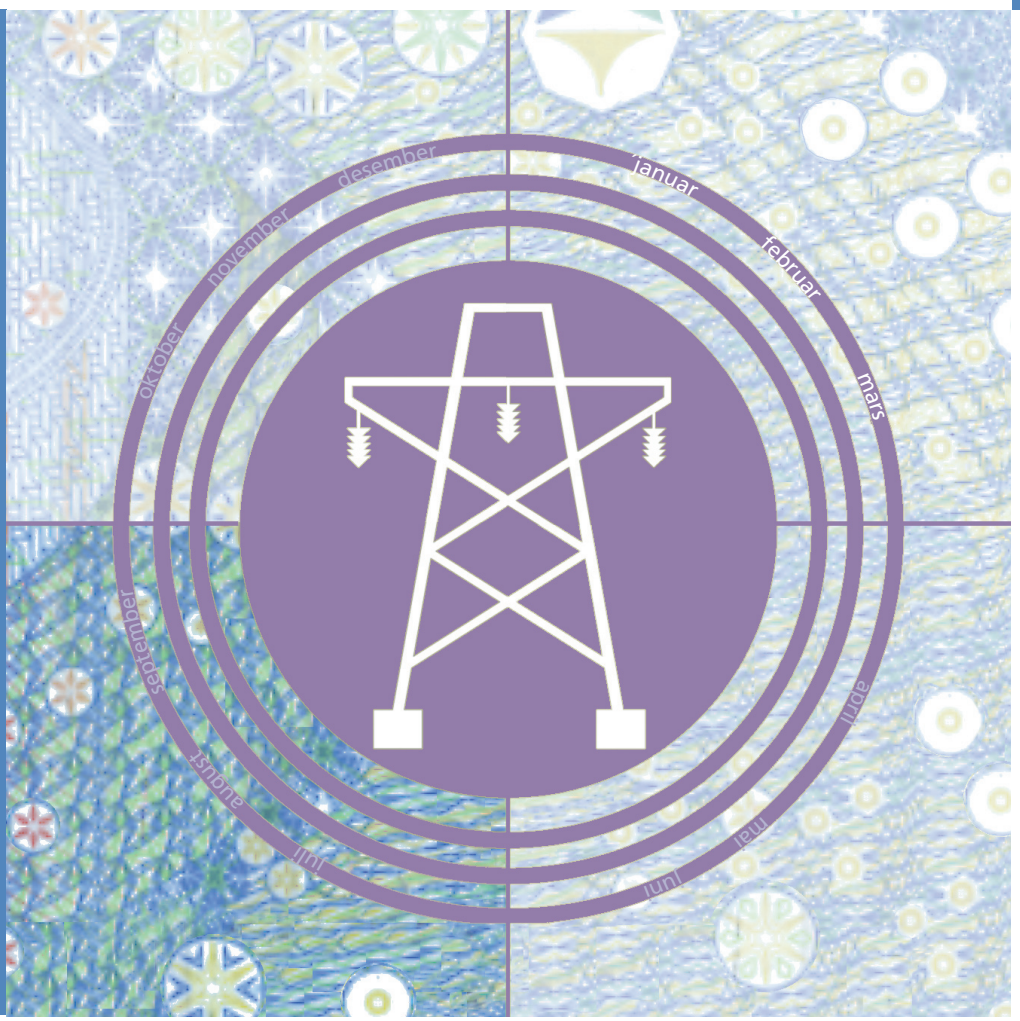
NVE

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

1. kvartal 2008

Tor Arnt Johnsen (red.)

11
2008



RAPPORT

Kvartalsrapport for kraftmarkedet
1. kvartal 2008

Norges vassdrags- og energidirektorat
2008

Rapport nr. 11

Kvartalsrapport for kraftmarkedet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Tor Arnt Johnsen

Forfatter: Hege Bøhler, Javier Chàvez, Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Willumsen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 20

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0668-5

Sammendrag: Ressursgrunnlaget var svært godt i første kvartal 2008. I løpet av kvartalet var tilsiget som kan brukes til kraftproduksjon 13,3 TWh, dvs 50 prosent mer enn normalt. I løpet av de siste 12 månedene har tilsiget vært 142 TWh, 22 TWh mer enn i et normalår. Ved utgangen av kvartalet var det 20 prosent mer snø i norske fjell enn normalt for årstiden.

Forbruket i alminnelig forsyning, korrigert for temperaturer, var rekordhøyt for første kvartal. Høy økonomisk vekst kan forklare noe av økningen.

Prisene på andre- og tredjekvartalskontraktene på Nord Pool falt kraftig gjennom første kvartal. Kontrakten for andre kvartal falt mest, ned 39 prosent fra kvartalet første handledag til kvartalets siste. Ved utgangen av kvartalet var prisen 23,7 øre/kWh.

Det er nå like mange husholdninger som har spotpriskontrakt, over 44 prosent, som ha standard variabel kontrakt.

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

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

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

Forord **4**

Sammendrag **5**

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2008 ..... **6**

1.1 Ressursgrunnlaget 9
1.1.1 Tilsig i Norge 9
1.1.2 Tilsig i Sverige 9
1.1.3 Temperatur 10
1.1.4 Nedbør 12
1.1.5 Snø 13
1.1.6 Grunn- og markvann 15
1.1.7 Forventet tilsig våren/sommeren 2008 15
1.2 Magasinutviklingen 17
1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland 17
1.3 Produksjon 19
1.3.1 Norge 21
1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene 21
1.4 Forbruk 24
1.4.1 Norge 25
1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene 28
1.5 Andre energibærere i Norge 30
1.6 Kraftutveksling 33
1.6.1 Norge 35
1.6.2 Andre nordiske land 36
1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet 37
1.7.1 Spotmarkedet 37
1.7.2 Terminmarkedet 40
1.8 Sluttbrukermarkedet 44
1.8.1 Priser og prisutvikling 44
1.8.2 Leverandørskifte 47
1.8.3 Kontraktvalg 48
1.8.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft 49

2 Temaartikkel **51**

2.1 Vil lavere kraftforbruk i Norge gi lavere CO_2-utslipp fra europeisk kraftproduksjon? 51

3 Vedlegg **63**

Forord

Energi- og markedsavdelingen i NVE presenterer herved kvartalsrapport for kraftmarkedet i første kvartal 2008. Kvartalsrapporten utarbeides hvert kvartal, og dette er første utgave i kvartalsrapportens femte årgang. På grunn av datainnsamling og bearbeiding vil kvartalsrapporten vanligvis bli publisert 2-4 uker etter utløpet av kvartalet. Vi tar sikte på å legge frem neste kvartalsrapport i august 2008.

I kvartalsrapporten dokumenterer og kommenterer vi kraftmarkedsutviklingen i kvartalet og de siste 12 månedene. I tillegg inneholder vanligvis kvartalsrapporten et par temaartikler der medarbeidere i Energi- og markedsavdelingen eller fra andre avdelinger i NVE, formidler resultater fra egne analyser og utredninger. I denne utgaven presenteres det en temaartikkel. Den er skrevet av Karen Byskov Lindberg ved Seksjon for analyse og Øyvind Vessia ved Nettseksjonen.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidere ved Energi- og markedsavdelingen og Hydrologisk avdeling. Redaksjonen for denne utgaven har bestått av Hege Bøhler, Javier Chàvez, Karl Magnus Ellinggard, Erik Holmqvist, Håkon Mørch Korvald, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Kjerstin Dahl Viggen, Mats Willumsen og Tor Arnt Johnsen som også har ledet arbeidet.

Oslo, 2. mai 2008

Marit L. Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Tilsiget av vann til norske og svenske kraftmagasiner var 50 prosent høyere enn normalt i første kvartal 2008. Ved utgangen av kvartalet var fyllingen i nordiske vannmagasiner mer enn fem prosent høyere enn normalt. I tillegg var det 20 prosent mer snø enn normalt i norske fjell.

Den gode ressurstilgangen har bidratt til prisfall. Ved inngangen til kvartalet ble kraft med levering i andre kvartal 2008 handlet til 39 øre/kWh i Norden. Samme kontrakt ble i Tyskland omsatt til 44 øre/kWh. Ved utgangen av kvartalet ble kontrakten for andre kvartal i Norden omsatt til 24 øre/kWh, mens samme kontrakt i Tyskland ble handlet til 46 øre/kWh. Det er først og fremst mye nedbør som bidrar til å forklare de store prisendringene.

Høy økonomisk vekst, høye oljepriser og noe lavere kraftpriser bidrar til økt kraftforbruk. Forbruket av elektrisk kraft de siste 12 måneder har vært 128,3 TWh. Det er det høyeste forbruket som noen gang er registrert og 0,3 TWh høyere enn forrige toppnotering fra april 2006.

Andelen husholdninger med markedspriskontrakt (spot) er nå over 44 prosent. Siste år har denne andelen økt med mer enn 10 prosentpoeng, og det er nå like mange husholdninger med spotkontrakt som med standard variabel kontrakt.

1 Kraftmarkedet i første kvartal 2008

Mer tilsig og nedbør enn normalt i første kvartal

Tilsiget av vann som kan brukes til kraftproduksjon i Norge var 13,3 TWh i første kvartal 2008, og det er 50 prosent mer enn normalt. De siste tolv månedene har tilsiget vært 142 TWh, og det er 22 TWh mer enn i et normalår. Det kom 40,5 TWh nedbør som kan nyttes til kraftproduksjon i første kvartal. Det er 10 prosent mer enn normalt. I Sverige var tilsiget 7,4 TWh i første kvartal – også dette er om lag 50 prosent over normalen.

Snø: mer enn normalt og mer enn i fjor

Ved utgangen av første kvartal var det rundt 20 prosent mer snø i norske fjell enn det som er normalt på denne tida av året. Snømengdene ved utgangen av kvartalet var større enn det som er vanlig når snømengdene når sitt årlige maksimum i begynnelsen av mai. Det er også 5-10 prosent mer snø enn på samme tidspunkt i fjor.

Over 7 TWh mer vann i nordiske vannmagasin enn normalt

Ved inngangen til første kvartal hadde de nordiske landene 6,8 TWh mer vann i kraftmagasinene enn normalt. Ved utgangen av første kvartal var det fortsatt mer vann enn normalt i vannmagasinene i Norden, og overskuddet hadde økt til 7,3 TWh. For et år siden var det normal fylling i nordiske vannmagasiner. Ved utgangen av kvartalet var fyllingen i Norge 5,5 prosentpoeng høyere enn normalt. I Sverige og Finland var fyllinga 5,3 og 15,8 prosentpoeng høyere enn normalt.

Høy vannkraft-produksjon - lavere varmekraft-produksjon

I første kvartal 2008 ble det produsert 114,5 TWh elektrisk kraft i Norden. Produksjonen var med det 1 prosent høyere enn for et år siden. Den norske kraftproduksjonen var 40 TWh i første kvartal, og det er 9 prosent høyere enn i første kvartal i fjor. De siste 12 måneder har den norske produksjonen vært 141 TWh, og det er 20 prosent mer enn i foregående 12-månedersperiode. I Sverige var produksjonen 44 TWh i første kvartal, og det er 3 prosent høyere enn i 2007. I Danmark var kraftproduksjonen 10 TWh – ned 12 prosent fra i fjor. I Finland var kraftproduksjonen 20 TWh i første kvartal, og det er en reduksjon på 10 prosent fra samme periode året før. Samlet var den nordiske kraftproduksjonen 395 TWh de siste 12 måneder. Det er seks prosent høyere enn i foregående 12-månedersperiode.

Redusert nordisk forbruk i første kvartal

Det nordiske kraftforbruket falt med to prosent fra første kvartal 2007 til samme kvartal i 2008. Høyere temperaturer kan forklare økningen. Forbruket økte i Norge, mens det var fall i de andre nordiske landene.

Rekordhøyt forbruk i alminnelig forsyning i første kvartal 2008 (temperatur-korrigert) -økning også i kraftintensiv industri

I Norge økte kraftforbruket i alminnelig forsyning med 0,8 TWh eller 2,9 prosent fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Økningen er korrigert for temperaturforskjeller. Det temperaturkorrigerte forbruket har aldri vært høyere i første kvartal enn i år. Kraftprisene har vært litt lavere i år enn i fjor, men det forklarer ikke hele økningen. Svært høy økonomisk vekst trekker også opp forbruket. Forbruket av elektrisk kraft i kraftintensiv industri økte med 4,3 prosent fra første kvartal i fjor til i år. De siste 12 månedene har industrien brukt 32,5 TWh, og det er en oppgang på 1,4 prosent fra samme periode et år tidligere.

Nordisk krafteksport første kvartal – liten overføringskapa-sitet ut av Sør-Norge

Norge eksporterte 2,6 TWh i første kvartal 2008. I fjerde kvartal i fjor hadde Norge en eksport på 1,4 TWh. Eksporten i 2008 gikk til Sverige (2,0 TWh) og Danmark (0,7). Eksporten ville ha vært høyere om det ikke var feil på en av kablene til Jylland og om NorNed-kabelen til Nederland hadde kommet i drift som tidligere annonsert. De siste 52 uker har Norge eksportert 12,6 TWh. Også Sverige eksporterte i første kvartal, og nettoeksporten kom opp i 2,8 TWh. Hele 1,8 TWh ble eksportert til Finland, Danmark mottok 1,4 TWh, mens Tyskland og Polen fikk 0,7 og 0,8 TWh fra Sverige. Finland importerte 2,5 TWh fra Russland og 0,5 TWh fra Estland. I tillegg til importen fra sine nordiske naboer eksporterte Danmark 2,5 TWh elektrisk kraft til Tyskland. Netto hadde Danmark en eksport på 0,3 TWh i første kvartal. De nordiske landene hadde samlet en eksport på 1,2 TWh i første kvartal – mens det var 1,7 TWh import i samme periode i 2007.

Spotpris 1. kv. 2008 (øre/kWh):

- Sør-Norge	**29,1**
- Midt-Norge	**31,8**
- Nord-Norge	**31,0**
- Sverige	**31,3**
- Finland	**31,3**
- Sjælland	**32,7**
- Jylland	**35,6**
- Tyskl./EEX	**44,5**

Med unntak for Danmark har de nordiske børsprisene på elektrisk kraft i snitt vært om lag like i første kvartal. I Norge har prisen ligget på 29,1-31,8 øre/kWh. Danmark har hatt litt høyere priser, mens snittet for prisene i Tyskland har vært nesten 50 prosent høyere (44,5 øre/kWh). I Norge, Sverige og Finland har prisene vært 6-14 prosent lavere enn i fjerde kvartal 2007. Sammenlignet med første kvartal 2007 har prisene økt sterkt i alle regioner. Størst økning har det vært i Jylland der prisen har økt med 66 prosent. I de andre områdene har prisene gått opp med 35 (Sør-Norge) til 83 prosent (Tyskland). I snitt for de siste 52 uker var

børsprisene på elektrisk kraft betydelig lavere enn i foregående 52-ukersperiode. I Sør-Norge har prisen vært 22,6 øre/kWh i snitt for de siste 52 uker, og det er 38 prosent lavere enn foregående 52-ukersperiode. I Midt- og Nord-Norge var prisene 28 prosent lavere, mens den svenske prisen var 25 prosent lavere.

Uendret CO_2-pris for 2008

Prisen på CO_2-kvoter for innløsning i 2008 holdt seg stabil på 160-170 kr/tonn gjennom første kvartal.

Sterk økning i gass- og kullpriser siste år

Prisen på kull til kraftproduksjon var i snitt 131 dollar/tonn i første kvartal 2008. Gassprisen var i samme kvartal 192 øre/Sm3. Begge disse prisene har økt med nær 100 prosent siden første kvartal 2007.

Terminpris for tredje kvartal 2008:
- Norden 26,8 øre/kWh
- Tyskland 49,1 øre/kWh

Prisene på finansielle kraftkontrakter for andre og tredje kvartal 2008 i Tyskland holdt seg stabil gjennom første kvartal. Prisene endte ved utgangen av kvartalet på 45,8 og 49,1 øre/kWh. Prisene på andre- og tredjekvartalskontraktene på Nord Pool falt kraftig i løpet av første kvartal. Ved utgangen av kvartalet endte kontrakten for annet kvartal på 23,7 øre/kWh – ned 15,3 øre fra årsskiftet. Kontrakten for tredje kvartal falt mindre og endte på 26,8 øre/kWh. Prisfallet i Norden henger sammen med den gode ressurssituasjonen. Høy magasinfylling, stor snøsmelting og begrenset overføringskapasitet ut av Sør-Norge er alle forhold som trekker i retning av lavere kraftpriser i Sør-Norge denne sommeren.

Lavere priser til husholdningene

Flere husholdninger med markedspris-kontrakt (spot)

Prisen på markedspriskontrakter (spot) til husholdninger gikk ned med 2,8-5,9 øre/kWh fra fjerde kvartal 2007 til første kvartal 2008 i de tre norske elspotområdene. Sammenlignet med første kvartal ett år tidligere økte markedspriskontraktene med om lag 10 øre/kWh. Prisen i Sør-Norge var 38,2 øre/kWh. I Midt-Norge var den 41,6 øre/kWh, mens spotkontrakten i Nord-Norge kostet 40,6 øre/kWh i første kvartal. Prisen på standard variabel kontrakt økte fra fjerde kvartal 2007. I første kvartal 2008 hadde 44,2 prosent av norske husholdninger markedspriskontrakt, og det er opp 4,3 prosentpoeng fra foregående kvartal og 10,5 prosentpoeng høyere enn ett år tidligere.

1.1 Ressursgrunnlaget

1.1.1 Tilsig i Norge

Fortsatt høyt tilsig

I første kvartal 2008 var det nyttbare tilsiget 13,3 TWh eller 4,5 TWh mer enn normalt. Det er omtrent samme tilsig som for første kvartal 2007.

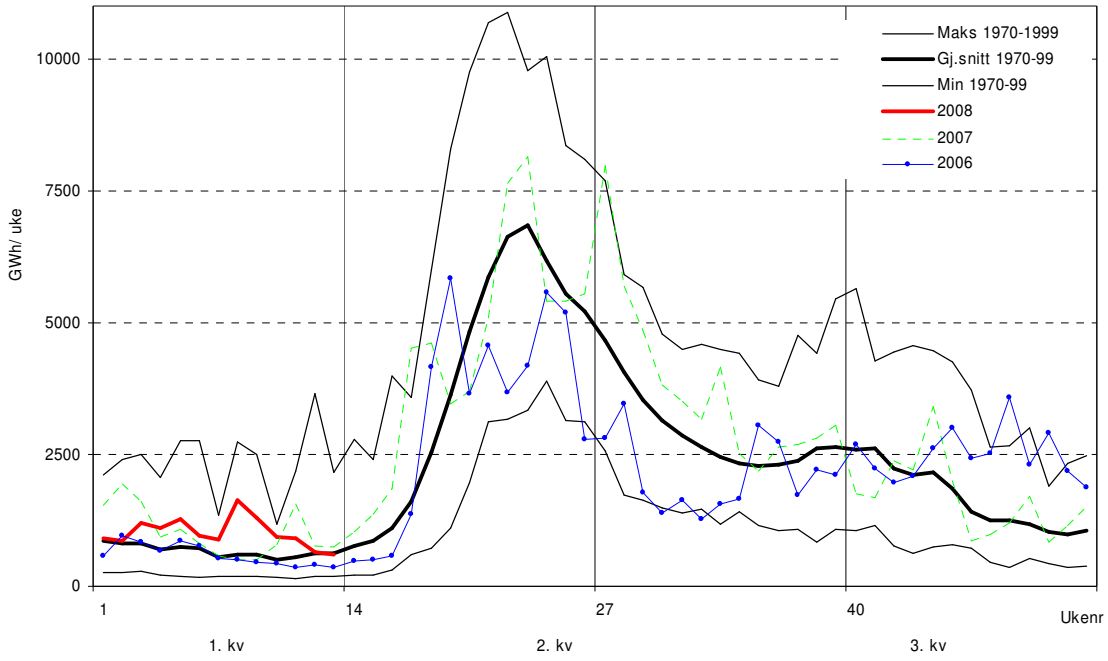
De siste 12 månedene har det nyttbare tilsiget vært 142 TWh. Det er 22 TWh mer enn normalt.

Resurstilgang TWh	1. kv. 2008	Avvik fra normalt	Siste 12 måneder	Avvik fra normalt
Tilsig Norge	13,3	+ 4,5	142	+ 22
Nedbør Norge	40,5	+3,6	133	+ 13
Tilsig Sverige	7,4	+ 2,6	66,7	+ 4,4
Snø, Norge		Utgangen av 1. kv. 2008 ca.+ 20%		Utgangen av 1. kv. 2007 ca. + 10 %

De siste 24 månedene har tilsiget vært 257 TWh eller 17 TWh mer enn normalt.

Fordelingen av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. For landet sett under ett har tilsiget ligget over normalt gjennom nesten hele første kvartal. Kjølig vær i siste halvdel av mars ga imidlertid lavere tilsig mot slutten av kvartalet.

Figur 1.1.1 Nyttbart tilsig i Norge i 2006, 2007 og 2008, GWh/uke. Kilde: NVE og Nord Pool

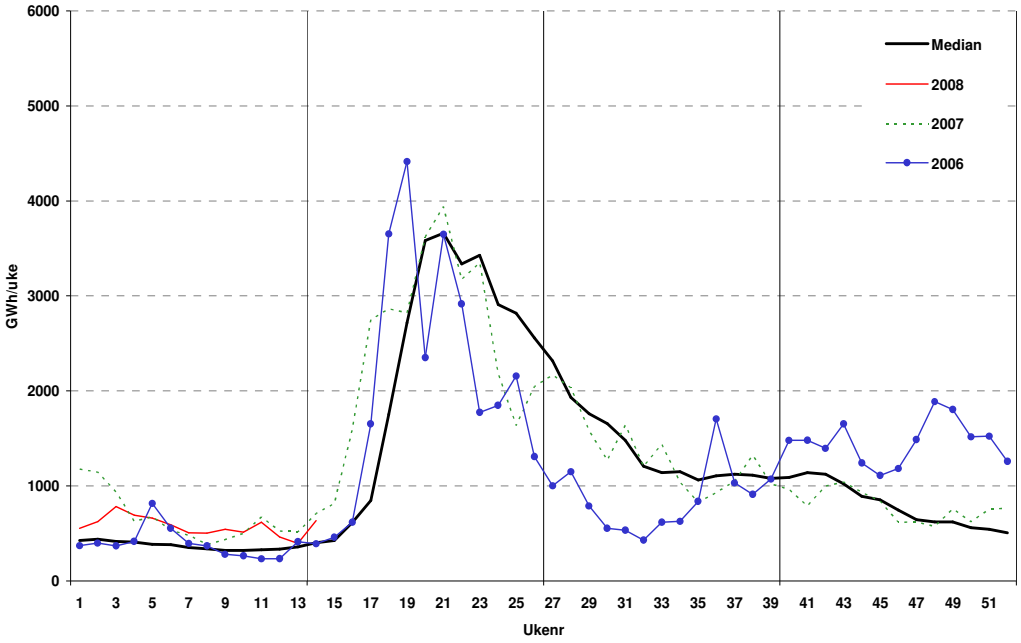


1.1.2 Tilsig i Sverige

Tilsiget av vann til svenske kraftmagasiner var 7,4 TWh i første kvartal 2008. Det er 2,6 TWh mer enn normalt, men 1,2 TWh mindre enn i samme periode i 2007.

De siste 12 månedene har tilsiget til de svenske kraftmagasinene vært 66,7 TWh. Det er 4,4 TWh mer enn normalt og 0,7 TWh mer enn i tilsvarende periode ett år tidligere. De siste 24 månedene har tilsiget vært i underkant av 133 TWh. Det er 8 TWh mer enn normalt.

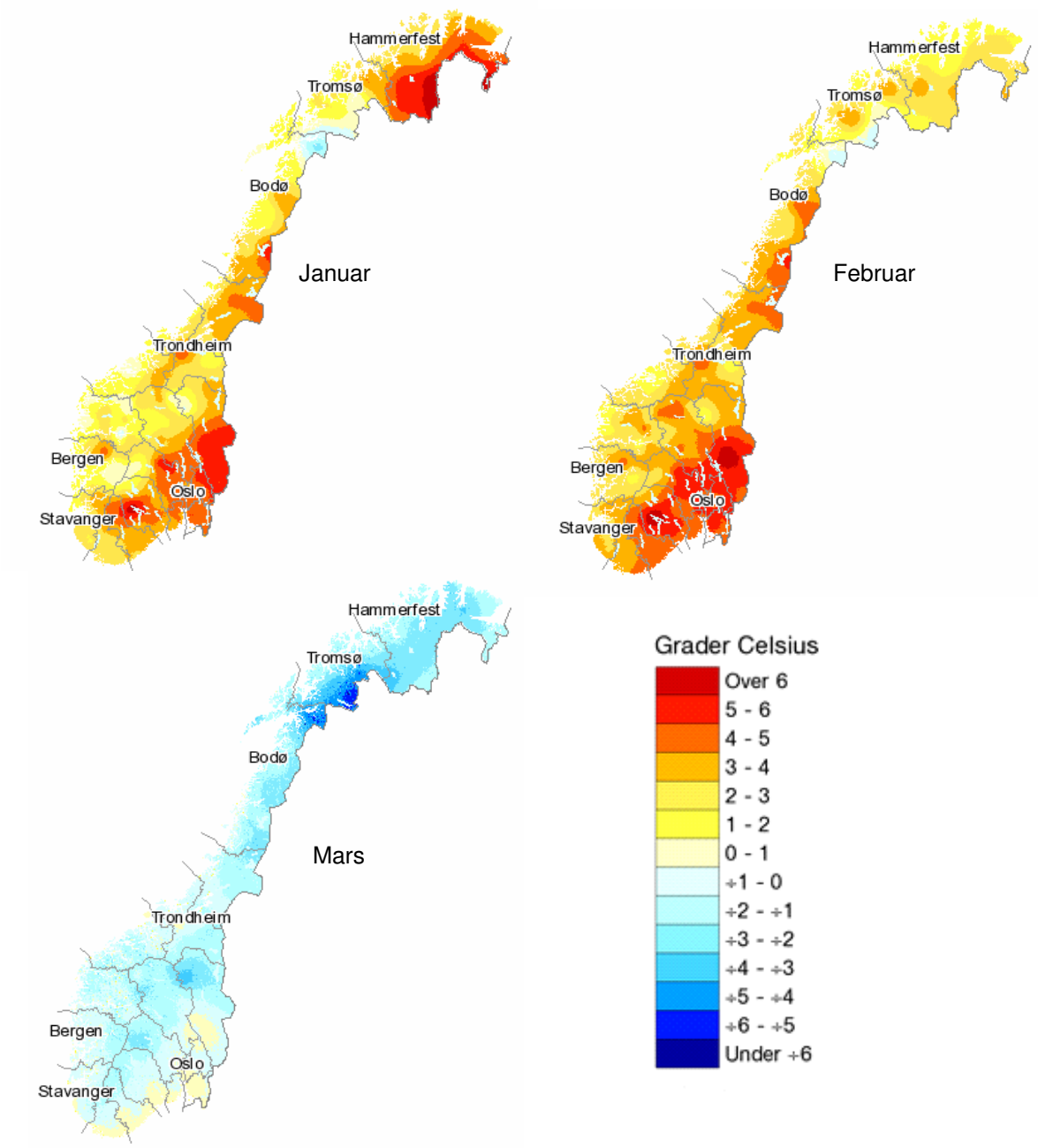
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2006, 2007 og 2008, GWh/uke. Kilde: Svensk energi



1.1.3 Temperatur

Både i januar og februar var det svært mildt. I disse månedene var temperaturen i gjennomsnitt for hele landet mellom 4 og 5 grader over normalt. Sammen med februar 1989 var årets februar den varmeste som er registrert for Norge siden 1900. Også starten av mars var mild, men kald polarluft presset seg inn over hele landet fra midten av måneden. Dette medførte at for mars sett under ett ble temperaturen omkring eller noe under normalt i hele landet. Flere steder fikk vi de laveste temperaturene gjennom hele vinteren i andre halvdel av mars.

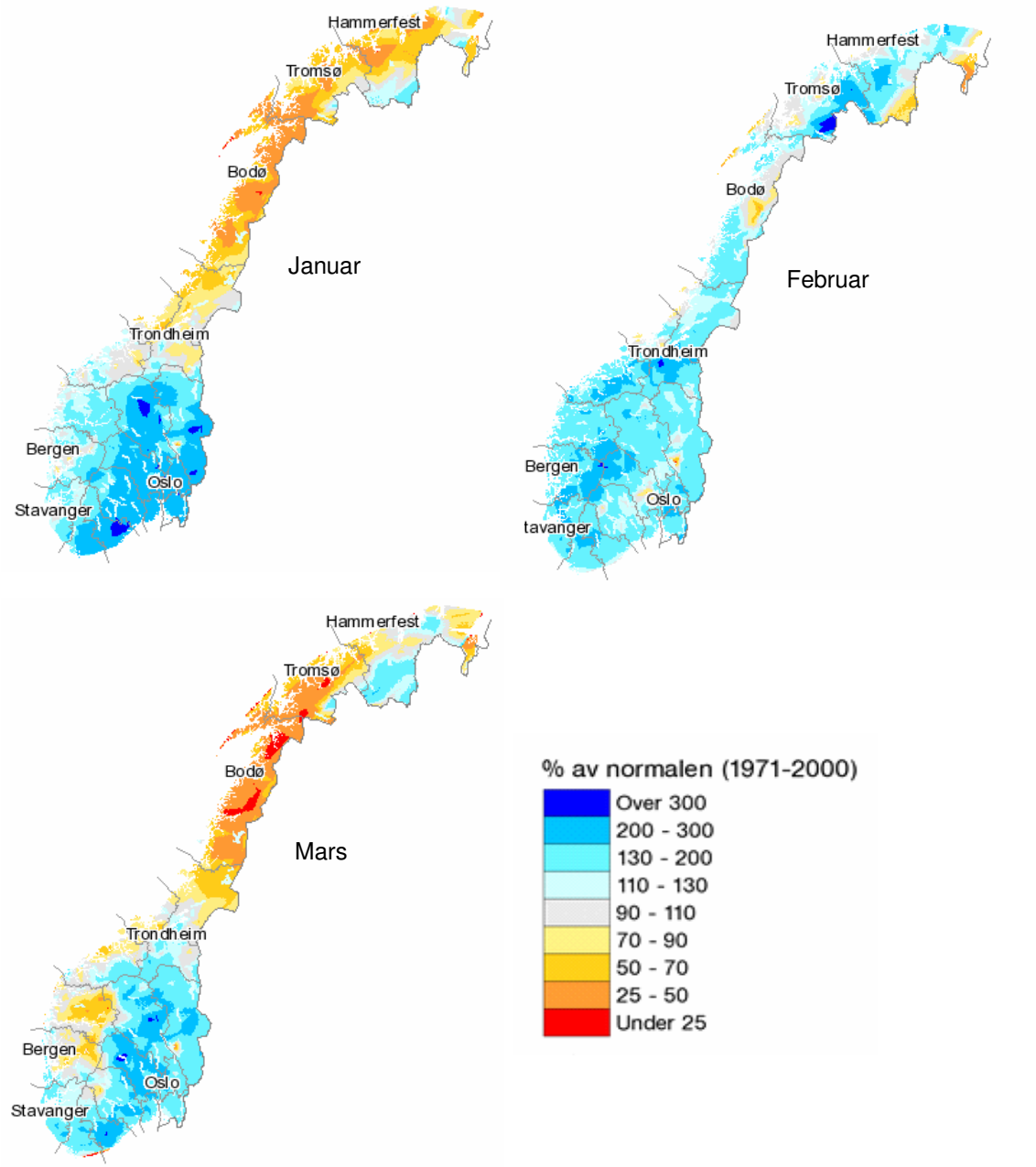
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i ºC fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2008. Kilde: NVE og met.no



1.1.4 Nedbør

Gjennom hele første kvartal kom det betydelig mer nedbør enn normalt på Sør- og Østlandet. Midt i januar var det mildvær med regn og snøsmelting. Det ga flom i mange lavereliggende vassdrag på Øst- og Sørlandet. For Sørlandet og Østfold var årets januar den mest nedbørrike som er registrert siden 1900, mens for Østlandet ble tidligere rekorder tangert. Også mars har vært blant de mest nedbørrike i denne delen av landet.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i januar, februar og mars 2008. Kilde: NVE og met.no

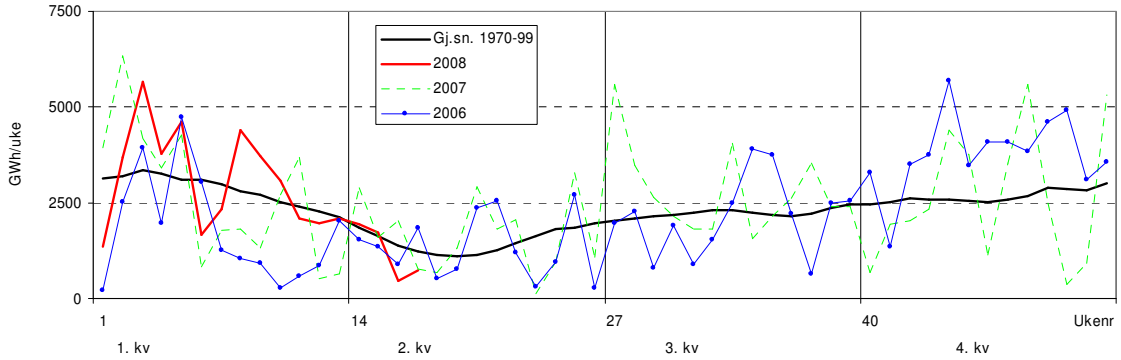


På Vestlandet kom det jevnt over mer nedbør enn normalt i januar og februar, mens det var mindre nedbør enn normalt i mars. I Møre og Romsdal ble det flere steder satt ny nedbørrekord for februar. I Trøndelag var det mer vekslende gjennom første kvartal, mens i Nord-Norge kom det, til tross for en nedbørrik februar, mindre nedbør enn normalt i kvartalet. Størst

månedsnedbør i løpet av de siste tre månedene hadde Takle ytterst i Sognefjorden med 500 mm i løpet av februar.

I første kvartal 2008 kom det drøyt 40 TWh nedbørenergi eller nesten 4 TWh mer enn normalt. De siste 12 månedene har det kommet 133 TWh eller 13 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.5 Beregnet ukentlig nedbørenergi i 2006, 2007 og 2008. GWh/uke. Kilde: NVE



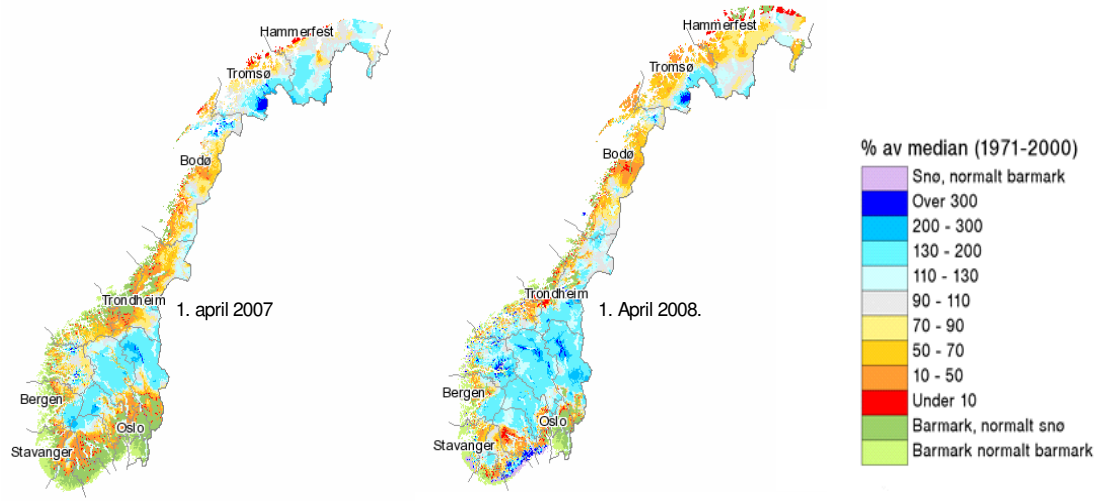
1.1.5 Snø

Snøsituasjonen ved utgangen av første kvartal i 2007 og 2008 er illustrert i figur 1.1.6. Kartene viser at det er mer snø i Midt-Norge og i deler av Sør-Norge ved utgangen av første kvartal i år enn på tilsvarende tid i fjor, mens det i Nord-Norge er jevnt over noe mindre snø enn for ett år siden.

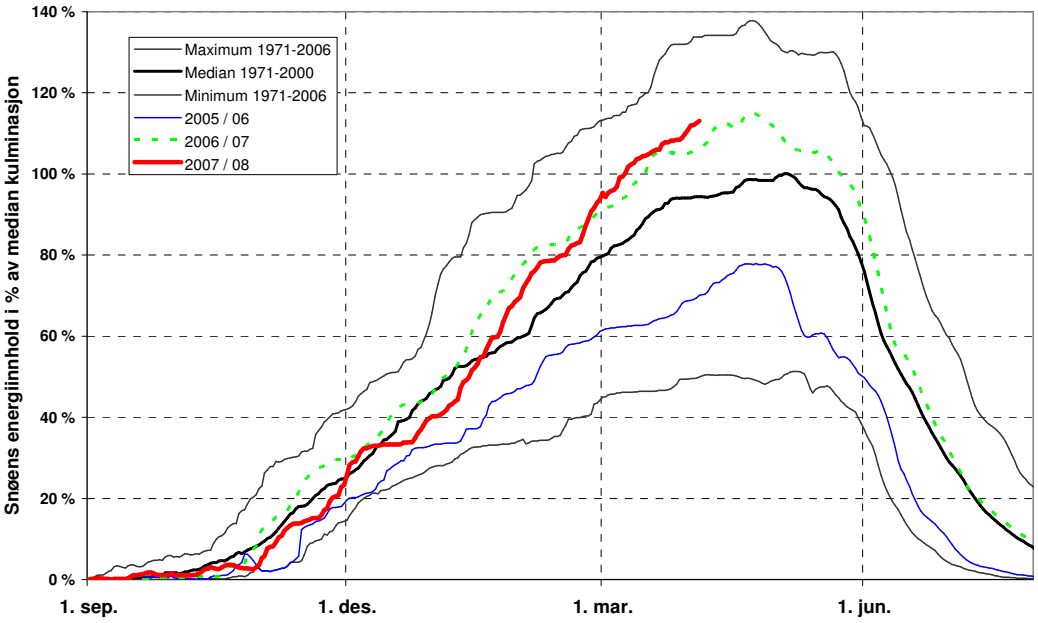
Figur 1.1.6 viser også hovedtrekkene i værforholdene gjennom vinteren. I Sør-Norge har en mild og nedbørrik vinter gitt mye snø på indre strøk og i fjellet, mens det er bart mange steder i lavlandet og langs kysten. Flere steder på Østlandet er årets vinter svært snørik. I Nord-Norge, med unntak av indre deler av Troms, er det derimot jevnt over mindre snø enn normalt. På kysten av Finnmark og i deler av Vest-Telemark viser snøkartet for lite snø.

Figur 1.1.7 viser at snømengdene i fjellet ved utgangen av kvartalet er nesten 20 prosent over normalt på denne tida og vel 10 prosent over det normale toppnivået som inntreffer i begynnelsen av mai.

Figur 1.1.6 Snømengde 1. april 2007 (venstre) og 2008 (høyre) i prosent av median for perioden 1971 -2000. Kilde NVE og met.no



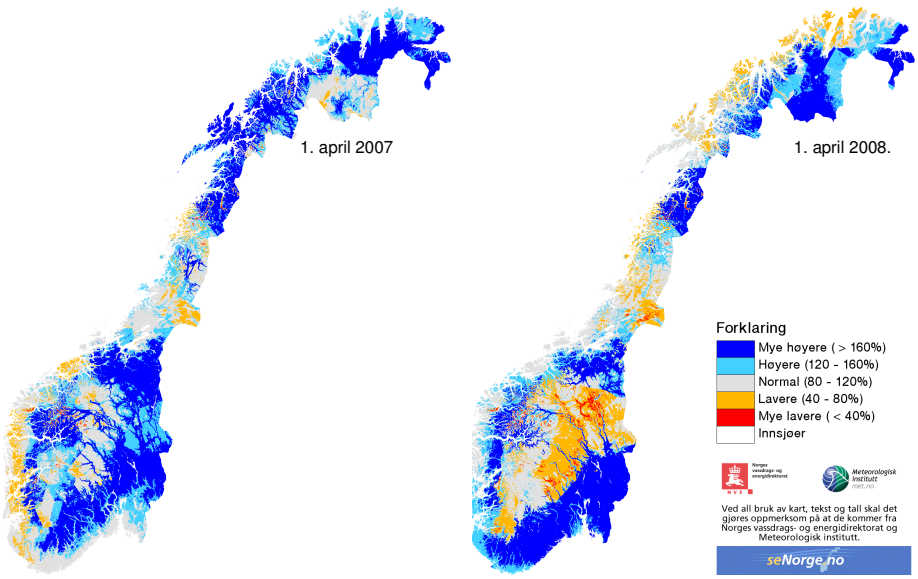
Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet vintrene 2005/06, 2006/07 og 2007/08 i prosent av median kulminasjon for perioden 1971 -2000. Kilde NVE og met.no



1.1.6 Grunn- og markvann

En mild vinter har i år som i fjor medført at grunnvannstanden mange steder er høyere enn normalt ved utgangen av første kvartal. Forholdene er illustrert i figur 1.1.8. I enkelte av de mest snørike områdene på Østlandet viser imidlertid kartene at det i år er noe lavere grunnvannstand enn normalt. Det skyldes at det her var relativt tørt før snøen la seg sist høst. Hovedinntrykket er likevel at en mindre andel av snømagasinet enn normalt i år vil gå til påfyll av mark- og grunnvannsmagasin.

Figur 1.1.8 Grunnvannstand 1. april 2007 (venstre) og 1. april 2008 (høyre) i prosent av normalt for perioden 1961-1990. Kilde NVE og met.no

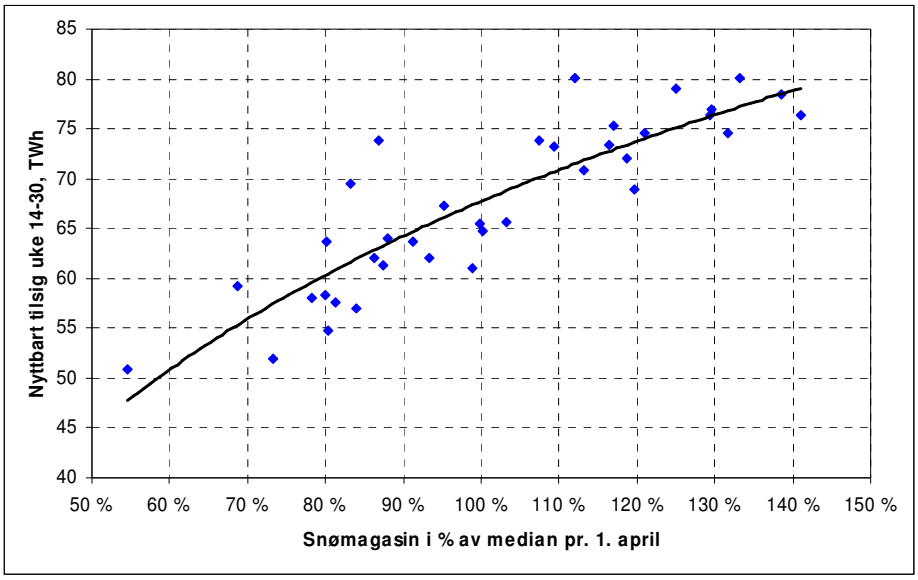


1.1.7 Forventet tilsig våren/sommeren 2008

En viktig parameter for å vurdere tilsiget til kraftmagasinene gjennom våren og sommeren er størrelsen på snømagasinet ved starten av smeltesesongen. Det er utført en korrelasjonsanalyse mellom beregnet snømagasin pr. 1. april og nyttbart tilsig for uke 14 til og med uke 30 (april – juli) for alle år fra 1971 til 2007. Snømagasinet er basert på verdier utledet fra snøkartet slik de er fremstilt i figur 1.1.9. Analysen gir en korrelasjonskoeffisient på 0,77. Det er altså rimelig god sammenheng mellom beregnet snømagasin i begynnelsen av april og beregnet tilsig fra begynnelsen av april og ut smeltesesongen (slutten av juli).

For uke 14 – 30 er midlere nyttbart tilsig 67 TWh. Basert på korrelasjonsanalysen beskrevet over, kan vi i årets smeltesesong forvente et tilsig på 73 TWh eller omkring 6 TWh mer enn normalt.

Figur 1.1.9 Snømagasin i prosent av median pr. 1. april mot sum nyttbart tilsig uke 14 til 30 for årene 1971 til 2007. Kilde: NVE



Det er også andre faktorer som påvirker tilsiget fremover, som markfuktighet og grunnvannstand og ikke minst værutviklingen videre utover våren og sommeren. Beregninger basert på et utvalg av vannbalansemodeller (HBV-modeller), hvor vi i tillegg til snøforholdene også tar hensyn til dagens grunn- og markvannsforhold, antyder et tilsig omkring 10 TWh over det normale i løpet av uke 14 – 30. Det er i disse beregningene ikke tatt hensyn til mulige flomtap.

Bruk av klimadata fra de siste 47 år (1961-2007) viser at med en tørr vår/sommer vil tilsiget kunne bli omtrent som normalt, mens en fortsatt fuktig værtype vil kunne gi tilsig som er opp mot 20 TWh over normalt. I sistnevnte situasjon må vi imidlertid forvente betydelige flomtap, slik at det nyttbare tilsiget sannsynligvis ikke vil kunne bli mer enn 10 – 15 TWh over normalt.

For tilsvarende periode i 2007 ble det nyttbare tilsiget 80 TWh, eller 13 TWh over normalt. Dette er på nivå med de største tilsig for denne perioden siden 1931. Snømagasinet i 2007 var noe mindre enn i år, men som mange sikkert husker, var sommeren 2007 svært nedbørrik i Sør-Norge. Samtidig var det våren 2007 lav magasinfylling, noe som bidro til at vi fikk høyt nyttbart tilsig og mindre flomtap enn vi ville hatt med en høyere magasinfylling.

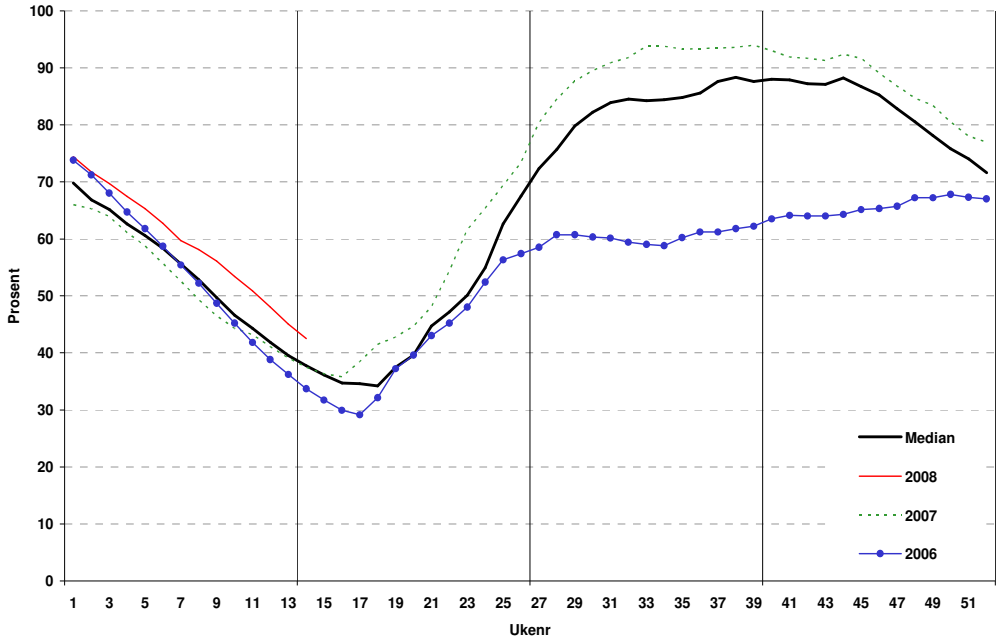
1.2 Magasinutviklingen

Godt over normal magasinfylling

Magasinfylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 1. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2008	2007	Median	
Norge	45,0	39,1	39,5	84,3
Sverige	33,1	27,2	27,8	33,8
Finland	48,7	39,5	32,9	5,5

Året startet med fyllingsgrader over det normale[1] for årstiden og godt over fjorårets nivå. Til tross for høy produksjon førte en mild værtype med tilsig over det normale til nær normal tapping av magasinene frem mot våren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 45,0 prosent, eller 5,5 prosentpoeng over det normale for årstiden. Fyllingen ved utgangen av 1. kvartal 2008 var 5,9 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 5,0 TWh.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent. Kilde: NVE



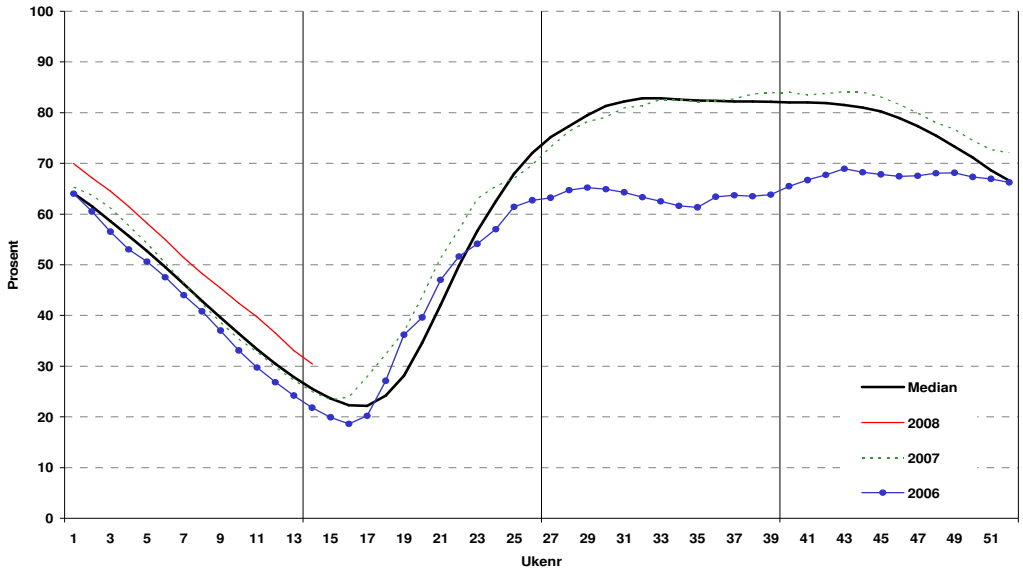
1.2.1 Magasinutviklingen i Sverige og Finland

I Sverige startet 2008 med magasinfylling både over medianverdien[2] og over fjorårets nivå. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllingen 33,1 prosent, eller 5,3 prosentpoeng over medianverdien til samme tidspunkt. Fyllingen ved utgangen av første kvartal 2008 var 5,9 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2007. Det tilsvarer en energimengde på 2,0 TWh.

[1] Median for perioden 1990-2007.

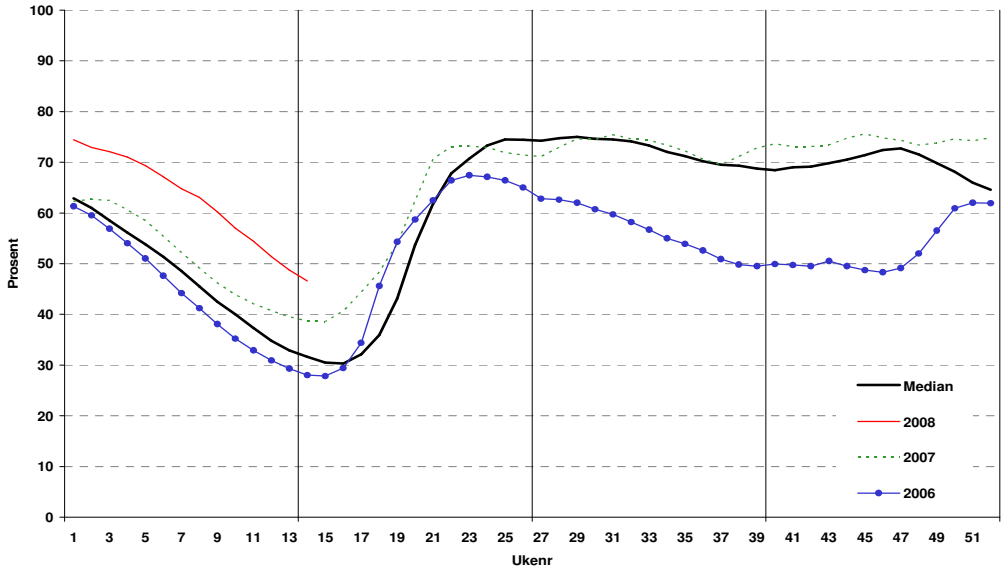
[2] Middelverdier for perioden 1950-2004.

Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasiner (100 prosent = 33,8 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent. Kilde: Nord Pool



I Finland startet 2007 med magasinfylling godt over både medianverdien og fjorårets nivå. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 48,7 prosent, eller 15,8 prosentpoeng over medianverdien til samme tidspunkt for perioden 1978-2001. Fyllingen ved utgangen 1. kvartal 2008 var 9,2 prosentpoeng høyere enn til samme tid i 2007, og det tilsvarer en energimengde på 0,5 TWh.

Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasiner (100 prosent = 5,5 TWh) i 2006, 2007 og 2008, prosent. Kilde: Nord Pool



I sum er det dermed lagret 2,5 TWh mer energi i svenske og finske vannmagasiner enn ved utgangen av første kvartal i fjor. Den lagrede vannmengden i Norden var ved utgangen av første kvartal i år 51,8 TWh, eller 7,5 TWh mer enn til samme tid i 2007 og 7,3 TWh over normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vannmagasiner er 123,6 TWh.

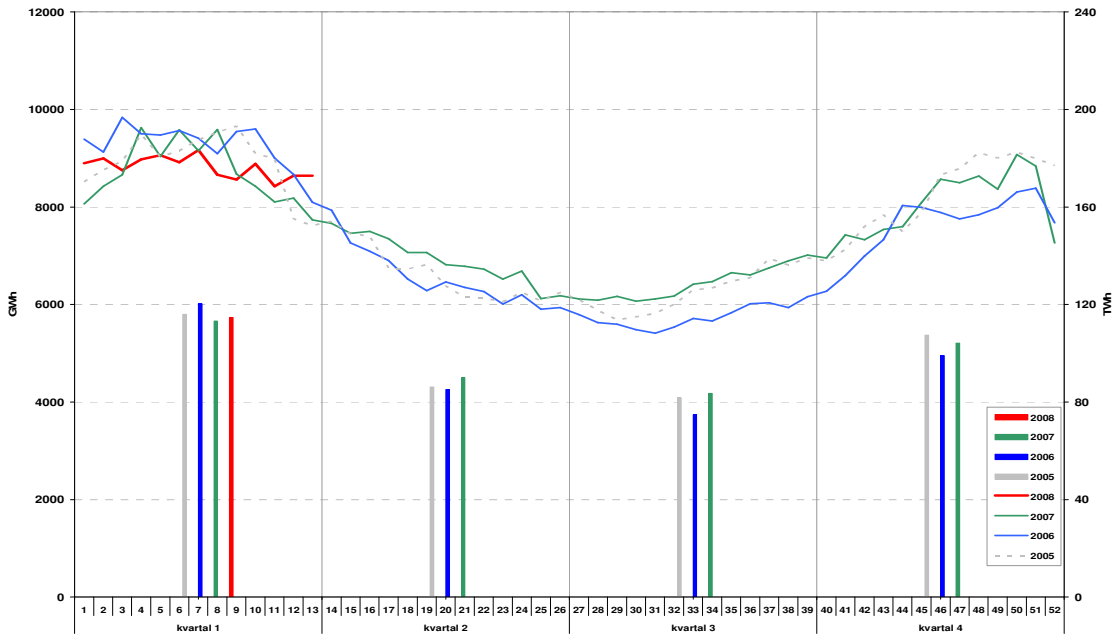
1.3 Produksjon

TWh	1. kv. 2008	Endring fra 1. kv. 2007	Siste 52 uker	Endring fra forrige 52 ukers periode
Norge	40,2	8,7 %	140,9	20,4%
Sverige	44,3	2,8 %	144,0	4,4 %
Finland	19,9	-9,7 %	74,6	-3,9 %
Danmark	10,1	-12,0 %	35,1	-15,1 %
Norden	114,5	0,8 %	394,6	5,5 %

I første kvartal 2008 ble det produsert 114,5 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 1 TWh mer enn i tilsvarende periode i 2007. Økningen skyldes hovedsakelig høyere vannkraftproduksjon i Norge. I Norge ble det produsert 3,2 TWh mer i første kvartal i år enn i tilsvarende kvartal i fjor. Også i Sverige økte produksjonen, mens den falt i Finland og Danmark. Det var økt kjernekraftproduksjon i første kvartal i år sammenlignet med første kvartal i fjor, mens øvrig kraftproduksjon falt.

Den samlede nordiske kraftproduksjonen var 394,6 TWh i de siste 52 ukene. Det er en økning på 21 TWh i forhold til forrige 52-ukers periode. Igjen skyldes økningen økt produksjon i Norge og Sverige – fortrinnsvis vannkraft-, men også kjernekraftproduksjon.

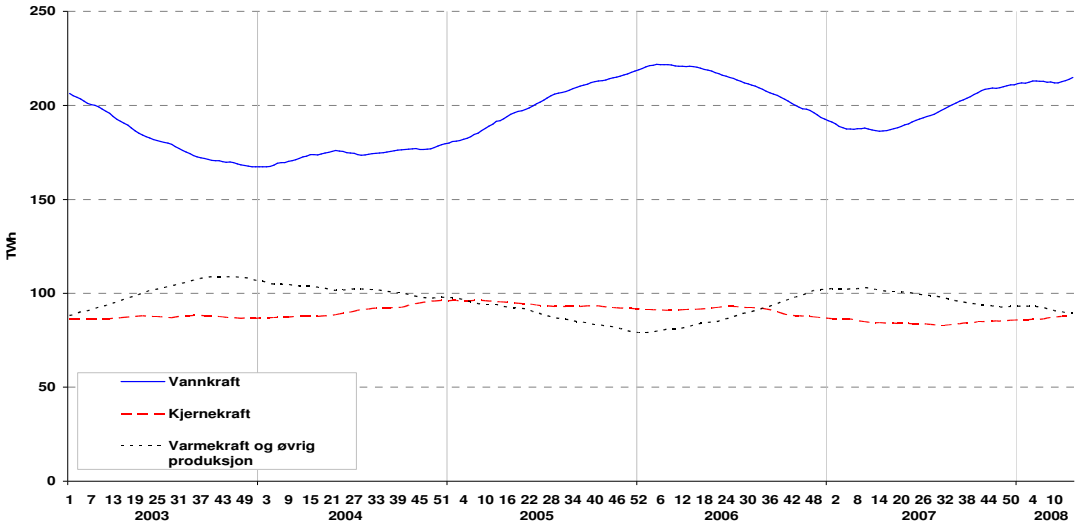
Figur 1.3.1 Samlet nordisk kraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon de siste 52 ukene fordelt på teknologier, mens figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen fordelt på land. Av den samlede nordiske kraftproduksjonen de siste 52 uker var om lag 55 prosent produsert i vannkraftverk. Det ble produsert 214,8 TWh vannkraft i Norden i denne perioden. Det er 28,4 TWh, eller 15,2 prosent, mer enn i forrige 52-ukers periode.

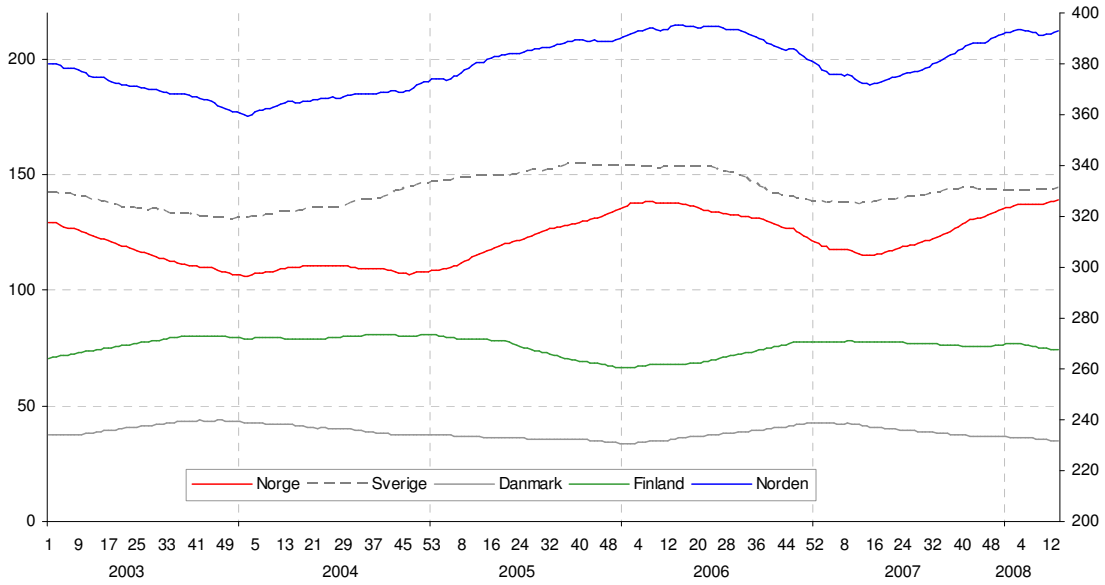
Det var en liten oppgang i kjernekraftproduksjonen de siste 52 ukene sammenlignet med forrige periode – fra 84,3 til 87,7 TWh. Derimot falt varmekraft- og øvrig produksjon med nesten 12 prosent til 89,6 TWh. Kjernekraftproduksjon og varmekraftproduksjon utgjorde dermed omtrent like stor andel av den nordiske kraftproduksjonen de siste 52 ukene.

Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2003 – 2008, sum for de siste 52 ukene, TWh. Kilde: Nord Pool



Kraftproduksjonen i Norge og Sverige svinger gjerne i takt med vannkraftproduksjonen. I Finland og Danmark dominerer termisk kraftproduksjon. Denne typen produksjon falt i 2007 og i første kvartal 2008.

Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2003 – 2008, sum for de siste 52 ukene, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse). TWh. Kilde: Nord Pool

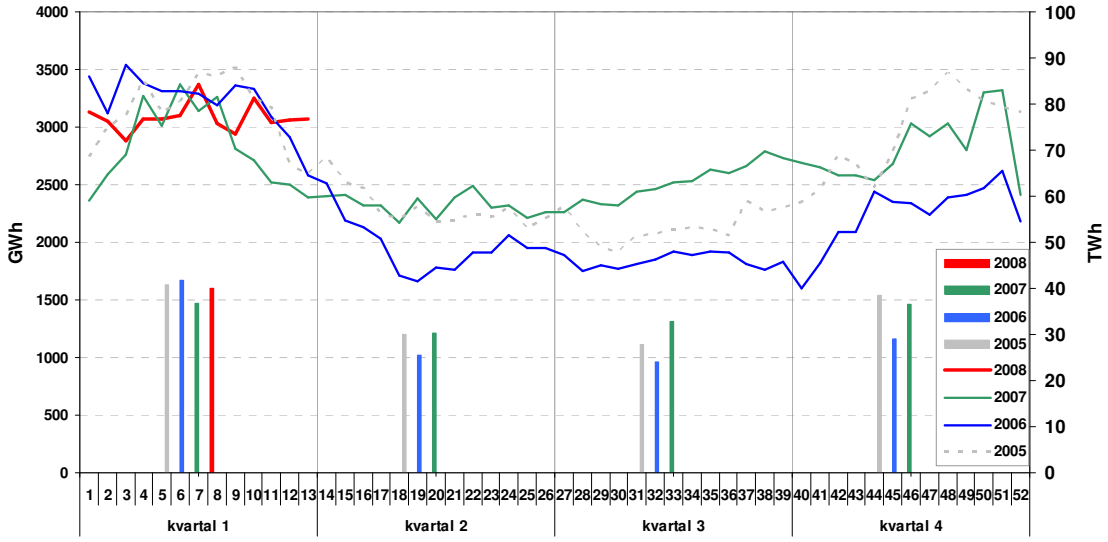


1.3.1 Norge

Sterk økning i produksjonen

Elektrisitetsproduksjonen i Norge var 40,2 TWh i første kvartal 2008. Det er den tredje høyeste produksjonen i dette kvartalet noensinne. I forhold til produksjonen i første kvartal 2007 på 37,0 TWh er det en økning på 8,7 prosent. Den høye produksjonen har sammenheng med høy magasinfylling og mye snø i fjellet.

Figur 1.3.4 Norsk produksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



De siste 12 månedene er det produsert 140,9 TWh mot 117,0 TWh i tilsvarende periode ett år før. Det er en økning på 20,4 prosent. Produksjonen de siste 12 månedene er dermed over 12 TWh høyere enn midlere årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vann-, varme- og vindkraft) som er beregnet til 128,5 TWh. Det var først og fremst rikelig tilsig som førte til den høye kraftproduksjonen de siste 12 månedene.

Den norske kraftproduksjonen varierer med tilsiget. Tørrværsperiodene i 1996/97 og 2002/03 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 og det høye tilsiget de siste 12 månedene til sterk økning i produksjonen.

1.3.2 Kraftproduksjonen i de andre nordiske landene

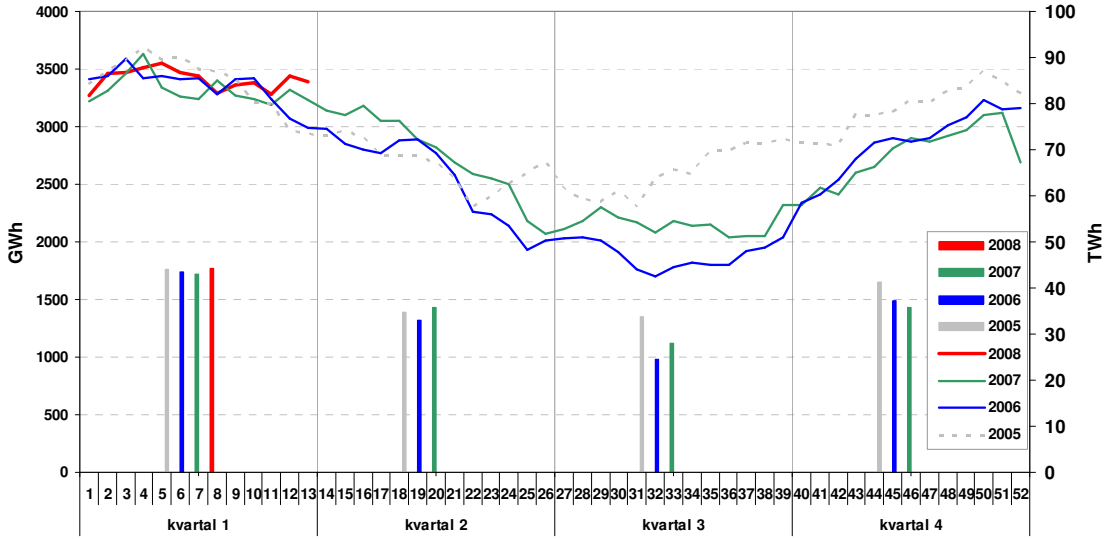
I første kvartal ble det produsert 44,3 TWh elektrisk energi i Sverige. Det er en økning på 1,2 TWh fra samme kvartal i fjor. Kjernekraftproduksjonen økte med 1,8 TWh sammenlignet med samme kvartal i fjor, mens vannkraftproduksjonen falt med 0,8 TWh. Annen produksjon økte med 0,2 TWh.

Det var imidlertid en langt sterkere økning i svensk kraftproduksjon fra siste kvartal i 2007. Økningen var på hele 8,5 TWh. Vannkraftproduksjonen økte med 6,1 TWh fra forrige kvartal, og sto således for mesteparten av den samlede økningen. Ikrafttredelsen av det nye CO_2-kvotesystemet med høyere kvotepriser var forventet å føre til en økning i kraftprisen etter nyttår.

Dette kan ha gitt vannkraftprodusenter incentiver til å produsere mindre enn de ellers ville gjort før nyttår, for å kunne produsere mer etter nyttår. En slik atferd kan i så fall ha bidratt til å begrense kvoteprisens effekt på kraftprisen.

De siste 52 ukene har kraftproduksjonen i Sverige vært 144,0 TWh. Det er en økning på 6 TWh, eller 4,4 prosent, fra foregående 52-ukers periode. Av økningen utgjorde kjernekraftproduksjonen 3,2 TWh, mens vannkraftproduksjon økte med 1,9 TWh. Kjerne- og vannkraftproduksjonen utgjorde henholdsvis 45,6 og 44,5 prosent av den svenske kraftproduksjonen de siste 52 ukene.

Figur 1.3.5 Svensk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool

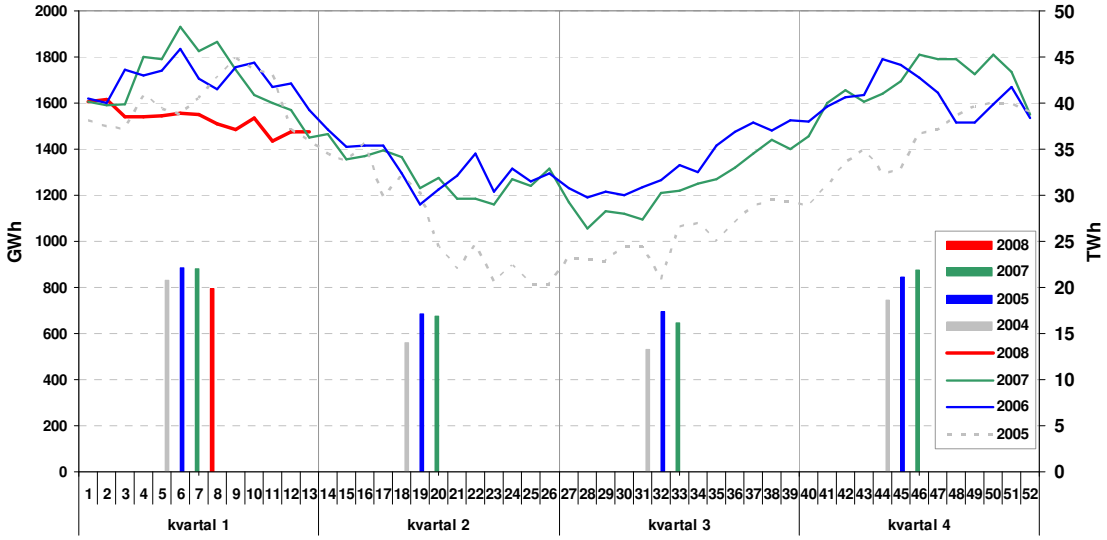


I Finland var kraftproduksjonen i første kvartal i år 19,9 TWh. Det er en nedgang på 2,1 TWh fra første kvartal i 2007. Kjernekraftproduksjonen var stabil. Nedgangen skyldes i hovedsak mindre produksjon fra øvrige varmekraftverk. Denne produksjonen falt med 2,6 TWh sammenlignet med første kvartal i fjor, til 10,0 TWh i første kvartal i år. Også i forhold til siste kvartal i 2007 falt produksjonen fra øvrige varmekraftverk mye – 2,7 TWh. Slike kraftverk har hatt høyere produksjonskostnader i år som følge av høyere CO_2-kvotepriser.

Lavere varmekraftproduksjon i første kvartal i år ble til dels erstattet med høyere vannkraftproduksjon. Vannkraftproduksjonen økte med 0,6 TWh fra første kvartal i fjor, til 4,1 TWh i første kvartal i år.

De siste 52 ukene har kraftproduksjonen i Finland vært 74,6 TWh. Det er en nedgang på 3 TWh siden de foregående 52 ukene. Vannkraftproduksjonen økte med 2,8 TWh, og utgjorde 18,4 prosent av samlet produksjon. Kjernekraftproduksjonen var som vanlig den mest stabile, og økte bare med 0,3 TWh. Kjernekraftproduksjonen utgjorde med det 29,8 prosent av den finske kraftproduksjonen i de siste 52 ukene. Produksjonen fra øvrige varmekraftverk falt med 6,1 TWh, men sto fortsatt for 51,8 prosent av den samlede produksjonen.

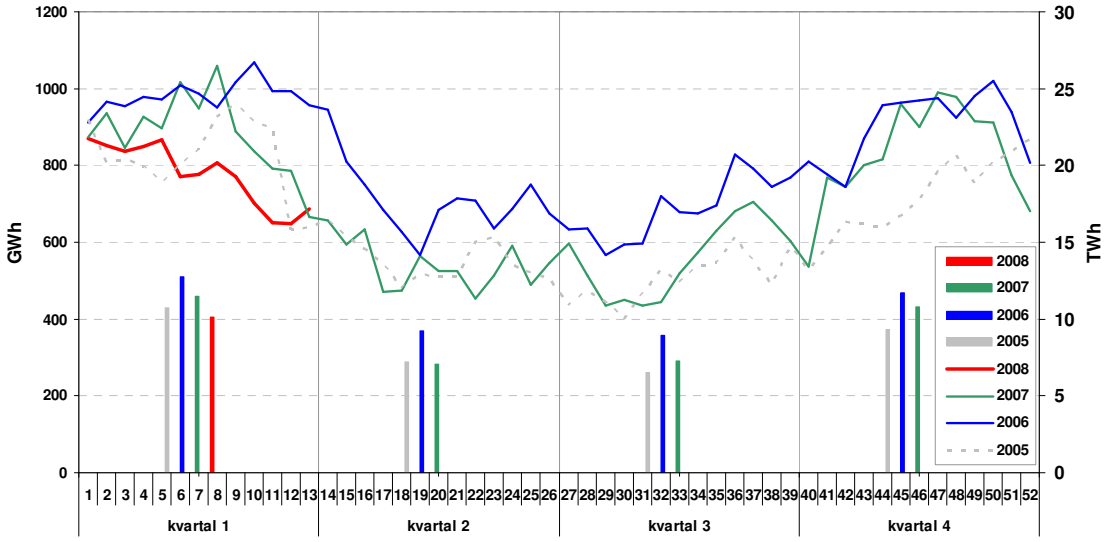
Figur 1.3.6 Finsk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Den samlede danske kraftproduksjonen var 10,1 TWh i første kvartal. Det er en nedgang på 1,4 TWh fra første kvartal i 2007, til tross for en svak økning i vindkraftproduksjonen. Nedgangen var størst på Sjælland. Her ble kraftproduksjonen redusert med 29,6 prosent fra 4,6 TWh i første kvartal i fjor til 3,6 TWh i første kvartal i år.

De siste 52 ukene ble det produsert 35,1 TWh elektrisk energi i Danmark, mot 41,4 TWh foregående i 52-ukers periode. På Sjælland var det en nedgang på 4,2 TWh de siste 52 ukene, til 12,3 TWh. Også på Jylland sank kraftproduksjonen. Nedgangen var her 2,1 TWh. Kraftproduksjonen på Jylland siste 52 uker ble 22,8 TWh. Den samlede danske vindkraftproduksjonen de siste 52 uker var 6,5 TWh mot 7,3 TWh i forrige 52-ukers periode.

Figur 1.3.7 Dansk produksjon, 2005 – 2008, uke- (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool

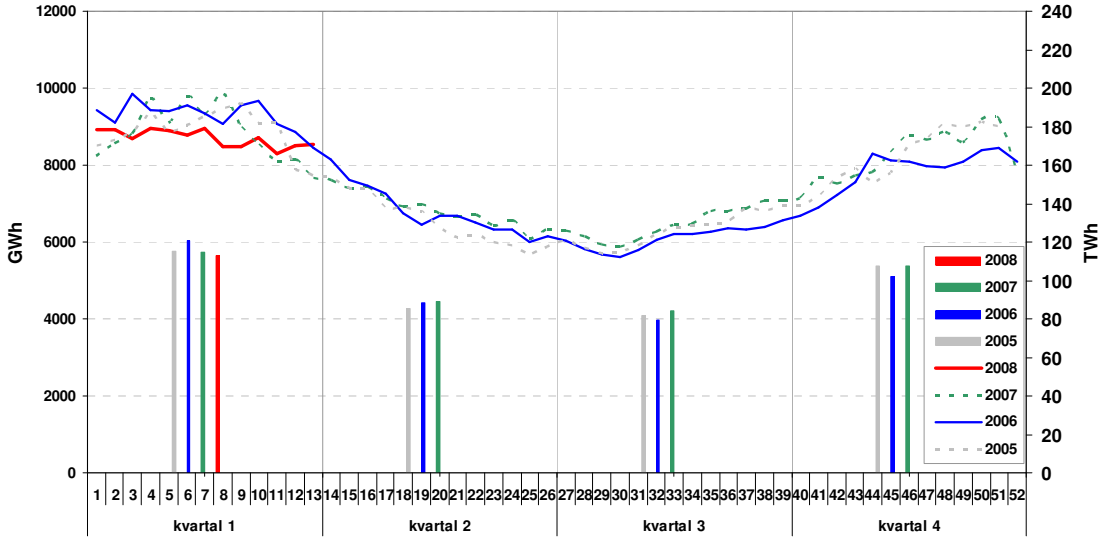


1.4 Forbruk

TWH	1. kv. 2008	Endring fra 1. kv. 2007	Siste 52 uker	Endring fra foregående 52 uker
Norge	37,6	1,7 %	128,3	6,3 %
Sverige	41,5	-3,1 %	143,1	0,9 %
Finland	24,5	-4,3 %	87,9	-0,4 %
Danmark	9,6	-1,4 %	35,7	0,4 %
Norden	113,2	-1,7 %	394,9	2,7 %

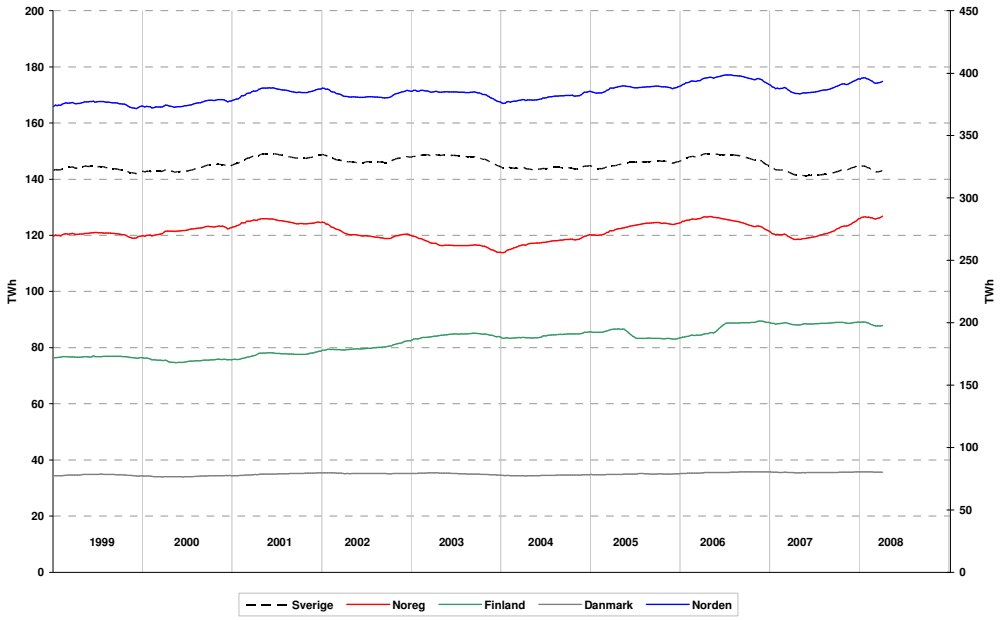
Det nordiske kraftforbruket var 113,2 TWh i første kvartal 2008. Det er to prosent lavere enn i tilsvarende kvartal i fjor. Norge var det eneste nordiske landet hvor forbruket økte. Den samlede nedgangen i det nordiske forbruket skyldes hovedsakelig mildere vær. Med unntak av København, var temperaturene i de nordiske hovedstedene i gjennomsnitt høyere i første kvartal 2008 enn i samme kvartal i fjor. I årets to første uker var det lavere temperaturer, og følgende høyere forbruk, enn i tilsvarende periode i fjor. Mellom uke 3 og 9 var temperaturene høyere i år enn i fjor, noe som førte til store reduksjoner i forbruket sammenlignet med tilsvarende uker i fjor. Reduksjonen var størst i uke 8, da forbruket var 1375 GWh lavere enn i fjor, og endte på 8467 GWh. I kvartalets fire siste uker falt temperaturene, og dette bidro til at forbruket økte sammenlignet med fjoråret. Prisene ved den nordiske kraftbørsen har i gjennomsnitt vært 47 prosent høyere i første kvartal 2008 enn i samme kvartal i fjor, noe som kan ha medvirket til den samlede forbruksreduksjonen. Samtidig er det viktig å være klar over at de fleste empiriske studier viser at forbrukstilpasninger skjer med en viss treghet, hvilket vil si at det tar tid før prisendring gir seg utslag i endret forbruk.

Figur 1.4.1 Samlet nordisk kraftforbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Det samlede nordiske kraftforbruket har vært 394,9 TWh de siste 52 ukene. Det er tre prosent høyere enn i den foregående 52 ukers perioden. Økningen skyldes hovedsakelig lavere priser, spesielt i perioden april - november 2007, og en noe kjøligere vinter 2007/2008 enn 2006/2007.

Figur 1.4.2 Nordisk forbruk foregånde 52 uker, 1999 – 2008, de nordiske landene (venstre akse) og samlet for Norden (høyre akse), TWh. Kilde: Nord Pool



1.4.1 Norge

Fortsatt økning i det norske kraftforbruket

Det innenlandske elektrisitetsforbruket var i første kvartal på i alt 37,6 TWh mot 37,0 TWh i samme kvartal i 2007. Det er en økning på 1,6 prosent, til tross for at første kvartal 2008 var noe varmere enn første kvartal 2007.

De siste 12 månedene har det norske elektrisitetsforbruket vært 128,3 TWh som er det høyeste 12-månedersforbruket noen gang. Det er en økning på 7,6 TWh eller 6,3 prosent i forhold til samme periode ett år tidligere. Forbruket de siste 12 månedene var omtrent som midlere årsproduksjon.

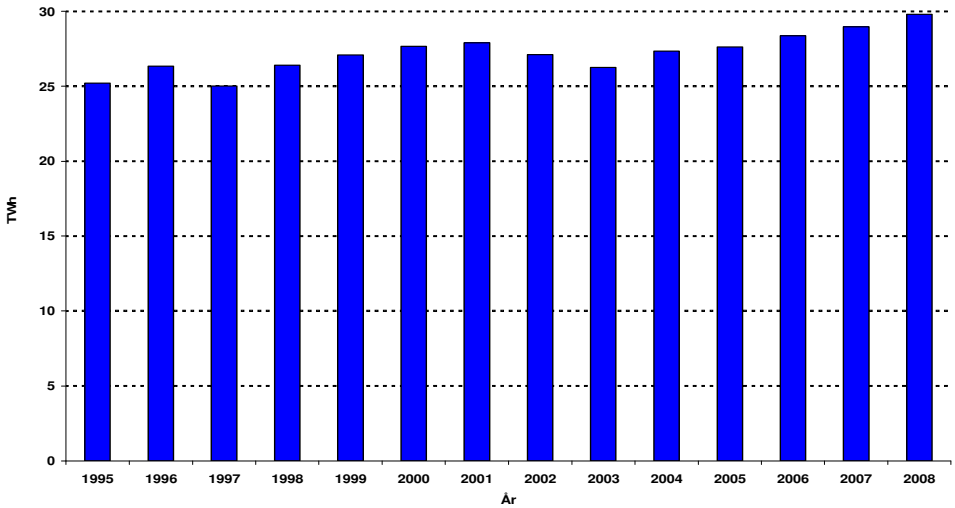
Forbruket har falt siden april 2006, men har steget kraftig fra mai 2007. Hovedårsakene til økningen i forbruket er betydelig lavere kraftpriser i 2007 enn i 2006, høy økonomisk vekst og at siste 12-månedersperiode har vært atskillig kaldere enn samme periode året før.

Forbruket i alminnelig forsyning var 27,7 TWh i første kvartal mot 27,3 TWh i tilsvarende kvartal i 2007. Det er en økning på 1,3 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 5,5 prosent.

Første kvartal var ikke bare varmere enn samme kvartal i 2007, men også en mye varmere enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold ble det alminnelige forbruket 29,8 TWh i første kvartal 2008 mot 29,0 TWh i tilsvarende kvartal i 2007. Det er en økning på 2,9 prosent. For siste 12-månedersperiode var det en økning på 2,7 prosent.

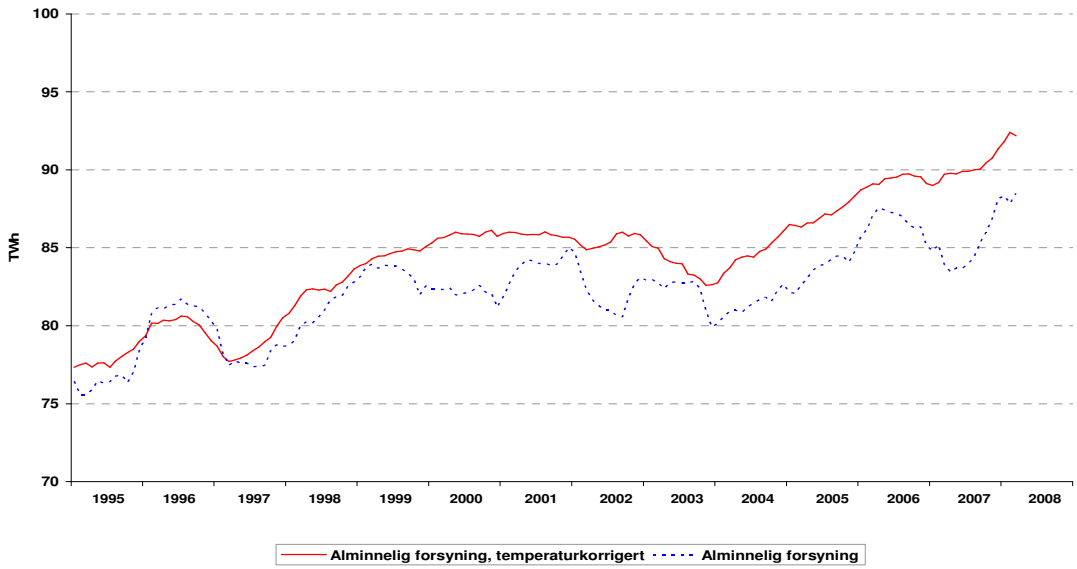
Figur 1.4.3 viser at forbruket i første kvartal har økt jevnt i hele perioden 1997-2001. Deretter gikk forbruket ned i 2002 og 2003, før det igjen fortsatte å stige. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i første kvartal 2008 er det høyeste som noen gang er blitt registrert i dette kvartalet.

Figur 1.4.3 Forbruk i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert, første kvartal, 1995-2008, TWh. Kilde: NVE



Figur 1.4.4 viser at forbruket i alminnelig forsyning de siste 12 måneder er i ferd med å ta seg opp etter en kort periode med nedgang fra september 2006.

Figur 1.4.4 Forbruk i alminnelig forsyning, med og uten temperaturkorrigering, sum for de siste 12 måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE

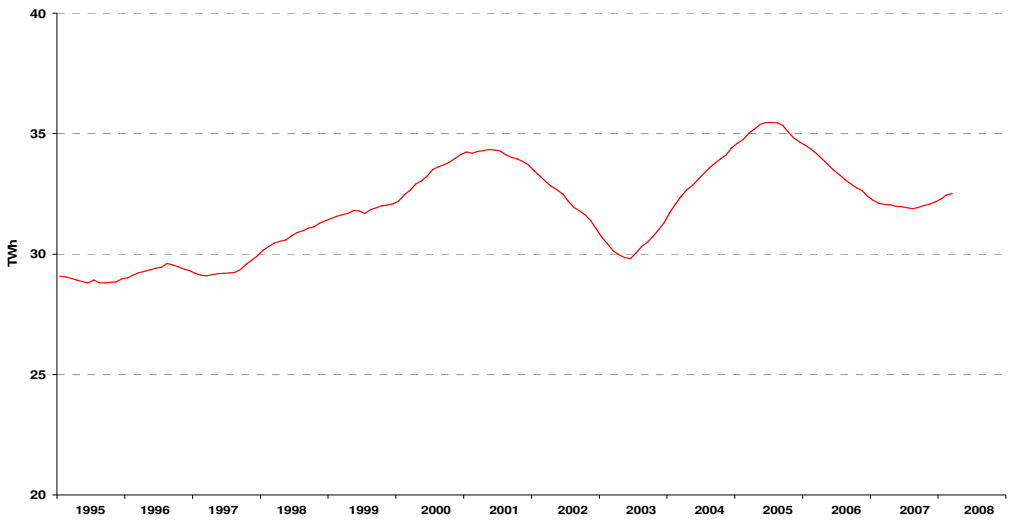


Kraftforbruket i kraftintensiv industri var i sterk vekst fra sommeren 2003 og frem til høsten 2005. Økningen hadde sammenheng med produksjonsøkning for Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gode markedsforhold for denne industrien og at denne sektoren i 2003 solgte kraft tilbake til markedet i stedet for å bruke kraften selv. Siden høsten 2005 har forbruket i denne sektoren avtatt på grunn av blant annet redusert aktivitet og nedleggelser for deler av industrien som følge av høye kraftpriser og lave produktpriser. De siste månedene ser det ut som om det igjen er økning i denne forbrukssektoren.

Forbruket i kraftintensiv industri var i første kvartal 4,3 prosent høyere enn i samme periode i 2007.

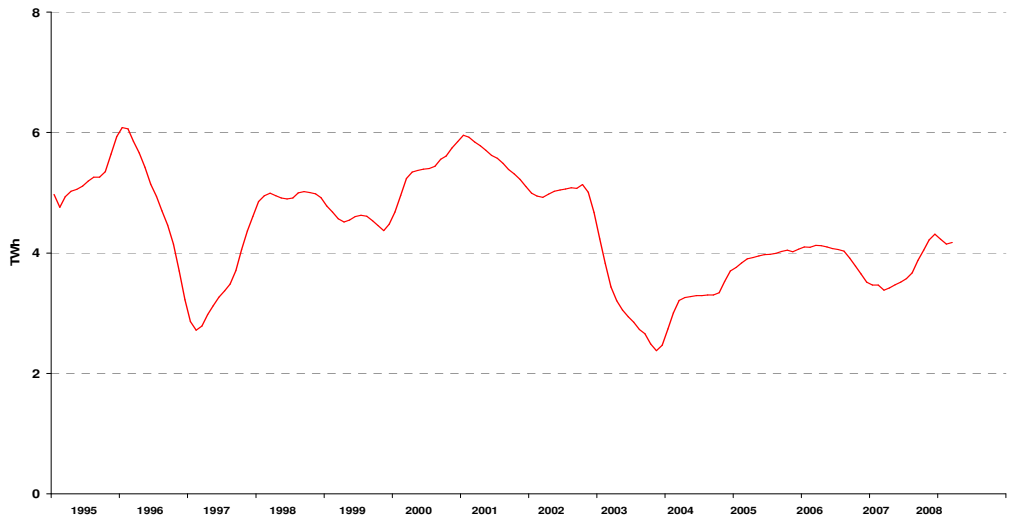
De siste 12 månedene var forbruket i kraftintensiv industri 32,5 TWh referert kraftstasjon. Det er en økning på 1,4 prosent fra tilsvarende periode ett år tidligere. Det er først og fremst produktgruppen jern, stål og ferrolegeringer som har bidratt til økningen.

Figur 1.4.5 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for de siste 12 måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



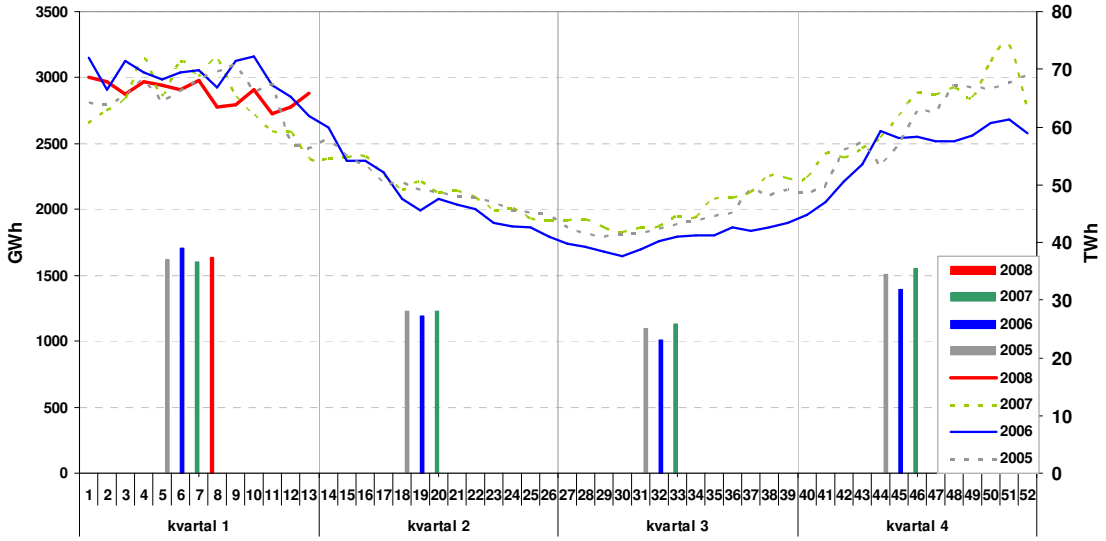
Forbruket av kraft til elektrokjeler var i første kvartal 10,5 prosent lavere enn i tilsvarende periode i 2007. De siste 12 månedene har forbruket vært 4,2 TWh. Det er 23,3 prosent mer enn i samme periode ett år tidligere. 12-månedersforbruket er om lag 70 prosent av hva det var i 1995 og 2000. I begge disse årene nådde forbruket opp i ca 6 TWh.

Figur 1.4.6 Forbruk av kraft til elektrokjeler, sum for de siste 12 måneder, 1995-2008. TWh. Kilde: NVE



I perioden 1995-2008 har kraftprisene variert betydelig, mens oljeprisen har ligget på et høyt nivå de tre siste årene. Ut fra figuren ser vi at variasjonsområdet for kraft til elektrokjeler i perioden 1995-2008 er fra rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser ut til å kreve en høyere kraftpris for å koble ut enn det som er observert i samme periode.

Figur 1.4.7 Norsk forbruk, 2004 – 2007, uke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool

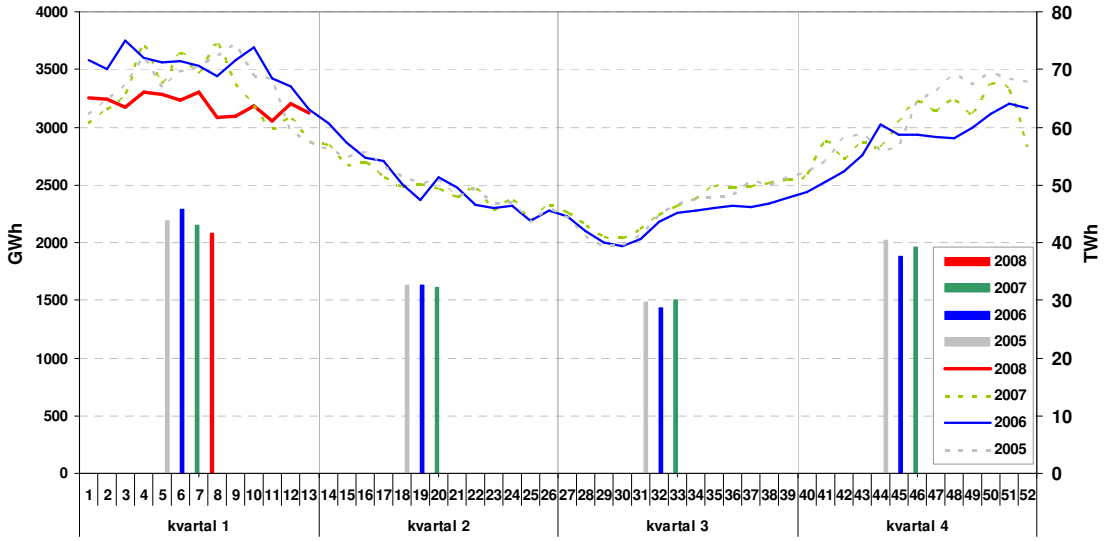


1.4.2 Kraftforbruket i de andre nordiske landene

Det svenske kraftforbruket var 41,5 TWh i første kvartal 2008. Sammenlignet med tilsvarende kvartal i fjor er det en nedgang på tre prosent. Med unntak av ukene 1, 2, 11, 12 og 13, da temperaturene falt over store deler av Norden, har forbruket i dette kvartalet vært lavere enn i samme periode i fjor.

Det samlede svenske kraftforbruket har vært 143,1 TWh i de siste 52 ukene. Sett opp mot den foregående 52 ukers perioden er det en oppgang på 1,3 TWh, eller én prosent. Lavere priser og en kaldere vinter 2007/08 enn 2006/07 er hovedårsakene til denne økningen.

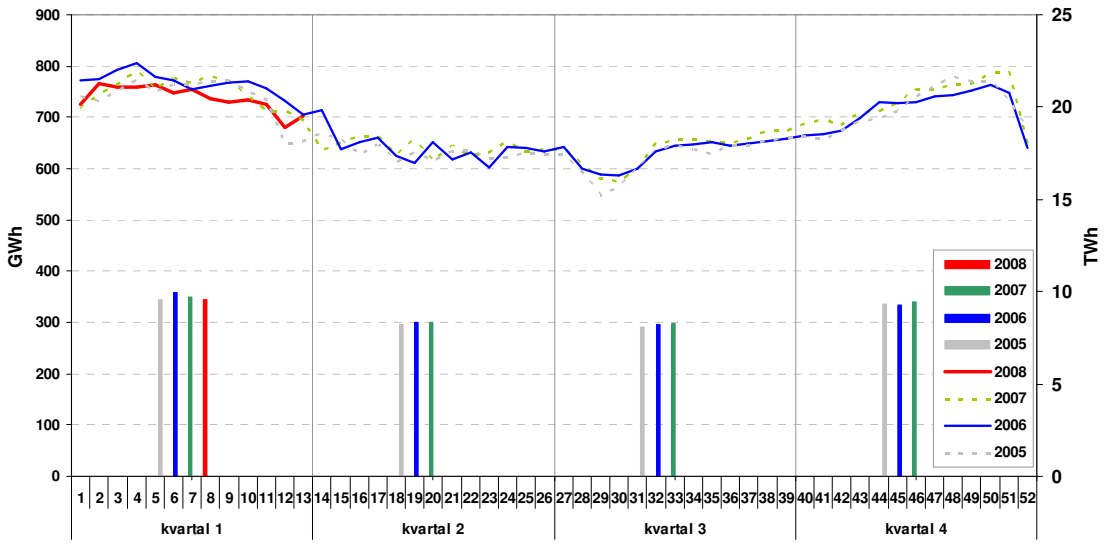
Figur 1.4.8 Svensk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Det danske kraftforbruket var 9,6 TWh i første kvartal 2008. Det er én prosent lavere enn i samme kvartal i fjor. I Danmark brukes det i mindre grad elektrisitet til oppvarming

sammenlignet med de andre nordiske land. Det gjør at det danske forbruket varierer mindre som følge av temperatur- og sesongendringer. I løpet av de siste 52 ukene har det danske forbruket vært 35,7 TWh. Det er uendret i forhold til de foregående 52 ukene.

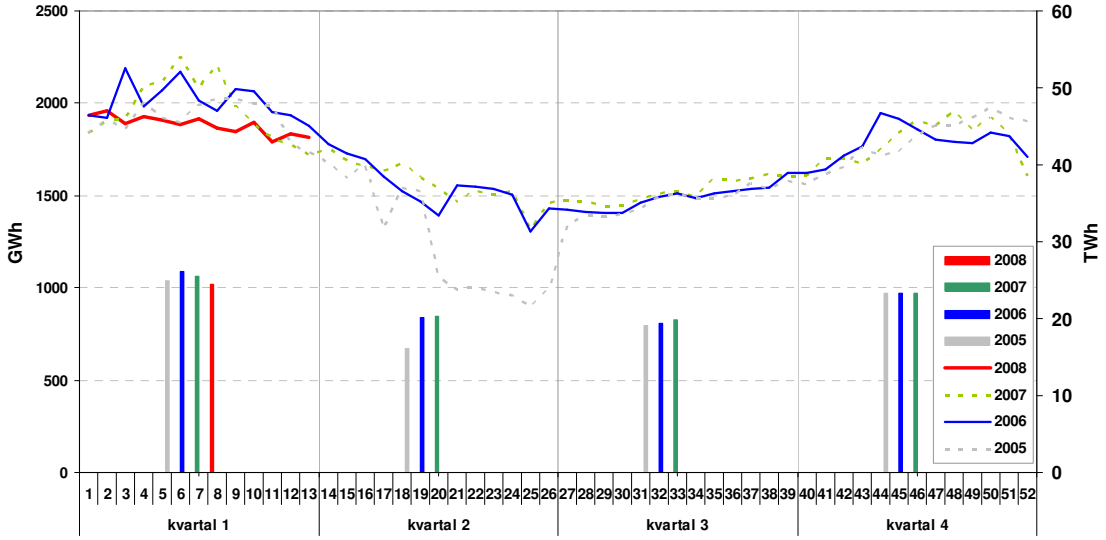
Figur 1.4.9 Dansk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



Det finske kraftforbruket var 24,5 TWh i første kvartal 2008. Det er en reduksjon på fire prosent sammenlignet med tilsvarende kvartal i 2007. Samtidig er dette den største nedgangen blant de nordiske landene mellom de to kvartalene. Nedgangen skyldes hovedsakelig mildere vær. Eksempelvis var gjennomsnittstemperaturen i Helsingfors 0,6 °C i første kvartal 2008, mens den var minus 1,7 °C på samme periode i fjor.

Det samlede finske forbruket har vært 87,9 TWh i løpet av de siste 52 ukene, og det er det samme som i den foregående 52 ukers perioden.

Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



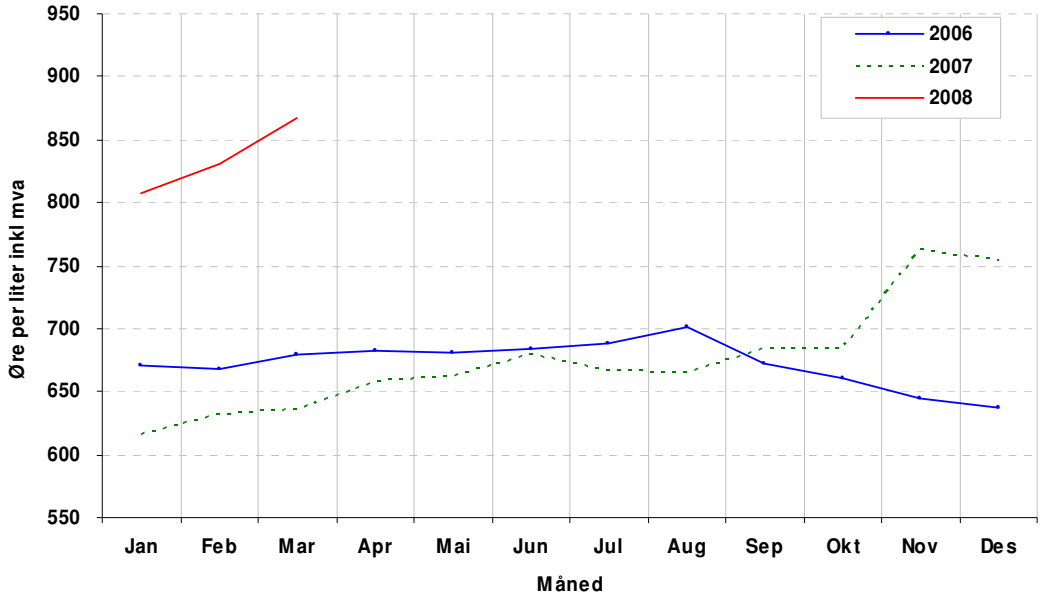
1.5 Andre energibærere i Norge

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, men salgstall for petroleumsprodukter kan benyttes som en indikator på sluttbruk.

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; 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. Ikke volumveid gjennomsnittspris[1] på lett fyringsolje har i første kvartal av 2008 vært rundt 33 prosent høyere enn for tilsvarende periode i fjor. Grafen under viser en kraftig stigning for prisen i første kvartal 2008.

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



Det foreligger dessverre ikke tall for salg av fyringsolje 1. kvartal 2008. De vil bli tatt med i 2. kvartalsrapport 2008.

[1] 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 stader 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.

Ved

SSBs foreløpige tall for 2007 viser at vedforbruket i norske boliger og fritidsboliger i 2007 var i overkant av 1,4 millioner tonn. Om lag 1,2 millioner tonn ble brent i boliger, og i underkant av 190 000 tonn i fritidsboliger. Til sammen utgjør dette et teoretisk energiinnhold på ca 6,6 TWh, og nyttiggjort energi på ca 3,5 TWh.

Mer enn 40 prosent av veden ble brent i rentbrennende ovner i boliger i 2007, mot 38 prosent i 2006. I tillegg ble 55 prosent brent i gamle ovner, og 3,6 prosent ble brent i peis. For fritidsboligene regner en at 32 prosent av veden ble brent i nye, rentbrennende ovner, 55 prosent i gamle ovner og 13 prosent i peis. Disse tallene er de samme som i 2006.

Fire av ti vedkubber brennes i rentbrennende ovner i boliger, og dette gjør at utslippene av svevestøv er 14 000 tonn lavere enn de ville vært om den samme veden var brent i gamle ovner. Tilsvarende tall for vedfyring i hytter er ca 1500 tonn.

Nye rentbrennende ovner gjør at husholdningene fikk nyttiggjort opp mot 0,8 TWh ekstra energi av den brente veden i 2007. Tilsvarende tall for fritidsboligene er ca 0,1 TWh.

I de forløpige tallene fra SSS pekes det på en nedgang i vedforbruket på 10 prosent fra 2006 til 2007 i husholdningene. SSB kommenterer at dette kan forklares med økt bruk av rentbrennende ovner, som gir mer nyttiggjort energi per kilo ved.

I tillegg til de rentbrennende ovnene, kan en ta i betraktning utetemperatur og pris på alternative energikilder: Året 2007 var varmere enn normalt, med 1,3 grader over normalen. De høyeste positive avvikene i temperaturen var på Østlandet og i Nord Norge, som er noen av områdene hvor det brukes mest ved. I tillegg var de høyeste positive avvikene i vintermånedene (Kilde: met.no). Spotprisen på elektrisitet var dessuten lavere i 2007 enn i 2006.

Annan bioenergi

Det foreligger ikke oppdaterte tall for salg av pellets. For utfyllende informasjon om 2006, se NVEs kvartalsrapport 1-2007.

Varmepumper

Det foreligger ikke oppdaterte tall for salg av Varmepumper.

Fjernvarme

Det blir utgitt statistikk for fjernvarme en gang per år. Se kvartalsrapport 2007-3 for mer informasjon om fjernvarme.

Gass

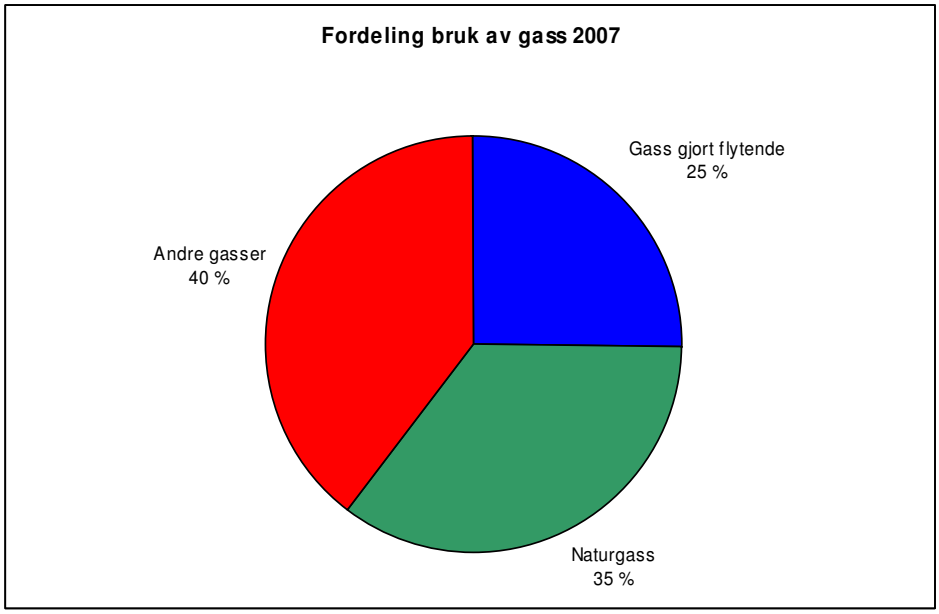
Gass til stasjonære formål benyttes hovedsaklig i industri. Bruken av gass ble redusert fra 2006 til 2007. Reduksjonen skjedde innen undergruppen Andre gasser, mens bruk av Gass gjort flytende holdt seg på samme nivå, og bruk av Naturgass økte. Samlet forbruk av gass i

stasjonære sektorer tilsvarte rundt 9,7 TWh i 2007 i henhold til den foreløpige energivarebalansen fra SSB. I 2006 var forbruket 10,1 TWh, og i 2005 var det 8,8 TWh.

Definisjoner[1]:

- Gass gjort flytende: LPG (propan og butan) og NGL (propan, butan og etan).
- Naturgass: Naturgass i gassform og LNG (flytende naturgass).
- Andre gasser: Raffinerigass, brenngass (overskuddsgass fra kjemisk industri), deponigass/metan og CO-gass.

Figur 1.5.2 Fordeling bruk av ulike typer gass 2007. Kilde: SSB



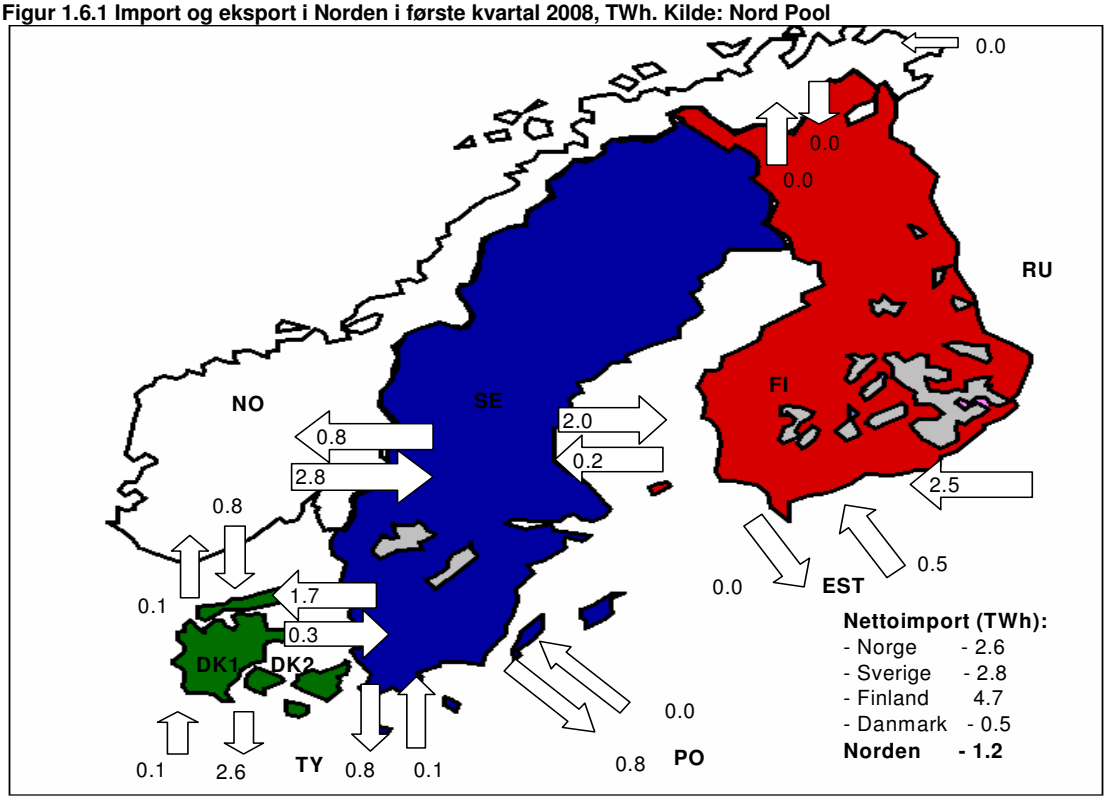
[1] Kilde: SSB

1.6 Kraftutveksling

Utveksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	1. kv. 2008	1. kv. 2007	Siste 52 uker	Foregående 52 uker
Norge	-2,6	0,0	-12,6	3,7
Sverige	-2,8	-0,2	-1,4	3,7
Finland	4,7	3,7	13,3	11,0
Danmark	-0,5	-1,8	0,3	-6,0
Norden	-1,2	1,7	-0,4	12,4

Det var 1,2 TWh nordisk nettoeksport i første kvartal i år, mot 1,7 TWh nettoimport i 2007. Det har vært ensidig import fra Russland og Estland på til sammen 3,0 TWh. Det er 0,7 TWh lavere enn i tilsvarende periode i fjor. Nedgangen skyldes hovedsakelig at importkapasiteten fra Russland til Finland har vært redusert fra 1300 til 1100 MW i størstedelen av kvartalet. Norge og Sverige, der det er mye vannkraft, økte nettoeksporten sammenlignet med samme kvartal i fjor, mens utviklingen var omvendt i Danmark og Finland, der det er en større andel av termisk kraftproduksjon. De siste 52 ukene sett opp mot foregående 52-ukers periode viser tilsvarende bilde. De høye tilsigene i 2007 har gitt høy eksport av vannkraft fra Norge og Sverige, og bidratt til at det har blitt produsert mindre i de finske og danske varmekraftverkene.

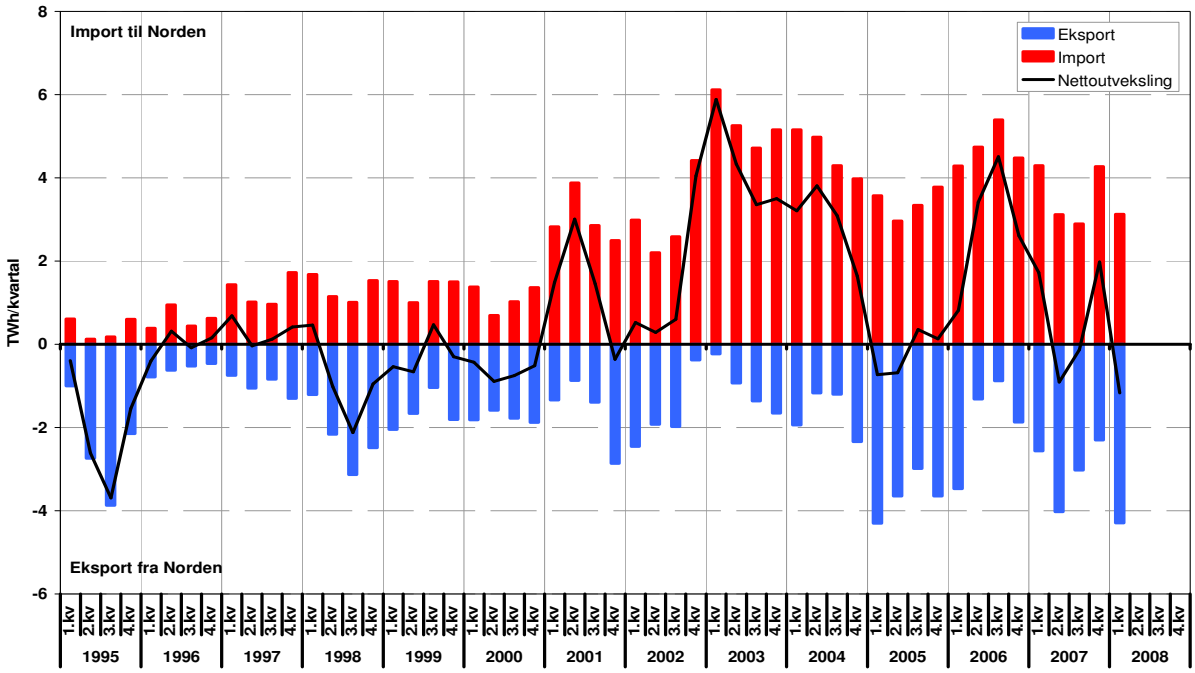
Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i første kvartal 2008, TWh. Kilde: Nord Pool



Det milde været og den gode ressurssituasjonen i Norden har virket i retning av lavere nordiske kraftpriser, mens oppgang i prisene på fossile brensler og utslippsrettigheter har virket i retning av høyere kraftpriser på kontinentet. Dette har bidratt til høy nordisk eksport av elektrisk kraft til kontinentet. Den nordiske nettoeksporten til Tyskland og Polen var 4,2 TWh i første kvartal i år, mot 1,9 TWh i tilsvarende kvartal i fjor. Til Tyskland alene har den nordiske nettoeksporten vært 3,3 TWh. Det er 2,0 TWh høyere enn i tilsvarende kvartal i fjor, og det høyeste volumet siden første kvartal i 2005. Økningen i eksporten til Tyskland har funnet sted til tross for

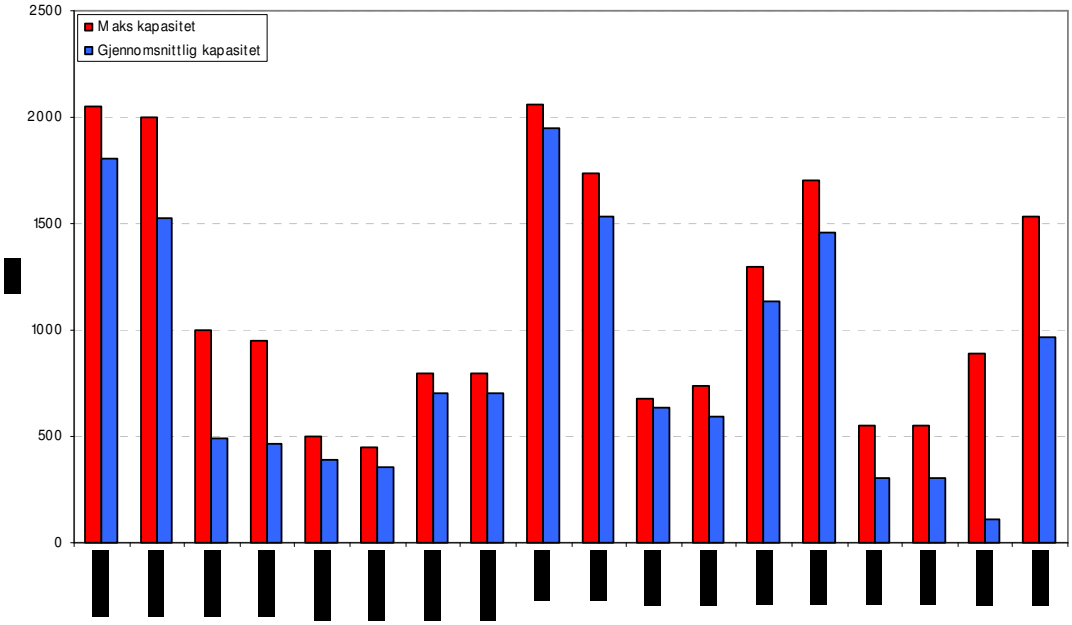
hyppige kapasitetsbegrensninger på overføringene fra Danmark og Sverige. Blant annet har ikke vært kapasitet tilgjengelig på kabelen mellom Sjælland og Tyskland siden 21. februar på grunn av en feil på sjøkabelen. NorNed kabelen mellom Norge og Nederland, som opprinnelig skulle være i drift sist høst, vil bidra med ytterligere 700 MW utvekslingskapasitet mellom Norden og Kontinentet når denne kommer i drift. Forsinkelsen skyldes tekniske problemer, kabelen er nå ventet å komme i kommersiell drift i løpet av mai 2008.

Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1995-2007. TWh. Kilde: Nord Pool



Det har vært flere kapasitetsbegrensninger i det nordiske systemet i første kvartal. Feil, vedlikehold og systemhensyn er de hyppigste årsakene. Samlet kapasitet for alle overføringene mellom elspotområder i det nordiske systemet var omtrent 75 prosent av maksimal kapasitet i gjennomsnitt for første kvartal 2008.

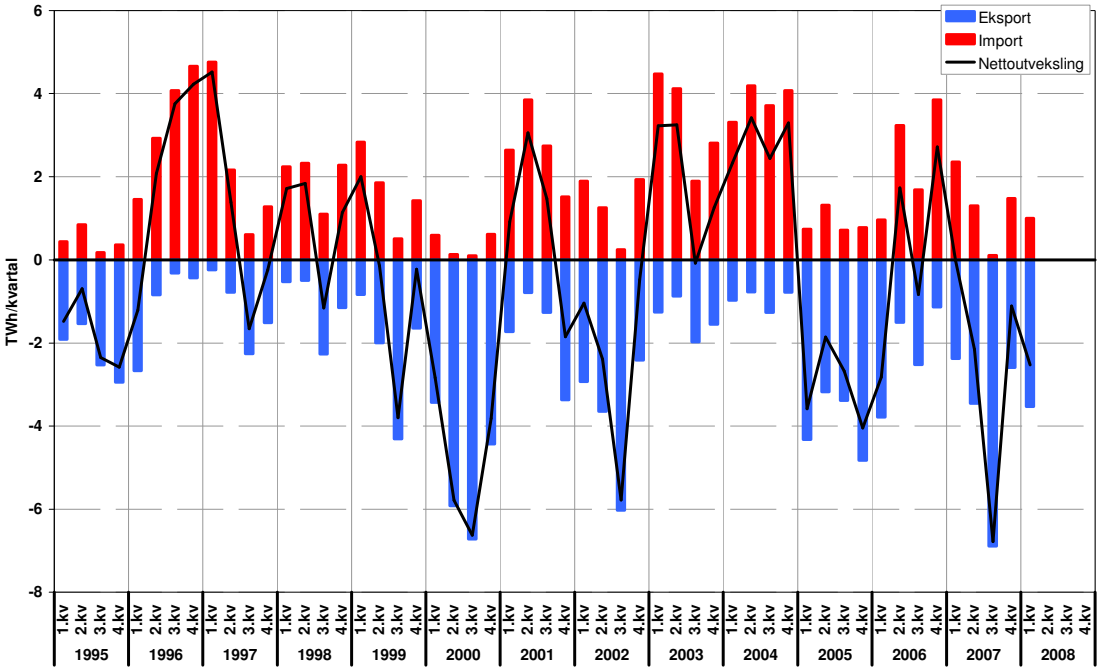
Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på nordiske overføringsforbindelser i første kvartal 2008, MW. (fra – til) Kilde: Nord Pool



1.6.1 Norge

Det har vært 2,6 TWh norsk nettoeksport i første kvartal i 2008. Det var nettoeksport fra Sør- og Nord-Norge i første kvartal i år, mens det var 1,4 TWh nettoimport til Midt-Norge. Nær 7 prosent av den norske kraftproduksjonen ble eksportert til våre naboland. I tilsvarende kvartal i fjor var den samlede norske utvekslingen omtrent i balanse. Hovedårsaken til den økte krafteksporten er høyere magasinfylling ved årsskiftet, tilsiget til de norske vannstasjonene var omtrent det samme i første kvartal i år som i tilsvarende kvartal i fjor. Størstedelen av den norske eksporten har gått i retning Sverige. I første kvartal var den svenske importen fra Norge 2,8 TWh, mens det gikk 0,8 TWh elektrisk kraft i motsatt retning. Det var nettoeksport fra Sør- og Nord-Norge til Sverige, mens det var nettoimport til Midt-Norge. Spesielt mot slutten av kvartalet var det ofte kapasitetsbegrensinger på overføringene mellom de to landene. I gjennomsnitt for kvartalet var eksportkapasiteten fra Sør-Norge til Sverige omtrent 1800 MW. Maksimal kapasitet på denne linjen er 2050 MW. Kapasiteten mellom Sør-Norge og Danmark har vært halvert i hele første kvartal. Dette skyldes en transformatorfeil, og full kapasitet er ikke ventet før tidligst i mai 2008. Det var 0,6 TWh nettoeksport fra Sør-Norge til Jylland i første kvartal. Høye tilsig og snømengder har bidratt til høyt kjørepress hos vannkraftprodusentene i Sør-Norge. Den samlede nettoeksporten fra området var 2,6 TWh, mot 1 TWh i tilsvarende kvartal i fjor. I løpet av første kvartal var det full utnyttelse av den tilgjengelig eksportkapasiteten ut av området i omtrent halvparten av timene.

Figur 1.6.4 Norges netto kraftimport, 1995-2007. TWh. Kilde: Nord Pool



1.6.2 Andre nordiske land

Sverige hadde 2,8 TWh nettoeksport i første kvartal i år. I tilsvarende kvartal i fjor var det omtrent balanse i den svenske utvekslingen. Sammenlignet med første kvartal i fjor har den svenske eksporten økt til alle tilgrensende områder bortsett fra Norge. Spesielt har eksporten til Danmark og Finland økt. Det var henholdsvis 1,4 og 1,7 TWh svensk nettoeksport til disse landene i første kvartal. Til sammenligning var det 0,2 TWh svensk nettoeksport til Finland og 0,6 TWh nettoimport fra Danmark i tilsvarende kvartal i fjor. Det har også vært høyere eksport fra Sverige til Polen og Tyskland.

Det var 0,5 TWh dansk nettoeksport i første kvartal i år, mot 1,8 TWh dansk nettoeksport i tilsvarende kvartal i fjor. Danmark har hatt høyere import av vannkraft fra Norge og Sverige, men samtidig økt eksporten til Tyskland. Det var nettoeksport fra Danmark til Tyskland i alle ukene i første kvartal i år, og i flere av ukene var det tilnærmet ensidig eksport. Lave nordiske kraftpriser sammenlignet med de tyske, har bidratt til at det også ofte har vært nordisk eksport om natten, da det vanligvis er nordisk import fra det tyske kraftsystemet.

Finland har hatt ensidig import fra Estland og Russland i første kvartal i år. Importen fra Russland var 2,5 TWh. Det er 0,5 TWh lavere enn i samme kvartal i fjor. Nedgangen skyldes nedsatt kapasitet på overføringen mellom de to landene. Importen fra Estland var 0,4 TWh, også det en nedgang fra første kvartal i 2007. Den finske nettoimporten fra Sverige økte imidlertid med 1,5 TWh til 1,7 TWh i første kvartal i år. Dermed økte den samlede finske nettoimporten med 1,0 TWh fra første kvartal i fjor til 4,7 TWh i år. Dette innebærer at Finland importerte en femtedel av landets totale kraftforbruk i kvartalet.

1.7 Kraftpriser i engrosmarkedet

1.7.1 Spotmarkedet

Elspotpriser kr/MWh	1. kv. 2008	Endring fra 1.kv. 2007	Endring fra 4.kv. 2007	Siste 12 mnd.	Endring fra foregående 12 mnd.
Sør-Norge (NO1)	290.7	35.1 %	-14.0 %	224.9	-37.7 %
Midt-Norge (NO2)	317.8	43.1 %	-6.6 %	260.4	-27.6 %
Nord-Norge (NO3)	309.8	39.7 %	-7.9 %	257.2	-28.5 %
Sverige	312.9	41.9 %	-8.1 %	264.8	-24.8 %
Finland	313.1	42.1 %	-5.9 %	263.0	-24.9 %
Danmark Øst	326.8	46.9 %	-13.3 %	289.4	-14.9 %
Danmark Vest	356.3	65.9 %	-5.6 %	293.9	-7.7 %
Tyskland (EEX)	444.5	82.9 %	-3.3 %	304.0	-25.7 %

Det har vært en moderat nedgang i kraftprisene fra foregående kvartal til første kvartal i år i samtlige nordiske elspotområder. Sammenligner vi derimot med første kvartal i fjor, har det vært en betydelig prisoppgang i første kvartal i år. Gjennomsnittsprisen i første kvartal var lavest i Sør-Norge. Der var prisen 291 kr/MWh. Det er 14 prosent lavere enn i foregående kvartal. Nedgangen fra forrige kvartal har vært 6-8 prosent i de andre områdene med unntak av Sjælland. Der var nedgangen omtrent like stor som i Sør-Norge. Det betyr at forskjellen mellom prisen i Sør-Norge og prisen i de andre nordiske elspotområdene var større i første kvartal i år enn i slutten av 2007. Midt- og Nord-Norge hadde en kraftpris på 318 og 310 kr/MWh i første kvartal. I Sverige og Finland var gjennomsnittsprisen 313 kr/MWh. Det er 42 prosent høyere enn i tilsvarende kvartal i fjor.

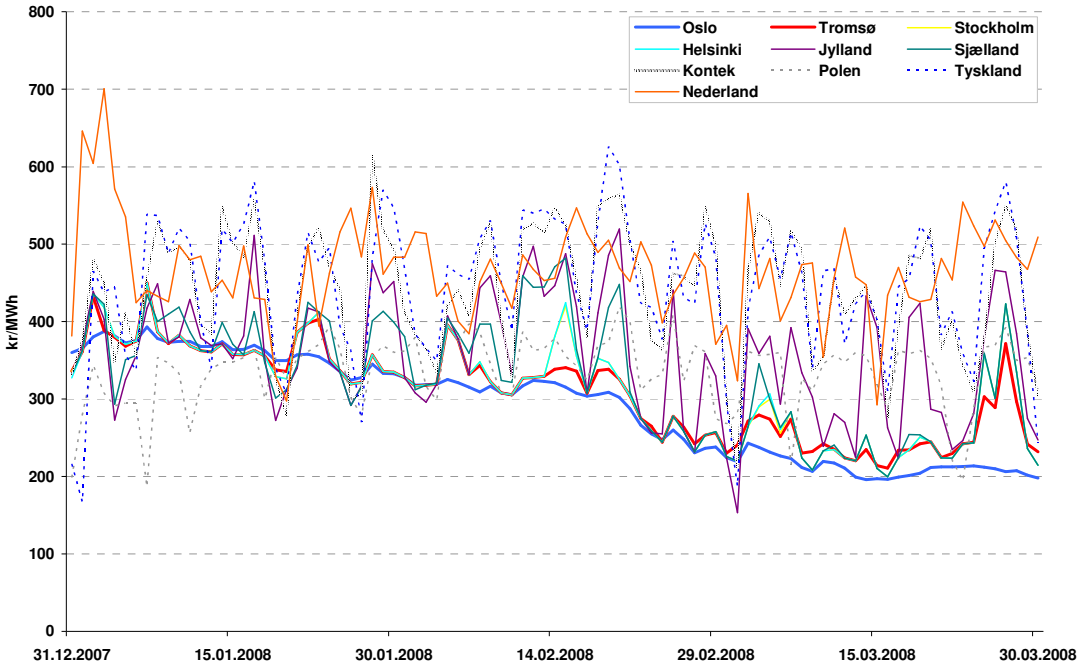
I likhet med foregående kvartaler har kraftprisen vært høyest i Danmark. På Jylland og Sjælland var kraftprisen for kvartalet henholdsvis 356 og 327 kr/MWh. For Jylland tilsvarer det en økning på 141 kr eller hele 66 prosent sammenlignet med første kvartal i fjor. Dette kan delvis forklares med lavere dansk vindkraftproduksjon i første kvartal i år enn i første kvartal i fjor. De danske prisene følger i større grad enn ellers i Norden de tyske prisene. Kraftprisen ved den tyske kraftbørsen EEX var i gjennomsnitt 445 kr/MWh i første kvartal i år. Det er 202 kr/MWh eller 83 prosent høyere enn i samme kvartal i fjor.

Den gjennomsnittlige kraftprisen for de siste 12 månedene var 225 kr/MWh i Sør-Norge. Dette er lavere enn i de øvrige nordiske elspotområdene. Sett opp mot de foregående 12 månedene har prisen i Sør-Norge falt med 136 kr eller 38 prosent. Midt- og Nord-Norge, Sverige og Finland har hatt en gjennomsnittlig pris på rundt 260 kr/MWh de siste 12 månedene. Det innbærer en nedgang på 25-28 prosent sammenlignet med foregående 12 måneder. De danske områdene Jylland og Sjælland hadde høyest pris av de nordiske områdene med 289 og 294 kr/MWh, mens i de foregående 12 månedene var de danske prisene lavest i Norden.

Prisen i Sør-Norge har hatt en nedadgående trend etter hvert som den hydrologiske balansen har bedret seg utover kvartalet. I de første ukene var prisen i Sør-Norge ofte høyere eller lik prisen i de øvrige områdene i lavlasttimene om kvelden og natten. I siste del av perioden har derimot kraftprisen i Sør-Norge vært lavere enn i de andre områdene i de fleste timer. Prisforskjellen mellom Sverige og Sør-Norge var størst helt mot slutten av kvartalet i time 11 den 27. mars. Da

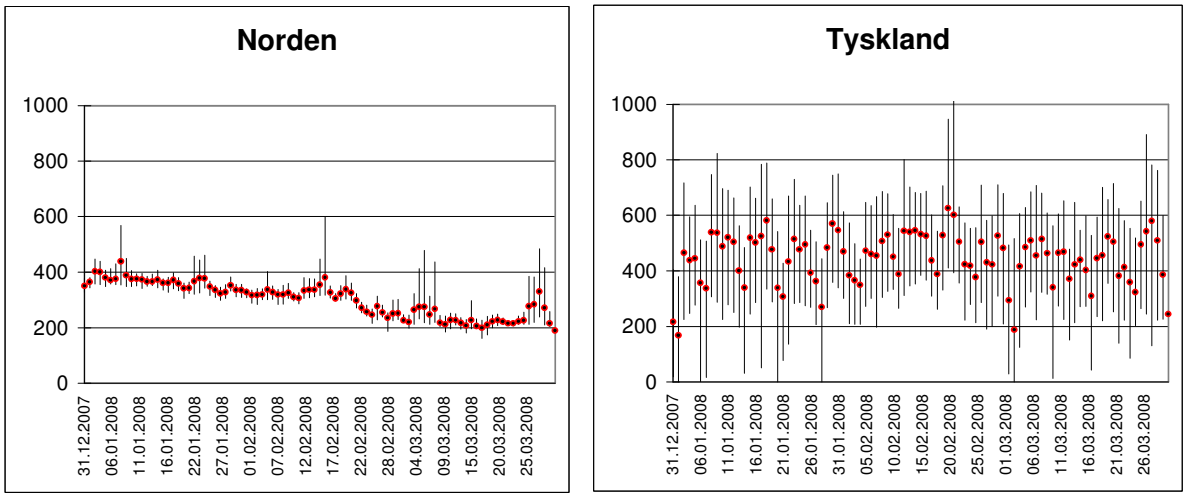
var prisen i Sverige 380 kr/MWh høyere enn i Sør-Norge. Begrensninger i overføringskapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige bidro til større avvik mellom den svenske kraftprisen og prisen i Sør-Norge mot slutten av kvartalet.

Figur 1.7.1 Spotpriser i første kvartal 2008, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kilde: Nord Pool, POLPX og EEX



Vannkraft er i motsetning til termisk kraft, billig å regulere. Vannkraftproduksjonen går derfor i stor grad ned om natten når etterspørselen er lav og opp om dagen når etterspørsel er høy. I og med at tilbudet i større grad følger etterspørselen blir det derfor mindre variasjon i kraftprisene i Norden hvor vannkraftproduksjonen utgjør en betydelig andel. I Tyskland hvor termisk kraft er dominerende, er det betydelig større variasjon. Den gjennomsnittlige døgnvariasjonen i den nordiske systemprisen var 74 kr/MWh i første kvartal. Det er 29 kr mindre enn i foregående kvartal. På den tyske kraftbørsen EEX var den gjennomsnittlige døgnvariasjonen 408 kr/MWh. Det er 112 kr mer enn i det siste kvartalet av 2007.

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



Det var lik pris i alle elspotområdene i 6,9 prosent av timene. Timene med prisforskjeller forekom hovedsakelig i første halvdel av kvartalet. Mellom Sør-Norge (NO1) og Jylland har det vært ulik pris i hele 72 prosent av timene i første kvartal. Det har hovedsakelig vært høyere pris i Danmark i disse timene. Til sammenligning var det prisforskjeller mellom disse to områdene i 41 prosent av timene i første kvartal i fjor. Siden september i fjor har det vært en betydelig reduksjon i overføringskapasiteten mellom Jylland og Norge på grunn av teknisk feil. Dette har bidratt til flaskehalser mellom disse områdene. Også mellom Sverige og Sør-Norge har det vært prisforskjeller i mer enn 50 prosent av timene. I første kvartal i 2007 var det kun prisforskjeller mellom disse områdene i 15 prosent av timene.

Tabell 1.7.1 Omfanget av prisforskjeller mellom prisområdene, første kvartal 2008. Kilde: Nord Pool

1. kvartal 2008		Lavest elspot-pris							
		NO1	NO2	NO3	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	Kontek
Høyest elspot-pris	NO1		8.2 %	10.0 %	8.9 %	8.9 %	12.4 %	9.4 %	12.1 %
	NO2	61.3 %		22.1 %	22.0 %	22.2 %	22.0 %	24.9 %	12.0 %
	NO3	55.7 %	0.0 %		11.3 %	11.4 %	15.5 %	14.9 %	9.3 %
	Sverige	49.3 %	2.3 %	8.7 %		0.2 %	8.5 %	4.1 %	8.4 %
	Finland	49.5 %	2.7 %	9.1 %	0.7 %		9.0 %	4.7 %	8.4 %
	Jylland	59.9 %	40.8 %	43.4 %	40.7 %	40.8 %		35.9 %	1.8 %
	Sjælland	53.4 %	17.5 %	21.9 %	15.5 %	15.7 %	13.8 %		4.3 %
	Kontek	78.3 %	75.3 %	76.5 %	76.1 %	76.1 %	65.1 %	73.2 %	

1.7.2 Terminmarkedet

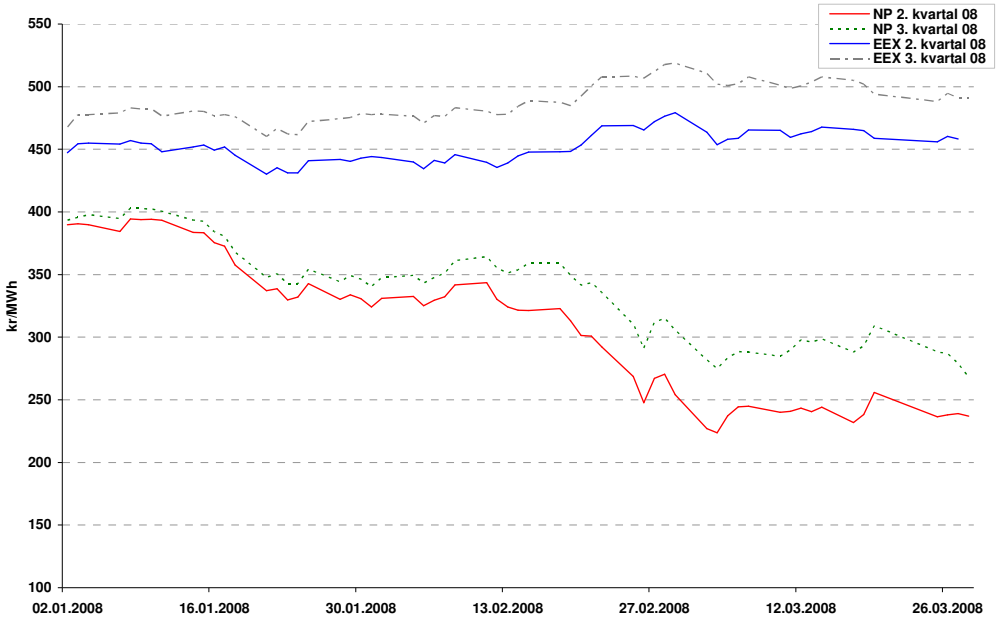
Prisfall på nordiske finansielle kraftkontrakter

I første kvartal 2008 var ressurssituasjonen i Norden svært god, og situasjonen ga nedgang i prisen på de finansielle kraftkontraktene for andre og tredje kvartal. Den 28. mars endte prisen på andre- og tredjekvartalskontrakten på 237 og 268 kr/MWh. Dette er en nedgang på 39 og 31 prosent siden kvartalets første handelsdag, 2. januar. Andrekvartalskontrakten ble handlet for 224 kr/MWh på det laveste, og 394 kr/MWh på sitt høyeste. Prisen på tredjekvartalskontakten varierte fra 268 kr/MWh til 403 kr/MWh.

På den tyske kraftbørsen gikk andre- og tredjekvartalskontrakten for 2008 til levering 27. mars. Prisen på kontraktene endte på 458 og 491 kr/MWh. Fra uke 1 til uke 13 i 2008, gikk kontraktene opp med henholdsvis 11 og 23 kr/MWh. Økningen kan forklares med økte priser på fossile brensler.

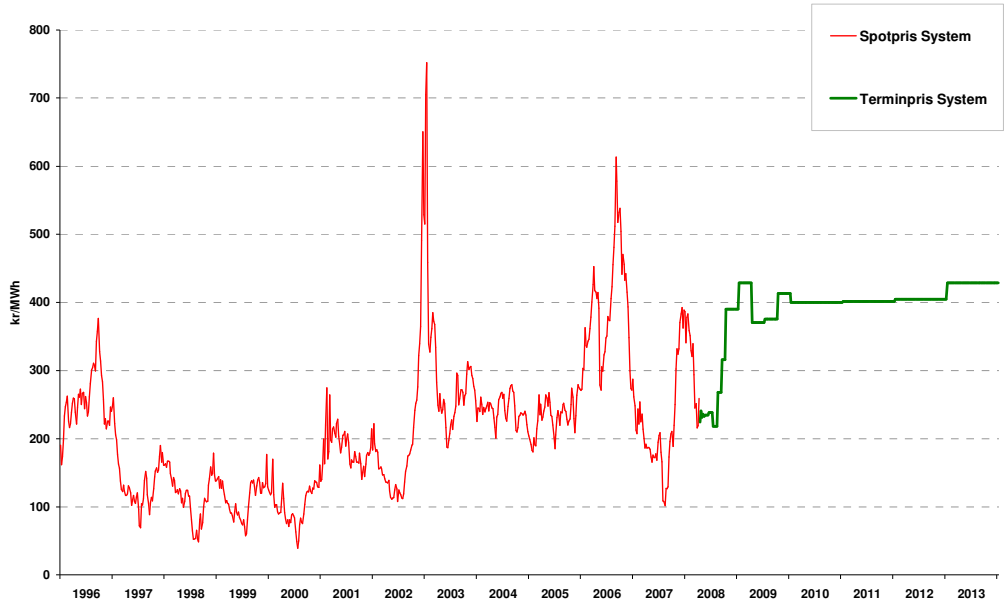
I figur 1.7.3 ser vi at prisen på tredjekvartalskontraktene på Nord Pool og EEX ligger over prisen på andrekvartalskontraktene gjennom hele første kvartal 2008. Figuren illustrerer også det dramatiske fallet i prisen på andrekvartalskontrakten for 2008 på Nord Pool. Ved starten av kvartalet var prisen 390 kr/MWh. På kvartalets siste handledag var prisen 237 kr/MWh.

Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalgte finansielle kraftkontrakter i første kvartal 2008, kr/MWh. Kilde: Nord Pool



Fra 2010 til 2013 ligger terminpriskontraktene på Nord Pool mellom 400 og 429 kr/MWh. Dette er priser 70-80 prosent over prisen på aprilkontrakten for 2008, som endte på 236 kr/MWh den 28. mars. Forventninger om at den hydrologiske situasjonen normaliserer seg kan være med på å forklare nivået på terminprisene i 2010 til 2013.

Figur 1.7.4 Nordisk systempris og priser i terminmarkedet, kr/MWh. Kilde: Nord Pool

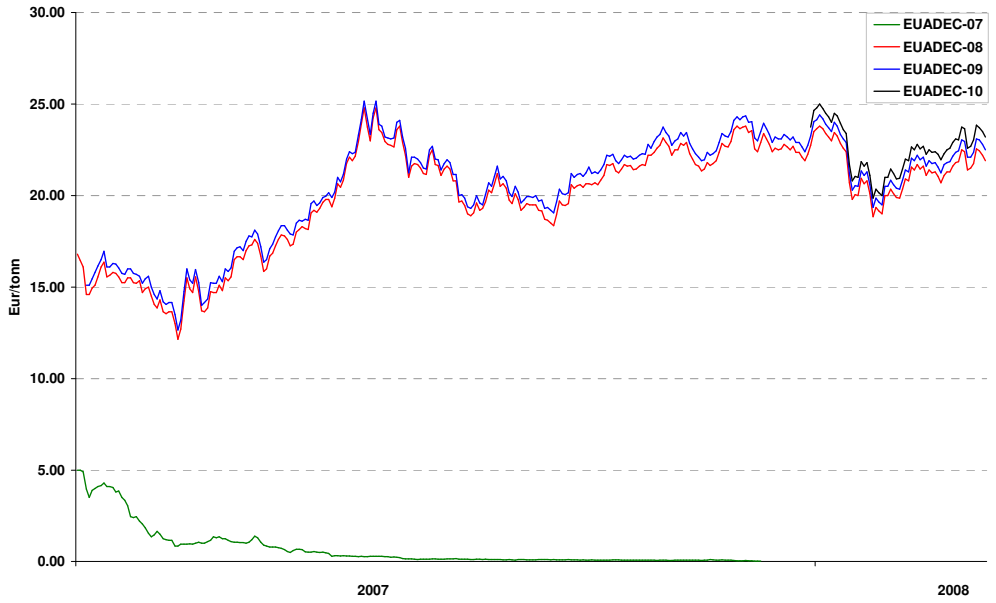


Pris på utslippstillatelser for CO_2, kull og naturgass

Kostnader knyttet til reduksjon av CO_2–utslippstillatelser påvirker prisen på elektrisk kraft. Det er imidlertid vanskelig å anslå eksakt hvor mye en økning i prisen på utslippsretter for CO_2 har å si for kraftprisen.

Prisen på utslippskvoter for 2007 falt til null ved årsskiftet 2007/08. Det var da overskudd av kvoter, og man kunne ikke overføre kvoter til Kyoto-perioden (2008 – 2012). I første kvartal 2008 var gjennomsnittsprisen på utslippstillatelser for 2008 21,4 euro/tonn, og den 28. mars var prisen 21,9 euro/tonn. Til sammenligning var prisen 15,2 euro/tonn i første kvartal 2007. Gjennomsnittsprisen på 2009- og 2010-kontrakten var 21,9 og 22,5 euro/tonn.

Figur 1.7.5 Prisutvikling på utslippstillatelser for CO_2 i EU ETS, Euro/tonn. Kilde: Nord Pool

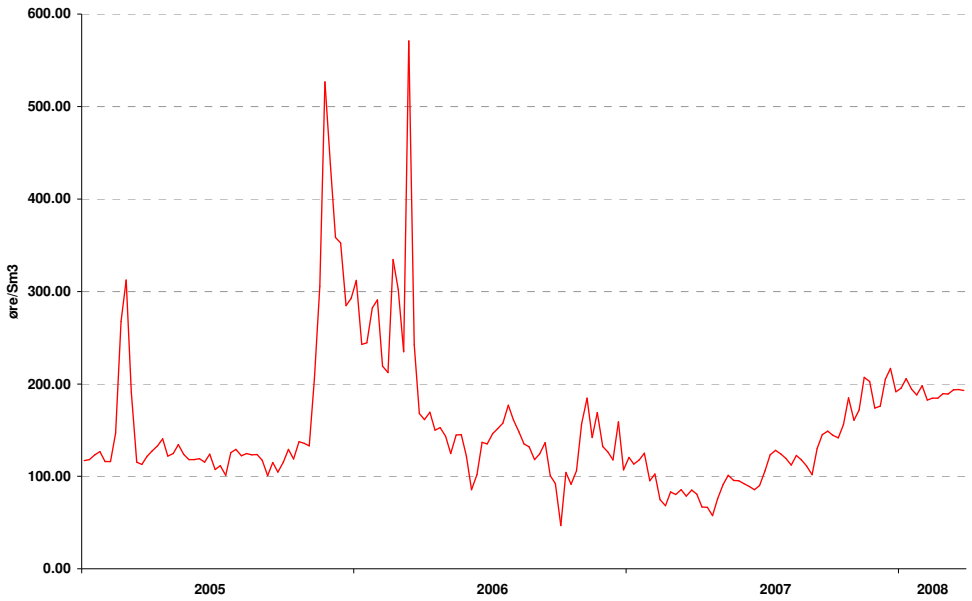


I første kvartal 2008 var den gjennomsnittlige prisen på gass 192 øre pr. standard kubikkmeter (Sm^3). Gjennom kvartalet var gassprisen på sitt høyeste i uke 2 og på sitt laveste i uke 6, da prisene var 206 og 182 øre/Sm^3. Fra fjerde kvartal 2007 økte prisen med 12 øre/Sm3.

Økt oljepris og økt etterspørsel etter gass har bidratt til en betydelig prisøkning fra første kvartal 2007. I første kvartal 2007 var gassprisen 95 øre/Sm^3. Prisen har økt med over 100 prosent på et år.

Tar man utgangspunkt i et kraftverk med en virkningsgrad på 55 prosent, ville de direkte gjennomsnittlige kostnadene for gassen i første kvartal 2008 gitt en brenselskostnad på 345 kr/MWh. Dette er en økning på 22 kr/MWh fra fjerdekvartal 2007. Til sammenligning ville de direkte kostnadene for gassen gitt en brenselskostnad på 170 kr/MWh i tilsvarende kvartal i 2007.

Figur 1.7.6 Gasspriser i Storbritannia (NBP), 2005 – 2008, øre/Sm3. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited

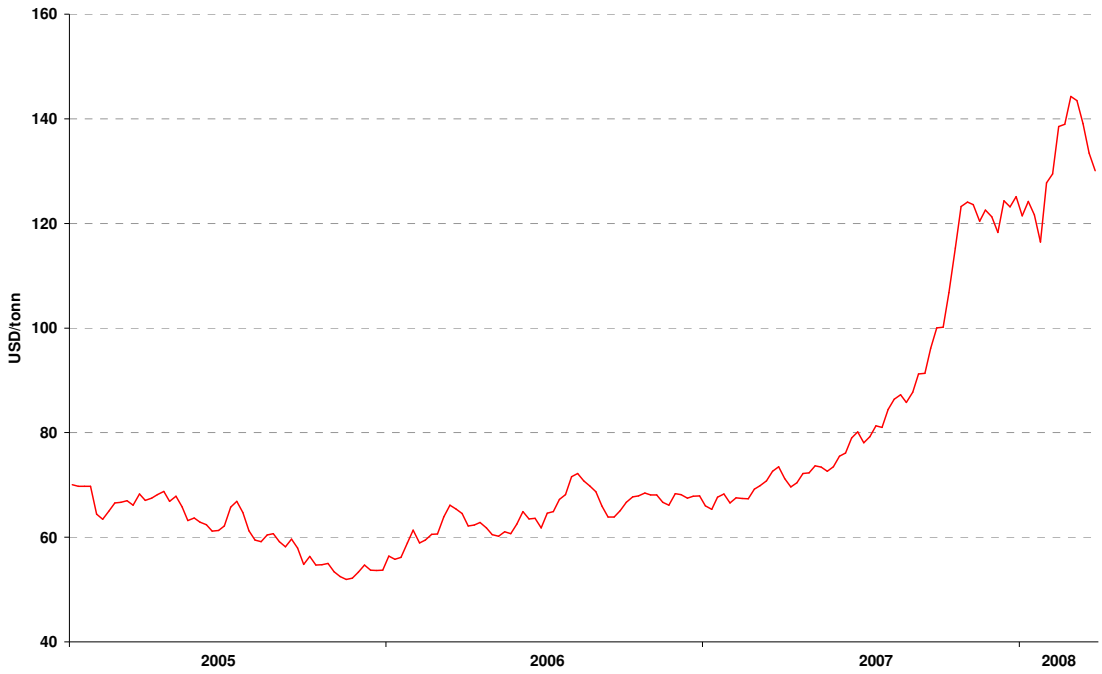


Kullindeksen API2 tar høyde for frakt- og forsikringskostnader, og måler priser for kull levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam. Den europeiske kullprisen har steget kraftig siden 2006. Europeiske og asiatiske kullpriser samsvarer i stor grad, og i tillegg til økt oljepris kan økningen i de europeiske prisene forklares med økt etterspørsel etter kull i det asiatiske markedet.

I første kvartal 2008 var gjennomsnittsprisen på kull 131 $/tonn. Fra første uke i kvartalet til siste uke, gikk prisen opp med 9 $/tonn. I uke ni nådde kullprisen rekordhøye 144 $/tonn. Kullprisen har økt med 90 prosent siden tilsvarende kvartal i 2007, da prisen var nede i 69 $/tonn.

Med gjennomsnittlig kullpris på 131 $/tonn ville brenselkostnaden i et kullkraftverk med 40 prosent virkningsgrad vært 224 kr/MWh. Brenselskostnaden for denne typen kullkraftverk har økt med 87 kr/MWh siden første kvartal 2007, og 16 kr/MWh siden fjerde kvartal 2007.

Figur 1.7.7 Kullpriser (API2), $/tonn, Europa. Kilde: Syspower og Spectron Group Limited



1.8 Sluttbrukermarkedet

1.8.1 Priser og prisutvikling

I første kvartal 2008 var prisen på standard variabel kontrakt for de dominerende leverandørene i de 22 største nettområdene på 50,5 øre/kWh. Dette innebærer en oppgang på 10,3 øre fra fjerde kvartal 2007. Fra uke 1 til uke 13 gikk prisen fra å være 55,7 øre/kWh til 37,1 øre/kWh.

Husholdningene	1. kv. 2008	Endring fra 4. kv. 2007	Endring fra 1. kv. 2007
Markedspriskontrakt (spot)[1]:			
Sør-Norge (NO1)	38,2	-5,9	+9,5
Midt- Norge (NO2)	41,6	-2,8	+12,0
Nord- Norge (NO3)	40,6	-3,3	+11,0
Standard variabel:			
Dominerende leverandører[2]	50,5	+10,3	+12,3
Landsdekkende[3]	46,9	+12,3	+10,3
Antall leverandørskifter (1000 stk.)	42,8	-3,9	-26,9
Kontraktsvalg (%):			
Markedspris/spot	44,2	4,3	10,5
Fastpris	10,3	-0,1	-6,6
Standard variabel	45,5	-4,2	-4,0

For gjennomsnittet av de landsdekkende leverandørenes standard variabel kontrakt var prisen i første kvartal 2008 på 46,9 øre/kWh. Også denne prisen gikk ned i løpet av kvartalet, fra 50,9 øre/kWh i uke 1, til 33,8 øre/kWh i uke 13. Prisdifferansen mellom dominerende leverandører i de største nettområdene og de landsdekkende leverandørene var i snitt på 3,6 øre i dette kvartalet.

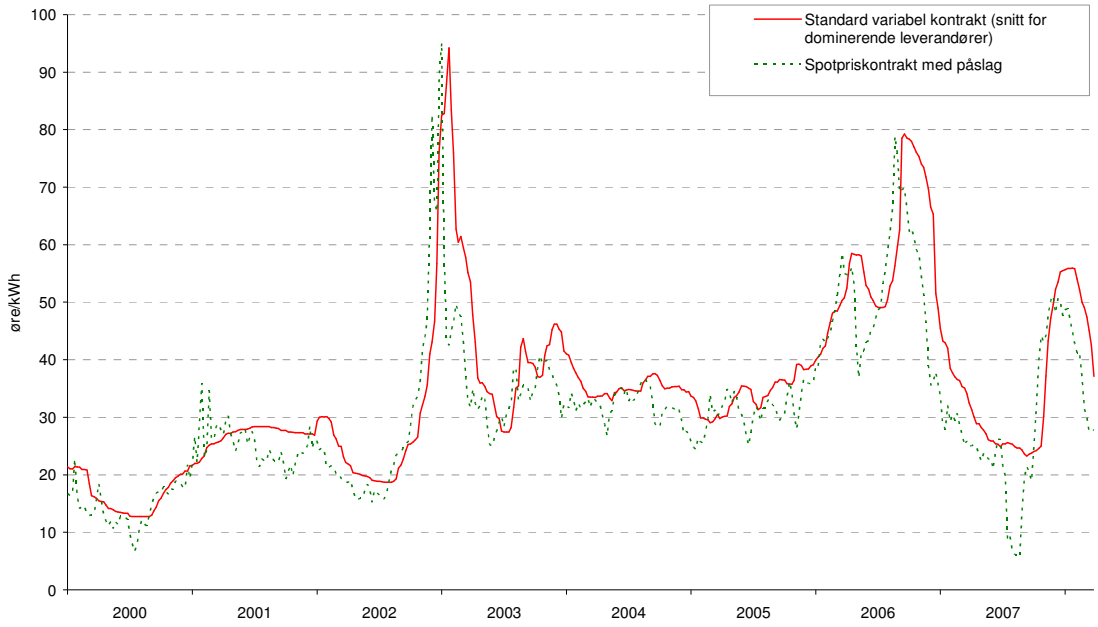
Prisen for en kontrakt basert på områdeprisen på Nord Pool Spot for Sør-Norge pluss et påslag på 1,9 øre/kWh var i snitt på 38,2 øre/kWh i første kvartal. I begynnelsen av kvartalet var denne prisen 48,7 øre/kWh, og den endte på 27,8 øre/kWh i slutten av kvartalet. I snitt var denne spotpriskontrakten 12,3 øre billigere enn standard variabel kontrakt for de dominerende leverandørene. I uke 9 var forskjellen mellom disse prisene størst da standard variabel kontrakt for de dominerende leverandørene var 17,6 øre dyrere enn en spotpriskontrakt i Sør-Norge.

[1] Områdepris fra Nord Pool Elspot med påslag på 1,9 øre/kWh.

[2] Volumvektet snitt av de dominerende leverandørenes priser fra de 22 største nettområdene.

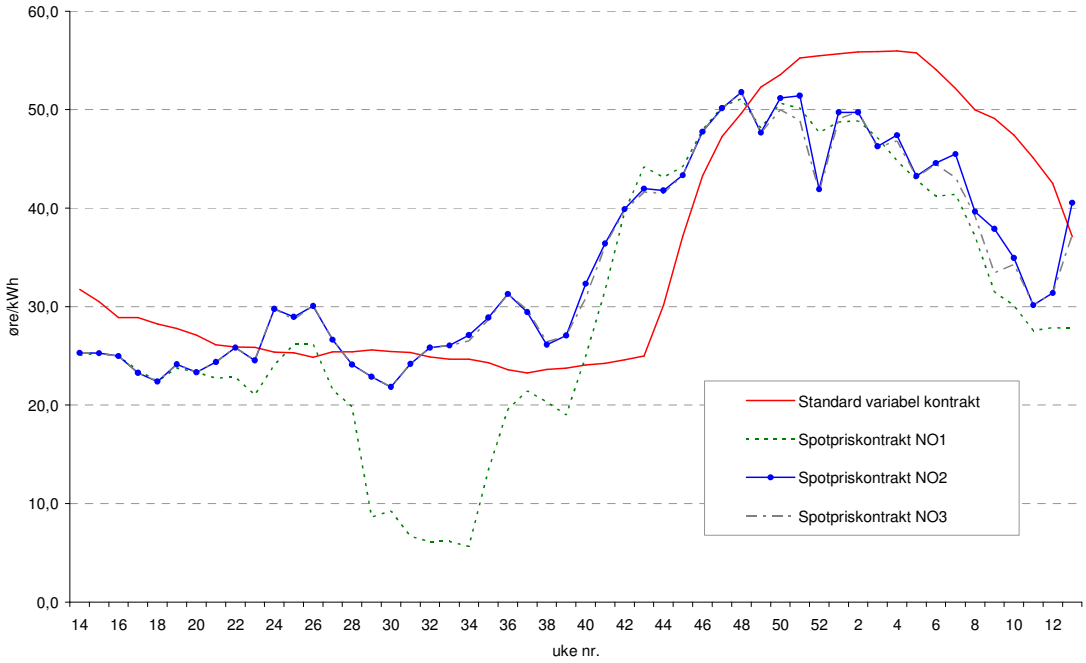
[3] Gjennomsnitt av leverandørenes priser (ikke vektet).

Figur 1.8.1 Standard variabel kraftpris og spotpris (NO1) med påslag, øre/kWh inkl. mva. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE



Figur 1.8.1 sammenligner gjennomsnittlig standard variabel kraftpris for de dominerende leverandørene med ukevis spotpris pluss 1,9 øre/kWh påslag for årene 2000 til og med 2007.

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

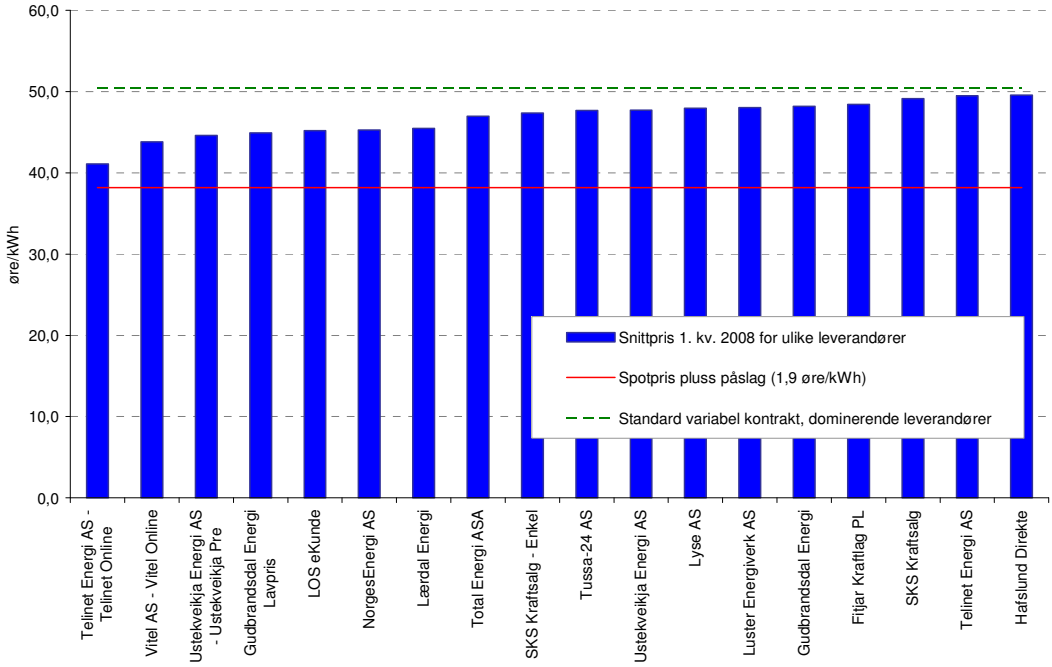


Figur 1.8.2 sammenligner samme standard variabel kraftpris med spotpris pluss 1,9 øre/kWh påslag i prisområdene Sør-Norge (NO1), Midt-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO3) i de siste 52 ukene. I flere av ukene i første kvartal 2008 var prisen høyere i Midt-Norge enn i Sør- og Nord-

Norge. I snitt var prisen for denne kontrakten på 41,6 øre/kWh i Midt-Norge og 40,6 øre/kWh i Nord-Norge i første kvartal. Dette er en nedgang på henholdsvis 2,8 og 3,3 øre siden fjerde kvartal 2007.

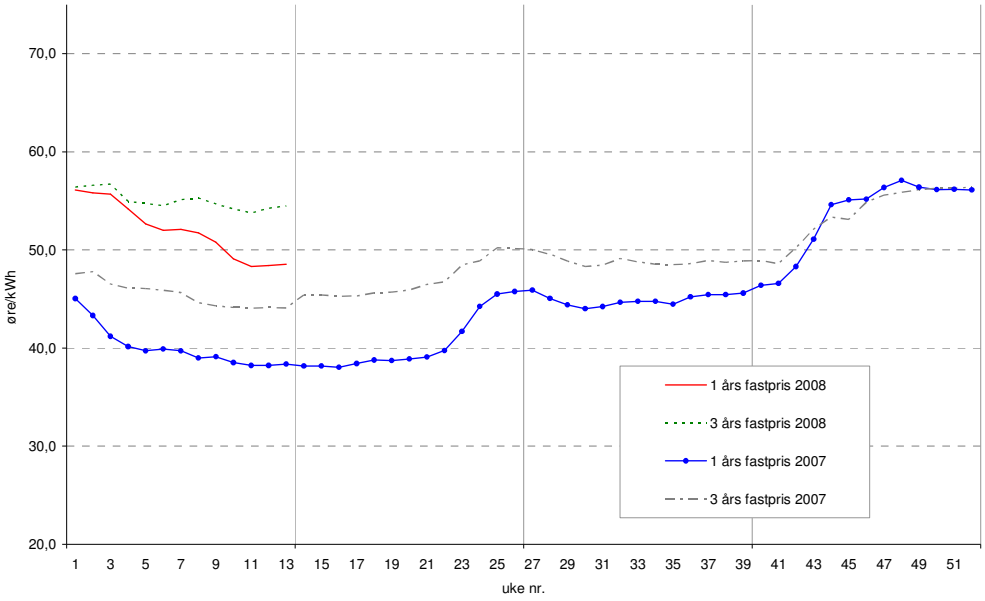
Alle av de landsdekkende leverandørene som var på Konkurransetilsynets prisoversikt gjennom kvartalet, lå under snittet for de dominerende leverandørene og over snittet for en spotpriskontrakt med påslag for Sør- og Nord-Norge. Kun en av leverandørene tilbød en standard variabel kontrakt som i snitt var billigere enn en spotpriskontrakt med påslag på 1,9 øre/kWh for Midt-Norge. De 15 billigste landsdekkende leverandørenes standard variabel pris lå i gjennomsnitt 8,7 øre over en spotpriskontrakt for Sør-Norge.

Figur 1.8.3 Aritmetisk snitt for 18 landsdekkende kraftleverandører 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



I første kvartal var det en nedgang i de landsdekkende leverandørenes fastpriskontrakter. I gjennomsnitt var prisen på 1-års fastpriskontrakt på 52 øre/kWh. Prisen gikk fra 56,1 øre/kWh i uke 1 til 48,5 øre/kWh i uke 13. For 3-års fastpriskontrakt var prisen på 55 øre/kWh i første kvartal. Her var nedgangen svakere siden prisen gikk ned med 1,9 øre og endte på 54,5 øre/kWh i uke 13. Ved utgangen av første kvartal var det 16 landsdekkende leverandører som tilbød 1-års fastpriskontrakt og 5 landsdekkende leverandører som tilbød 3-års fastpriskontrakt.

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

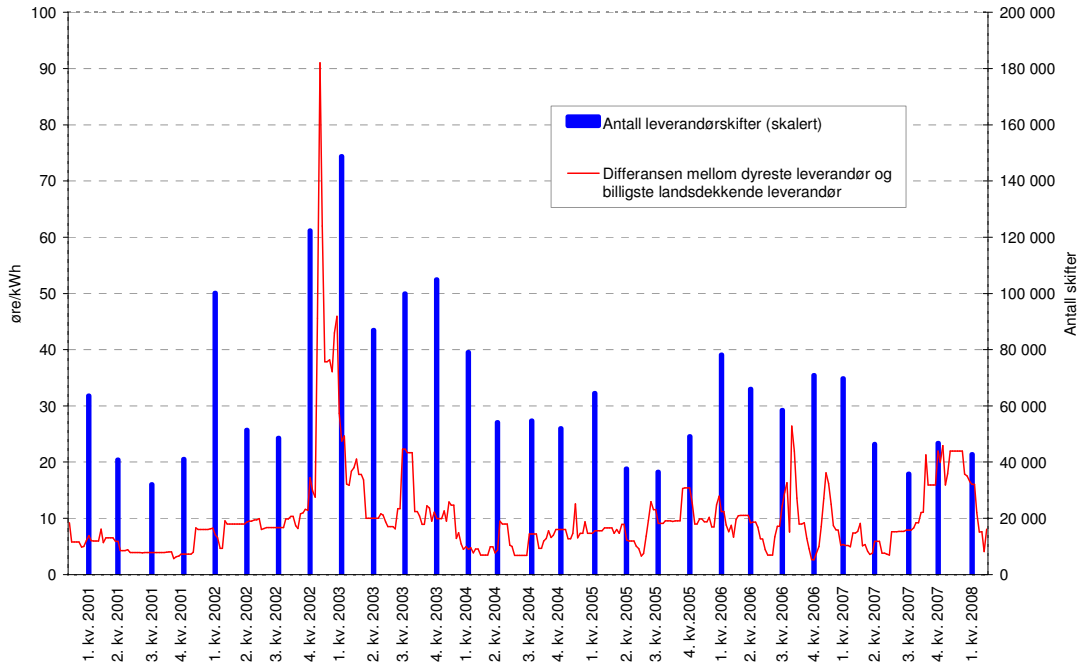


1.8.2 Leverandørskifte

I årets første kvartal ble det gjennomført omlag 42 800 leverandørskifter blant husholdningskunder her i landet. Dette er en nedgang på hele 26 900 skifter sammenlignet med tilsvarende kvartal året før hvor det var 69 700 skifter. Sammenlignet med forrige kvartal har antall leverandørskifter gått ned med om lag 3 900.

Forskjellen i pris mellom den dyreste og den billigste landsdekkende leverandøren har vært lavere dette kvartalet enn forrige kvartal og har ligget mellom 4 og 22 øre/kWh med en prisforskjell i snitt på 14,5 øre/kWh mot 19,2 øre forrige kvartal. For samme kvartal i fjor var denne prisforskjellen i snitt 7,3 øre/kWh.

Figur 1.8.5 Prisspredning og antall leverandørskifter. Kilde: Konkurransetilsynet og NVE

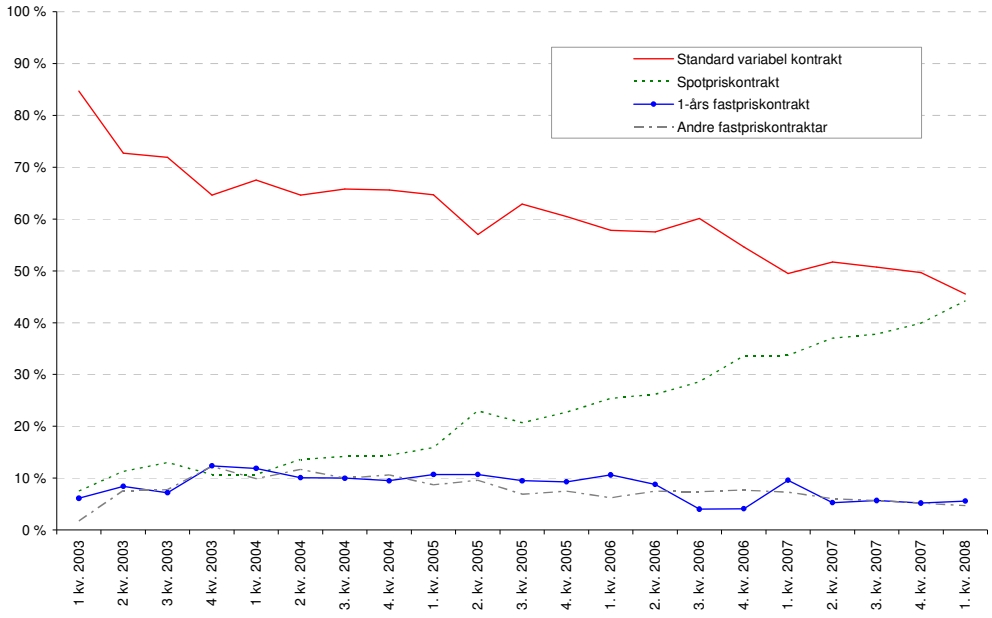


1.8.3 Kontraktvalg

I første kvartal 2008 økte andelen av husholdninger som benytter spotpriskontrakt til 44,2 prosent. Dette innebærer en økning på 4,3 prosentpoeng siden fjerde kvartal 2007, og en økning på 10,5 prosentpoeng sammenlignet med første kvartal i 2007. Økningen kan delvis forklares med de lave prisene for denne kontraktstypen i 2007. En annen forklaring kan være at stadig flere husholdninger velger denne kontraktstypen fordi den er billigere over tid.

I snitt var andelen husholdninger som hadde standard variabel kontrakt på 45,5 prosent i første kvartal 2008. Dette er en nedgang på 4,2 prosentpoeng siden fjerde kvartal 2007. 10,3 prosent av husholdningene var knyttet til fastpriskontrakter i første kvartal 2008. Dette er 0,1 prosentpoeng lavere enn i forrige kvartal og 6,6 prosentpoeng lavere enn i samme kvartal i fjor.

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

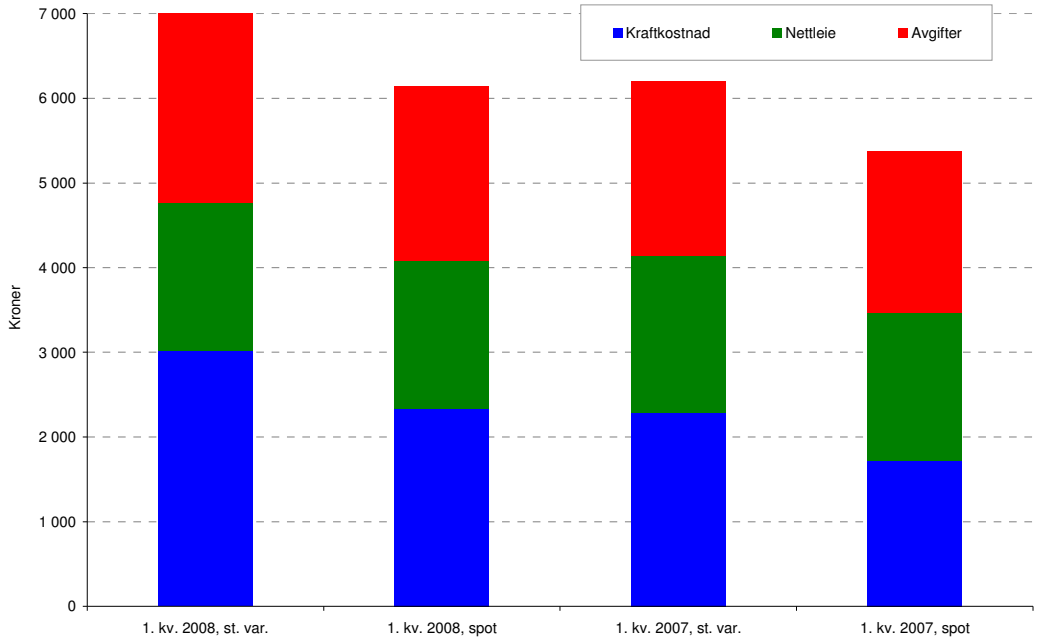


1.8.4 Husholdningenes samlede utgift til elektrisk kraft

Totalprisen på elektrisitet for en forbruker er satt sammen av kraftpris, nettleie og avgifter. Den totale utgiften til elektrisk kraft for en norsk husholdningskunde med årsforbruk 20 000 kWh inkludert avgifter var kr 7007 i første kvartal 2008 ved standard variabel kontrakt og kr 6148 ved spotpriskontrakt. Dette er en oppgang på henholdsvis 47,1 og 23,9 prosent fra samme kvartal i fjor.

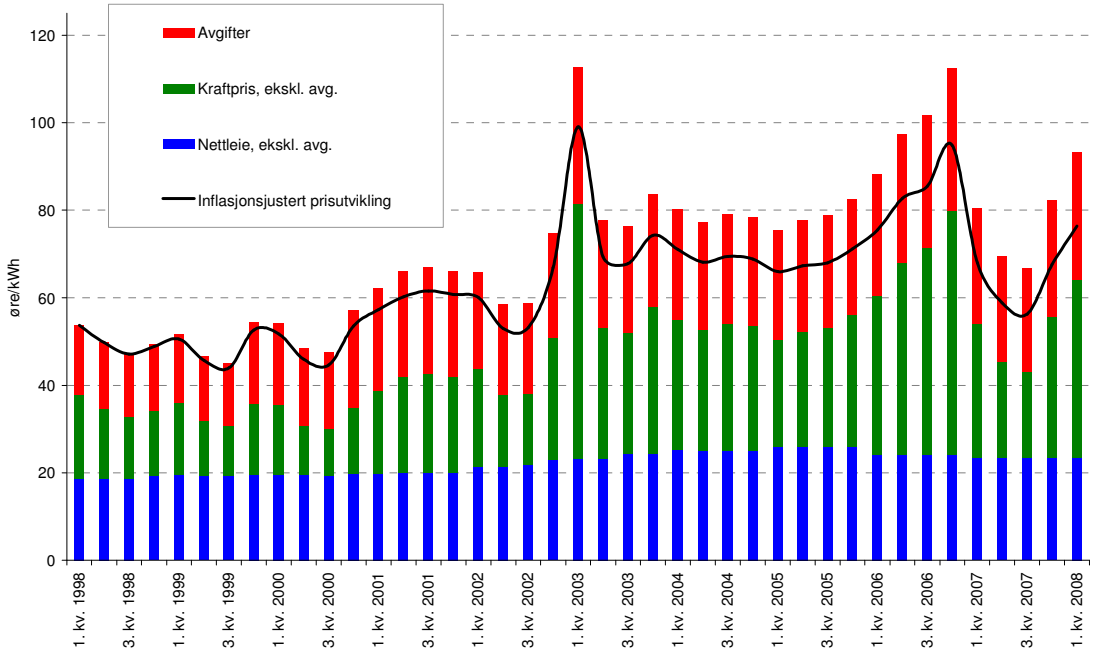
Den totale kostnaden for en forbruker med standard variabel kontrakt var i første kvartal 2008 satt sammen av 43,1 prosent til kraft, 25 prosent til nettleie og 31,9 prosent til avgifter (merverdiavgift og forbrukeravgift). Tilsvarende tall for første kvartal 2007 var 36,9 prosent til kraft, 30 prosent til nettleie og 33,1 prosent til avgifter.

Figur 1.8.7 Totalkostnad i fjerde 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 kraftpriser, nettleie, og avgifter fra 1998 til og med første kvartal 2008. Siden tredje kvartal 2007 har prisen for standard variabel kontrakt for dominerende leverandører økt, noe som bidrar til økte avgifter. Gjennomsnittlig nettleie har økt med 0,1 øre siden 2007 og er på 23,6 øre/kWh.

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



2 Temaartikkel

2.1 Vil lavere kraftforbruk i Norge gi lavere CO_2-utslipp fra europeisk kraftproduksjon?

Av trainee Øyvind Vessia og overingeniør Karen Byskov Lindberg, Energi- og markedsavdelingen NVE

Det er økende interesse rundt klimaspørsmål og mange er opptatt av sitt personlige "fotavtrykk[1]", med andre ord hvor mye klimagassutslipp hver enkelt bidrar med. Norsk kraftproduksjon er i hovedsak vannkraft uten store utslipp av CO_2, men redusert kraftforbruk i Norge vil kunne gi mer krafteksport og dermed redusert produksjon av kull-, gass eller oljebasert kraft i utlandet. Kyotoavtalen og det europeiske kvotesystemet for CO_2 bestemmer samlede utslipp fra virksomheter omfattet av kvotesystemet. Lavere kraftforbruk i Norge og dermed økt krafteksport, vil kunne gi lavere utslipp av CO_2 fra kraftsektoren i Europa. De frigjorte kvotene vil imidlertid bli solgt og benyttet av andre virksomheter, slik at europeiske utslipp forblir uendret. Mengden frigjorte kvoter kan påvirke senere kvotetildeling, noe som kompliserer bildet.

I denne artikkelen ser vi bort fra at europeiske klimagassutslipp er bestemt i kvotesystemet og fokuserer på hvordan utslippene fra den europeiske kraftsektoren påvirkes av endringer i norsk kraftforbruk. Beregningsresultatene som presenteres i denne artikkelen indikerer at ved å spare på strømmen i Norge vil dette fortrenge varmekraftproduksjon i Norden eller Europa med tilhørende CO_2-utslipp på mellom 290 og 850 g/kWh, når det korrigeres for priseffekter.

Innledning: Marginal kraft i det Nordiske kraftmarkedet

Handel med elektrisitet skjer i dag i et felles nordisk og nordeuropeisk kraftmarked. Norge har flere kabelforbindelser til Sverige, Danmark, Finland og Nederland, se figur 2.1. Våre naboland har videre kabler til Russland, Estland, Polen og Tyskland. Produksjonen av elektrisitet i Norge skjer i hovedsak med fornybar vannkraft, men fra høsten 2007 har det også vært mulig å produsere gasskraft i Norge (Kårstø). Ved forbruksendringer i Norge påvirkes kraftutvekslingen med utlandet og dermed produksjon og forbruk av elektrisitet i utlandet. Artikkelen drøfter hvordan produksjon av elektrisitet i Nord-Europa påvirkes av endret forbruk i Norge, og dermed hvilket CO_2-utslipp som

Figur 2.1 Oversikt over kraftnettet i Norden. Kilde: Statnett

[1] http://www.pe-international.com/consulting/carbon-footprint/

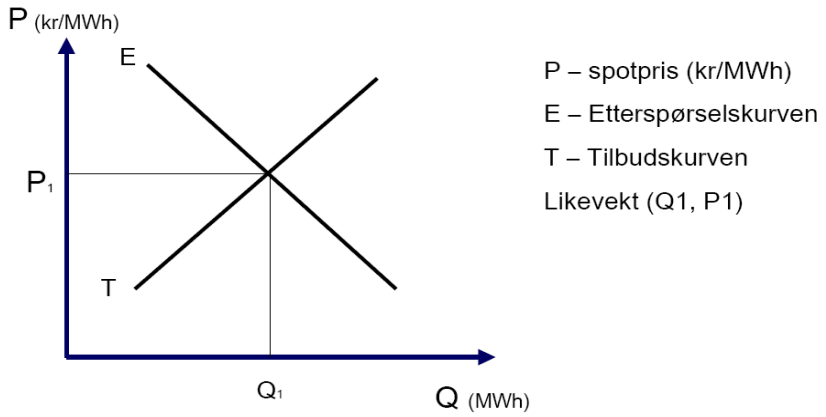
kan tilbakeføres til én kWh elektrisitetsforbruk i Norge. Dette betyr at hvis vi velger å spare 1 kWh enten ved å slå av lyset på kjøkkenet når du sitter i stuen, eller å senke innetemperaturen noe, så vil det ha en effekt på kraftmarkedet som gjør at produksjonen av elektrisitet endres. Ved å studere endringene i kraftmarkedet er det mulig å finne ut om den sparte kWh spares i vannkraftverk, gasskraftverk eller kullkraftverk, og om den sparte kWh gjør at produksjonen reduseres like mye eller mindre.
I denne artikkelen vil vi undersøke endringene i kraftmarkedet på to måter:

1. Vi gjør teoretiske betraktninger på hvordan reduksjon i elektrisitetsforbruk virker inn på kraftmarkedet på kort sikt.
2. Vi benytter modellberegninger (Samkjøringsmodellen) til å undersøke hvordan 1 TWh og 10 TWh forbruksreduksjon i Norge virker inn på kraftproduksjonen i våre naboland.

Teoretiske betraktninger av endret forbruk på kort sikt

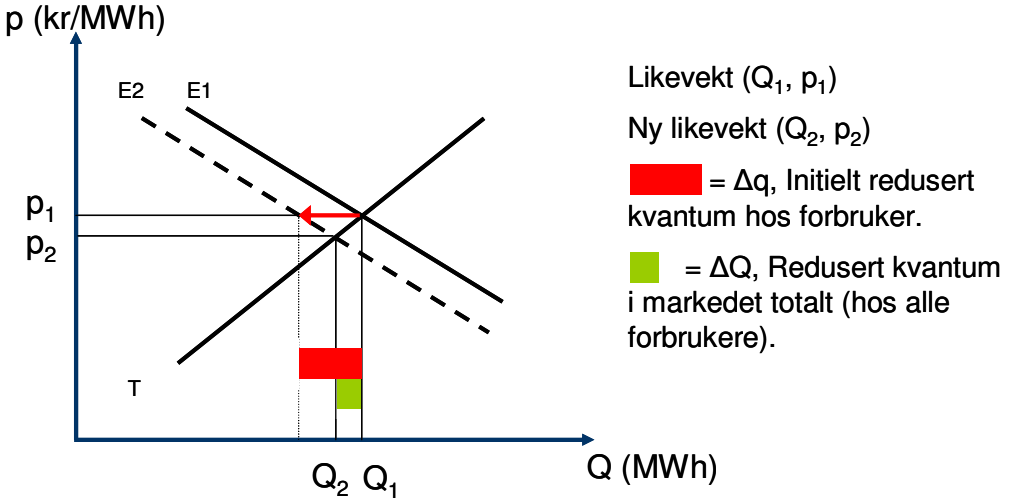
På kort sikt vil produksjons-, nett- og forbruksutstyret i kraftsektoren og hos kraftbrukerne være gitt. Eventuelle prisendringene vil ikke føre til nyinvesteringer eller skraping av fysisk produksjons-, nett- eller forbruksutstyr. Med andre ord er kapitalutstyr gitt.

Hva skjer i kraftmarkedet når forbruket av elektrisitet går ned?



Figur 2.2 Markedskryss - likevekt mellom tilbud og etterspørsel

Figur 2.2 viser kraftetterspørselen i markedet til ulike priser (E-kurven), og tilbudt kvantum for ulike priser (T-kurven). Etterspørselskurven forteller hvor mye kundene er villige til å betale for å få en ny enhet elektrisk kraft etter hvert som volumet øker. På samme måte viser tilbudskurven hvor mye produsentene er villig til å produsere til ulike priser. Der hvor etterspørsels- og tilbudskurven skjærer hverandre er markedet i likevekt med en tilhørende likevektspris (markedspris) på elektrisk kraft. Likevekten er gitt ved punktet (Q_1, p_1).



Figur 2.3 Markedskryss – negativt skift i etterspørselen

La oss så anta at vi endrer preferansene til konsumentene slik at de er like fornøyde med å forbruke Δq kWh mindre enn før. Etterspørselskurven vil da ha samme helning, men vil skifte innover fra E1 til E2, og resultere i den stiplede linja i figur 2.3. Tilbyderne har samme grensekostnad som før og dermed samme tilbudskurve. Ny likevekt oppstår der E2 og T skjærer hverandre, altså i (Q2, p2).

Det som har skjedd er at konsumenten har redusert sin etterspørsel med Δq, som igjen gir redusert kraftpris. Redusert pris fører til redusert kraftproduksjon, men på grunn av at prisen er blir litt lavere vil forbruket samtidig øke noe hos andre konsumenter[1]. I det nye markedskrysset er etterspørsel og tilbud lavere enn før skiftet i etterspørselen. Når vi har fått ny likevekt i (Q2, p2) ser vi at ikke hele den sparte mengden Δq som ble spart initialt hos konsumenten vil bli spart i markedet totalt (ΔQ). Det som avgjør størrelsen på ΔQ i forhold til Δq er helningen på tilbuds- og etterspørselskurvene.

Ny markedslikevekt som følge av endret pris

I kraftmarkedet vil endrede priser gi kvantumsendringer hos forbrukere og produsenter, da alle er pristakere[2]. Vi vil se nærmere på effekten av prisendringer for forbrukerne først og deretter hos produsentene.

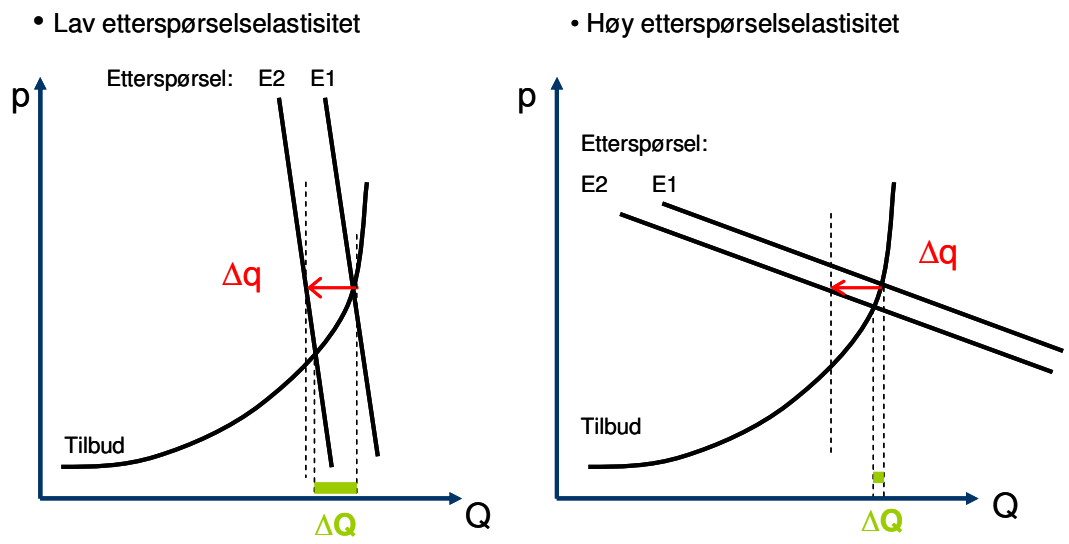
Hvordan vil forbrukerne tilpasse seg ny markedspris?

Vi skal her se nærmere på helningen til etterspørselskurven for elektrisitet. Helningen er et mål på hvor prisfølsom forbrukerne er. Ved høy prisfølsomhet har forbrukerne gode muligheter til å tilpasse seg endringer i prisen, enten ved at de har alternative oppvarmingskilder eller at de endrer sitt krav til komfort, og vi får en slak etterspørselskurve. Ved lav prisfølsomhet har

[1] Dette kalles priseffekter.

[2] Å være pristaker betyr at aktøren tar prisen i markedet for gitt, altså at produsenten/forbrukeren ikke kan påvirke markedsprisen alene med sitt tilbud/etterspørsel.

forbrukerne tilpasset seg endringer i prisen, og de vil stort sett etterspørre samme mengde kraft uavhengig av pris. I dette tilfellet får vi en bratt etterspørselskurve.



Figur 2.4 Lav og høy elastisitet gir forskjellig markedstilpasning av samme endring Δq i etterspørselen

Figur 2.4 viser hvordan reduksjon i kraftforbruk til en forbruker Δq (rød pil), gir forskjellig utslag totalt i markedet, ΔQ, ved henholdsvis lav og høy elastisitet. Reduksjonen Δq fører til at etterspørselskurven forskyves fra E1 til E2. Ved høy elastisitet blir nesten hele reduksjonen Δq kompensert ved høyere forbruk hos andre forbrukere som følge av lavere pris. Ved lav elastisitet (bratt etterspørselskurve) er forholdet nærmest 1:1. Her gir en reduksjon Δq hos én forbruker omtrent en tilsvarende reduksjon ΔQ i markedet som helhet.

Er etterspørselselastisiteten høy eller lav?

For å vurdere om elastisiteten for konsumentene er høy eller lav må man studere historiske hendelser i kraftmarkedet sammen med egenskaper til ulike sluttbrukergrupper.

Vinteren 2002-2003 steg kraftprisen med rundt 100 prosent og på samme tid sank temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning med 1,5 TWh (januar-april) [1]. Det gir grovt regnet en priselastisitet[1] på -0,1 noe som kan tyde på at vi er i en situasjon som til venstre i figur 2.4. På årsbasis kan elastisiteten være enda lavere, da en større del av etterspørselen går til elektrisitetsspesifikke formål i sommerhalvåret. På den annen side vil elastisiteten ikke bare være avhengig av årstider, men også kunne variere med konjunkturer og andre forhold.

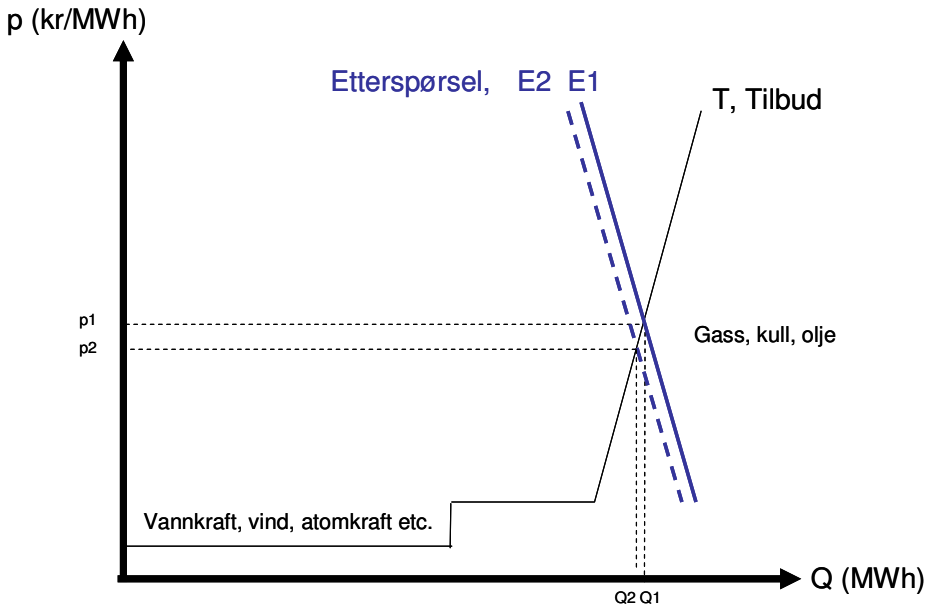
Kjelmarkedet i Norge er på mellom 3-10 TWh. Dette er kjeler for oppvarming av vann, og mange kjeler kan skifte energibærer, ofte mellom elektrisitet og fyringsolje. Hvis prisen på elektrisitet er lav vil kjelene bli varmet opp med elektrisitet. Redusert kraftforbruk i en forbrukergruppe kan derfor føre til økt elektrisitetsforbruk i kjelmarkedet. I hvilken grad dette skjer er avhengig av prisene på elektrisitet og alternative energibærere og eventuelle start/stopp kostnader. Økt bruk av elektrisitet i kjeler vil oftest erstatte olje. Det gir en lokal reduksjon av CO_2-utslipp på mellom 0,3 – 0,4 kg/kWh, avhengig av oljekvalitet og virkningsgrad.

[1] Elastisiteten er definert som prosentvis endring av etterspørsel dividert med prosentvis endring av pris.

Når det gjelder industrien vil deres kraftforbruk være avhengig av verdensmarkedspriser på eksempelvis aluminium eller avispapir i tillegg til kraftpriser og andre kostnader.

Hvordan vil produsentene tilpasse seg ny markedspris?

Når prisen reduseres fra p_1 til p_2 vil produsentene redusere produksjonen med ΔQ. Vi har sett over at ΔQ er tilnærmet lik Δq. Men hvilke kraftverk er det som reduserer sin produksjon? Dette vil være avhengig av grensekostnadene på kort sikt som hovedsakelig består av brenselkostnader og CO_2-kvoteprisen.



Figur 2.5 Marginal endring i etterspørselen endrer produksjonen i gass-, olje- og kullkraftverk

Ved å rankere ulike typer kraftproduksjon etter grensekostnad får vi en stigende tilbudskurve som i figur 2.5. De fornybare energiressursene som vann- og vindkraft har tilnærmet null i grensekostnad og vil følgelig utnyttes maksimalt. Atomkraft ligger også helt i nedre sjikt av kurven da slike verk har svært lave brenselkostnader, i tillegg til at de er kostbare å regulere slik at de i stor grad går som grunnlast. Gass-, olje- og kullkraftverk har høyere brenselpris og følgelig høyere grensekostnad, i tillegg til at de har reguleringsevne over året. Den marginale kraftproduksjonen vil følgelig være en kombinasjon av gass, olje og kull. Det er denne produksjonen som tilpasses svingninger i etterspørsel, tilgang og import/eksport over året. Dette er vist i figur 2.5.

Om det vil være naturgassfyrte, oljefyrte eller kullfyrte kraftverk som er marginal produksjon vil avhenge av brenselpriser, CO_2-kvoteprisen og i tillegg det gitte kapitalutstyrets teknologi - spesielt reguleringsevne og tilgjengelighet.

Kan vannkraft ligge på marginen likevel?

Norges import/eksportmuligheter tilsvarer 18 % av maksimalforbruket (4 320 MW av 23 000 MW), mens maksimal produksjon er omtrent 25 000 MW. Mesteparten av dette er magasinkraftverk, men i det norske systemet eksisterer det også uregulerbar elvekraft. Når det er snakk om overløp i vannkraftsystemet, skjer det normalt i uregulerbare elvekraftverk.

Når snøsmeltingen er på det sterkeste og det er full eksport av kraft ut av landet, vil det kunne være perioder der det ikke er avsetning for mer elektrisk kraft. Dersom det er eksportflaskehals i nettet og samtidig overløp på samtlige kraftverk innenfor flaskehalsen vil prisen være svært lav eller lik null. I en slik situasjon vil ikke redusert forbruk gi endringer i varmekraftproduksjon i Norge eller i utlandet. Med en pris nær null er det heller ingen stor fare for at det skal skje stor forbruksreduksjon.

Konklusjon for marginal elektrisitet på kort sikt

Den marginale produksjonen i det nordiske kraftsystemet er fossilfyrt. Sammensetningen av gass-, kull- og oljekraftverk på marginen er ikke konstant (avhenger av brenselpris, CO_2-kvotepris og teknologi for eksisterende kapitalutstyr). Dette er uavhengig av tilsiget (gitt normal variasjon), da et felles kraftsystem tilknyttet gass-, olje- og kullkraftverk alltid vil regulere gapet mellom tilbud og etterspørsel over året med de verk som har høye variable driftskostnader.

Modellresultater fra Samkjøringsmodellen ved 1 TWh og 10 TWh forbruksreduksjon

Samkjøringsmodellen er en driftsmodell for det nordiske kraftmarkedet. Investeringer behandles ikke, med andre ord er kapitalutstyret gitt og resultatene gjelder for kortsiktige betraktninger som diskutert i kapittel 2.

Forutsetninger for modellkjøringen

Kraftsystemet (produksjonskapasiteter, utvekslingskapasiteter og forventet forbruk) er modellert som for 2008, men med normalårs magasinfylling ved starten av året. Andre sentrale forutsetninger i modellkjøringene er:

- Overføringskabelen mellom Norge og Nederland (NorNed) er forutsatt å være i drift.
- Eksogene anslag på brenselspriser, kvotepriser og kraftpriser på kontinentet er basert på terminmarkedspriser pr. februar 2008.
- I Norge er kraftetterspørselen fordelt på ulike kategorier med individuell prisfølsomhet. I kategorien alminnelig forsyning er det antatt en engrospriselastisitet på -0,05. I de andre nordiske landene er det antatt lavere prisfølsomhet.

Vi har laget tre alternative beregninger som belyser virkningen av redusert forbruk:

A. Referanse
B. 1 TWh lavere forbruk enn i A.
C. 10 TWh lavere forbruk enn i A.

Forbruksreduksjonen i alternativ B og C gjøres i alminnelig forsyning (husholdninger og tjenestetyende sektor). Forbruksreduksjonene er fordelt over områder i henhold til hvert områdes andel av totalt norsk forbruk i alminnelig forsyning.

Modellresultater

Tabell 2.1 viser at det reduserte norske forbruket gjør at både produksjon og import reduseres. I tillegg gir modellresultatene lavere reduksjon i det norske kraftforbruket enn den initiale reduksjonen i scenarioene. Årsaken til at forbruksendringene ikke blir nøyaktig 1 og 10 TWh er nettopp priseffektene.

I alternativ B og C ser vi at henholdsvis 0,4 TWh og 3,7 TWh av den reduserte produksjonen i Norden gjøres i fossile kraftverk som gass-, olje- og kullkraftverk. Importen fra Europa reduseres også med henholdsvis 0,5 TWh og 4,2 TWh i alternativ B og C. Modellen gir ingen informasjon om hva slags produksjon som ligger på marginen for import, men det er sannsynlig at betraktningene for hvilken produksjon som ligger på marginen i Europa er noenlunde lik som for Norden slik diskutert i kapittel 2.2.3. Dermed kan vi anta at det er fossil kraftproduksjon som ligger på marginen også utenfor Norden.

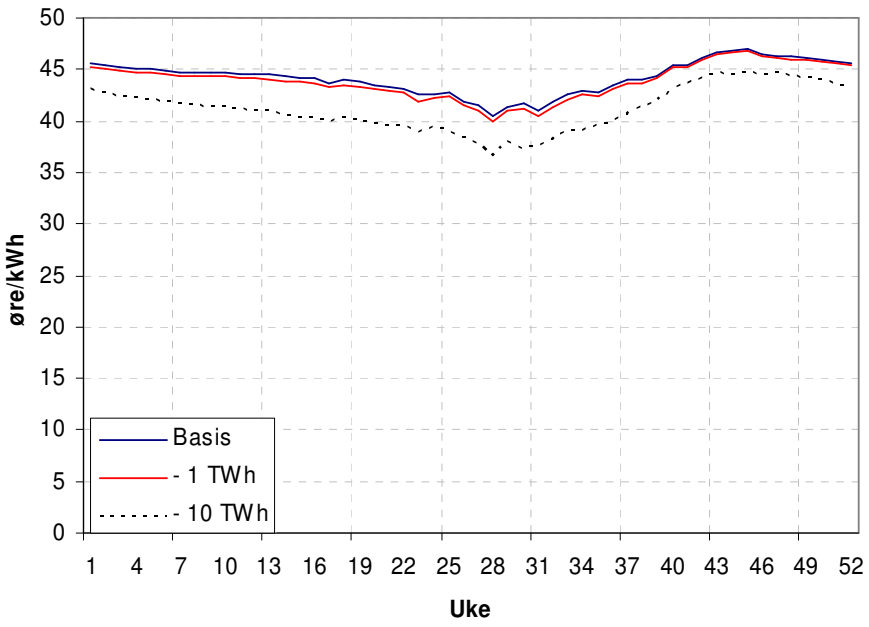
Endringene i kraftforbruket gir også noe endring i norsk vannkraftproduksjon. Årsaken til dette er at modellen er kalibrert likt i de to kjøringene. Noe forenklet kan man si at forbruksreduksjonen ikke tas fullstendig inn i vannkraftprodusentenes strategi, og det lagres mer vann sammenlignet med referansealternativet. Dette gir noe økt flomtap og redusert produksjon.

Tabell 2.1 Nordisk balanse ved etterspørselsendring på hhv. 1 TWh og 10 TWh i alminnelig forsyning i Norge[1]. Normale tilsig og temperaturer

	Scenario:			Endring i TWh	
TWh	(A) Referanse	(B) -1 TWh	(C) -10 TWh	(A-B) Δq = 1 TWh	(A-C) Δq = 10 TWh
Sum Produksjon + Nettoimport i NORDEN	**397,6**	**396,7**	**389,2**	**ΔQ_{A-B} = -0,9**	**ΔQ_{A-C} = -8,4**
Nettoimport	14,7	14,2	10,5	-0,5	-4,2
Vann og vind	206,1	206,1	205,6	0,0	-0,5
Kjernekraft	85,5	85,5	85,5	0,0	0,0
Annen termisk	91,3	90,9	87,6	-0,4	-3,7
Varmekraft kull	27,1	26,9	24,8	-0,2	-2,3
Varmekraft gass	4,0	3,9	2,9	-0,1	-1,1
Annet	60,2	60,1	59,9	-0,1	-0,3
Sum Forbruk i NORDEN	**397,6**	**396,8**	**389,2**	**ΔQ_{A-B} = -0,9**	**ΔQ_{A-C} = -8,4**
NORGE	123,6	122,7	114,6	-0,9	-8,9
Alminnelig Forsyning – Husholdninger	42,2	41,6	36,3	-0,6	-5,9
Alminnelig Forsyning – Tjenesteytende	27,3	26,9	23,5	-0,4	-3,8
Industri	16,5	16,5	16,5	0,0	0,0
Kraftkrevende Industri	33,6	33,7	34,1	0,1	0,5
Elektrokjeler	4,0	4,0	4,2	0,0	0,2
SVERIGE	147,3	147,3	147,8	0,1	0,5
DANMARK	35,9	35,9	35,9	0,0	0,0
FINLAND	90,9	90,9	91,0	0,0	0,0

Endringene i forbruksgruppenes etterspørsel er vist i Tabell 2.1. Alminnelig forsyning reduserer totalt sitt forbruk med henholdsvis 0,96 TWh og 9,64 TWh, men de reduserte prisene øker aktiviteten noe i industrien, og særlig i kraftkrevende industri. En liten endring kan også sees i forbruket i elektrokjelene. Elektrokjelene har imidlertid høyest prosentvis forbruksøkning. Prisene for de forskjellige scenarioene er vist i figur 2.6.

[1] Grunnlaget for termisk produksjonskapasitet (alt annet en kjernekraft) er basert på et eldre datasett. Det kan ha vært endringer i produksjonskapasiteter i den nordiske varmekraftproduksjonen som ikke er oppdatert i modellen. Dette gjelder også forbruksnivåene som kan ha endret seg siden modellgrunnlaget ble laget.



Figur 2. 6 Norske priser (gjennomsnitt for alle områder). Modellresultat for de scenarioene. Øre/kWh. (Normale tilsig og temperaturer)

Samkjøringsmodellen gir ikke CO_2-utslippene direkte, kun indirekte igjennom å gruppere hvilke kraftverk som benyttes. I resultatene er redusert import til Norden en konsekvens av lavere last i Norge som igjen gir lavere nordiske kraftpriser. Utvekslingen mot kontinentet er modellert mot eksogene kraftpriser i Nederland, Tyskland og Polen. For disse markedene inneholder ikke modellen informasjon om hvilke kraftverk som vil bli kjørt, dermed sier ikke modellen noe om hva miljøkonsekvensen av redusert import vil være. Utenfor Norden er det hovedsakelig termisk produksjon. Vi antar derfor at den reduserte produksjonen utenfor Norden har den samme sammensetning som for den reduserte termiske produksjonen i Norden, og at forbrukselastisiteten er den samme. Dette er en grov tilnærming, og innebærer at redusert import på 0,5 TWh fører til redusert produksjon på 0,4 TWh og 0,1 TWh høyere forbruk utenfor Norden.

CO_2-utslipp fra marginal produksjon

For å gi et mest mulig riktig bilde av konsekvensene er livsløpsutslipp knyttet til kraftproduksjon lagt til grunn. Det innebærer at utslipp i.e. forbundet med utvinning og transport av brensel også er inkludert. Følgende CO_2-intensiteter legges til grunn for den videre analyse, som baserer seg på et snitt av representative nordeuropeiske kraftverk (se tabell 2).

Tabell 2.2 CO_2-utslipp per kWh produsert fra ulike kraftverk. Kilde: [2]

Kraftverk	CO_2-utslipp i et LCA[1]-perspektiv
Kullkraft	1000 g/kWh
Gasskraft	400 g/kWh
Rest (olje, mottrykk etc.)	700 g/kWh (antar ligger mellom gass og kull)

Basert på utslippstall vist i tabell 2, får vi følgende utslippsreduksjoner som følge av redusert kraftetterspørsel i Norge.

Tabell 2.3 CO_2-utslipp per marginal kWh spart i Norge

Initial lastreduksjon Δq	Endelig lastreduksjon ΔQ	CO_2-utslippsreduksjon per kWh redusert initialt
1 TWh reduksjon	0,9 TWh reduksjon	660 g/kWh
10 TWh reduksjon	8,4 TWh reduksjon	580 g/kWh

Modellresultatene fra Samkjøringsmodellen gir altså grunn til å tro at også store etterspørselsendringer vil føre til at mesteparten av reduksjonen tilpasses av gass-, olje- og kullkraftverk.

Usikkerhet i modellresultatene

Det er flere forutsetninger i Samkjøringsmodellen som er usikre. Det som trolig er mest usikkert er prisene på brensel og CO_2-kvoter. Dette er viktige forutsetninger i modellen, da de i stor grad avgjør de variable, kortsiktige grensekostnadene. Tabell 4 viser utslippsreduksjonene som oppnås dersom vi benytter forbrukselastisitetene fra Samkjøringsmodellen og antar at det enten er gass- eller kullkraft som er den marginale produksjonsmåte for elektrisk kraft.

Tabell 2.4 CO_2-utslipp per marginal kWh spart i Norge

Initial lastreduksjon Δq	Endelig lastreduksjon ΔQ	CO_2-utslippsreduksjon per kWh (kun gass)	CO_2-utslippsreduksjon per kWh (kun kull)
1 TWh reduksjon	0,9 TWh reduksjon	340 g/kWh	850 g/kWh
10 TWh reduksjon	8,4 TWh reduksjon	290 g/kWh	720 g/kWh

For lastendringer på mellom 1 og 10 TWh i Norge kan vi dermed regne med en CO_2-reduksjon på mellom 290 – 850 g/kWh.

[1] LCA = Life Cycle Assessment. Tar med utslipp forbundet med hele livsløpet til et kraftverk. Det innebærer utslipp forbundet med bl.a. bygging og drift, i tillegg til utvinning, raffinering og forbrenning av brenselet.

Betraktninger på lang sikt

På lang sikt vil det være mulig å investere i nytt, eller å skrape gammelt, produksjons-, nett- eller forbruksutstyr i kraftsystemet. Vi har altså *fleksibelt kapitalutstyr* i motsetning til gitt kapitalutstyr på kort sikt. Med fleksibelt kapitalutstyr er det mulig å tilpasse kapasiteten i tillegg til driften av produksjons-, nett- og forbruksutstyret.

I et langt tidsperspektiv er det sannsynlig at forbrukselastisiteten er høyere, altså at vi er i en situasjon som illustrert i høyre graf i Figur 2.. Dette kommer som følge av at både forbrukere og produsenter på lang sikt vil ha bedre mulighet til å tilpasse seg økte kraftpriser ved å endre sitt kapitalutstyr. Eksempelvis vil dette være å skrape gamle panelovner, eller å investere i ny vindkraft eller annen ny produksjon. Det betyr at både forbrukere og produsenter har høyere elastisitet, altså bedre tilpasningsmuligheter, enn på kort sikt.

Generelt kan man si at på lang sikt vil større tilpasning av produksjonsapparat og hos sluttbrukere modifisere resultatene. Blant annet vil produsentene tilpasse seg strategisk til planlagte forbruksreduksjoner. Hvorvidt redusert forbruk på lang sikt vil dempe forbruks*veksten* eller faktisk redusere totalt kraftforbruk vil ha avgjørende innvirkning på endringer i produksjonsutstyr. Hvis forbruket faktisk reduseres (og ikke bare veksten) vil prisen bli lavere og vi får mindre investeringer. Samtidig vil lavere priser gi noe økt forbruk som igjen vil stimulere til investering i utstyr som bruker elektrisk kraft.

På lang sikt vil virkningene av lastreduksjon fortsatt være redusert pris og bedret kraftbalanse, men hva dette igjen får av konsekvenser for politikkutforming og nyinvesteringer i kraftsystemet er vanskelig å forutse. Premissene for utvikling av energisystemet på lang sikt er oppsummert under:

- Politiske rammebetingelser (skatter, subsidier, grønne sertifikater, EU direktiv, etc.)
- Pris på andre energibærere
- Økonomisk utvikling generelt (vekst trigger investering i ny kapasitet, og økt kraftforbruk)
- Holdninger (vil endres over tid avhengig av informasjon og opplysning, og om det er tilrettelagt for å velge alternative energiløsninger)

Når det gjelder miljøvirkninger av redusert forbruk på lang sikt er det viktig å vurdere den fysiske strukturen til energisystemet. Det at komponentene i energisystemet har lang levetid gjør at infrastrukturen i energisystemet er lite fleksibel. Dermed vil valg av energiløsninger (og energibærere) i dag ha avgjørende betydning for sammensetningen og strukturen av energisystemet langt fram i tid. Fremstilling av fornybar elektrisitet kan gjøres forholdsvis rimelig sammenlignet med alternative energibærere som biodrivstoff, hydrogen etc. Marginal bruk av elektrisitet fører til store CO_2-utslipp på kort sikt, men et skifte over til elektrisitet som energibærer kan likevel være gunstig med tanke på de strukturelle endringene det skaper, og mulighetene til å benytte fornybare energikilder. Hva som vil være mest miljøvennlig på lang sikt ikke nødvendigvis gitt ut i fra dagens øyeblikksbilde. Med andre ord vil valg av energiteknologier i dag kunne ha innvirkning på om vi får et miljøvennlig energisystem på lang sikt.

Konklusjon

Artikkelen har vist at vi kan redusere mellom 290 - 850[1] g CO_2 for hver kWh vi sparer i Norge på kort sikt. Dette er først belyst teoretisk og deretter beregnet ved hjelp av Samkjøringsmodellen med henholdsvis 1 og 10 TWh redusert forbruk.

Resultatene fra Samkjøringsmodellen tyder på at den marginale reduksjonen av CO_2-utslipp ligger et sted mellom kull- og gasskraft. For en forbruksreduksjon på 1 TWh hadde marginal kraft klimagassutslipp på 660 g/kWh, og for 10 TWh reduksjon lå utslippene på 580 g/kWh. Modellresultatene gir altså grunn til å anta at også store etterspørselsendringer vil føre til at mesteparten av reduksjonen tilpasses av gass-, olje- og kullkraftverk.

På lang sikt vil marginal produksjon være avhengig av en rekke faktorer. Generelt vil lavere forbruk gi lavere pris, noe som skyver ut produksjon med høyest produksjonskostnad, men i tillegg kommer politiske føringer og intervensjoner som kan endre lønnsomheten for enkelte teknologier gjennom støtteordninger. Ved vurderinger på lang sikt er det også viktig å være klar over de strukturelle konsekvenser i energisystemet som endringene i kapitalutstyr kan medføre. Øyeblikksbildet av marginale CO_2-utslipp fra et energisystem er ikke nødvendigvis egnet for å analysere langtidsvirkninger.

Legger man resultatene fra denne artikkelen til grunn er 600 g/kWh en rimelig størrelse på utslippsreduksjonen som blir realisert om norsk kraftforbruk reduseres. Det betyr at en vanlig elektrisk ovn på 1000 W som står på i én time, fører til utslipp av 600 gram CO_2 tilsvarende 3 – 5 km bilkjøring. Over et år vil en familie som sparer 10 % av sitt årlige strømforbruk på 20 000 kWh, kunne bidra til at CO_2-utslippet fra europeisk kraftproduksjon reduseres med 1200 kg. Det tilsvarer rundt 10 000 km bilkjøring i en liten dieselbil.

Kilder

[1] St.meld. nr. 18 (2003-2004) Om forsyningssikkerheten for strøm mv

[2] Ø. Vessia, *"Planning of sustainable energy distribution systems. Part III: A life cycle assessment perspective",* NTNU/SINTEF Energiforskning, Desember 2007 (TR A6560), http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/SEDS/

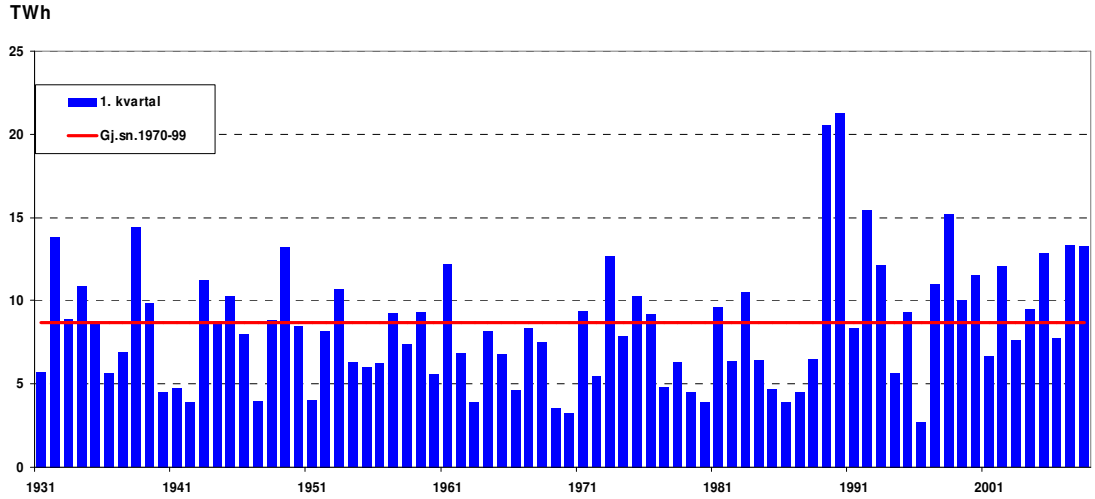
[3] Energi- og klimaplanlegging i kommunen –en veileder i prosessen ENOVA SF Veileder 2 2008 www.enova.no

[4] J. E. Stiglitz og C. A. Walsh, *"Principles of microeconomics"*, 4.ed., W.W. Norton&Company, 2002

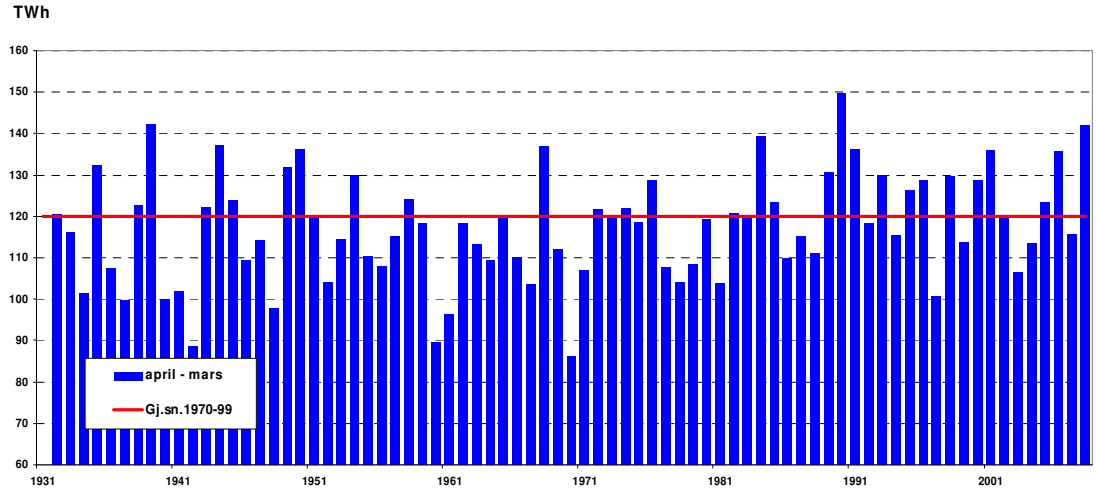
[1] 290 g/kWh hvis all marginalproduksjon er gasskraft og 10 TWh spares, og 850 g/kWh hvis all marginal produksjon er kullkraft og 1 TWh spares, jf avsnitt 3.4.

3 Vedlegg

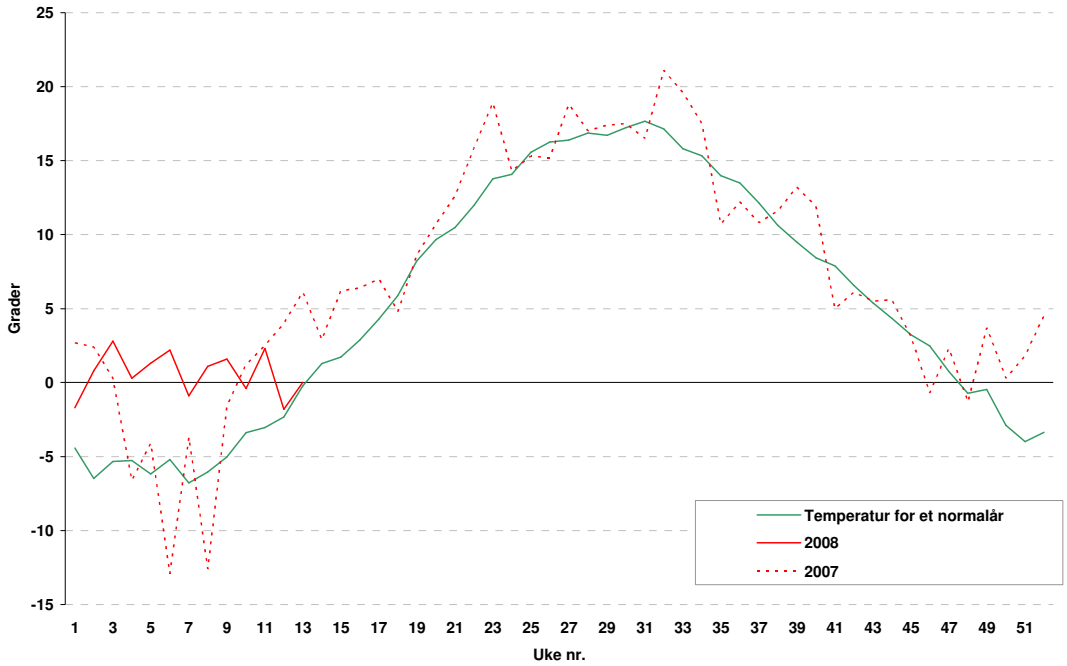
Figur 3.1 Nyttbart tilsig for 1. kv 1931 - 2008. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool



Figur 3.2 Nyttbart tilsig for 12-måneders perioden april til mars fra 1931 til 2008. TWh. Kilde: NVE og Nord Pool

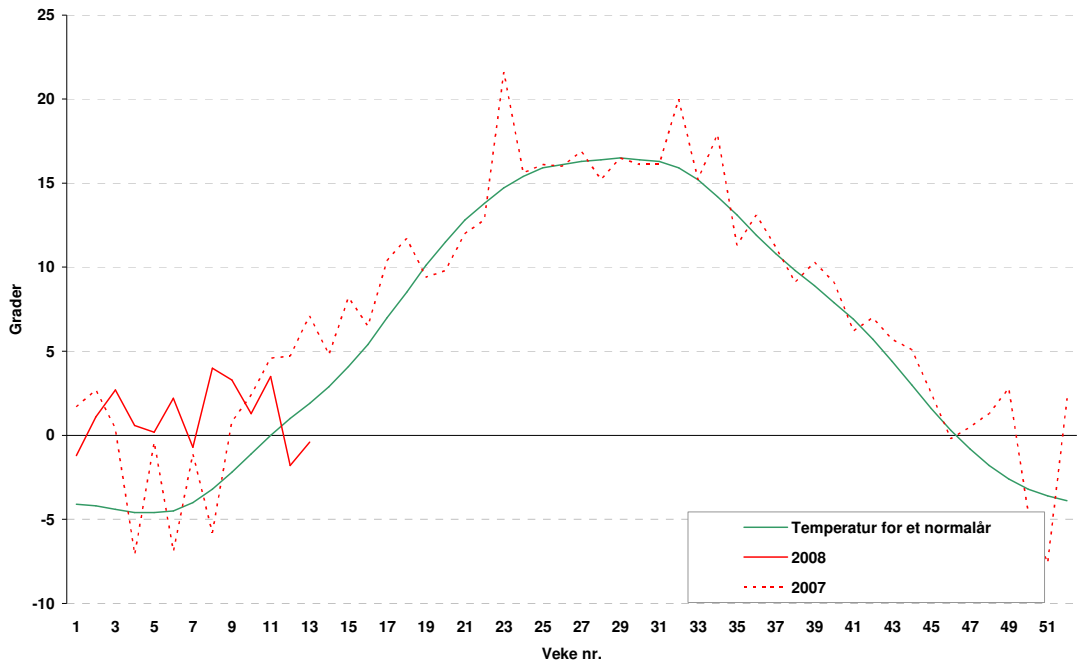


Figur 3.4 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool



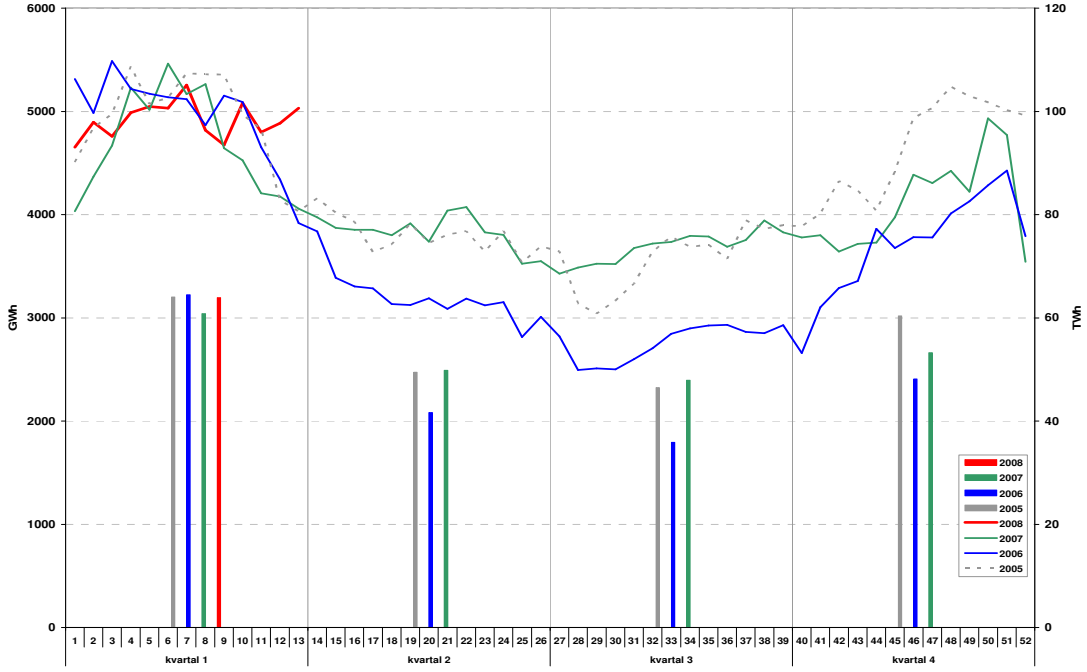
Figur 3.5 Temperaturutvikling - Stockholm, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool

Figur 3.6 Temperaturutvikling - Oslo, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool

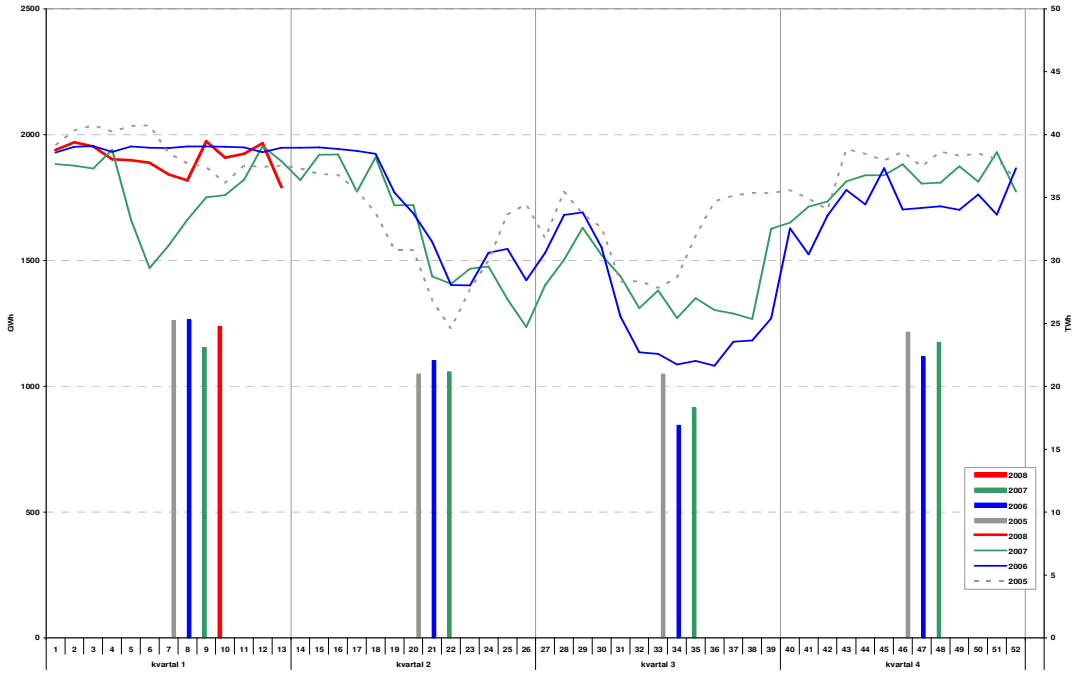


Figur 3.7 Temperaturutvikling - København, 2007 og 2008, Celsius. Kilde: Nord Pool

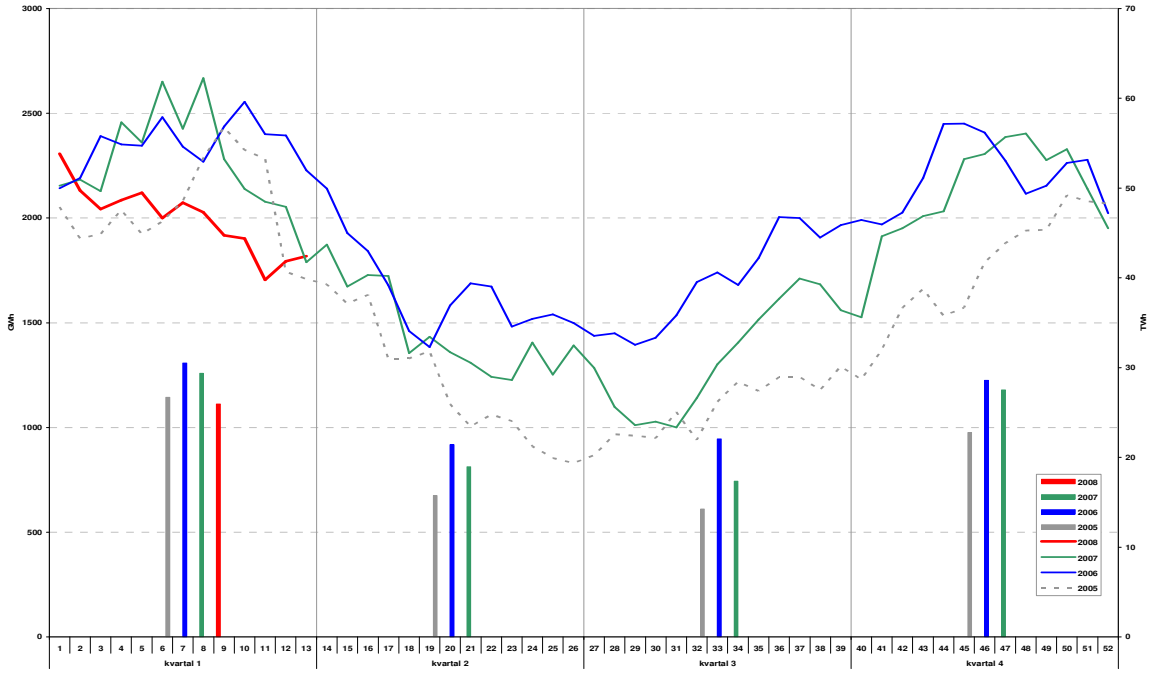
Figur 3.8 Nordisk vannkraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



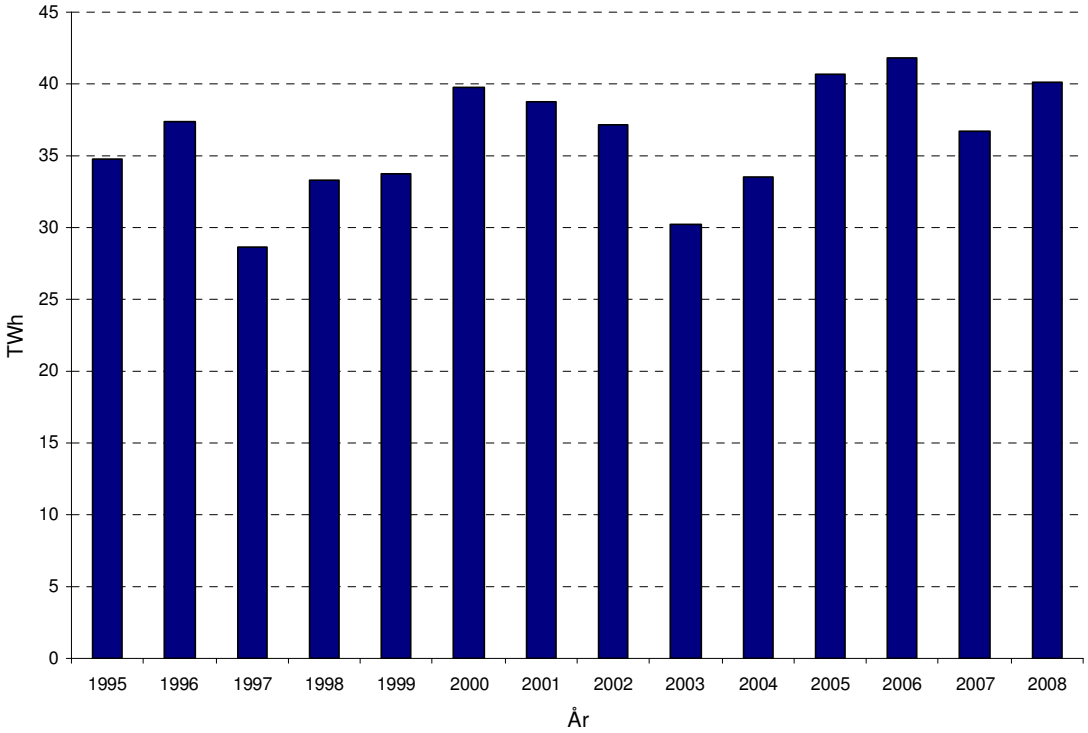
Figur 3.9 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



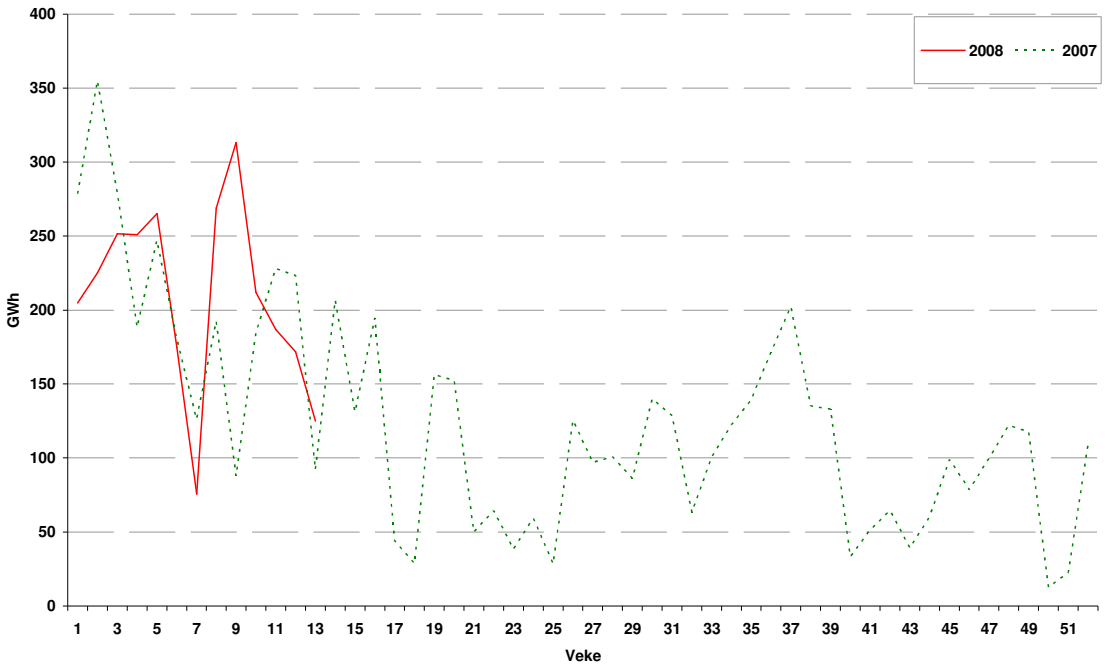
Figur 3.10 Øvrig nordisk kraftproduksjon, 2005 – 2008, uke (linje, venstre akse) og kvartalstall (søyle, høyre akse). GWh/uke og TWh. Kilde: Nord Pool



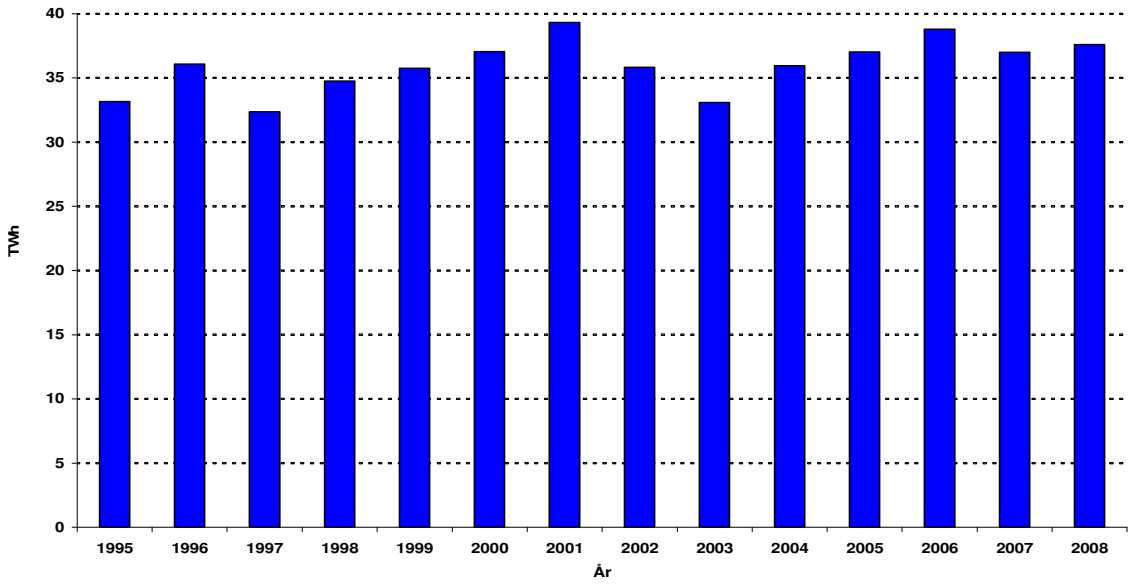
Figur 3.11 Kraftproduksjon i Norge, første kvartal for perioden 1995 - 2008 TWh. Kilde: NVE og SSB



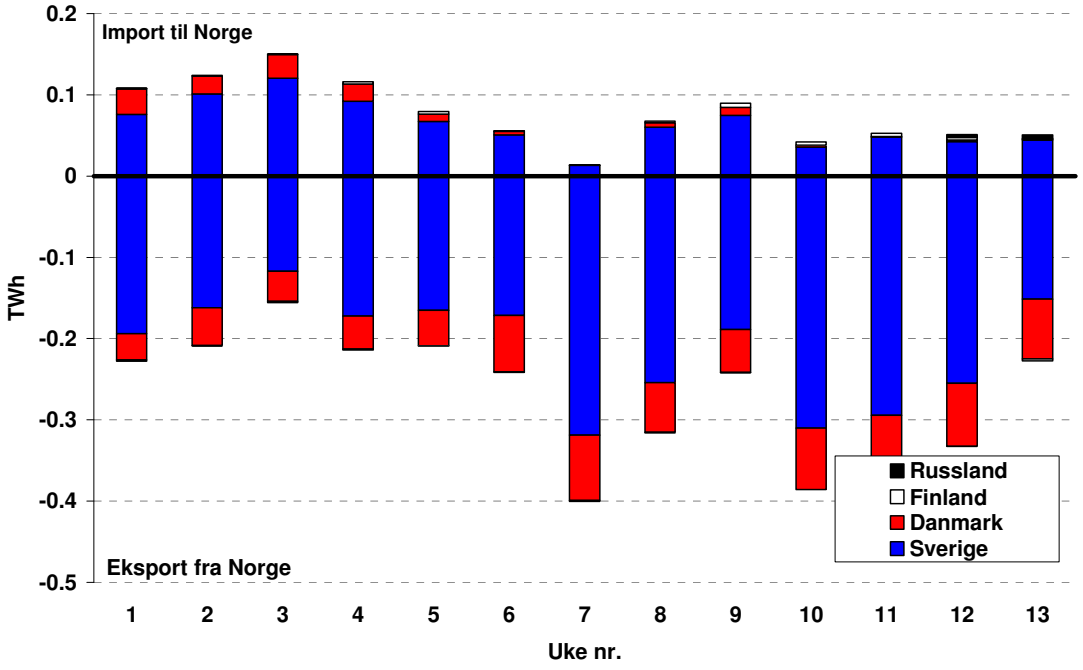
Figur 3.12 Dansk vindkraftproduksjon, 2007- 2008 GWh/uke. Kilde: Energinet.dk



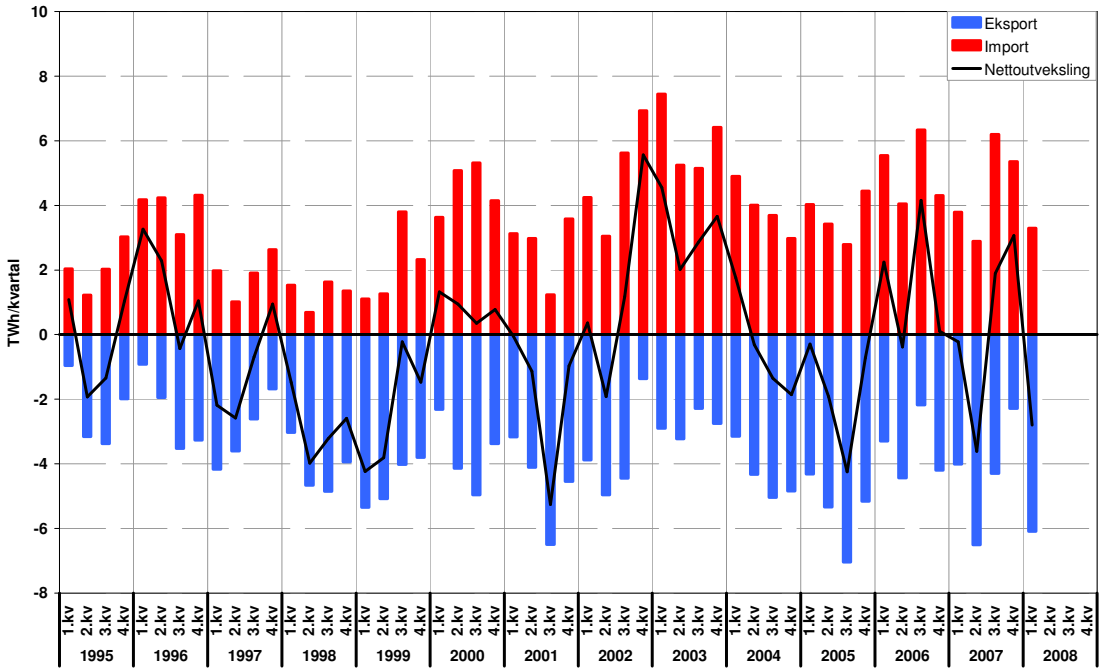
Figur 3.13 Innenlandsk forbruk av elektrisk kraft i første kvartal, 1995-2008, TWh. Kilde: NVE



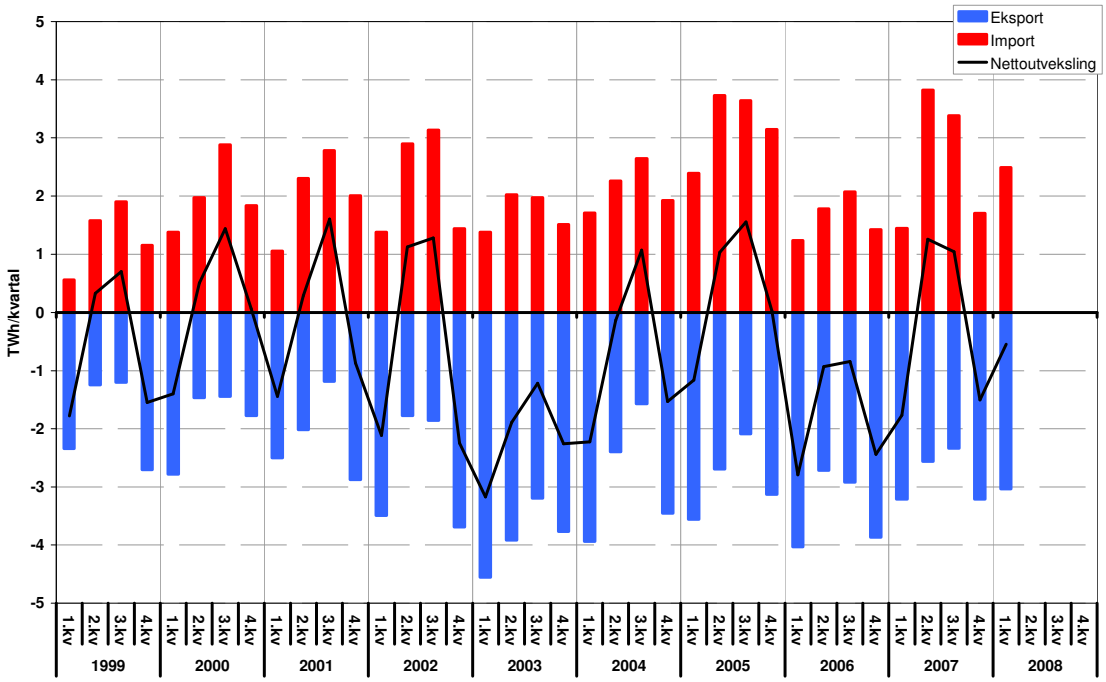
Figur 3.14 Norsk utveksling av kraft i første kvartal. TWh. Kilde: Nord Pool



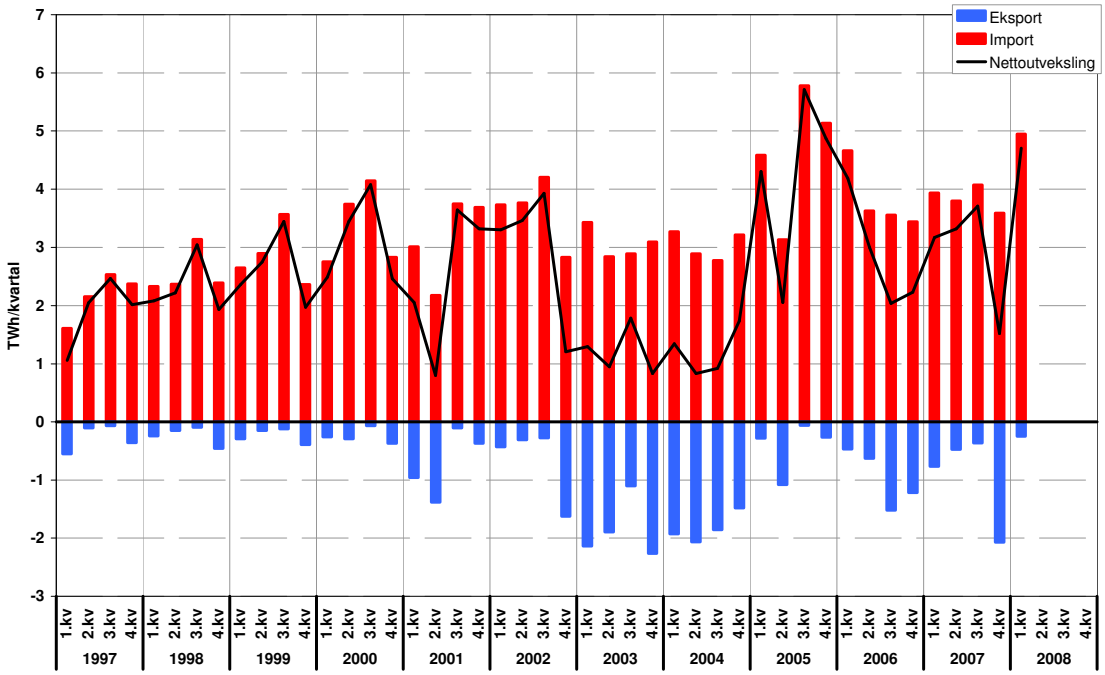
Figur 3.15 Import/eksport Sverige. TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.16 Import/eksport Danmark, 1999 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



Figur 3.17 Import/eksport Finland, 1997 – 2007, TWh. Kilde: Nord Pool



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

Utgitt i Rapportserien i 2008

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2007 (77 s.)

Nr. 2 Panagiotis Dimakis: Kartlegging av grunnvannsressurser 1. Base Flow Index (107 s.)

Nr. 3 Halvor Kr. Halvorsen (red.): NVEs tilsynsrapport for 2007

Nr. 4 Nils Henrik Johnson (red.): Kamuflasjetiltak på kraftledninger (104 s.)

Nr. 5 Knut E. Norén, Ivar K. Elstad, Norconsult: Forbislipping ved små vannkraftverk (17 s.)

Nr. 6 Ivar K. Elstad, Knut E. Norén, Norconsult: Minstevannføring ved små vannkraftverk (22 s.)

Nr. 7 Erik Holmqvist, Inger Karin Engen: Utvalg av tilsigsserier til Samkjøringsmodellen (51 s.)

Nr. 8 Jørn Opdahl og Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann. Drift og formidling 2007. Status pr. mars 2008. (39 s.)

Nr. 9 Knut Hofstad, Lars Tallhaug: Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore) (Revidert utgave av NVE rapport 1-2007)(38 s.)

Nr. 10 Hanne Marthe Østvold (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2007 (80 s.)

Nr. 11 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2008 (70 s.)