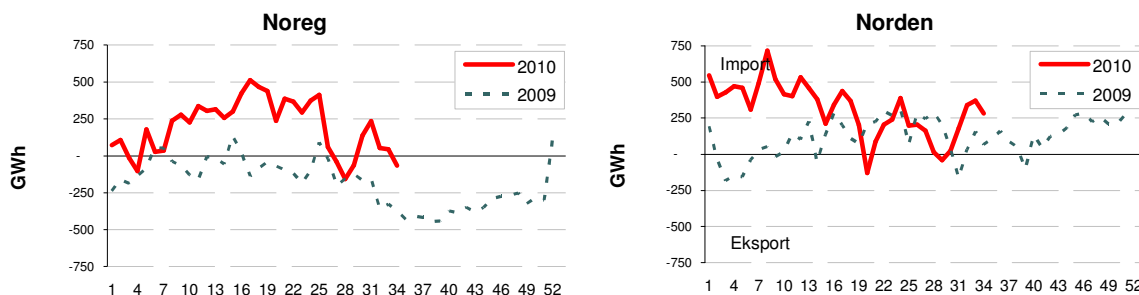


Figur 8 Forbruksutvikling i dei nordiske landa, 2009 og 2010, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot

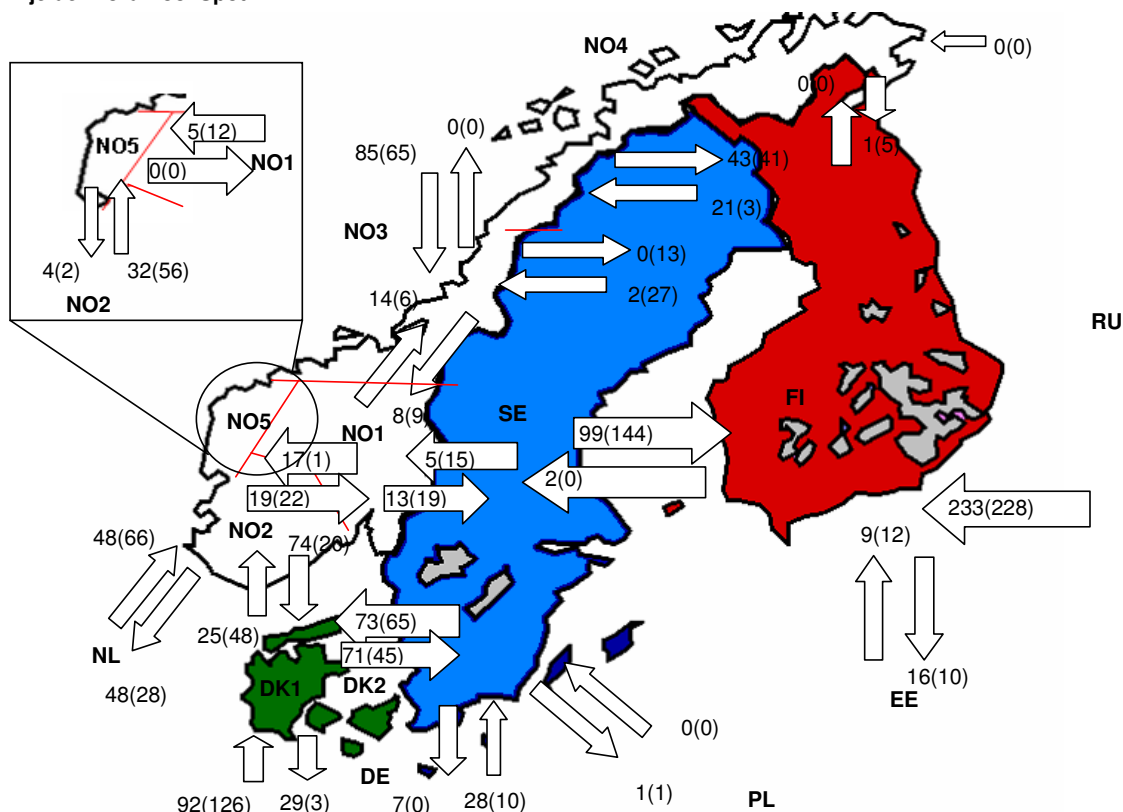


Utvexling

Figur 9 Nettoutveksling pr. veke for Noreg og Norden, 2009 og 2010, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 10 Import og eksport mellom dei nordiske landa og frå/til tilgrensande område i veke 34 i 2010 (veke 33). Alle tal i GWh. Kjelde: Nord Pool Spot*



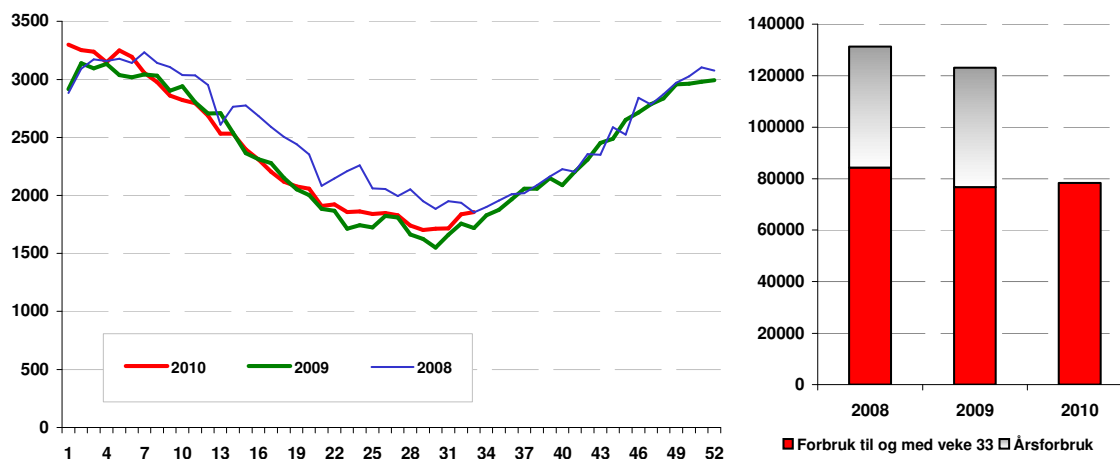
* Tala i figur 10 er ikkje avstemt mot tala i tabell 3 og 4, og det eksisterer avvik i forhold til netto handelstal i tabell 3 og 4. Kraftflyten mellom Sverige og dei norske elspotområda NO1, NO3 og NO4, samt utveksling internt i Noreg er basert på planlagt elspotflyt. Tala vil avvike frå faktisk utveksling ved endringar i driftsforholda.

Forbruk

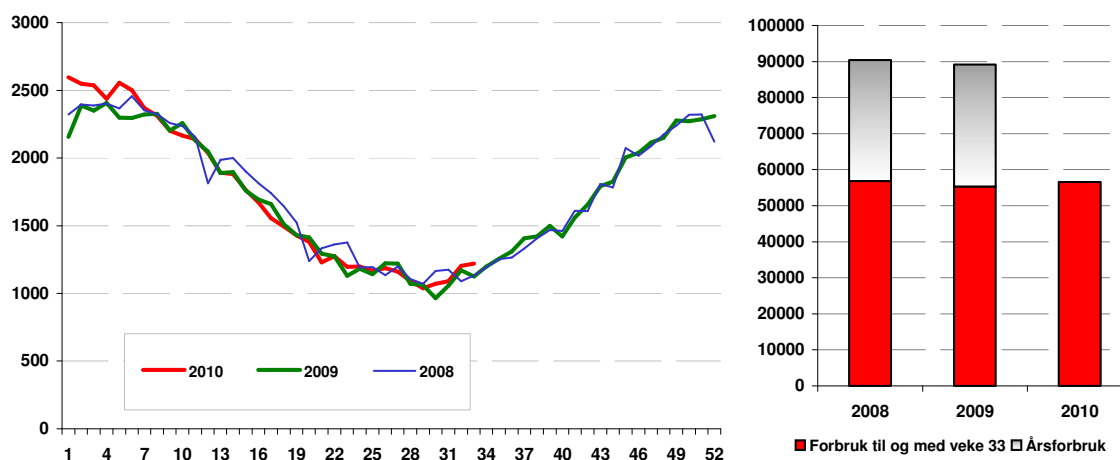
Tabell 6 Forbruk, temperaturkorrigert. Kjelde: Nord Pool Spot og Svensk energi

		GWh	GWh	TWh	TWh	GWh	TWh	
		Veke 33	Veke 32	Veke 1 - 33 2010	Veke 1 - 33 2009	Endring uke	Endring hittil i år	
Noreg	Alminneleg forsyning temperaturkorrigert	1219	1203	56.6	55.3	16	1.3	(2%)
	Kraftintensiv industri	559	551	18.2	16.8	8	1.4	(8%)
	Elektrokjelar	41	40	2.2	2.5	1	-0.3	(-12%)
	Totalforbruk temperaturkorrigert	1855	1838	78.4	76.7	17	1.7	(2%)
Sverige	Totalforbruk temperaturkorrigert	0	2099	85.6	85.9	-2099	-0.3	(0%)

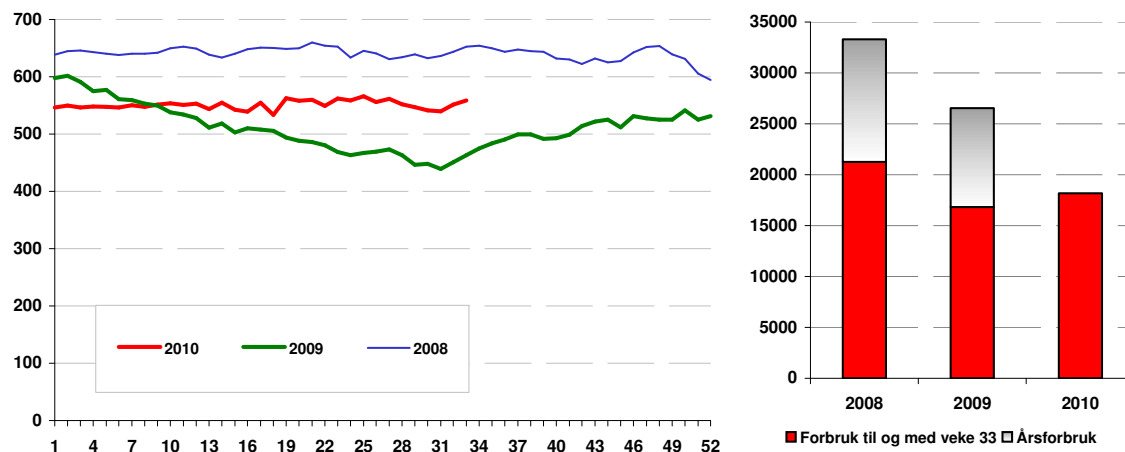
Figur 11 Temperaturkorrigert totalforbruk i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



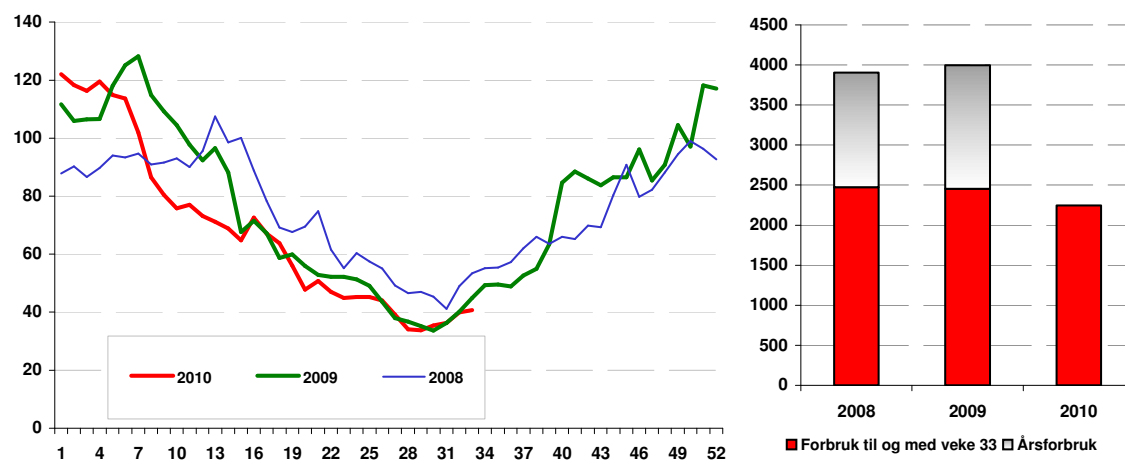
Figur 12 Temperaturkorrigert forbruk i alminneleg forsyning i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



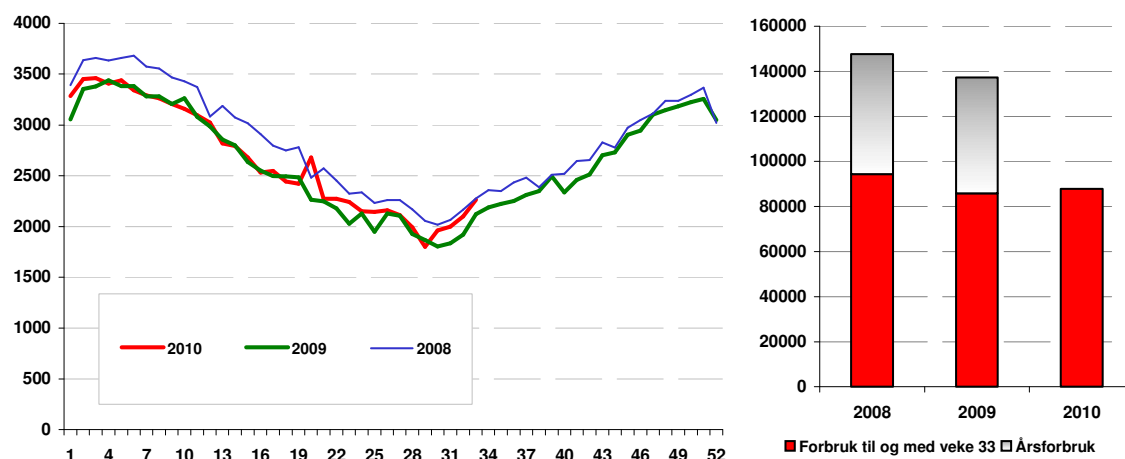
Figur 13 Forbruk i kraftintensiv industri i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 14 Forbruk i elektrokjeler i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 15 Totalt kraftforbruk i Sverige, temperaturkorrigerede tall. GWh. Kjelde: Svensk Energi



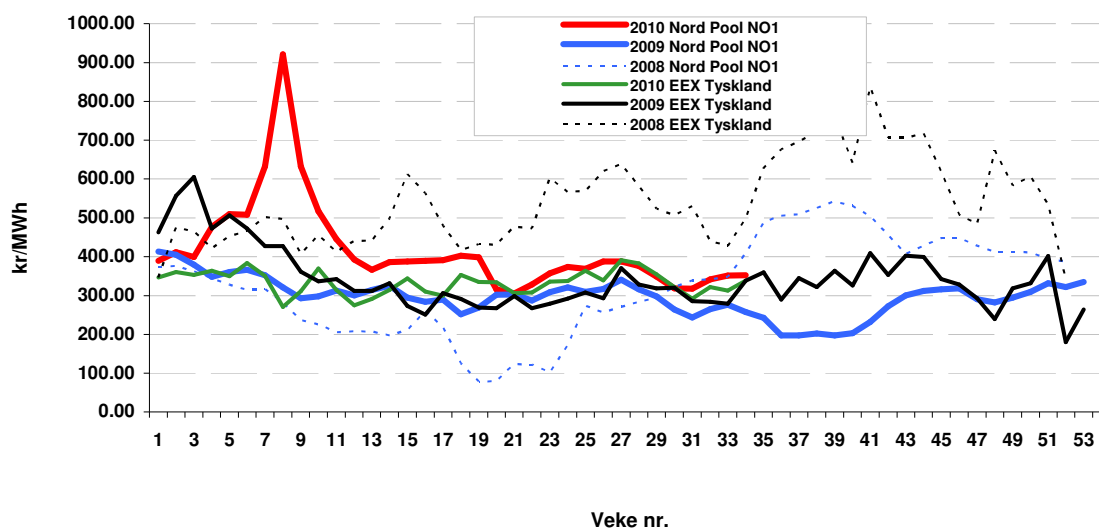
4. Kraftprisar Engrosmarknaden

Tabell 7 Kraftprisar – nordiske elspotområder*. Vekesnitt. Kjelde: Nord Pool og EEX

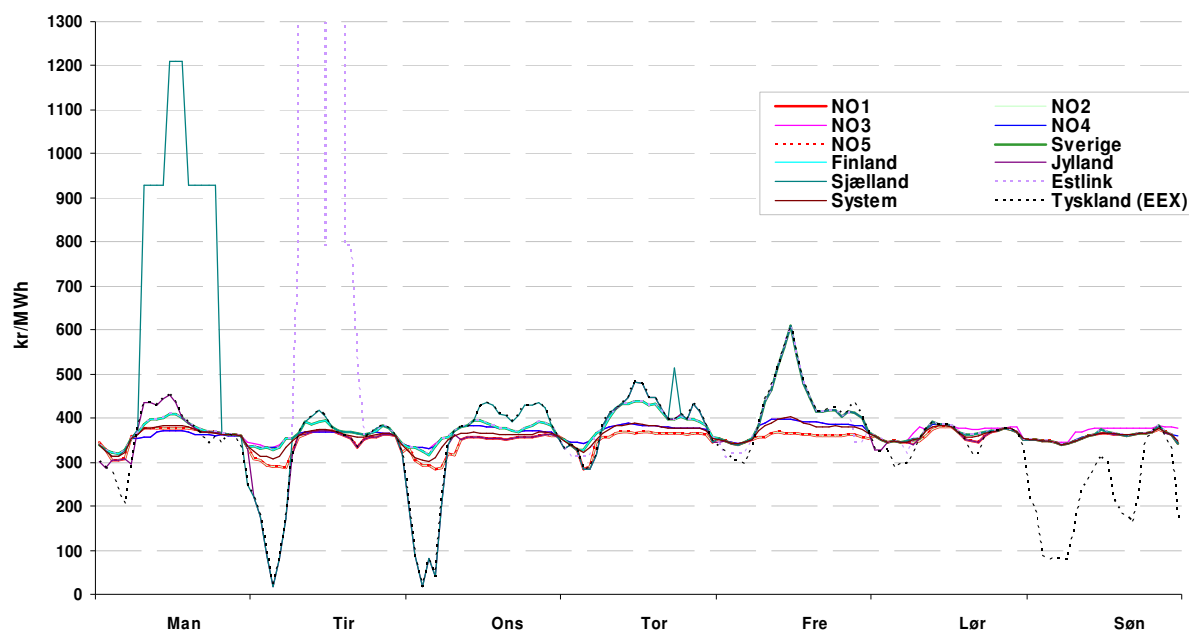
kr/MWh	Veke 34 2010	Veke 33 2010	Veke 34 2009	Endring veke		Endring fra i fjor	
NO1	352.4	351.2	256.8	1.2	(0%)	95.7	(37%)
NO2	352.4	351.2	256.8	1.2	(0%)	95.7	(37%)
NO3	366.7	355.0	274.2	11.6	(3%)	92.4	(34%)
NO4	364.5	353.7	275.2	10.8	(3%)	89.4	(32%)
NO5	352.4	351.2	256.8	1.2	(0%)	95.7	(37%)
Sverige	376.9	356.3	348.1	20.6	(6%)	28.7	(8%)
Finland	376.9	356.3	348.6	20.5	(6%)	28.3	(8%)
Jylland	356.6	350.5	336.9	6.0	(2%)	19.6	(6%)
Sjælland	407.8	463.4	354.1	-55.6	(-12%)	53.7	(15%)
Estlink	844.8	352.5	-	492.3	(140%)	-	-
System	361.1	354.3	286.7	6.8	(2%)	74.4	(26%)
Tyskland	338.6	312.2	338.5	26.4	(8%)	0.1	(0%)

*15. mars vart NO5 oppretta frå delar av NO1 (Aust-Noreg) og NO2 (Sørvest-Noreg). For eitt år sida var noverande NO1, NO2 og NO5 eitt marknadsområde. 1. april opna eit nytt estisk prisområde på Nord Pool.

Figur 16 Vekegjennomsnitt for døgmarknadspris (elspotprisen) for prisområde NO1 og European Electricity Exchange (EEX), 2008, 2009 og 2010, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og EEX



Figur 17 Spotprisar i Norden og Tyskland, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og EEX

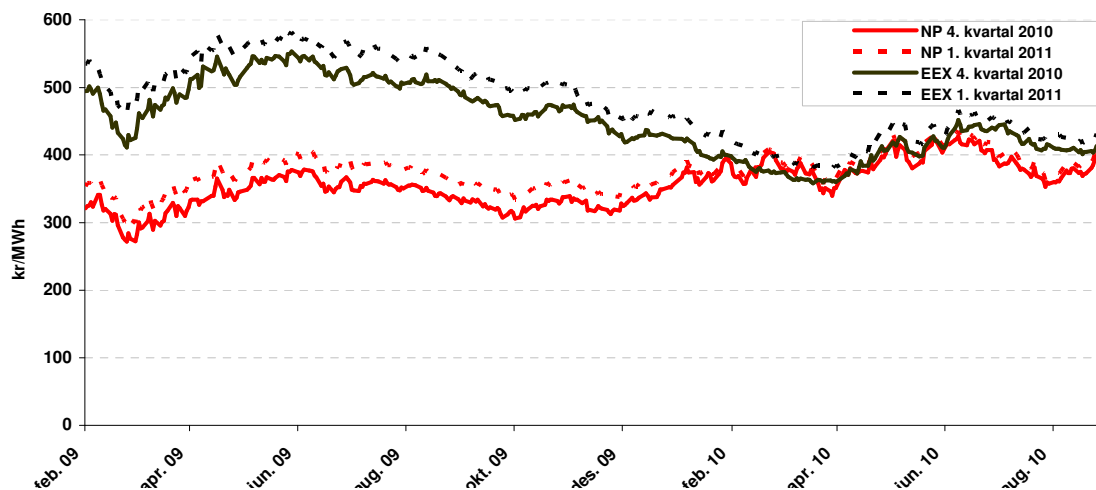


Terminmarknaden

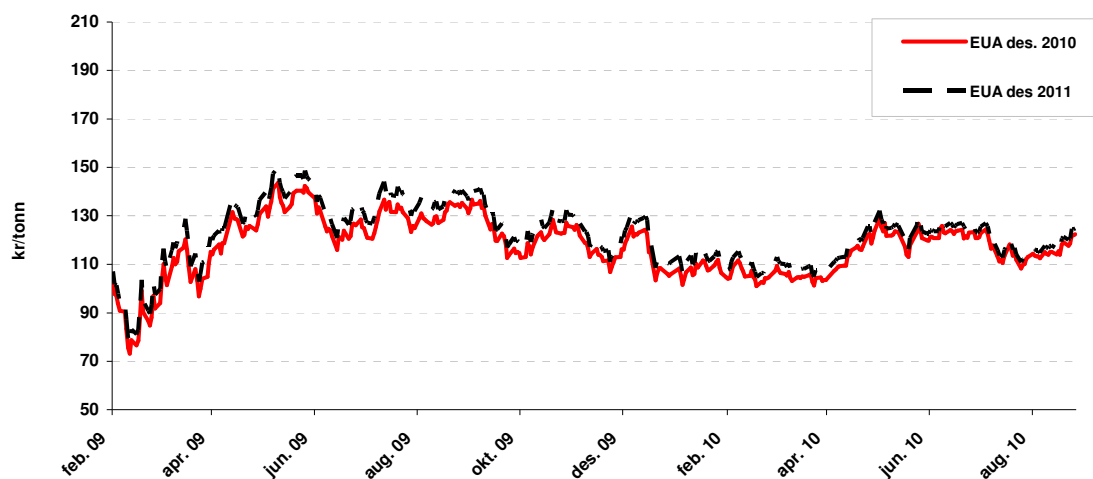
Tabell 8 Terminprisar, nordisk og tysk kraft, samt kvotar. Kjelder: Nord Pool og EEX. Prisane i tabellen er sluttprisar fredag i den aktuelle veka.

			Veke 34	Veke 33	Endring	
Elektrisitet kr/MWh	NordPool	4. kvartal 2010	400.9	372.5	28.4	(8%)
		1. kvartal 2011	408.1	383.5	24.5	(6%)
	EEX	4. kvartal 2010	414.8	404.6	10.2	(3%)
		1. kvartal 2011	430.5	421.0	9.5	(2%)
CO2 kr/tonn	NordPool	2010	122.4	119.0	3.4	(3%)
		2011	124.8	121.4	3.4	(3%)

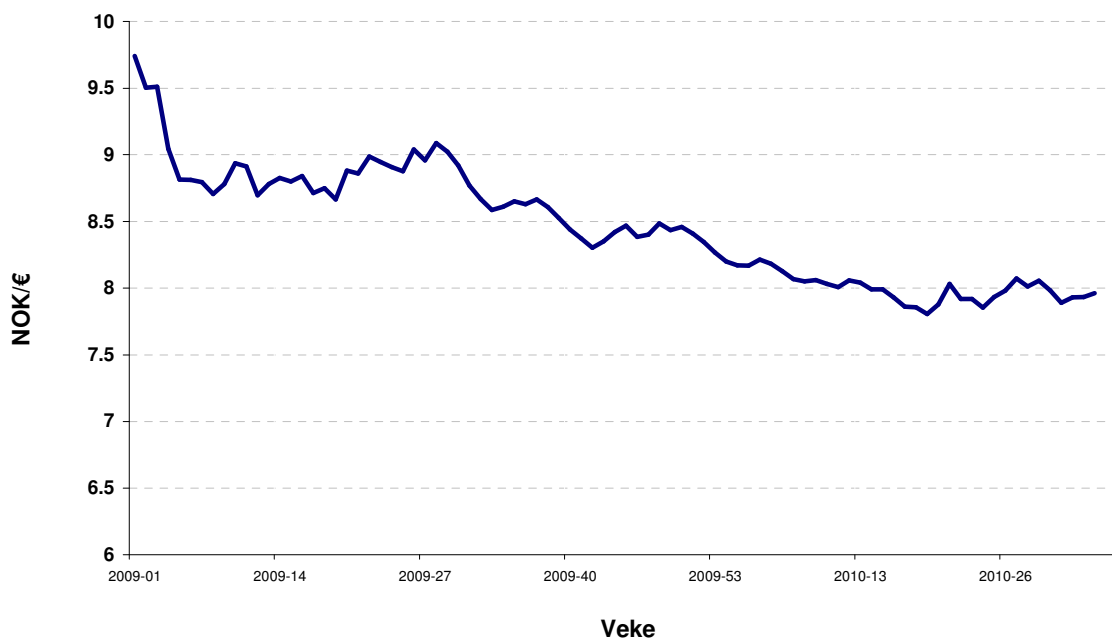
Figur 18 Daglege sluttprisar for enkelte typar kontraktar i den finansielle kraftmarknaden siste tolv månader, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og EEX



Figur 19 Daglege sluttprisar for utslippskvotar på CO₂, kr/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 20 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kjelde: Nord Pool Spot

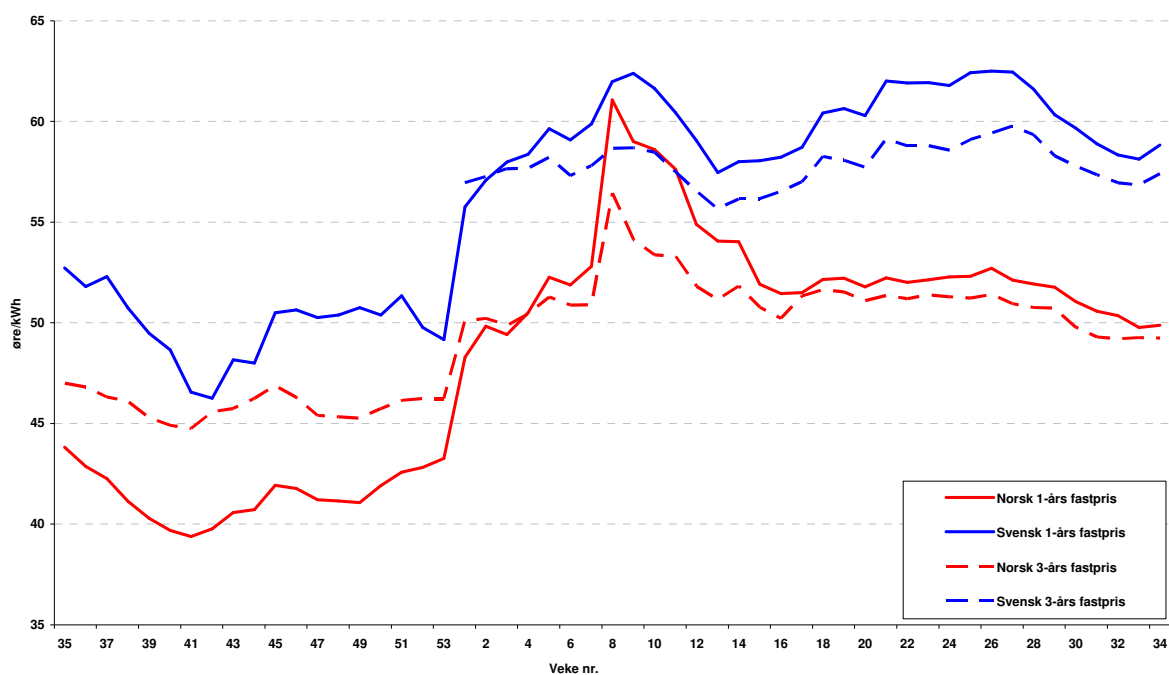


Sluttbrukarprisane

Tabell 9 Sluttbrukarprisar, inkl. mva. Kjelde: Konkurransetilsynet

Øre/kWh		Veke 36	Veke 35	Endring veke 36-35
Standard variabel	Dominerande leverandørar	49,0	49,0	0,0
		Veke 34	Veke 33	Endring veke 34-33
Marknadspris	NO1	46,0	45,8	0,1
	NO2	46,0	45,8	0,1
	NO3	47,7	46,3	1,5
	NO4	47,5	46,1	1,4
	NO5	46,0	45,8	0,1
		Veke 34	Veke 33	Endring veke 34-33
Fastpris	1 år (snitt Noreg)	49,9	49,8	0,1
	3 år (snitt Noreg)	49,3	49,3	0,0
	1 år (snitt Sverige)	58,8	58,1	0,7
	3 år (snitt Sverige)	57,4	56,9	0,5

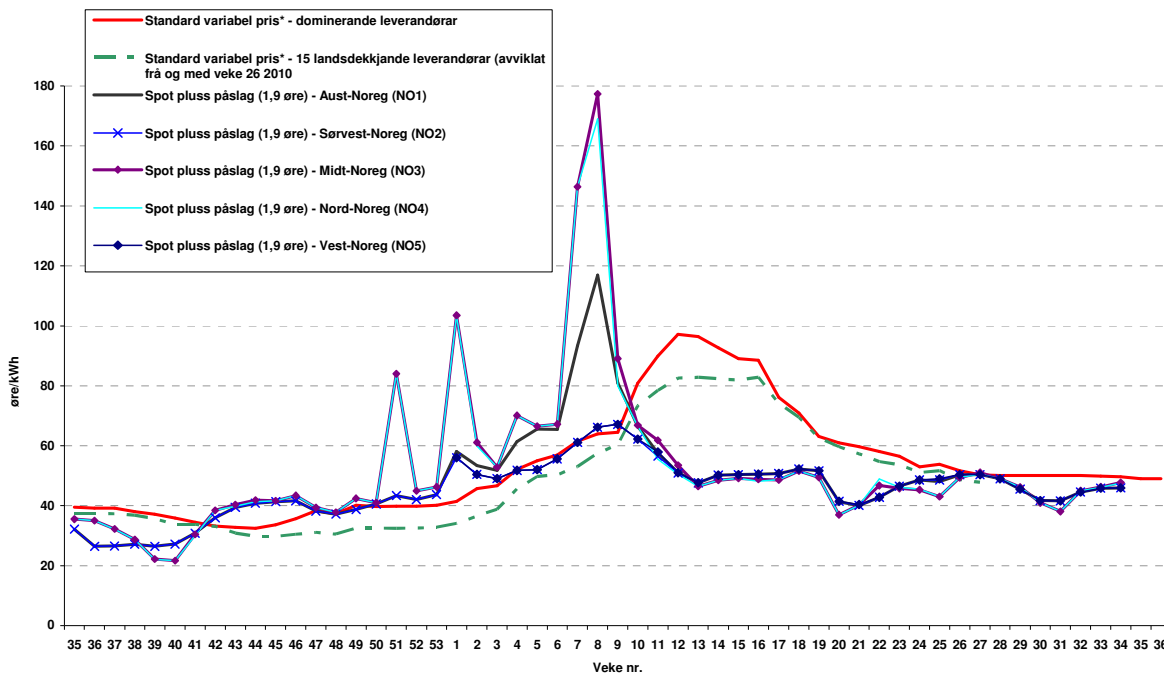
Figur 21 Utviklinga i standard variabel kraftpris* dei siste 52 vekene for dominerande leverandørar (volumveide snitt), gjennomsnittet av landsdekkjande leverandørar og marknadspriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh. Alle prisar inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE



* Prisar for standard variabel kontrakt meldas to veker fram i tid.

** Konkurransetilsynet har i si prisstatistikk sluta å skilje mellom kraftleverandørar som er landsdekkjande og dei som ikkje er det. Frå og med veke 26 inkluderast difor ikkje nye tal for dei landsdekkjande leverandørane.

Figur 22 Utviklinga i 1-årige norske* og svenske** fastpriskontraktar med årleg forbruk på 20 000 kWh for dei siste 52 vekene. Dei svenske prisane er oppgjeve inklusive kostnader til elsertifikat. Alle prisar inkl. mva. Aritmetisk gjennomsnitt. Norske øre/kWh. Kjelder: Montel, Energimarknadsinspeksjonen og Konkurransetilsynet



* Konkurransetilsynet har i si prisstatistikk frå og med veke 26 2010 sluta å skilje mellom kraftleverandørar som er landsdekkjande og dei som ikkje er det. Frå og med veke 26 inkluderar difor no gjennomsnittet for dei norske fastprisane alle tilbode fastpriskontraktar, ikkje berre dei landsdekkjande fastpriskontraktane slik som tidlegare.

**Frå og med veke 1 i 2010 er talgrunnlaget for dei svenske 1-årige fastpriskontraktane endra for å inkludere eit breiare utval. Dette forklarar delar av det positive skiftet i grafen i overgangen frå 2009 til 2010. I samanheng med tilgangen på eit betre talmateriale inkluderast også dei svenske 3-årige fastpriskontraktane. Denne serien strekker seg derimot ikkje lenger tilbake enn til starten av 2010.

5. Tilstanden til kraftsystemet¹

Det er vedlikehaldsarbeid på linjenett og ved kraftstasjonar fleire stader i Norden. For meir informasjon om linjer og kraftverk viser vi til Nord Pool Spot sine heimesider.

- På grunn av arbeidet med Oslofjordkablane har det i lengre tid vore redusert kapasitet mellom Aust-Noreg (NO1) og Sverige. Den 16. oktober 2009 var Oslofjord-forbindelsane tilbake i ordinær drift. Kapasiteten i retning Sverige vil likevel i periodar kunne bli redusert til ned mot 600 MW grunna redusert kapasitet på kabelen Rød-Hasle. Dette vil avhenge av utvekslinga mellom Sørvest-Noreg og Danmark/Nederland samt fordelinga av produksjon og forbruk på norsk side. I følge Statnett vil dette halde fram til kablane over Oslofjorden er oppgraderte.
- Grunna arbeid på Hasle stasjon var overføringskapasiteten mellom Aust-Noreg og Sverige (2050/2000 MW) redusert til 650 MW i retning Sverige og 1000 MW i retning Noreg i perioden 8. juli til 18. august. Frå 18. august vart overføringskapasiteten redusert ytterligere til ned mot 0 MW i retning Sverige og til 450 MW i retning Aust-Noreg. Dette er forventa å vare fram til 1. september.
- 27. august starta det vedlikehaldsarbeid på overføringslinja Nea-Järpströmmen (200/1000 MW) mellom NO3 og NO4. Overføringskapasiteten er redusert til 0 MW i retning NO3 til NO4 og mellom 400 – 700 MW i retning NO4 til NO3. Arbeidet vil pågå fram til 5. september.
- Grunna vedlikehalds arbeid var overføringskapasiteten mellom Sverige og Polen (600/600 MW) redusert til 0 MW i begge retningar frå 16. til 26. august.
- Overføringskapasiteten mellom Jylland og Tyskland (1500/950 MW) var redusert ned mot 400 MW i retning Tyskland i heile veke 34. Grunnen til dette var stor vindkraftproduksjon i Tyskland.
- Overføringskapasiteten mellom Sjælland og Sverige (1700/1300 MW) var redusert ned mot 0 MW frå 16. til 26. august.
- Den danske nettoperatoren Energinet karakteriserte forsyningssituasjonen på Sjælland som stram i perioden 16. – 25. august.
- Den nye Storebælt-overføringslinja mellom Jylland og Sjælland (590/600 MW) vart sett i drift 26. august, seks dagar seinare enn planlagt.
- Det danske gasskraftverket Avedøreværket B2 (540 MW) skulle opphavleg vere ute til årleg vedlikehald frå 16. juli til 16. august. Den 24. august vart kraftverket sett i drift med ein produksjonskapasitet på 355 MW, men grunna problem med gassturbinen og kjølesystemet vart kapasiteten redusert ned mot 200 MW. Kraftverket er venta å produsere normalt igjen frå 30. august.
- Det danske kolkraftverket Amagerværket (250 MW) vart tatt ut av drift 28. august på grunn av vedlikehaldsarbeid. Produksjonen er planlagt å starte igjen 6. september.
- Det danske kolkraftverket Studstrupværket (380 MW) var ute for vedlikehald frå 23. til 25. august.
- Det finske kolkraftverket Kristiina (240 MW) har vart ute av drift sidan 26. juli grunna årleg vedlikehald. Produksjonen vart starta med ein kapasitet på i mellom 80 og 150 MW frå 27. august. Full produksjonskapasitet vart nådd 31. august.

¹ Kjelde: <http://www.nordpool.no> ("Urgent Market Messages (UMM)").

- Det finske kjernekraftverket Tahkoluoto (240 MW) vart 28. august tatt ut av drift for årleg vedlikehald. Karftverket skal vere tilbake i normal drift 27. september.
- Det finske kjernekraftverket Loviisa B1 (485 MW) vart teke ut av drift 8. august for årleg vedlikehald. Produksjonen er forventa å starte igjen 2. september.
- Det norske vasskraftverket Sy-Sima (310 MW) vart sett ut av drift 10. august grunna ein elektrisk feil. Sy-Sima var tilbake i full drift 24. august, ein dag tidlegare enn først anntatt.
- Det svenske kjernekraftverket Ringhals B3 (1051 MW) vart stengt for årleg vedlikehald 28. august. Produksjonen er forventa å gå som normalt igjen frå 5. oktober.
- Produksjonskapasiteten ved det svenske kjernekraftverket Forsmark 2 (990 MW) har vore redusert ned mot 150 MW sidan 21. januar grunna vedlikehaldsarbeid og nødvendige reparasjonar. Frå onsdag 5. mai auka kapasiteten til 325 MW, og vil ligge kring dette inntil utgangen av september. Produksjonskapasiteten er planlagt sett til 160 MW 30. september og skal deretter reduserast ned mot 0 MW fram mot 8. oktober. Produksjonen er forventa å starte igjen med ein kapasitet på 445 MW 1. november. Kapasiteten vil gradvis auke fram mot 16 november då kraftverket igjen skal vere i full produksjon (990 MW).
- Det svenske kjernekraftverket Forsmark 1 (978 MW) vart teke ut av drift for årleg vedlikehald 8. august. Forventa produksjonstart er blitt noko forsinka. 28. august starta produksjonen med ein kapasitet imellom 280 og 480 MW. Full produksjonen er forventa frå 2. september.
- Det svenske kjernekraftverket Oskarshamn 3 (1400 MW) gjekk ut av drift 23. mai. Etter testing av verket skulle produksjonskapasiteten gradvis auke til full produksjon fram mot midten av juli. 13. juli vart reaktoren råka av eit lynnedslag og måtte stenge produksjonen. Reaktoren vart starta opp att 21. juli, men nye problem avgrensa produksjonen til 750 MW. Seinare vart den auka til 1050 MW, men nye problem reduserte kapasiteten til rundt 900 MW i veke 33 og 34. Det er framleis uvisst når kraftverket vil vere tilbake i full drift.
- Det svenske kjernekraftverket Oskarshamn 1 (473 MW) vart tatt ut til årleg vedlikehald laurdag 14. august. Vedlikehald er berekna å vare fram til 21. september.
- Det svenske gasskraftverket Malmö CHP (448 MW) vart tatt ut til årleg vedlikehald 13. august. Gasskraftverket er forventa til å vere tilbake i full drift frå 2. september.
- Det svenske vasskraftverket Stornorrfor G3-G4 (348 MW) var grunna vedlikehald ute av drift frå 24. – 26. august.
- Det svenske vasskraftverket Harsprånget G5 (440 MW) vart tatt ut av drift 9. august grunna vedlikehald. Produksjonen var forventa å starte igjen 27. august, men oppstarten er no utsett til 3. september.
- Vedlikehald ved den svenske transformatoren T11 i Järpströmmen førte til at den tilgjengelige produksjonen frå vasskraftverka i området var redusert frå 772 MW ned mot 380 MW frå 24. til 26. august.
- Svenske Braviken Papermill reduserte 29. august sitt kraftforbruk frå 235 MW til 30 MW grunna vedlikehaldsarbeid. Forbruket vil vere som normalt igjen den 3. september.