

Kraftsituasjonen veke 51, 2009

Rekordhøge prisar i Midt- og Nord-Noreg

Den gjennomsnittlege kraftprisen i Midt- og Nord-Noreg auka med 34,4 øre til 65,7 øre/kWh i førre veke. Det er den høgaste vekeprisen sidan veke 2 i 2003. Høgt forbruk som følgje av kaldt vêr, låge tilsig og låg kjernekraftproduksjon i Sverige medverka til prisauken. I Sør-Noreg auka prisen med 2,3 øre til 33,2 øre/kWh.

I time 17 og 18 på torsdag i førre veke var kraftprisen 11,8 kr/kWh i Midt- og Nord-Noreg. Det er den høgaste prisen i Noreg nokon gang. På torsdag var den tilgjengelege kjernekraftkapasiteten i Sverige under 50 prosent. I tillegg var tre kullkraftverk på Sjælland ute av drift denne dagen.

Det vert ikkje publisert rapport om kraftsituasjonen i romjula. Neste rapport vert publisert onsdag 6. januar.

Magasinfylling Ved utgangen av veke 51 var fyllingsgraden i norske magasin 70,4 prosent. Gjennom veka minka fyllingsgraden med 3,3 prosenteningar mot 2,4 prosenteningar veka før. Kaldt vêr med høg produksjon og lågt tilsig førte til større nedgang i fyllingsgraden enn veka før. Magasinfyllinga er 3,6 prosenteningar under medianverdien for veka, men 0,2 prosenteningar over fjoråret sitt nivå.

- Stor nedgang i magasin­fyllinga i Midt-Noreg

I elspotområde NO1 (Sør-Noreg) var fyllingsgraden 71,6 prosent, ein nedgang på 3,4 prosenteningar frå veka før. Elspotområde NO2 (Midt-Noreg) hadde ei fylling på 60,3 prosent. Det er ein nedgang på 4,4 prosenteningar frå veka før. I elspotområde NO3 (Nord-Noreg) minka fyllingsgraden med 2,2 prosenteningar til 70,7 prosent.

Svenske magasin hadde ein fyllingsgrad på 60,6 prosent, ein nedgang på 3,3 prosenteningar frå veka før. Magasinfyllinga er 8,0 prosenteningar under medianverdien for veka, men 5,0 prosenteningar over fjoråret sitt nivå.

Vêr og hydrologi

Det nyttbare tilsiget for veke 51 var 0,7 TWh, eller 70 prosent av normalt. Til no i 2009 har tilsiget vore vel 124 TWh, eller 3 TWh meir enn normalt. Basert på dagens meteorologiske prognosar er det i veke 52 venta eit energitilsig på 0,5 TWh, eller halvparten av normalt.

- Tørt og kaldt vêr i førre veke

I veke 51 kom det mest nedbør i delar av Vest-Noreg og nordaust i Finnmark med omkring 40 til 50 mm. I resten av landet kom det stort sett under 20 mm. Rekna om til nedbørenergi kom det totalt 1,6 TWh, eller ca halvparten av normalt. Til no i år har nedbørenergien vore i overkant av 116 TWh, eller ca 3 TWh mindre enn normalt. For veke 52 er det venta lite nedbør i heile landet, mest på Sør- og Vestlandet med rundt 30 mm. Totalt er det venta 1,3 TWh, eller 40 prosent av normalt.

I veke 51 var det kaldt vêr i heile landet med temperaturar 3-7 grader under normalt. I veke 52 er det framleis venta kaldt vêr med temperaturar 2-6 grader under normalt.

Totalt for Noreg er det no mindre snø enn normalt. I fjellet på Austlandet er det noko meir snø enn normalt, medan det i resten av landet er mindre snø enn normalt.

Produksjon og forbruk

Kaldare vêr medverka til at forbruket i Noreg auka med 385 GWh til 3162 GWh i førre veke. Produksjonen auka med 401 GWh til 3461 GWh. Det er den høgaste vekeproduksjonen i Noreg sidan veke 3 i 2006. Produksjonsauken har samanheng med auka etterspurnad. I time 9 på fredag ble det satt produksjonsrekord i Noreg. I denne timen ble det produsert 25 266 MW.

- Kulden ga auke i både forbruk og produksjon i Norden

I dei andre nordiske landa var det òg monaleg kaldare vêr i førre veke. I Sverige og Finland var forbruket på sitt høgaste sidan veke 8 i 2007. Produksjonen auka òg, men ikkje like mykje som forbruket. Av den samla kjerne­kraftkapasiteten i Sverige var om lag 50 prosent tilgjengeleg for marknaden i førre veke. Kjerne­kraftproduksjonen i Sverige fall noko frå veka før, medan vasskraftproduksjonen auka.

I Danmark varierer ikkje kraftforbruket med temperaturendringar som i resten av Norden, men òg i Danmark auka forbruket noko. Produksjonen auka mykje meir. Det har samband med høgare vind- og varmekraftproduksjon på Jylland. Medan det var 3 GWh nettoimport til Danmark i veke 50, var det i førre veke 152 GWh dansk nettoeksport.

Utveksling

- Auka svensk og finsk nettoimport

Det kalde vêret påverka kraftutvekslinga i retning auka svensk og finsk nettoimport i førre veke. Medan den svenske nettoeksporten til Midt-Noreg fall, auka den svenske nettoimporten frå Sør- og Nord-Noreg. Det var òg høgare svensk nettoimport frå Danmark og Tyskland. Den svenske kraftutvekslinga med Polen snudde frå svensk nettoeksport i veke 50 til svensk nettoimport i veke 51.

Noko av den svenske importen vart sendt vidare til Finland. Medan Sverige i veke 50 hadde ren nettoimport frå Finland, var dette snudd til svensk nettoeksport til Finland i førre veke.

Høgare vindkraftproduksjon på Jylland medverka til at den danske nettoimporten frå Noreg fall.

Prisar

- Monaleg prisauke i fleire elspotområdar

Den gjennomsnittlege prisen i Midt- og Nord-Noreg, Sverige og Finland meir enn dobla seg frå veke 50 til 51. Vekeprisen i desse områda auka med 344 kroner til 657 kr/MWh. Det er den høgaste vekeprisen i Midt- og Nord-Noreg sidan veke 2 i 2003. Høgt forbruk som følgje av kaldt vêr, låge tilsig og låg tilgjengeleg kjernekraftkapasitet i Sverige medverka til prisauken. Importkapasiteten frå Sør-Noreg og Jylland til Sverige var framleis redusert i førre veke. Midt- og Nord-Noreg, Sverige og Finland hadde lik pris heile veka. På Sjælland auka prisen med 356 kroner til 704 kr/MWh.

Det var to timar med spesielt høge prisar i alle dei fem nemnde områda. Det var time 17 og 18 på torsdag. I desse timane var prisen høvesvis 11 796 og 11 797 kr/MWh. Prisen i time 18 er den høgaste nokon gang i Noreg. Den høgaste prisen som har vore realisert i den nordiske marknaden fann stad på Sjælland ein ettermiddagstime 28. november 2005 og var 14 182 kr/MWh.

- I to timar på torsdag var prisen i store delar av Norden nesten 12 kr/kWh

Om man ser bort frå desse to timane var snittprisen 523 kr/MWh i Midt- og Nord-Noreg, Sverige og Finland, og 570 kr/MWh på Sjælland.

På torsdag var kjernekraftkapasiteten i Sverige under 50 prosent. I tillegg var tre kullkraftverk på Sjælland ute av drift denne dagen. I time 18 vart dei svenske og finske systemoperatørane kraftreservar satt i drift for å unngå avbrot.

Det vart som nemnd satt produksjonsrekord i Noreg i time 9 på fredag. I denne timen var prisen 863 kr/MWh i Midt- og Nord-Noreg. Det er monaleg lågare enn i time 17 og 18 på torsdag. Det har mellom anna samband med at den tilgjengelege kjernekraftkapasiteten i Sverige var over 300 MW høgare på fredag enn på torsdag. I tillegg var vasskraftproduksjonen i Midt- og Nord-Noreg høgare. Forbruket var noko lågare i Midt- og Nord-Noreg. Det var høgare eksport frå Midt- og Nord-Noreg til Sverige i produksjonsrekordtimen fredag enn i prisrekordtimane torsdag.

Prisen auka òg i Sør-Noreg i førre veke, men her avgrensa auken seg til 23

kroner. Vekeprisen var 332 kr/MWh i Sør-Noreg.

Trass i høg vindkraftproduksjon på Jylland, auka prisen med 9 kroner til 350 kr/MWh. Prisauken i omkringliggjande områder medverka gjennom kraftutvekslinga til høgare snittpris på Jylland. I time 7 på søndag var det likevel negativ pris på Jylland. Prisen var då minus 1 kr/MWh. Det har samanheng med lågt forbruk, høg vindkraftproduksjon og høg kraftproduksjon frå kraftvarmeverk som følgje av det kalde vêret. Det er første gang at kraftprisen er negativ i Norden. 30. november i år opna nye reglar for at kraftprisen på NordPool kunne verte negativ.

På den tyske kraftbørsen EEX auka vekeprisen med 70 kroner til 401 kr/MWh. Kaldare vêr og lågare tilgjengeleg produksjonskapasitet medverka til auken.

Prisen på både første- og andrekvartalskontrakten på NordPool auka frå veke 50 til veke 51. Det har samanheng med kalde vêrvarslar, auka hydrologisk underskot og ytterlegare utsetjing av produksjonsstart for svenske kjernekraftverk.

I Tyskland fall prisen på førstekvartalskontrakten, medan prisen på andrekvartalskontrakten var om lag uendra. Lågare pris på CO₂-utsleppsrettar kan ha medverka til lågare pris på førstekvartalskontrakten.

Sluttbrukar- prisar

Prisen på standard variabel kraftleveringskontrakt frå både dominerande leverandørar og dei landsdekkjande leverandørane tilbode for veke 53 gjekk noko opp frå veka før.

Prisen på ein marknadspriskontrakt i Sør-Noreg auka noko frå veka før. I Midt- og Nord- Noreg meir enn dobla prisen seg frå veke 50 til 51. Prisen i dei to nordlegaste elspotområda, er i no nesten dobbelt så høg som områdeprisen for det sørlegaste elspotområdet.

Prisen på dei norske eittårige og treårige fastpriskontraktane i veke 51 auka noko frå veka før. Det gjorde òg den svenske eittårige fastpriskontrakten.

Innhald

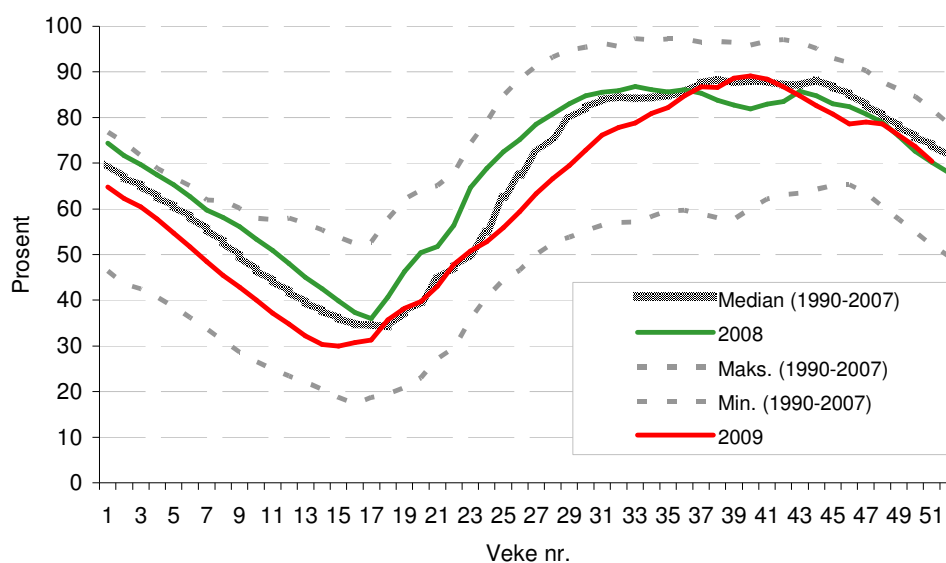
1. Magasinfylling	6
2. Tilsig og nedbørtilhøve	8
3. Produksjon, forbruk og utveksling	10
4. Kraftprisar	15
5. Tilstanden til kraftsystemet.....	19

1. Magasinfylling

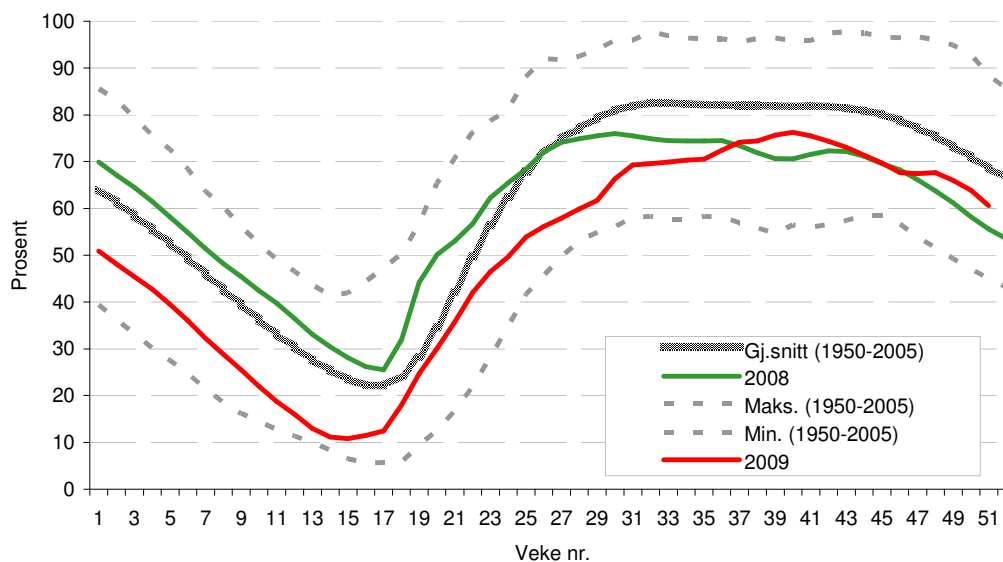
Tabell 1 Magasinfylling. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot

	Prosent				Prosentteiningar		
	Veke 51 2009	Veke 50 2009	Veke 51 2008	Median veke 51	Endring frå sist veke	Differanse frå same veke i 2008	Differanse frå median
Norge	70.4	73.7	70.2	74.0	-3.3	0.2	-3.6
NO1	71.6	75.0	72.0		-3.4	-0.4	
NO2	60.3	64.7	62.8		-4.4	-2.5	
NO3	70.7	72.9	67.8		-2.2	5.1	
Sverige	60.6	63.9	55.6	68.6	-3.3	5.0	-8.0

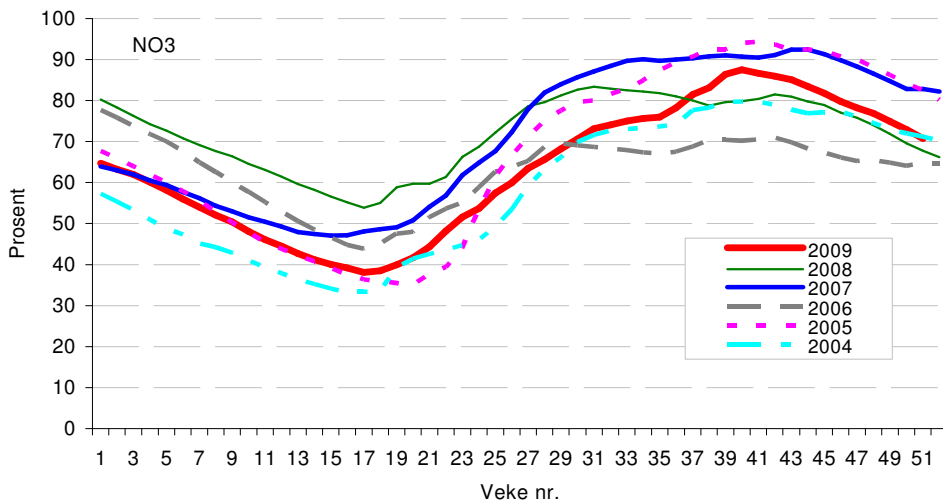
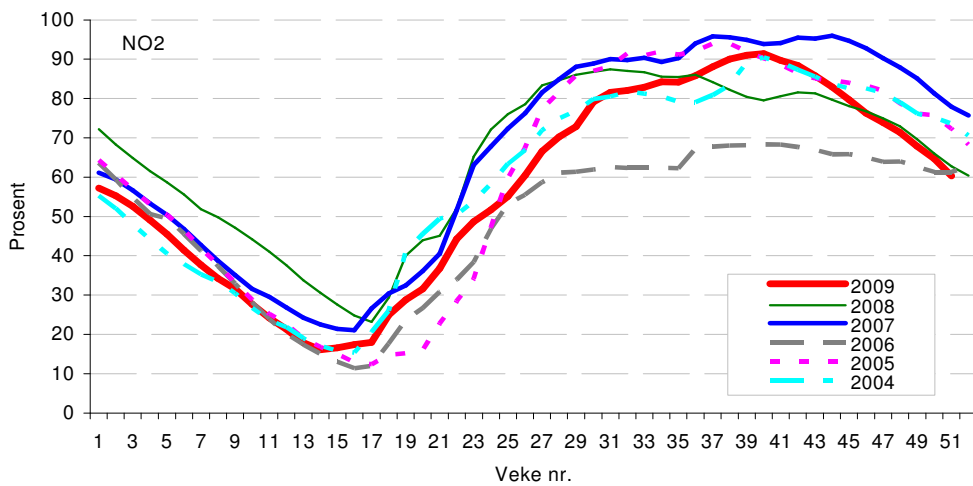
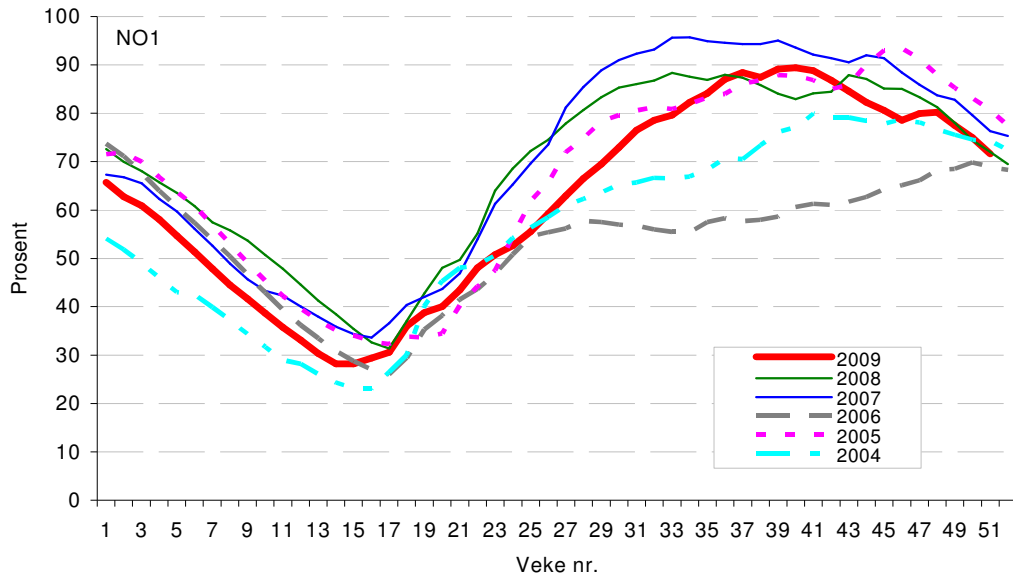
Figur 1 Fyllingsgraden til vassmagasina i Noreg. Prosent. Kapasitet=84,3 TWh. Kjelde: NVE



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



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



2. Tilsig og nedbørtilhøve

Tabell 2 Tilsig og nedbør. Kjelde: NVE

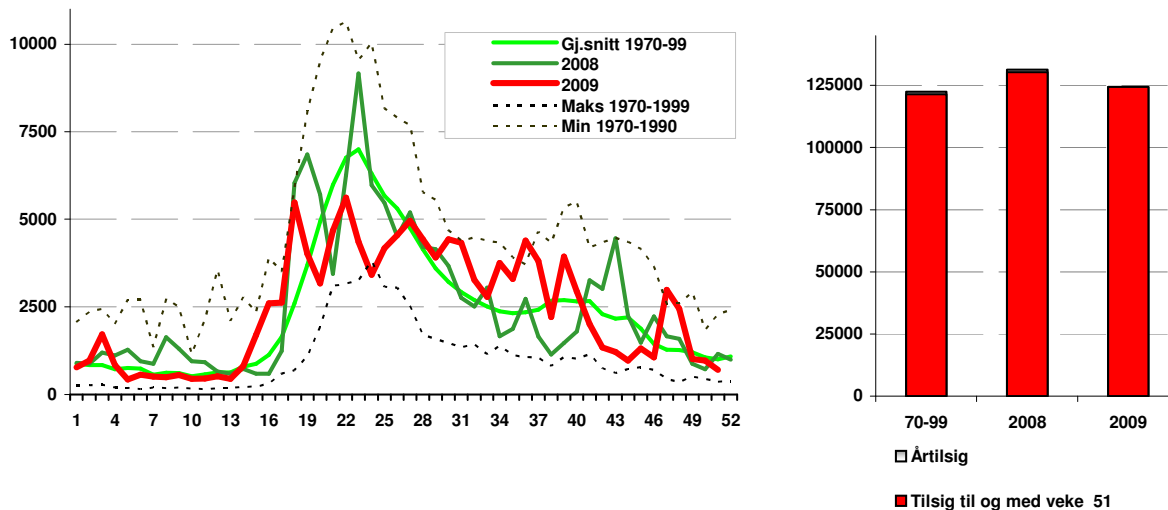
TWh	Veke 51	Veke 51 Normal	Veke 1 - 51 2009	Veke 1 - 51 Normal	Prosent av normal veke	Differanse frå normal til no i år
Tilsig	0.7	1.0	124.4	121.4	70	3.0
Nedbør	1.6	3.1	116.5	119.4	52	-2.9

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

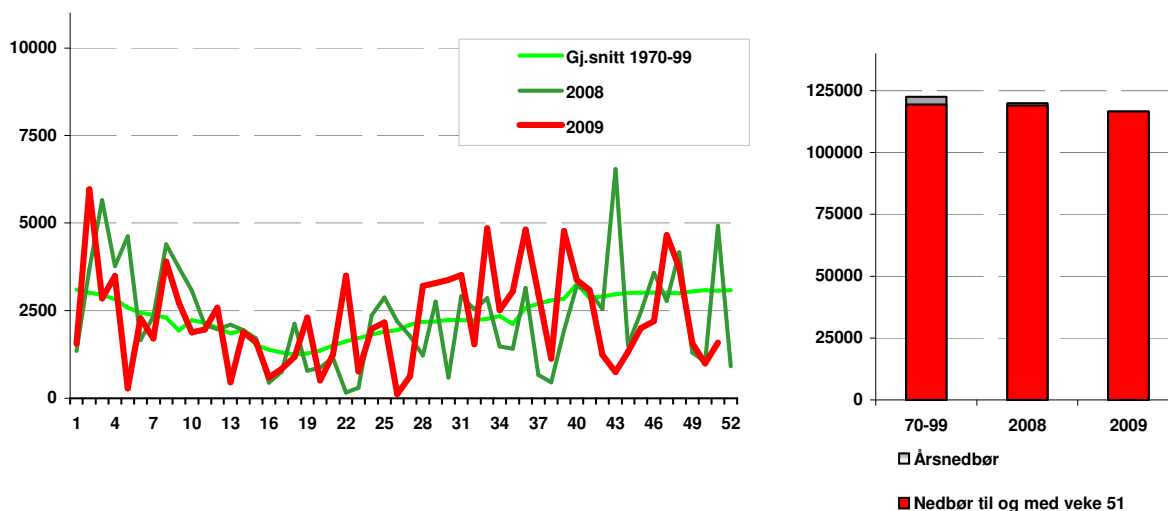
	TWh	Prosent av normal
Tilsig	0.5	48
Nedbør	1.3	41

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

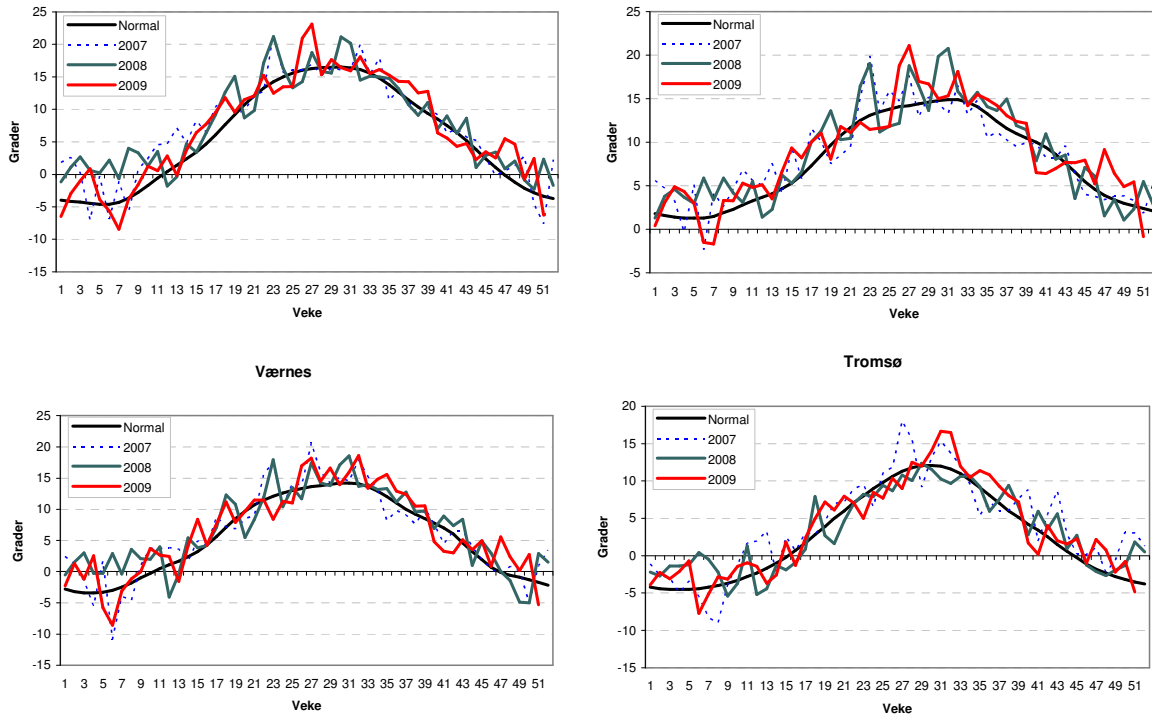
Figur 4 Nyttbart tilsig i Noreg i 2008 og 2009, maks, min og gjennomsnitt for perioden 1970-1999, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot og NVE



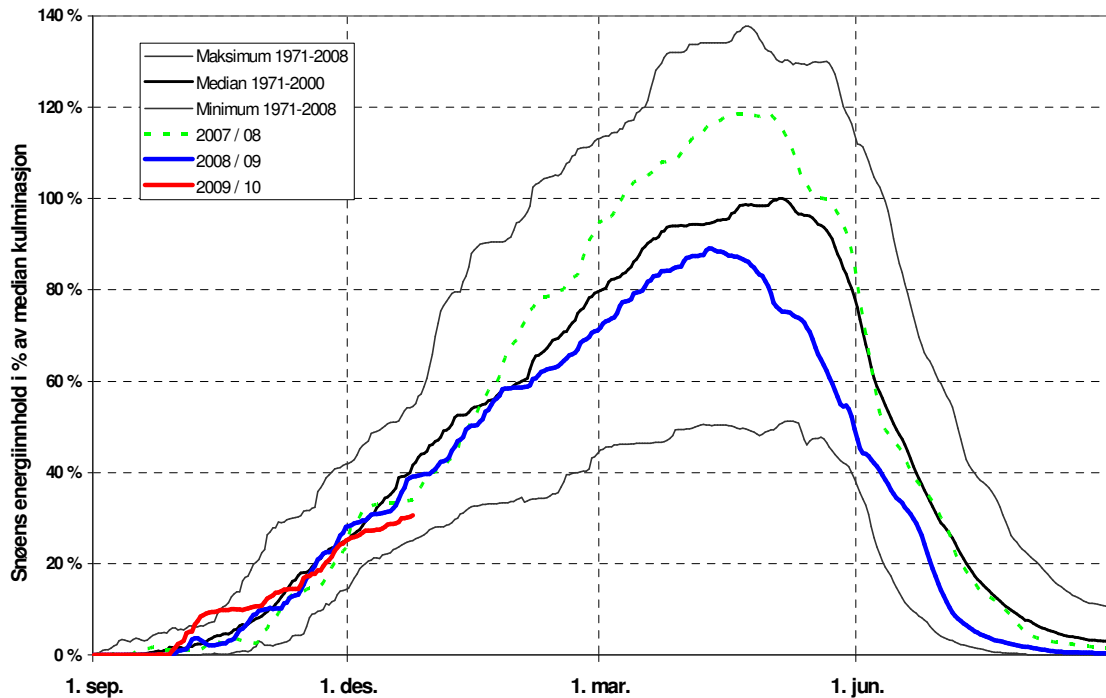
Figur 5 Nedbør i Noreg i 2008 og 2009, og gjennomsnitt for perioden 1970-1999, GWh. Kjelde: NVE



Figur 6 Temperaturar i Noreg i 2008 og 2009, og normalår (ref: 1961-90). Kjelde: Meteorologisk institutt



Figur 7 Utviklinga av snømagasin for dei norske vassmagasina vintrane 2006-07, 2007-08 og 2008-09. Maksimum og minimum frå perioden 1971-2008. Kjelde: NVE



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.

Merk: For eitt år sidan var NO2 og NO3 eitt elspotområde.

GWh	År Veke	2008		2009		Endring fra første veke		Endring fra same veke i fjor	
		51	50	51					
Produksjon	NO1	2279	2224	2516	292	(13.1%)	237	(10.4%)	
	NO2	826	350	403	53	(15.2%)	-422	(-51.1%)	
	NO3	-	486	542	56	(11.6%)	-	-	
Norsk totalproduksjon		3107	3060	3461	401	(13.1%)	354	(11.4%)	
Forbruk	NO1	1983	1989	2300	310	(15.6%)	317	(16%)	
	NO2	815	437	499	61	(14%)	-316	(-38.8%)	
	NO3	-	350	364	14	(3.9%)	-	-	
Norsk totalforbruk		2798	2777	3162	385	(13.9%)	364	(13%)	
Import	NO1	-296	-235	-216	19		80		
	NO2	-10	87	95	8		106		
	NO3	-	-136	-178	-43		-		
Norsk Nettoimport		-309	-283	-299	-16		10		

*Ikkje temperaturkorrigerde tal.

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

GWh	År Veke	2008		2009		Endring fra første veke		Endring fra same veke i fjor	
		51	50	51					
Produksjon	Norge	3107	3060	3461	401	(13.1%)	354	(11.4%)	
	Sverige	2780	2781	3097	316	(11.4%)	317	(11.4%)	
	Finland	1553	1608	1760	152	(9.5%)	207	(13.3%)	
	Danmark	878	737	925	188	(25.5%)	47	(5.4%)	
	Jylland	569	449	616	167	(37.2%)	47	(8.3%)	
	Sjælland	309	288	309	21	(7.3%)	0	(0%)	
Nordisk totalproduksjon		8318	8186	9243	1057	(12.9%)	925	(11.1%)	
Forbruk	Norge	2798	2777	3162	385	(13.9%)	364	(13%)	
	Sverige	3045	3061	3519	458	(15%)	474	(15.6%)	
	Finland	1740	1816	2063	247	(13.6%)	323	(18.6%)	
	Danmark	757	740	773	33	(4.5%)	16	(2.1%)	
	Jylland	445	435	449	14	(3.2%)	4	(0.9%)	
	Sjælland	312	305	324	19	(6.2%)	12	(3.8%)	
Nordisk totalforbruk		8340	8394	9517	1123	(13.4%)	1177	(14.1%)	
Import	Norge	-309	-283	-299	-16		10		
	Sverige	265	280	422	142		157		
	Finland	187	208	303	95		116		
	Danmark	-121	3	-152	-155		-31		
Nordisk nettoimport		22	208	274	66		252		

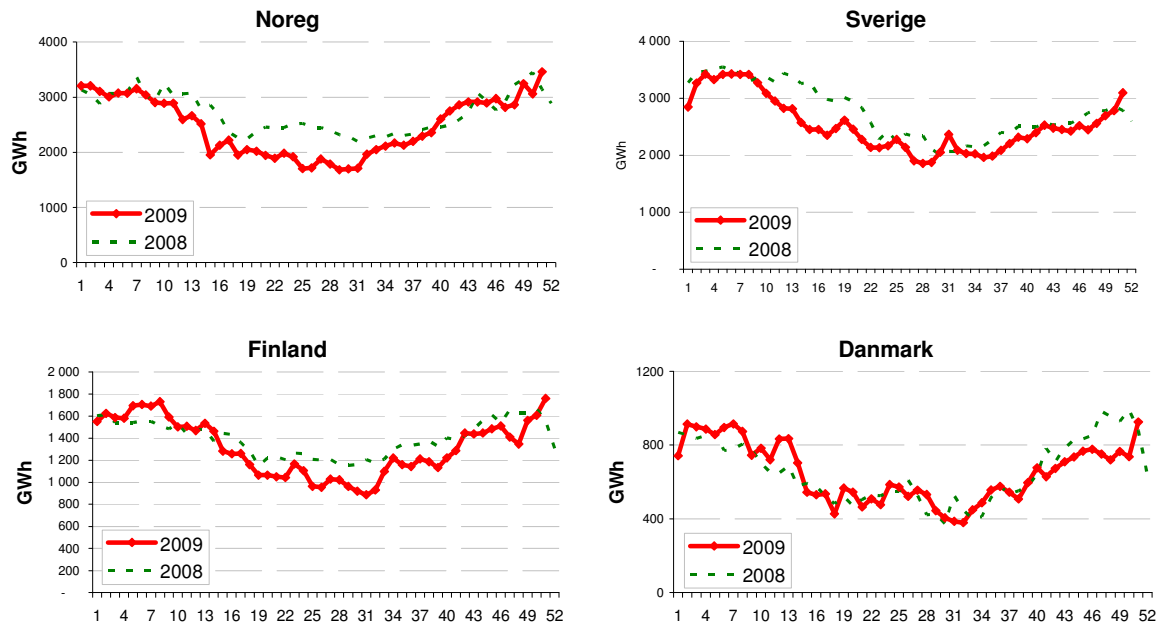
*Ikkje temperaturkorrigerde tal.

Utviklinga i kraftproduksjon og forbruk

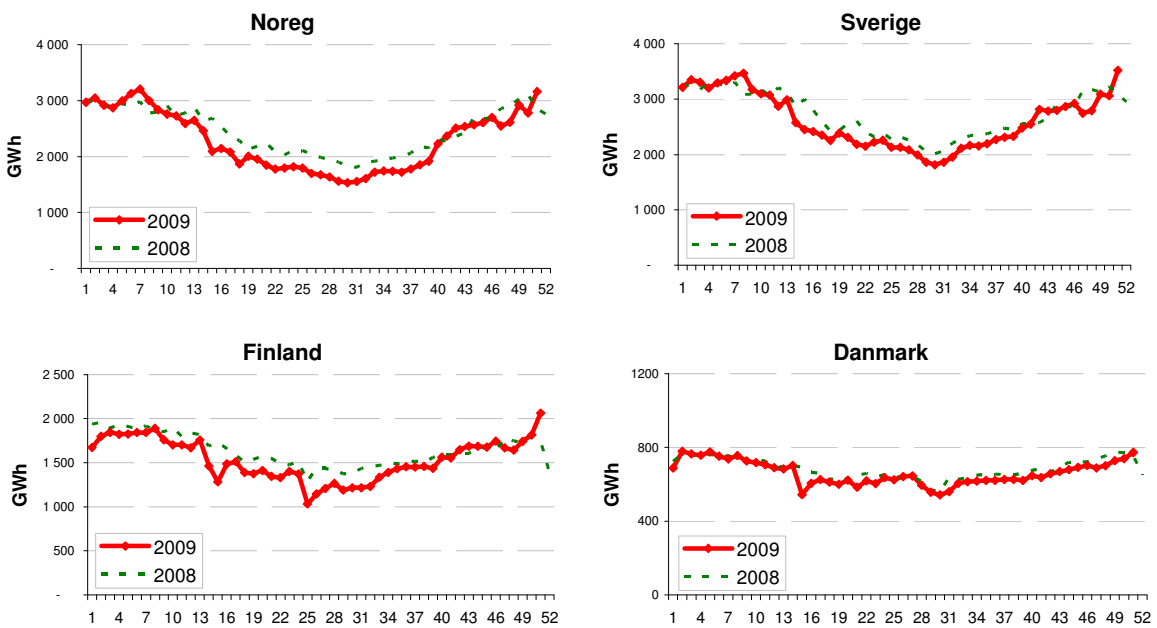
Tabell 5 Produksjon, forbruk og utveksling så langt i år. Kjelde: Nord Pool Spot

Norden (TWh)	Til no i år	Same periode i fjor	Endring	
Produksjon	355.7	383.9	-28.2	(-7.3%)
Forbruk	363.4	382.2	-18.8	(-4.9%)
Nettoimport	7.7	-1.7	9.4	
Norge (TWh)	Til no i år	Same periode i fjor	Endring	
Produksjon	126.8	138.0	-11.2	(-8.1%)
Forbruk	117.5	124.6	-7.1	(-5.7%)
Nettoimport	-9.4	-13.4	4.1	

Figur 8 Produksjonsutvikling i dei nordiske landa, 2008 og 2009, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot

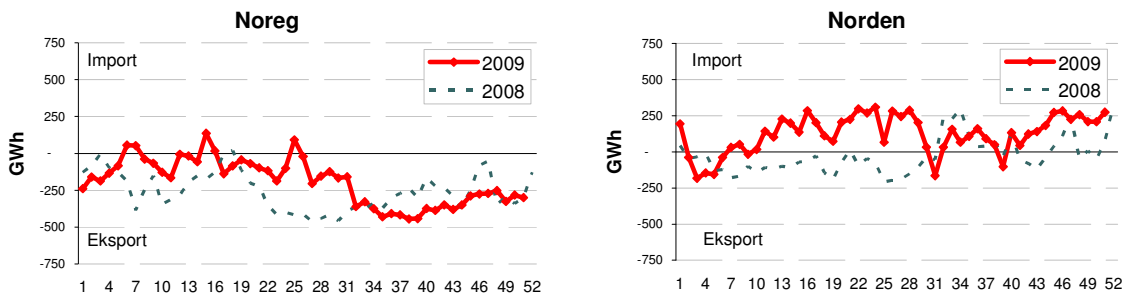


Figur 9 Forbruksutvikling i dei nordiske landa, 2008 og 2009, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot

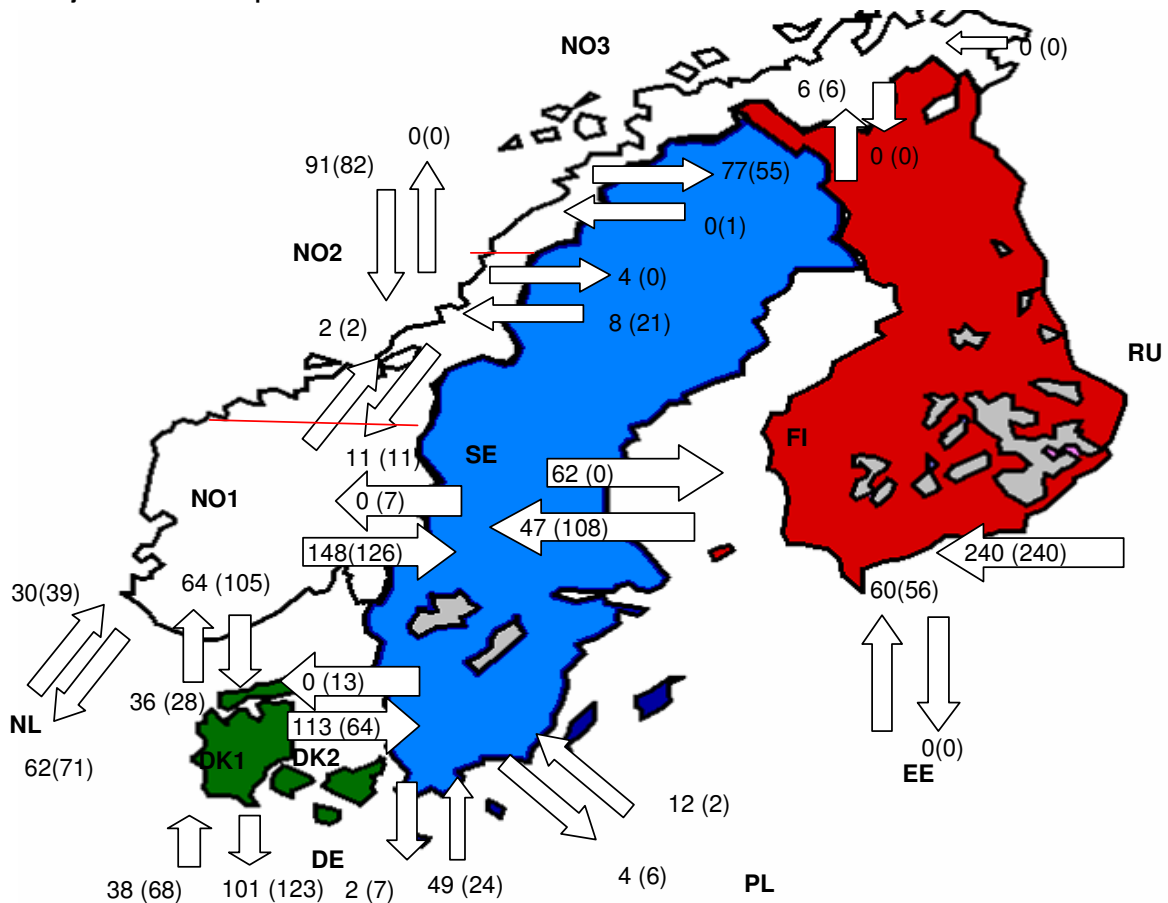


Utveksling

Figur 10 Nettoutveksling per veke for Noreg og Norden, 2008 og 2009, GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 11 Import og eksport mellom dei nordiske landa og frå/til tilgrensande område i veke 51 i 2009 (veke 50). Alle tal i GWh. Kjelde: Nord Pool Spot*

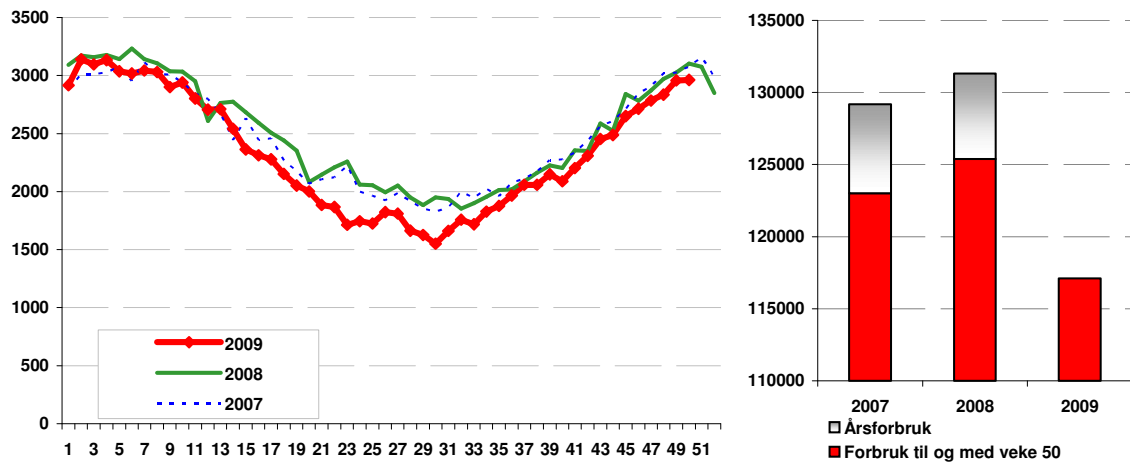


* Tala i figur 11 er ikkje avstemt mot tala i tabell 3 og 4, og det eksisterer avvik i forhold til netto handelstal i tabell 3 og 4. Kraftflyten mellom Sverige og dei norske elspotområda NO2 og NO3, og utveksling internt i Noreg er basert på planlagt elspotflyt. Tala vil avvike frå faktisk utveksling ved endringar i driftsforholda.

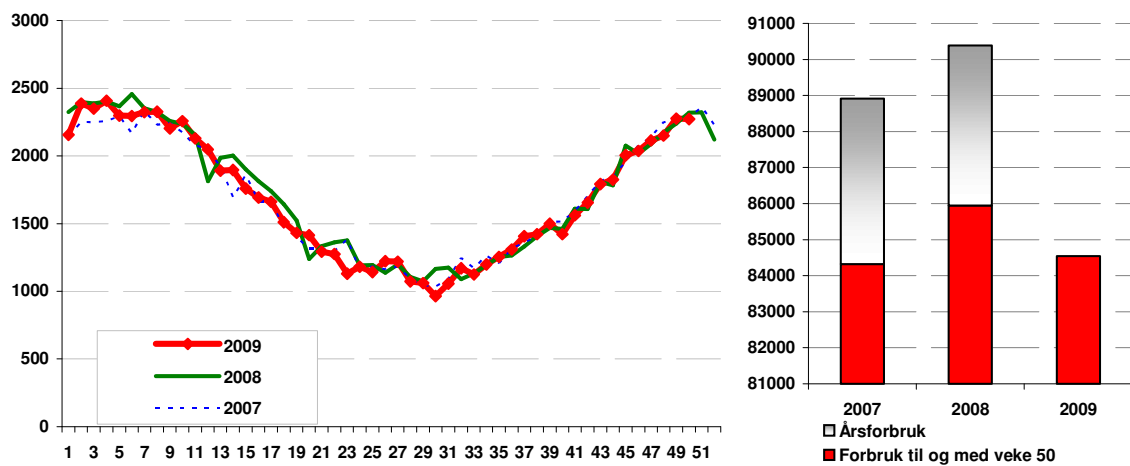
Tabell 6 Forbruk, temperaturkorrigert. Kjelde: Nord Pool Spot og Svensk energi

		GWh	GWh	TWh	TWh	GWh	TWh	
		Veke 50	Veke 49	Veke 1 - 50 2009	Veke 1 - 50 2008	Endring uke	Endring hittil i år	
Noreg	Alminneleg forsyning temperaturkorrigert	2273	2275	84.5	85.9	-2	-1.4	(-2%)
	Kraftintensiv industri	541	525	25.5	32.1	16	-6.6	(-21%)
	Elektrokjellar	97	104	3.8	3.7	-7	0.1	(3%)
	Totalforbruk temperaturkorrigert	2962	2958	117.1	125.4	4	-8.3	(-7%)
Sverige	Totalforbruk temperaturkorrigert	3224	3184	131	141.2	40	-10.2	(-7%)

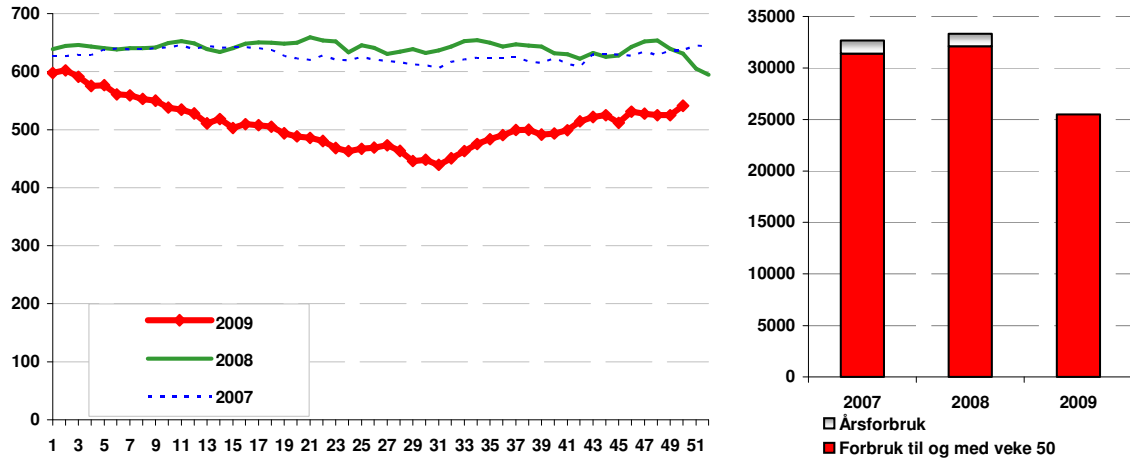
Figur 12 Temperaturkorrigert totalforbruk i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



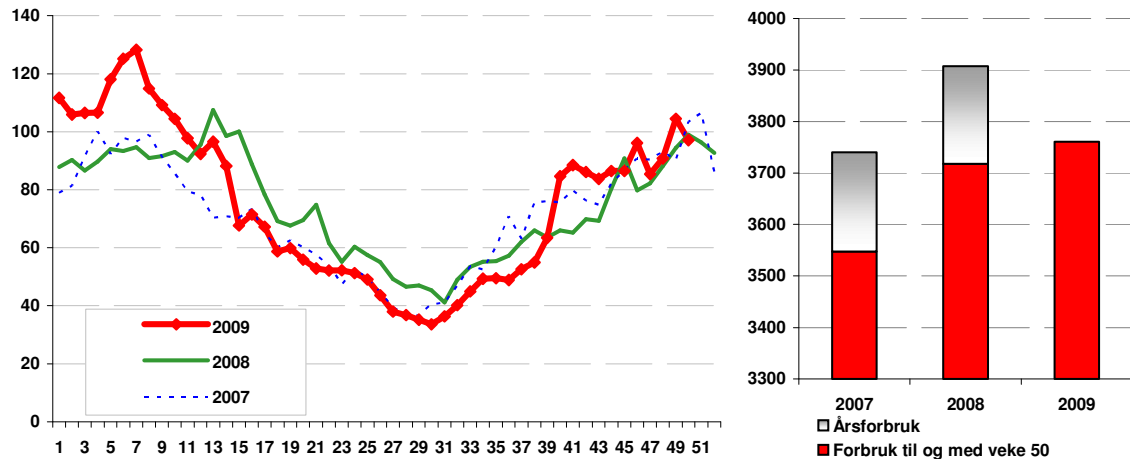
Figur 13 Temperaturkorrigert forbruk i alminneleg forsyning i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



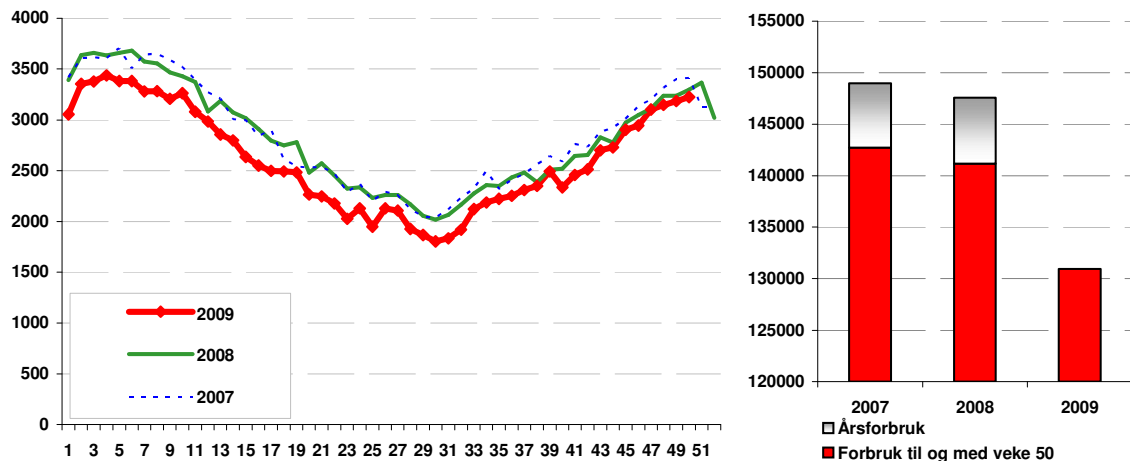
Figur 14 Forbruk i kraftintensiv industri i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 15 Forbruk i elektrokjeler i Noreg. GWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 16 Totalt kraftforbruk i Sverige, temperaturkorrigerede tall. GWh. Kjelde: Svensk Energi



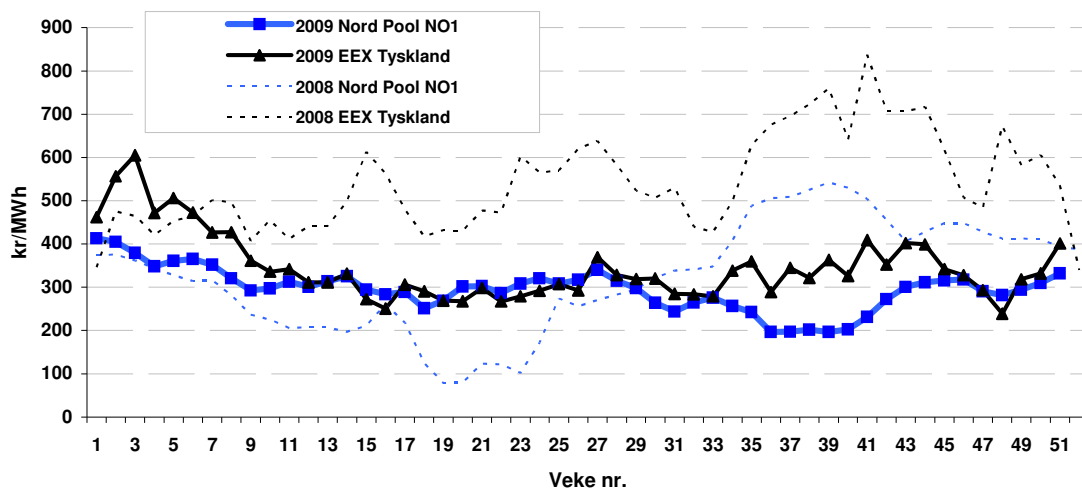
4. Kraftprisar

Engrosmarknaden

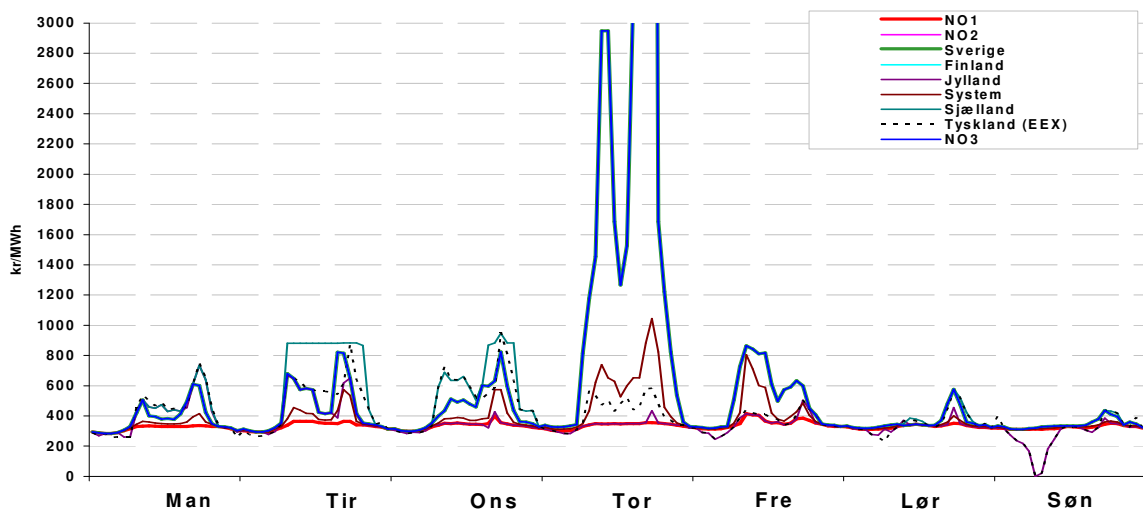
Tabell 7 Kraftprisar nordiske elspotområder. Vekesnitt. Kjelde: Nord Pool og EEX

kr/MWh	Veke 51 2009	Veke 50 2009	Veke 51 2008	Endring veke	Endring fra i fjor
NO1	332.0	309.5	391.9	22.5 (7%)	-60.0 (-15%)
NO2	656.9	313.1	405.6	343.8 (110%)	251.3 (-23%)
NO3	656.9	313.1	405.6	343.8 (110%)	251.3 (-23%)
Sverige	656.9	313.1	405.6	343.8 (110%)	251.3 (-23%)
Finland	656.9	313.1	405.6	343.8 (110%)	251.3 (-23%)
Jylland	349.9	340.9	414.0	8.9 (3%)	-64.1 (-18%)
Sjælland	703.9	347.9	539.1	356.0 (102%)	164.8 (-35%)
System	381.1	312.4	403.7	68.7 (22%)	-22.6 (-23%)
Tyskland	401.3	331.8	534.1	69.5 (21%)	-132.8 (-38%)

Figur 17 Vekegjennomsnitt for døgmarknadspris (elspotprisen) for prisområde NO1 og European Energy Exchange (EEX), 2008 og 2009, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og EEX



Figur 18 Spotprisar i Norden og Tyskland i veke 51, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og EEX

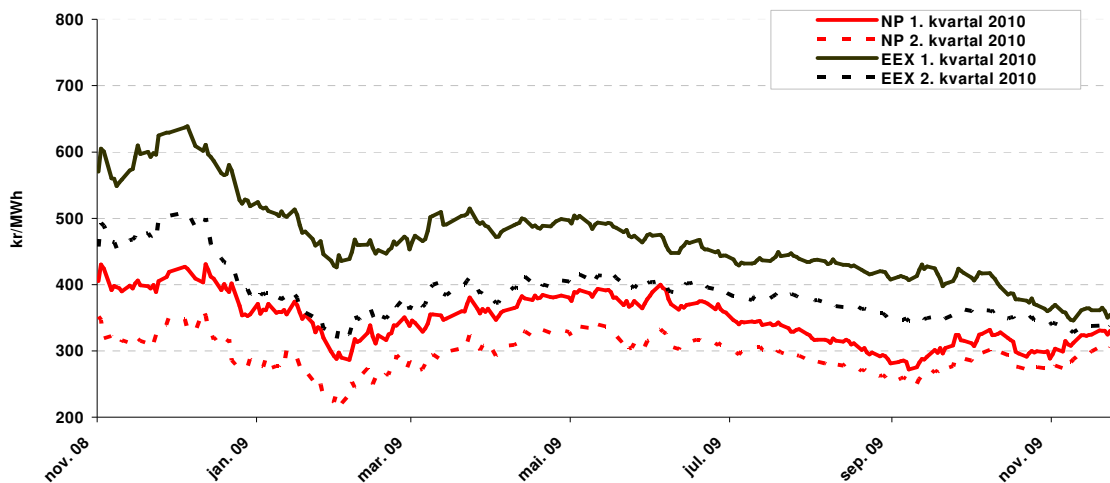


Terminmarknaden

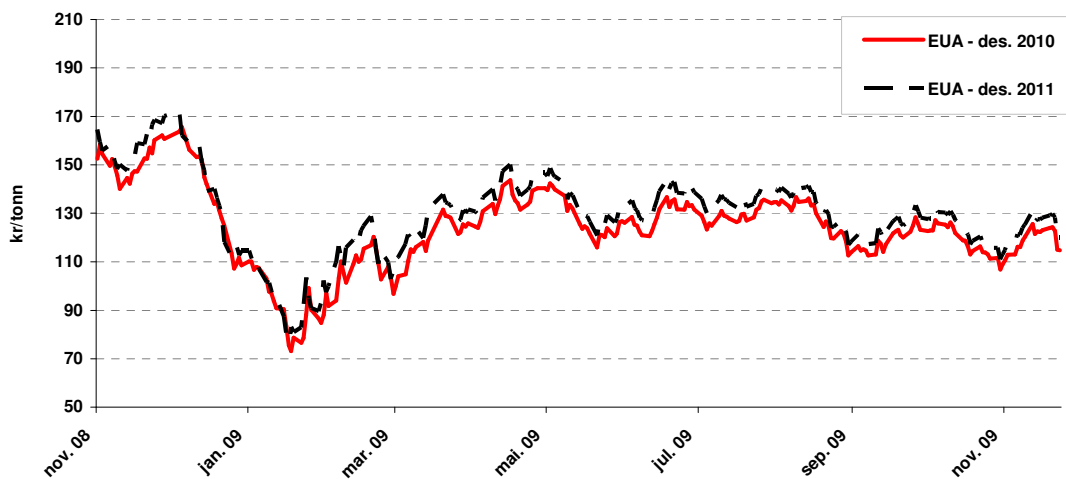
Tabell 8 Terminprisar, nordisk og tysk kraft, samt kvotar. Kjelder: Nord Pool og EEX. Prisane i tabellen er sluttprisar fredag i den aktuelle veka.

			Veke 51	Veke 50	Endring	
Elektrisitet kr/MWh	NordPool	1.kvartal 2010	330.5	324.8	5.7	(2%)
		2.kvartal 2010	305.3	299.4	5.9	(2%)
	EEX	1.kvartal 2010	354.3	361.4	-7.1	(-2%)
		2.kvartal 2010	337.5	337.9	-0.4	(0%)
CO ₂ kr/tonn	NordPool	2010	114.8	123.1	-8.3	(-7%)
		2011	119.8	128.1	-8.3	(-6%)

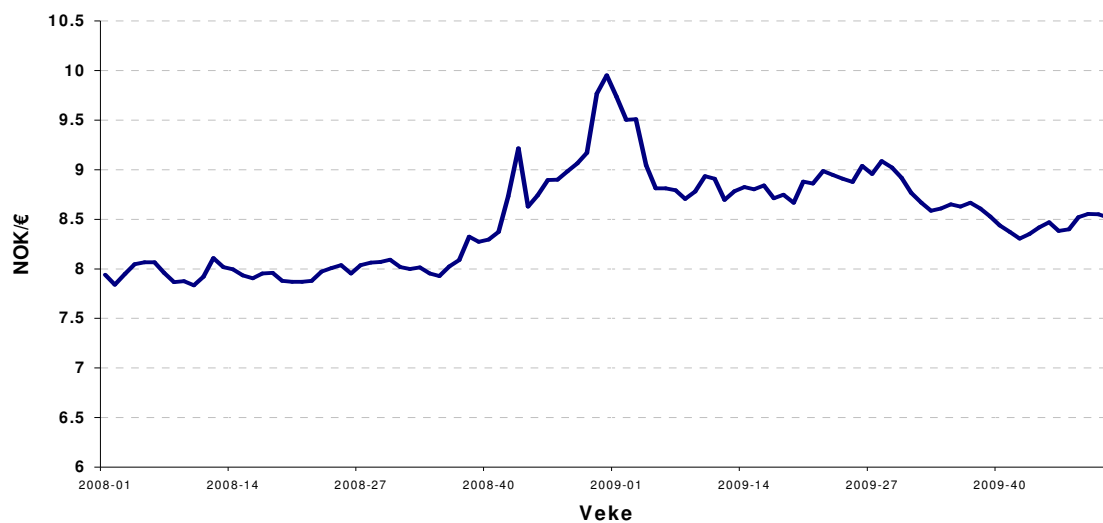
Figur 19 Daglege sluttprisar for enkelte typar kontraktar i den finansielle kraftmarknaden siste tolv månader, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot og EEX



Figur 20 Daglege sluttprisar for utslippskvotar* på CO₂, kr/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 21 Valutakurs, norske kroner mot Euro. Kjelde: Nord Pool Spot



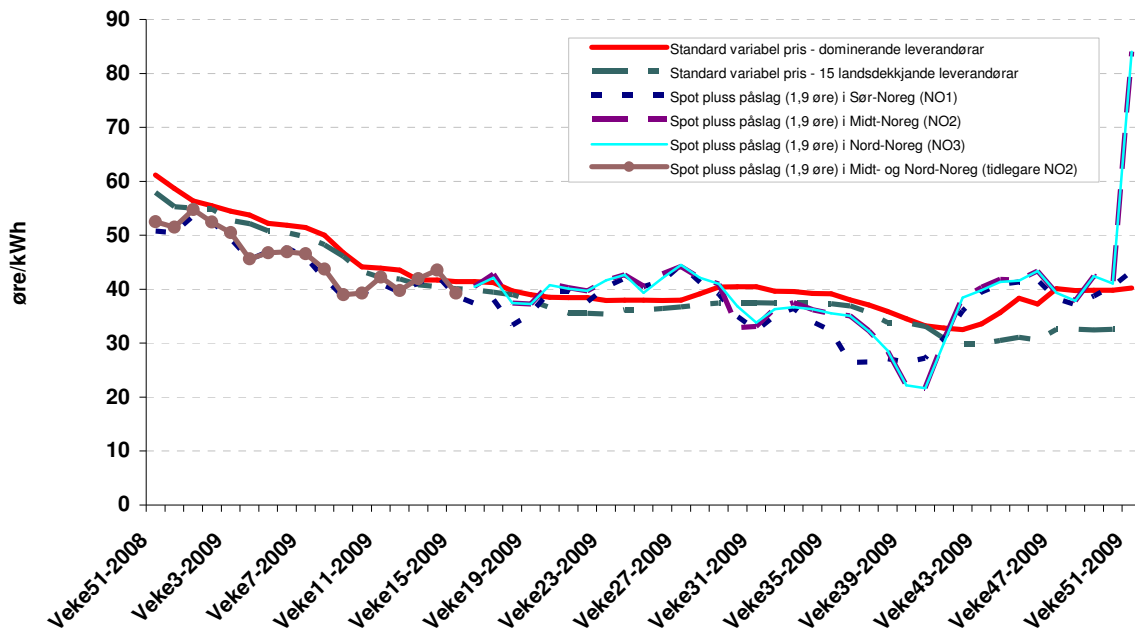
Sluttbrukarprisane

Tabell 9 Sluttbrukarprisar. Kjelde: Konkurransetilsynet

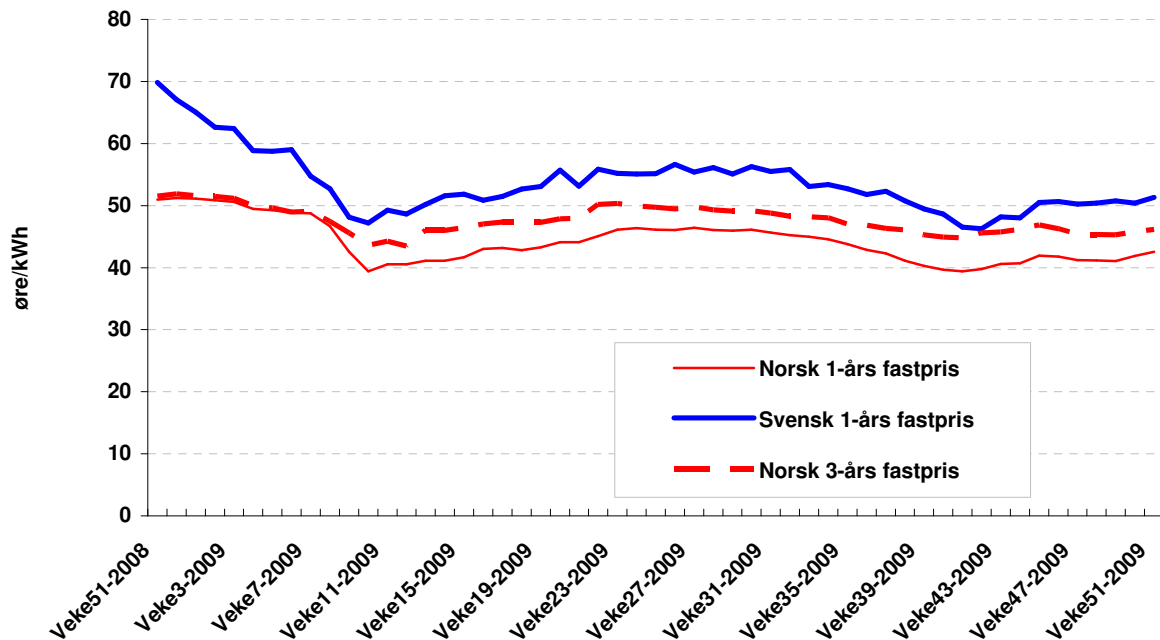
Øre/kWh		Veke 53*	Veke 52	Endring veke 53 - 52
Standard variabel	Volumvege snitt	40.2	39.8	0.4
	15 billegaste landsdekkjande	32.8	32.6	0.2
		Veke 51	Veke 50	Endring veke 51 - 50
Marknadspris	NO1	43.4	40.6	2.8
	NO2	84.0	41.0	43.0
	NO3	84.0	41.0	43.0
		Veke 51	Veke 50	Endring veke 51 - 50
Fastpris	1 år (snitt Noreg)	42.6	41.9	0.7
	3 år (snitt Noreg)	46.2	45.7	0.4
	1 år (snitt Sverige)	51.3	50.4	1.0

* Pris tilbode for veke 53 notert i veke 51

Figur 22 Utviklinga i standard variabel kraftpris siste 52 vekene for dominerande leverandør (volumvege snitt), gjennomsnittet av landsdekkjande leverandørar og ein tenkt spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh. Alle prisar inkludert mva. Prisar for standard variabel kontrakt meldas to veker fram i tid. Kjelde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 23 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 for 36 svenske og 15 norske leverandørar, norske øre/kWh. Kjelde: Montel og Konkurransetilsynet



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 Sør-Noreg (NO1) og Sverige. 16. oktober 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 Sør-Noreg og Danmark/Nederland samt fordelinga av produksjon og forbruk på norsk side. I følgje Statnett vil dette halde fram til kablane over Oslofjorden er oppgraderte.
- Dei norske vasskraftverka Skjomen 1, 2 og 3 (300 MW), som har vore ute av drift sidan 27. oktober grunna vedlikehaldsarbeid, var tilbake i drift 18. desember.
- Det svenske kjernekraftverket Forsmark 2 (990 MW) gjekk ut til årleg vedlikehald 13. september. Oppstarten er forsinka til 28. desember.
- Det svenske kjernekraftverket Oskarshamn 2 (590 MW) var tilbake i drift laurdag 12. desember etter å ha vore ute til vedlikehald sidan 29. november.
- Det svenske kjernekraftverket Oskarshamn 3 (1400 MW) var tilbake i drift søndag 13. desember etter å ha vore ute til vedlikehald sidan 1. mars. 14. desember gjekk kraftverket ut av drift grunna feil. 17. desember kom verket tilbake i drift med ein kapasitet på 300 MW. Produksjonskapasiteten vil gradvis aukast mot 1400 MW til 15. februar 2010.
- Det svenske kjernekraftverket Ringhals 1 (855 MW) har vore ute til årleg vedlikehald sidan 15. mars. Planlagt oppstart er utsett grunna lisensieringsprosess og planlagt oppstartsdato er 1. februar 2010.
- Det svenske kjernekraftverket Ringhals 2 (866 MW) har vore ute på grunn av revisjon sidan 24. mai. Oppstarten er forsinka til 25. januar 2010.
- Det svenske kjernekraftverket Ringhals 3 (1043 MW) var ute av drift frå 15. til 21. desember grunna feil.
- Produksjonskapasiteten ved det svenske vasskraftverket Skellefteälven (1000 MW) var redusert til 700 MW frå 13. til 17. desember grunna is.
- Produksjonskapasiteten ved det svenske vasskraftverket Umeälven (1700 MW) var redusert til 700 MW frå 13. til 16. desember grunna is.
- Det danske kolkraftverket Fynsværket 3 (220 MW) var ute av drift frå 13. til 17. desember grunna vedlikehald.
- Det danske kolkraftverket Esbjergværket 3 (412 MW) var ute av drift frå 17. til 19. desember grunna lekkasje.
- Det danske kolkraftverket Asnæsværket 5 (640 MW) var ute av drift frå 14. til 18. desember grunna lekkasje.
- Det danske kolkraftverket Avdøreværket 1 (250 MW) var ute av drift frå 21. til 23. desember grunna lekkasje.
- Produksjonskapasiteten ved det finske vasskraftverket Oulujoki (440 MW) var redusert til 250 MW frå 13. til 19. desember grunna is.

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