

Magasindisponering før og etter energiloven

**Ove Wolfgang, Arne Haugstad
Birger Mo, Ivar Wangenstein
Gerard Doorman**

Oktober 2007

**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:
NO 939 350 675 MVA

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Magasindisponering før og etter energiloven

SAKSBEARBEIDER(E)

Ove Wolfgang, Arne Haugstad, Birger Mo, Ivar Wangensteen,
Gerard Doorman

OPPDRAKSGIVER(E)

Olje- og energidepartementet

TR NR. TR A6569	DATO 2007-10-11	OPPDRAKSGIVER(E)S REF. Eli Jensen	PROSJEKTNR. 12X539
EL. ARKIVKODE 07050793849	RAPPORTTYPE	PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.) for Petter Støa	GRADERING Åpen
ISBN NR. 978-82-594-3303-9		FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.) for Petter Støa	OPPLAG SIDER 29 96
AVDELING Energisystemer	BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11		LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50

RESULTAT (sammendrag)

Denne utredningen om magasindisponering før og etter energiloven er bestilt av Olje- og energi departementet i forbindelse med evaluering av energiloven. Utredningens mål er å vurdere om disponeringen av vannmagasinene har endret seg over tid.

Vi viser hvordan gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske vannmagasiner har endret seg over tid. Basert på statistiske analyser og simuleringer med Samkjøringsmodellen undersøker vi om endringene kan forklares av tilsigsvariasjon.

I prinsippet skal ikke en overgang fra minimalisering av systemkostnader (før energiloven) til profittmaksimering (etter energiloven) gi en annen magasindisponeringen dersom markedet fungerer perfekt. Vi undersøker om andre strukturelle endringer i kraftsystemet etter 1990 kan forklare endringer i magasindisponeringen.

Hovedkonklusjoner

- Gjennomsnittlig fyllingsgrad i norske magasin er redusert med 4,6 prosentpoeng etter innføringen av energiloven i 1990.
- Dette kan ikke forklares med tilfeldig variasjon i tilsig.
- En del av reduksjonen i fyllingsgrad kan forklares av endringer i kraftsystemet etter 1990, bl.a økt utvekslingskapasitet, flere gode år i tilsigsstatistikken og et forbruk som responderer på pris.
- Våre analyser gir ikke grunnlag for å si at dagens magasindisponering gir en for lav fyllingsgrad sammenlignet med en samfunnsøkonomisk optimal tilpasning
- Før energiloven var sannsynligvis kraftselskapene noe forsiktigere enn dagens produsenter fordi de hadde et formelt ansvar lokalt for forsyningssikkerheten.

STIKKORD

EGENVALGTE	Energiloven	Deregulering
	Magasindisponering	Kraftsystems simuleringer

FORORD

Vi retter en stor takk til NVE og Nord Pool for hjelp i forbindelse med å etablere statistikk for magasindisponering. En like stor takk går til SKM Market Predictor, NVE og Statnett for hjelp i forbindelse med å etablere et referansecase for stadium 2005 med oppdaterte klimavariabeler.

INNHALDSFORTEGNELSE

	Side
FORORD	3
1 INNLEDNING	7
2 NÆRMERE OM MAGASINDISPONERING OG SYSTEMET FØR OG ETTER ENERGILOVEN	9
2.1 Vannkraftoptimalisering og vannverdiberegning	9
2.2 Prinsipielle forskjeller og likheter mellom det deregulerte markedet og det markedet som eksisterte før energiloven	10
2.3 Andre faktorer av betydning for magasindisponeringen/ produsentenes tilpasning	20
3 GJENNOMGANG OG ANALYSE AV MAGASINFYLLING OG TAPPEMØNSTER	24
3.1 Magasinenes fyllingsgrad 1980 - 2006	24
3.2 Produsert mengde og magasininnhold	26
3.3 Årsfordeling for produksjon, forbruk og eksport	29
3.4 Observert versus ”optimal” magasindisponering	31
4 SIMULERINGER: VIRKNINGER AV VIKTIGE ENDRINGER SIDEN INNFØRINGEN AV ENERGILOVEN	39
4.1 Oversikt over simulerte case	39
4.2 Endret rasjoneringspris	40
4.3 Økt tilknytning til nordisk og nordeuropeisk kraftmarked	45
4.4 Endret kraftbalanse	50
4.5 Betydning av ulike tilsigsmodeller	54
4.6 Redusert nedtappingsevne	59
4.7 Stadium 1990	61
5 OPPSUMMERING OG VURDERING	69
5.1 Oppsummering	69
5.2 Avsluttende vurdering	72
6 REFERANSER	73
7 APPENDIKS A. RESULTATER FOR HVERT MAGASINOMRÅDE	75
8 APPENDIKS B. PRODUSERT MENGDE OG MAGASININNHold ULIKE MÅNEDER	78
9 APPENDIKS C. REFERANSECASE STADIUM 2005	85
9.1 Samkjøringsmodellen	85
9.2 Vannkraftoptimalisering og vannverdiberegning	87
9.3 Forutsetninger for referansecaset	90
9.4 Simuleringsresultater for referansecaset	94

1 INNLEDNING

Denne utredningen om magasindisponering før og etter energiloven er gjennomført i oppdrag fra Olje- og energidepartementet i forbindelse med evaluering av energiloven [1]. Utredningens mål er å vurdere om disponeringen av vannmagasinene har endret seg over tid.

Vannmagasinene gjør at en kan spare vann i perioder med mye tilsig og bruke mer vann i perioder med større knapphet på vann. Vanligvis starter fyllesesonen om våren når snøen smelter, og den varer vanligvis til høsttilsiget avtar og oppvarmingsbehovet øker ved inngangen til vinteren. Flytting av produksjon fra perioder med lave priser til perioder med høyere priser er et sentralt motiv for magasindisponeringen. Men dersom en prøver å fylle magasinene helt opp før inngangen til vinteren kan en risikere at vann går tapt pga overløp fra magasinet dersom høsttilsiget blir stort. En optimal magasindisponering er derfor en balansegang hvor en på den ene siden ønsker å lagre vann til perioder med høye priser, og på den andre siden ønsker en å unngå tap av vann i form av overløp. Beslutningsproblemet er derfor både stokastisk (det er usikre faktorer som tilsig og pris) og dynamisk.

Verdien av lagret vann i et gitt magasin er også avhengig av de spesifikke egenskapene ved det lokale vannkraftsystemet, som magasinkapasiteter, hydrauliske koblinger og tilsigsvariasjon. I tillegg er forventet verdi av vann lagret i ett magasin i prinsippet avhengig av hvor mye vann det er lagret i alle andre magasin hver for seg, på grunn av innvirkningen disse har både på framtidig produksjon fra stasjoner i samme vassdrag og på framtidig markedspris. Så beslutningsproblemet en produsent står overfor daglig er både komplisert og preget av mange usikre faktorer.

Det er vanskelig å gjenskape et gitt historisk forløp, dels fordi en ikke vet hvilke forventninger aktørene hadde på ulike tidspunkt og dels fordi det ville være svært arbeidskrevende å oppdatere alle forutsetninger fortløpende for den perioden en analyserer. Videre kan det være vanskelig å trekke sikre konklusjoner basert på en analyse av et fåtall år siden en kan risikere at spesielle hendelser i enkelte år kan påvirke resultatene i betydelig grad.

I kapittel 2 gjør vi rede for hva vannkraftoptimalisering og vannverdiberegning er. Prinsipielle forskjeller og likheter mellom det deregulerte markedet og det markedet som eksisterte før energiloven beskrives. Konsekvenser av å bruke ulike metoder for å håndtere en ekstrem knapphetssituasjon analyseres. Vi diskuterer betydningen av lokale prissignaler innad i elspot-områder og beskriver de finansielle markedenes funksjon for produksjonsplanleggingen i det deregulerte systemet

I kapittel 3 vises hvordan den faktiske magasinfyllingen i ulike deler av året har utviklet seg de siste 27 år. Vi sammenligner fyllingsgraden i norske vannmagasin i en periode før innføringen av energiloven (1980 - 1990) med to perioder etter innføringen av loven (1991 – 1998 og 1999 – 2006). Den faktiske fyllingsgraden på ulike tidspunkt påvirkes av vanntilsiget som varierer fra år til år. For å finne ut om endringer i magasinenes fyllingsgrad kan forklares med tilsigsvariasjon gis noen alternative beskrivelser av magasindisponeringen hvor konsekvensen av

varierende tilsig er forøkt filtrert bort. Vi har også simulert den optimale magasindisponeringen for tilsigsårene 1980 – 2005 ved hjelp av Samkjøringsmodellen [2] for å undersøke om registrerte endringer i magasinenes fyllingsgrad kan skyldes tilfeldige variasjoner i tilsiget.

Det har skjedd mange endringer i det norske kraftsystemet siste 27 år, og dette vil reflekteres i magasindisponeringen. I kapittel 4 dokumenterer vi et sett alternative scenarier hvor vi har brukt Samkjøringsmodellen til å undersøke konsekvensen av spesifikke endringer blant annet i rasjoneringspris, utvekslingskapasitet, kraftbalanse og tilsigsstatistikk. I tillegg har vi beregnet optimal magasindisponering for et system som i store trekk tilsvarer det systemet som var i 1990. Formålet med disse analysene er å undersøke om endringene i magasindisponeringen kan forklares med de endringene som har skjedd i kraftsystemet.

I kapittel 5 gir vi en oppsummering av studien og det gis en samlet vurdering av endringene i magasindisponeringen etter innføringen av energiloven.

Appendiks A og B gir flere detaljer fra de statistiske analysene. Appendiks C gir en kort beskrivelse av Samkjøringsmodellen og av de forutsetningene vi har brukt i etableringen av et referansecase i denne studien.

2 NÆRMERE OM MAGASINDISPONERING OG SYSTEMET FØR OG ETTER ENERGILOVEN

I dette kapitlet gir vi en kort beskrivelse av hva vannkraftoptimalisering og vannverdiberegning er. Se appendiks C for utfyllende informasjon og referanser til metoder og modeller.

Prinsipielle forskjeller og likheter mellom det deregulerte markedet og det markedet som eksisterte før energiloven beskrives. Konsekvenser av å bruke ulike metoder for å håndtere en ekstrem knapphetssituasjon analyseres. Vi diskuterer betydningen av lokale prissignaler innad i elspotområder og beskriver de finansielle markedenes funksjon i det deregulerte systemet.

2.1 VANNKRAFTOPTIMALISERING OG VANNVERDIBEREGNING

Vannmagasinene gjør at en kan spare vann i perioder med mye tilsig og bruke mer vann i perioder med større knapphet på vann. Men dersom en prøver å fylle magasinene helt opp før inngangen til vinteren kan en risikere at vann går tapt pga flom dersom høsttilsiget blir stort. En optimal magasindisponering er derfor en balansegang hvor en på den ene siden ønsker å flytte vann til perioder med høye priser, og på den andre siden ønsker en å unngå flom. Dette beslutningsproblemet er derfor både stokastisk (det er usikre faktorer) og dynamisk (magasintappingen i én periode påvirker inntjeningen i andre perioder).

Målet med den tradisjonelle vannkraftoptimaliseringen er å maksimere det forventede samfunnsøkonomiske overskuddet (produsent- pluss forbrukeroverskudd) i løpet av planleggingsperioden. Som regel formuleres imidlertid optimaliseringsproblemet som et minimaliseringsproblem: En minimerer de samlede systemkostnadene (termiske produksjonskostnader, nettoimportkostnader, rasjoneringskostnader osv.) ved å dekke forbruket. Dette er en helt ekvivalent formulering såfremt en tar hensyn til at en kan redusere forbruket til gitte kostnader som representerer forbrukets betalingsvillighet.

I tillegg til at klimavariablene tilsig, temperatur og vind er usikre, er det en rekke andre usikre faktorer som påvirker kraftprisen, bl.a. priser på fossilt brensel, forbruk i andre land, kvotesystemer for CO₂ og utfall av produksjonsenheter eller viktige overføringslinjer. Verdien av lagret vann i et gitt magasin er også avhengig av de spesifikke egenskapene ved det lokale vannkraftsystemet og av hvor mye vann det er lagret i alle andre magasin hver for seg. En må gjøre betydelige forenklinger for å kunne løse et slikt problem.

Den matematiske metoden som tradisjonelt har blitt brukt for å løse slike optimaliseringsproblem kalles stokastisk dynamisk programmering (SDP). Den varianten som er tilpasset vannkraftoptimalisering kalles gjerne for vannverdimetoden. Sluttresultatet av beregningene er en vannverdimatrise som viser marginalverdien av lagret vann for ulike magasinutfyllinger i ulike uker og områder, og dette er en implisitt representasjon av den optimale strategien for vannkraftproduksjonen. Beregningen av vannverdimatrisen kalles derfor ofte for *strategiberegning*.

Når vannverdiene er beregnet simuleres det stokastiske systemet med de optimale strategiene for vannkraftproduksjonen. I disse simuleringene har vannverdiene omtrent samme funksjon for vannkraften som marginalkostnadene har for termisk kraftproduksjon. Vannkraftproduksjonen påvirkes både av vannverdier, av ulike restriksjoner (fysiske, tekniske og reguleringer), samt andre faktorer som vannets fallhøyde og generatorenes virkningsgrad ved ulike produksjonsnivå. I Samkjøringsmodellen fordeles vann på de enkelte magasinene ved bruk av en detaljert regelbasert tappefordelingsmodell.

Det som er beskrevet ovenfor kalles ofte *langtidsplanlegging*. Ved operativ planlegging av driften av magasinene suppleres denne relativt langsiktige planleggingen basert på vannverdiberegning og simulering med en mer kortsiktig planleggingsprosedyre. Typisk kan man ta utgangspunkt i magasinfyllingene simulert i *langtidsmodellen* noen måneder fram i tid, og med disse som rammebetingelse beregne marginalverdien av lagret vann til hvert enkelt magasin ved hjelp av en såkalt *sesongmodell*. Det finnes for eksempel en slik sesongmodell integrert i Samkjøringsmodellen, basert på flerscenario deterministisk optimalisering. Det finnes også mer avanserte stokastiske sesongplanleggingsmodeller. Enklere regnearktype modeller er også i bruk. Sesongmodellen gir en vannverdibeskrivelse for hvert magasin i slutten av en 1 – 2 ukers horisont, og da gjerne koblede vannverdier, dvs. at vannverdiene i de enkelte magasinene er avhengige av fyllingen i alle magasin, i hvert fall alle magasin i samme vassdrag. Denne vannverdibeskrivelsen danner grunnlaget for planlegging på kort sikt (1 – 2 uker fram) og anmelding i markedet neste døgn. Til dette benyttes alt fra avanserte optimaliseringsmodeller til enkle regnearktype betraktninger.

2.2 PRINSIPPIELLE FORSKJELLER OG LIKHETER MELLOM DET DEREGULERTE MARKEDET OG DET MARKEDET SOM EKSISTERTE FØR ENERGILOVEN

2.2.1 Forsyningsplikt for fastkraft

Driften av det norske kraftproduksjonssystemet har tradisjonelt vært basert på desentraliserte beslutninger. Det har aldri vært en sentral enhet med ansvar for driftsplanlegging slik tilfellet var for eksempel i England og til en viss grad også i Sverige før dereguleringen. Kraftselskapene betraktet forsyningsplikten som en grunnleggende rammebetingelse for sin planlegging. Det gjaldt for øvrig ikke bare drift, men også utbygging.

Forsyningsplikten medførte at kraftselskapene hadde plikt til å dekke fastkraftteterspørselen innenfor det området man hadde ansvaret for. Fastkraftteterspørselen ble under normale forhold ikke påvirket av prisen som ble dannet i markedet (Samkjøringsprisen) fordi den ikke nådde fram til disse forbrukerne. Årsaken var altså ikke at dette forbruket ble betraktet som uelastisk, men at man avsto fra å bruke prismetanismen for å påvirke denne delen av forbruket. Forsyningsplikten ble imidlertid ikke tolket slik at innskrenkning av fastkraftleveransen aldri skulle forekomme. Men det ble brukt en *rasjoneringspris* som skulle gjenspeile de tap og ulemper som forbrukerne ble påført ved leveringsinnskrenkning. Rasjoneringsprisen var ikke

en pris som en regnet med kunne oppstå i markedet. Det var en pris produsentene opererte med i sin planlegging.

Når kraftselskapene planla disponering av magasinene sine var egne forpliktelser, og en omforent rasjoneringspris som de fikk fra Samkjøringen (egentlig en rasjoneringsfunksjon, der prisen var avhengig av rasjonert mengde) sentrale rammebetingelser. Likevel ble det også før dereguleringen regnet med visse muligheter for å utveksle tilfeldig kraft i spotmarkedet. Ved beregning av strategien for disponeringen av vannkraften i eget området *kalibrerte* man modellen til å gi en disponering man hadde tillit til ved at man reduserte på mulighetene for utveksling mot omkringliggende områder. I praksis satte man en utvekslingskapasitet som var mindre enn den reelle når man etablerer vannkraftstrategien innenfor det område en hadde ansvaret for. Det typiske ved etablering av strategien ved vannverdiberegning var:

- å begrense kapasiteten til å selge spotkraft om sommeren (fyllingssesongen)
- å begrense kapasiteten til å kjøpe spotkraft om vinteren (tappesesongen).

Dette ville bidra til å øke vannverdien (fyllingen) om høsten, og senke vannverdien (fyllingen) om våren, i forhold til å utføre de samme beregninger uten disse begrensningene. Det var på den tiden nødvendig å innføre slike restriksjoner av modelltekniske årsaker, for å få en akseptabel strategi i forhold til en usikker spotpris (fordi algoritmene ikke var tilpasset dette). Så det er vanskelig å vite i hvor stor grad disse kapasitetsbegrensningene skyldtes et ønske om forsiktighet i disponeringen (forsiktighet mht. å stole på muligheter til oppdekning i spotmarkedet) eller nødvendig kalibrering av modellen på grunn av mangelfull løsningsteknikk. Helst spilte begge deler en viss rolle. Det kan nevnes at slike kapasitetsbegrensninger også benyttes av noen i dag, selv om nyere beregningsmetoder i større grad gjør dette unødvendig.

Inntrykket er at produsentene tidligere følte et betydelig ansvar for forsyningssikkerheten i sitt eget område, og at for eksempel Statskraftverkene antok en "landsfaderlig" rolle. De tok på alvor det ansvar de var tildelt. Man må anta at denne ansvarsfølelsen er redusert i dag; noe annet ville være overraskende, da energiloven har tatt bort hele dette ansvaret fra produsentene. I dag er det Statnett og NVE som har det formelle ansvaret for forsyningssikkerheten selv om nettselskaper og kommuner også er opptatt av energisituasjonen i regionen. Vårt inntrykk er at ansvarsfølelsen for å forsyne eget område ikke er helt borte, men det bør ikke overraske om dette spilte en større rolle tidligere. Dette kan derfor være en av årsakene til at magasinene gjerne ble kjørt høyere foran vinteren før, som statistikken i avsnitt 3.1 indikerer.

2.2.2 Systemoptimalisering versus profittmaksimering

Følgende formulering representerer den tradisjonelle (ikke-deregulerte) beskrivelsen av planleggingsproblemet:

Gitt en prognose for fastkraftforbruket, etabler en produksjonsplan (eller strategi) som minimaliserer den forventede systemkostnaden for å dekke dette forbruket, hensyn tatt til alle relevante restriksjoner.

Denne formuleringen er basert på den tidligere forpliktelsen som et selskap hadde for å dekke det faste kraftbehovet innenfor sitt konsesjonsområde. Dersom en forbrukers prognoserte fastkraftforbruk ble innskrenket, ble verdien av dette beregnet ved hjelp av rasjoneringsprisen. Rasjoneringsprisen var fra produsentenes side en fiktiv størrelse som ble brukt under planleggingen men som ikke ga noen økonomisk belastning for produsentene.

I en deregulert situasjon har produsentene i prinsippet ingen forpliktelse til å dekke forbrukernes fastkraftforbruk. I prinsippet er derfor det eneste målet å produsere og selge elektrisitet med maksimum fortjeneste. Dette kan formuleres på følgende måte:

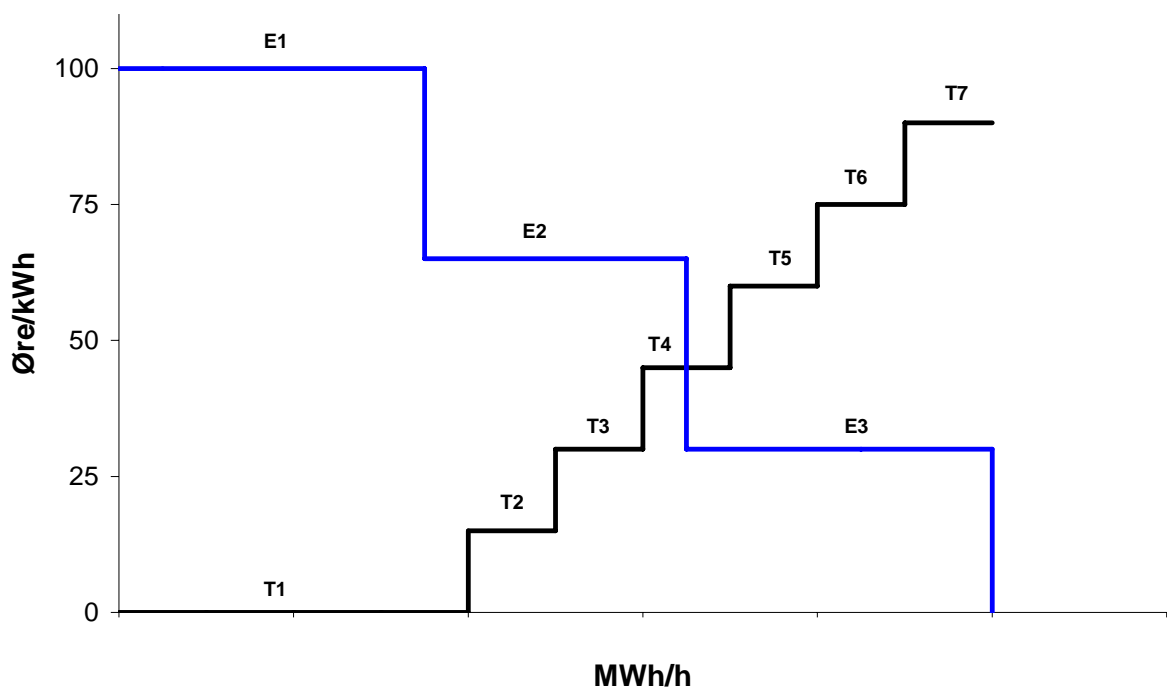
Gitt en prognosert framtidig markedspris (som i det lange løp er en stokastisk variabel), etabler en produksjonsplan (eller strategi) som maksimerer den forventede fortjenesten i løpet av planleggingsperioden, hensyn tatt til alle relevante restriksjoner.

Tilsynelatende representerer en overgang fra minimalisering av systemkostnader til maksimering av egen profitt en svært stor endring. På mange måter har også denne overgangen ført til at produksjonsplanleggingen har endret seg blant annet ved at det har blitt nye krav til modellutvikling. På den annen side vet en fra økonomisk teori at likevekten i et fungerende marked er kostnadseffektiv. I et enkelt eksempel vil vi nå vise at likevekten i et deregulert marked er identisk lik løsningen som gir minimale systemkostnader *forutsatt* at en utnytter fleksibilitet både på tilbuds- og etterspørselssiden av markedet.

Den sorte kurven i Figur 2.1 illustrerer marginalkostnader ved kraftproduksjon for ulike enheter (T1-T7), mens den blå kurven viser marginal betalingsvillighet for kraftforbruk for ulike enheter (E1-E3) i en enkelt periode. Produksjonsenhetene har ulik marginalkostnad. Den billigste enheten T1 har ingen marginalkostnad (for eksempel vindkraft eller uregulert tilsig), T2 har en større marginalkostnad osv. På etterspørselssiden er den marginale betalingsvilligheten størst for E1, mindre for E2 og minst for E3.

Først undersøker vi hvilken løsning som gir de laveste systemkostnadene. Systemkostnadene er produksjonskostnadene pluss kostnadene ved redusert forbruk. Den optimale løsningen må være karakterisert av at det kvantumet som produseres skal produseres så billig som mulig, mens forbruksreduksjonene gjøres for de enhetene med lavest betalingsvillighet. De totale produksjonskostnadene for ulike mengder er derfor gitt av arealet under den sorte kurven i Figur 2.1 regnet fra venstre mot høyre, mens de totale kostnadene ved å redusere forbruket er

gitt av arealet under den blå kurven regnet fra høyre mot venstre. Den optimale løsningen er der hvor kurvene krysser hverandre. Til høyre for dette punktet er den marginale betalingsvilligheten lavere enn marginalkostnaden slik at en kan spare systemkostnader ved å velge et lavere kvantum. Til venstre for punktet er den marginale betalingsvilligheten høyere enn marginalkostnaden slik at en kan spare systemkostnader ved å velge et høyere kvantum. Den samlede systemkostnaden i den optimale løsningen er derfor gitt av det arealet som er under både den sorte og blå kurven. I den kostnadsminimerende løsningen brukes produksjonsenhetene T1, T2, T3 og T4 (delvis) og vi dekker forbruket for enhetene E1 og E2, mens E3 er utkoblet pga lav betalingsvillighet.



Figur 2.1 Marginalkostnader (sort kurve) og marginal betalingsvillighet (blå kurve) i et kraftsystem / kraftmarked.

Nå undersøker vi hva som er likevekten i et deregulert marked i dette enkle eksempelet. Det forutsettes at alle aktører er pristakere og at både produksjonsenheter og forbruksenheter maksimerer gevinsten av å delta i kraftmarkedet. Eieren av en produksjonsenhet tilbyr derfor kapasiteten kun dersom prisen er minst like stor som marginalkostnaden. Kurven som viser marginalkostnadene for de ulike enhetene er derfor den aggregerte tilbudsfunksjonen i det deregulerte markedet, mens kurven som viser den marginale betalingsvilligheten er forbrukernes etterspørselskurve. Det er kun én pris som kan gi balanse mellom tilbud og etterspørsel, og det er en pris lik marginalkostnaden for enheten T4. Ved lavere priser er etterspørselen større enn tilbudet og ved høyere priser er tilbudet større enn etterspørselen. Følgelig er likevektsprisen gitt av marginalkostnadene for enheten T4. Til denne prisen ønsker forbruksenhetene E1 og E2 å kjøpe kraft, mens E3 har en betalingsvillighet som er lavere enn likevektsprisen. Produksjonsenhetene T1, T2 og T3 går for fullt siden prisen er over marginalkostnaden.

Produksjonsenhetene T5, T6 og T7 ønsker ikke å tilby kraft siden likevektsprisen er under deres marginalkostnader. Produksjonsenheten T4 er indifferent mellom å produsere eller ikke. Fra definisjonen av en likevekt vet vi imidlertid at samlet produksjon er lik samlet etterspørsel. I likevekten produserer derfor T4 akkurat det som er nødvendig for at dette kriteriet skal oppfylles. Følgelig er likevekten i dette enkle markedet identisk lik den løsningen som minimerer de samlede systemkostnadene. Vi ser også at den løsningen som gir minimale systemkostnader også gir maksimalt samfunnsøkonomisk overskudd som er gitt av arealet mellom tilbuds- og etterspørselskurven regnet fra venstre.

Såfremt en holder fast på forutsetningen om et perfekt fungerende marked med risikonøytralitet er dette resultatet (dvs. at en systemoptimalisering gir samme resultat som likevekten i et deregulert marked) generaliserbart for modeller med flere perioder, usikre variabler, flere regioner osv. En overgang fra en optimalisering hvor en minimerer systemkostnadene til profittmaksimering i et deregulert marked fører altså ikke i seg selv til en endret tilpasning såfremt markedet fungerer. Dette er årsaken til at en kan lage prognoser for deregulerte markeder ved hjelp optimaliseringsmodeller som Samkjøringsmodellen. I praksis har det imidlertid skjedd en rekke endringer som fører til at kraftmarkedet fungerer annerledes nå enn før energiloven. Overgangen fra et system hvor kraftselskapene hadde et systemansvar til et system hvor produsentene i utgangspunktet kun har ansvar for sin egen inntjening gjør også at myndighetene må være mer oppmerksom på mulighetene for strategisk atferd.

2.2.3 Samkjøringen og kraftbørsen

Samkjøringen var det sentrale organet for overvåking og koordinering av driften. Dette var en samarbeidsorganisasjon hvor kraftprodusentene deltok. Samkjøringen administrerte også kraftbørsen for utvekslingen av tilfeldig kraft som var operativ fra 1971. Dette var et internt kraftmarked hovedsakelig for kraftprodusenter. Kun noen typer forbruk (for eksempel kjeler som kunne bruke både olje og elektrisitet) fikk delta. Utenlandske aktører hadde heller ikke tilgang til Samkjøringsbørsen. Statskraftverkene, som før 1986 var et direktorat innenfor NVE, hadde monopol på utveksling med utlandet. I et våttår var Statskraftverkene en dominerende kjøper på børsen. Det som ble kjøpt, ble videresolgt til Sverige og Danmark. I et tørrår var Statskraftverkene importør og kanaliserte det videre ved salg til børsen. Systemtjenestene var ikke gjenstand for kommersielle transaksjoner. De store produsentene, i første rekke Statskraftverkene, stilte reserver til rådighet uten betaling.

Kun de kraftselskapene som hadde en akseptabel kraftbalanse fikk delta på kraftbørsen. Alle fastkraftsforpliktelser måtte dekkes opp av egen produksjonskapasitet eller ved innkjøp på faste langtidskontrakter. Kraftbalansen til deltakende kraftselskaper ble beregnet av Samkjøringen en gang pr år for å kontrollere at medlemsbedriftene hadde dekning for sine fastkraftforpliktelser. Disse beregningene inkluderte årlig energi så vel som maksimumskapasitet. Beregningsprosedyrer og resultater finnes i Samkjøringens årsberetninger fram til 1991. Forsyningsplikten ble også videreført på nasjonalt nivå på den måten at det ble forutsatt at deltakere i det nordiske samarbeidet Nordel hadde dekning for sitt eget fastkraftforbruk.

På grunn av kraftselskapenes oppdeckingsplikt for fastkraft var det et overskudd av produksjonsevne i forhold til fastkraftforbruket i et normalt år. Sammen med restriksjonene på deltakelse i kraftbørsen førte dette til at det stort sett var lave priser på kraftbørsen. Men dette hadde ingen påvirkning på langtidskontraktprisene eller på tariffene til andre forbrukere. Den offisielle prispolitikken på den tiden gikk ut på at prisen skulle reflektere kostnaden av å bygge ut mer kraft (langtidsgrensekostnad) [12]. I praksis var det en del lokale variasjoner og selvkostprising (gjennomsnittskostnad) var vanlig.

I gjennomsnitt var langtidsgrensekostnaden betydelig høyere enn korttidsgrensekostnaden representert ved spotprisen. Dette indikerer at produksjonssystemet var større enn det økonomisk optimale. I 1990 estimerte man en forventet korttidsgrensekostnad på 12-13 øre/kWh og en langtidsgrensekostnad på ca. 26 øre/kWh [13]. Den tilsvarende overkapasiteten ble estimert til 6-7 TWh/år.

Det spotmarkedet som oppsto etter omorganiseringen i 1991 var i stor grad basert på den allerede eksisterende kraftbørsen i Samkjøringens regi. Anmeldingene i kraftbørsen foregikk i prinsipp på samme måte som i dag og priskrysset ble beregnet på samme måte. Tidsoppløsningen var grovere og det manglet slike detaljer som blokkannmelding. Men prinsippet var det samme og Nord Pool overtok faktisk den algoritmen (SAPRI) som ble utviklet for Samkjøringen for å beregne pris og kvantum innenfor det gamle systemet.

De viktigste forandringene var at markedet ble åpnet for deltakelse for sluttbrukere og at alle restriksjoner og kontroller på de deltakende kraftselskaper ble fjernet. Prisen til forbrukere var ikke lenger politisk bestemt. I tillegg fjernet man kraftselskapenes plikt til å dekke fastkraft-etterspørselen innenfor det området man hadde ansvaret for før omorganiseringen. Disse forandringene har hatt avgjørende betydning for den påvirkningen spotmarkedet har hatt på det generelle prisnivået.

Erfaringen fra de første årene etter dereguleringen var at engrosprisene på Nord Pool børsen påvirket sluttbrukertarifffene bare i liten grad, og at effekten var forsinket. Tidsforsinkelsen har imidlertid minnet i løpet av de siste årene. Årsaken til dette er først og fremst hyppigere måleravlesninger og at det er enklere å skifte kraftleverandør. Prisvariasjonen mellom grupper av forbrukere og regioner har også minnet etter omorganiseringen, og dette er en sterk indikasjon på at konkurransen påvirker forbrukerprisen.

2.2.4 Modellutvikling

Når vi sammenligner planlegging under de gamle rammebetingelsene med situasjonen i dag, er det ikke bare den isolerte virkningen av energiloven som har hatt betydning. Planleggingen har også blitt påvirket av utviklingen av planleggingsverktøy og -prosedyrer.

Planleggingen under de gamle rammebetingelsene var enklere enn den vi har i dag. Men forandringen skyldes ikke bare innføringen av det åpne markedet. Det har i stor grad sammenheng med det som har skjedd på IT-sektoren. Sterkere data- og kommunikasjonssystemer gjør det mulig å operere med mer avanserte planleggingsprosedyrer. Dersom vi hadde beholdt de gamle rammebetingelsene når det gjelder organisasjonsstruktur og marked, ville en allikevel hatt en planlegging med mange av de elementene en har i dag.

Når det gjelder prisprognosering, var dette relevant også under de gamle rammebetingelsene. Før 1991 utarbeidet og publiserte faktisk Samkjøringen prisprognoser. Nord Pool har aldri gjort noe lignende fordi det ville bryte med upartiskheten som kreves av en markedsoperatør i et konkurransebasert system. Det ble riktignok diskutert om Nord Pool skulle fortsette Samkjøringens praksis, men det ble besluttet å overlate ansvaret for prisprognoseringen til de enkelte markedsaktørene.

Beregningen av vannverdier ble også tidligere basert på en stokastisk beskrivelse av framtidige priser. En kunne for eksempel bruke simulert pris fra Samkjøringsmodellen for de ulike tilsigsalternativene når en etablerte prisrekker for den stokastiske prisen til bruk i den enområde-modellen (Vansimtap) som ble brukt for å analysere kraftsystemet i eget område. Dette gav imidlertid ikke en fullt ut optimal strategi siden vannverdiene forutsatte at sannsynlighetsfordelingen for fremtidige priser var de samme i alle tilsigsalternativ. Algoritmen på det tidspunktet så altså ikke en forventningsrett framtidig pris som funksjon av inneværende ukes pris. Derfor var det nødvendig å kalibrere modellen når vannverdier ble beregnet med en stokastisk beskrivelse av spotprisen.

Man kunne gjerne tatt bedre hensyn til de stokastiske prisene også før energiloven. Grunnen til at bedre algoritmer ikke ble utviklet tidligere, var vel at det ikke var samme fokus på spotprisen og korrekt modellering av denne, i tillegg til at datidens datamaskiner krevde betydelig lenger regnetid enn dagens for å løse et slikt problem. Omsetning av spotkraft utgjorde en mindre del av omsetningen i et kraftselskap. Når det etter deregulering ble større fokus på spotprisen, ble det raskt utviklet nye algoritmer som bedre representerte framtidige prisforventninger (ved at pris ble introdusert som tilstandsvariabel, og priskorrelasjon mellom ukene representert).

Detaljerte modeller for sesong- og korttidsplanlegging ble heller ikke tatt i bruk før etter dereguleringen. Det var ikke fordi det ikke var relevant, men fordi modellene ikke var utviklet.

2.2.5 Håndtering av knapphetssituasjoner før og etter energiloven

Vi kan sjeldne mellom to tiltak som brukes for å påvirke en tørrårssituasjon og unngå skadevirkninger ved rasjonering. Det ene er tiltak når den kritiske situasjonen oppstår. Hvordan skal man redusere forbruket, og eventuelt få mer produksjon inn for å skape balanse? Det andre er tiltak for å påvirke magasindisponeringen slik at sannsynligheten for å havne i en krisesituasjon blir mindre. Disse mekanismene ble i betydelig grad påvirket av dereguleringen. En viktig parameter i den sammenheng er rasjoneringsprisen.

Tidligere ble det hvert år fastsatt en rasjoneringspris for bruk ved produksjonsplanlegging. Alle produsenter skulle benytte denne i sin planlegging. Samkjøringen av kraftverkene i Norge fastsatte denne rasjoneringsprisen som skulle representere de kostnader og skadevirkninger som ble påført forbrukerne ved en eventuell rasjoning. Prisene til forbrukere var imidlertid politisk bestemt.

Rasjoneringsprisen påvirket vannverdiregningene. Høy rasjoneringspris ga høy vannverdi og stimulerte til å holde vann tilbake i magasinene. Det reduserte sannsynligheten for å komme i en knapphetssituasjon. Men dersom en mangelsituasjon først oppstod, var det få virkemidler som kunne settes inn unntatt å foreta rasjoning. Man forutsatte ikke at den generelle pris-mekanismen kunne brukes for å redusere forbruket, unntatt for elektrokjellene som ble forutsatt utkoblet.

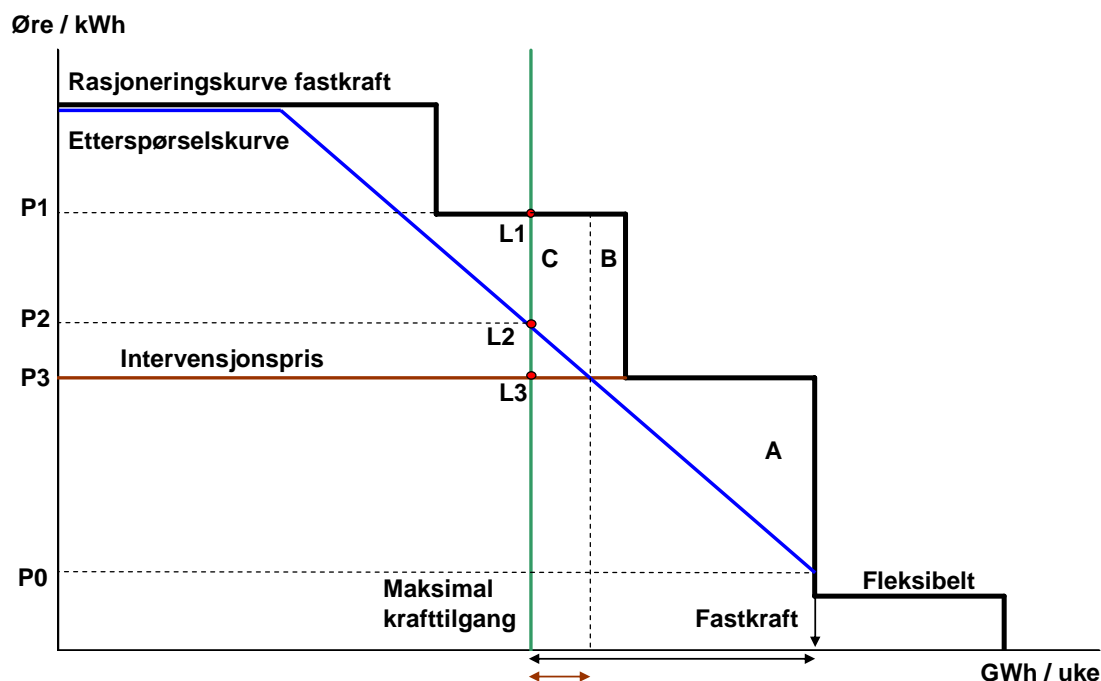
En av endringene som kom med deregulering var "avskaffelse" av en felles referansepris for svikt i leveranse av kraft for bruk i planleggingen av driften. I dagens system er prisen til forbrukerne i hovedsak bestemt av markedet, og dette gir en viss forbruksreduksjon i knapphetssituasjoner. Produsentene forventer imidlertid at myndighetene skal innføre tiltak for å sikre fysisk balanse i en svært anstrengt kraftsituasjon, derigjennom begrenses også indirekte de mest ekstreme utslagene i kraftprisene (reservekraft med mer). I hvilken situasjon, og hvilke priser som vil eksistere på dette tidspunktet eller i en eventuell rasjoningssituasjon er en usikkert for produsentene.

I produksjonsplanleggingen blir prisen i en rasjoningssituasjon (intervensjonspris) brukt på samme måte som rasjoneringsprisen ble brukt før, og den påvirker magasindisponeringen fordi den representerer den maksimale prisen produsentene tror de kan få i markedet. Problemet er at den ikke er kjent. Produsentene må gjette hvor en eventuell intervensjonspris ligger.

Når det gjelder håndteringen av en knapphetssituasjon når den først oppstår, har vi andre muligheter med det nye regimet. I og med at prisen slår gjennom i markedet, vil den generelle priselastisiteten gjøre seg gjeldende og det vil bidra til å balansere markedet uten at myndighetene trenger å gripe inn. Dersom rasjoneringsprisen (eller egentlig intervensjonsprisen) settes høyt, oppnår vi to ting. For det første får vi høy vannverdi (forutsatt at produsentene har korrekt informasjon om rasjoneringsprisen). Dette bidrar til at en vil holde mer vann tilbake i magasinene og dermed reduseres rasjoneringsfaren. For det andre tillates prisen å virke inn på forbruket opp til et høyere prisnivå. Dermed kan forbruket reduseres mer og sannsynligheten for at vi må gripe inn med rasjoningstiltak blir mindre. Senere i rapporten kvantifiserer vi denne effekten ved hjelp av simuleringer med Samkjøringsmodellen.

For driftsåret 1. mai 1990 – 30. april 1991 ble det brukt rasjoneringspriser mellom 69 og 462 øre/kWh. Rett etter innføringen av energiloven var det mange som brukte en maksimalpris på 70 øre/kWh i produksjonsplanleggingen. I de senere år er det imidlertid blitt klart at prisen må mye høyere før myndighetene griper inn. I vårt referansecase med Samkjøringsmodellen har vi brukt en pris på 300 øre/kWh.

I Figur 2.2 gir vi en forenklet illustrasjon på konsekvensene av å bruke ulike metoder for å håndtere en knapphetssituasjon etter at den er oppstått. Den metoden som ble brukt for håndtering av en ekstrem knapphetssituasjon før innføring av energiloven sammenlignes med den metoden som anvendes etter energiloven. Disse løsningene sammenlignes også med den samfunnsøkonomisk optimale løsningen.



Figur 2.2 Forenklet illustrasjon av håndtering av en knapphetssituasjon: Før energiloven, etter energiloven og samfunnsøkonomisk optimal tilpasning

Før innføringen av energiloven var konsumentprisen for fastkraften politisk bestemt, avmerket ved P0 i diagrammet. Den blå kurven illustrerer forbrukernes betalingsvillighet (etterspørselskurve). Til prisen P0 etterspørres en mengde som er avmerket "Fastkraft" på den horisontale akse. I produksjonsplanleggingen ble det brukt en rasjoneringspris for eventuelle reduksjoner i fastkraftleveransene, og rasjoneringsprisen var økende ved økende rasjoning. Denne rasjoneringskurven er illustrert med den svarte trappetrinnskurven til venstre for fastkraftmengden. Til høyre for fastkraften er resten av prisfleksibiliteten i markedet (bl.a. elektriske kjeler med oljefyrt reserve). Det er rimelig å anta at det er en større ulempe for forbrukerne å bli utsatt for en ufrivillig rasjoning sammenlignet med en selvvalgt forbruksreduksjon. I figuren er derfor etterspørselskurven tegnet inn noe under rasjoneringskurven. Det er også grunn til å tro at en vil få mer kostnadseffektiv utvelgelse av hvem som reduserer forbruket når forbruksreduksjonen skjer ut fra betalingsvillighet. I figuren er det imidlertid forutsatt at det forbruket som har lavest betalingsvillighet blir rasjonert først.

Vi forutsetter at en har havnet i en ekstrem knapphetssituasjon hvor den maksimale tilgangen på kraft (avmerket ved den grønne loddrette linjen) er mindre enn fastkraftetterspørselen. Før innføringen av energiloven måtte en ha gjennomført en rasjonering i en slik situasjon. Den rasjonerte mengden er avmerket av den svarte pilen under den horisontale akse (differansen mellom fastkraftforbruk og maksimal krafttilgang). Verdien av å ha mer kraft tilgjengelig i denne situasjonen er P_1 (forutsatt at rasjoneringsprisen representerer forbrukernes ulemper med å bli rasjonert), og denne prisen ble brukt i produksjonsplanleggingen. Konsumentene betalte imidlertid bare P_0 , og dette representerer en markedssvikt ved det gamle systemet.

Etter innføringen av energiloven må forbrukeren betale en markedsbestemt pris, så den blå kurven representerer etterspørselskurven til bruk i produksjonsplanlegging. Hvis vi forutsetter at all tilgjengelig kraft blir tilbudt er markedslikevekten gitt ved L_2 , med den tilhørende prisen P_2 . Det antas imidlertid at myndighetene vil gripe inn for å unngå alt for høye priser i en ekstrem knapphetssituasjon. Hvilke priser som vil eksistere i en eventuell rasjoneringsituasjon (her omtalt som intervensjonspris) er en usikkert, og andre kriterier enn pris vil være viktig for når myndighetene eventuelt griper inn. I diagrammet har vi forutsatt at intervensjonsprisen er lik P_3 , avmerket med den brune horisontale linjen i diagrammet. Til prisen P_3 ser vi at etterspørselen (gitt av den blå kurven) er større enn den maksimale tilgangen på kraft, og rasjonert mengde er avmerket med den brune pilen under den horisontale akse. Det er ikke behov for så mye rasjonering som i tilfellet før innføringen av energiloven siden en har fått en frivillig forbruksreduksjon pga høyere priser. Siden vi antar at kostnadene ved en frivillig forbruksreduksjon er mindre enn ved en ufrivillig rasjonering gir dette en samfunnsøkonomisk gevinst gitt av arealet $A + B$ i figuren.

I den samfunnsøkonomisk optimale løsningen utnytter en all fleksibilitet på forbrukssiden, og den optimale løsningen er gitt i punktet L_2 . Dersom en skulle fått realisert den optimale løsningen i det deregulerte markedet måtte en akseptert en pris lik P_2 . Dette ville i så fall gitt en samfunnsøkonomisk gevinst lik arealet C i figuren. Grunnen til at en kanskje ikke aksepterer priser over et gitt nivå er uheldige fordelingsvirkninger mellom forbrukere og produsenter. Sammenlignet med regimet før innføringen av energiloven er det samfunnsøkonomiske overskuddet $A+B+C$ større i den optimale tilpasningen.

I den samfunnsøkonomisk optimale løsningen er det ingen rasjonering i vårt eksempel. Selv om en tillater prisene å variere helt fritt er en i dagens system likevel ikke garantert at det kan etableres et priskryss (likevekt) på Nord Pool børsen i en gitt ekstrem situasjon fordi det kan mangle tilstrekkelig med bud for redusert forbruk. Forbrukernes betalingsvillighet for kraft er sannsynligvis ikke fullt ut representert ved ekstreme priser. Det er flere årsaker til dette. De færreste forbrukere betaler timeprisene i spotmarkedet for sitt forbruk. Det er som regel en viss forsinkelse fra en prisendring skjer på børsen til forbrukeren får en høyere pris, og prisen er som regel basert på gjennomsnittlig spotpris en periode. Dessuten reagerer ikke forbrukeren momentant på prisendringer fordi de ikke holder seg løpende oppdatert, og det er i liten grad implementert en automatisk utkobling av forbruk basert på priser.

I våre beregninger med Samkjøringsmodellen i kapittel 4 beregner vi en optimal magasin-disponering for en gitt rasjonerings-/intervensjonspris – 300 øre/kWh i de fleste analysene. Hvis markedet fungerer som det skal vil denne systemoptimaliseringen i prinsippet gi samme svar som likevekten i et deregulert marked under de samme rammebetingelsene. Som vist i Figur 2.2 er det strengt talt ikke rom for rasjoning i den samfunnsøkonomisk optimale løsningen. Rasjoning betyr at forbrukerne påføres ulemper eller kostnader som er større enn den marginale betalingsvilligheten. Derfor er den samfunnsøkonomiske rasjoneringskostnaden bestandig større enn intervensjonsprisen. Dersom den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden av en ufrivillig lastutkobling er langt større vil en intervensjonspris på 300 øre/kWh representere en markedssvikt som gir et samfunnsøkonomisk tap og en ikke-optimal magasin-disponering selv om markedet for øvrig fungerer som det skal.

I et av casene med Samkjøringsmodellen analyserer vi situasjonen før innføringen av energiloven. For dette caset har vi forutsatt at forbruket ikke responderer på pris, jf. ”fastkraft” forbruket til den politisk styrte prisen P_0 i Figur 2.2. I dette caset er en samfunnsøkonomisk optimal disponering av magasinene beregnet gitt den institusjonelle rammebetingelsen at fastkraftforbruket ikke responderer på pris. Men systemløsningen blir egentlig ikke samfunnsøkonomisk optimal fordi et forbruk som ikke får muligheten til å respondere på pris i seg selv representerer en markedssvikt.

2.3 ANDRE FAKTORER AV BETYDNING FOR MAGASINDISPONERINGEN/ PRODUSENTENES TILPASNING

2.3.1 Områdepriser

På den nordiske kraftbørsen Nord Pool beregner en hver dag en felles systempris (markedslikevekt) for hver time neste døgn. I utgangspunktet blir systemprisen gjeldene for hele Nord Pool området. Men dersom transmisjonsnettet ikke har stor nok kapasitet til å dekke ubalanser mellom produksjon og forbruk i noen faste områder (bl.a. Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge) beregnes egne områdepriser. Hvis et område får en høyere pris enn tilstøtende områder vil en ved beregning av områdeprisene forutsette at det overføres så mye som mulig til dette området. I spotmarkedsløsningen er altså forbrukernes tilslag større enn produsentenes tilslag med en mengde som tilsvarer den maksimale importen en regner med området kan ha. I driftstimen dagen etter sørger de fysiske lovene for at elektrisk kraft tilføres området gjennom nettet når forbruket overstiger produksjonen.

Prisene kan variere litt innad i elspotområder i forhold til områdeprisen på grunn av de tapsbaserte nett-tariffene. Områdeprisen får et påslag eller en reduksjon som skal reflektere de marginale tapene fra den noden kraftstasjonen er tilknyttet til den referansenoden som nodeprisen gjelder for. Disse tapsbaserte nett-tariffene differensieres mellom dag og natt/helg og de beregnes nå på nytt hver uke basert på prognosert last i nettet.

Dersom det oppstår flaskehals i overføringsnettet *innad* i et elspotområde blir det samfunnsøkonomisk korrekte prissignalet forskjellig ulike steder innenfor området. Dette blir ikke reflektert i spotprisen på elektrisk kraft, men ubalansen blir i Norge håndtert av Statnetts spesialreguleringer i regulerkraftmarkedet. Regulerkraftmarkedet er et balansemarked for aktører over en viss størrelse som kan justere produksjon eller forbruk på 15 minutters varsel. Det er en felles regulerkraftliste for hele Norden, og normalt må en bruke de beste budene først. Men dersom problemet er i et spesielt område kan en gå direkte på de aktørene som har rett geografisk plassering. Dette kalles spesialreguleringer. Ved en ”oppregulering” brukes de beste budene for økt produksjon eller redusert forbruk i forhold til spotkvantumet. Statnett betaler altså noen av aktørene i problemområdet for å justere forbruket eller produksjonen slik at en fysisk balanse opprettholdes. I tillegg til dette balansemarkedet er noen aktører betalt for å kunne justere produksjonen på enda kortere varsel. Det må være en fysisk balanse mellom innmating og uttak fra nettet hvert eneste sekund.

Øvre prisgrense for anmelding i regulerkraftmarkedet er 5000 øre/kWh eller 2 ganger spotprisen dersom dette gir en enda større pris. I teorien kan en derfor få et svært sterkt lokalt prissignal fra dette markedet. Dersom en region innenfor et elspotområde har kommet i en vanskelig energisituasjon og det i en periode er et systematisk behov for bruk av spesialreguleringer for å oppnå fysisk balanse, kan derfor en vannkraftprodusent tape betydelige beløp dersom magasinene er tappet helt ned og effekt ikke kan tilbys i regulerkraftmarkedet. I prinsippet skal derfor muligheten for ekstraintekter som følge av spesialreguleringer reflekteres i vannverdiene slik at vannkraftproduksjon reduseres og importen økes i forkant av en knapphetssituasjon. I praksis er det litt usikkert i hvilken grad mulige ekstragevinster fra spesialreguleringer blir tatt hensyn til i produksjonsplanleggingen siden spotmarkedet tradisjonelt har vært avgjørende for produsentenes magasin disponering. Ved bruk av Samkjøringsmodellen ihensyntas imidlertid regionale forskjeller innad i elspotområder dersom disse er delt opp i flere delområder i modellen.

Statnett kan også inngå bilaterale avtaler om redusert forbruk hos store forbrukere i en knapphetssituasjon. I tillegg får enkelte aktører (både produsenter og forbrukere) betalt for å legge inn bud i regulerkraftmarkedet. På denne måten kan en få redusert forbruket hos noen store aktører. Disse forbruksreduksjonene er generelt ikke kostnadseffektive siden ikke alle forbrukere står ovenfor den samme prisen (alminnelig forbruk betaler spotprisen). Siden ikke alt forbruk er inkludert i disse ordningene er også potensialet for forbruksreduksjoner noe begrenset. I siste instans er en nødt til å ty til ufrivillig lastutkobling dersom uttaket overstiger innmatingen. På lenger sikt kan en tenke seg at Statnett vurderer andre tiltak, for eksempel investeringer i egne gassgeneratorer eller økt overføringskapasitet, eller en kan gjøre underkuddsområdet om til et eget prisområde.

Hvis det er fare for at det skal oppstå energiknapphet i et område som er et eget prisområde vil dette føre til relativt høye vannverdier. Økte vannverdier fører til redusert produksjon for en gitt spotpris og dermed til økt import i forkant av en knapphetssituasjon. Hvis systemprisen gir et importbehov som er større enn kapasiteten i nettet beregnes et eget markedskryst for området hvor en forutsetter maksimal import. En høyere områdepris gir også forbrukerne et

insentiv til å redusere forbruket, og siden alle forbrukerne i utgangspunktet står ovenfor den samme prisen vil en få en mer kostnadseffektiv forbruksreduksjon enn for eksempel ved inngåelse av bilaterale avtaler eller ved bruk av bud på regulerkraftlisten.

Det er grunn til å tro at etablering av eget prisområde vil ha en sterkere effekt enn de tiltakene Statnett kan sette i verk uten etablering av prisområde. For det første er potensialet for forbruksreduksjoner større når en større andel av forbruket får en høyere pris. For det andre er områdeprisen i spotmarkedet et mye tydeligere prissignal til vannkraftprodusentene enn det signalet en får gjennom regulerkraftmarkedet.

Det er også noen ulemper med å etablere egne prisområder. Økte priser til forbrukere i under-skuddsområder kan oppfattes som urettferdig og det kan gi negative konsekvenser for eksempel for industriutvikling i slike områder. Det er mer komplekst for aktørene å planlegge dersom det er mange markeder og priser å forholde seg til. En oppsplitting av det totale markedet i ulike prisområder fører også til mindre konkurranse og dermed til økt fare for bruk av markedsrett i spotmarkedet. På den andre siden blir det redusert fare for bruk av markedsrett i regulerkraftmarkedet siden behovet for spesialreguleringer reduseres.

2.3.2 Funksjonen til de finansielle markedene – i forhold til produksjonsplanleggingen

De finansielle markedene på Nord Pool består blant annet av følgende typer produkter:

- Futures
- Forwards
- Opsjoner
- CfDs (Contract for Differences)

En presis beskrivelse av disse produktene finnes på Nord Pools hjemmesider www.nordpool.no. I dette avsnittet skal vi forsøke å kommentere hvordan prisene på noen av disse produktene påvirker produksjonsplanleggingen og dermed magasindisponeringen.

Prisene i Futures og Forward markedet, som ofte kalles terminmarkedet, gir en sikker systempris i dag for levering til ulike tidspunkter frem i tid. Det er vanlig å anta at prisene i et likvid terminmarked er en forventningsrett estimator for fremtidige spotpriser (systempris). Vi skal ikke her diskutere hvor god denne antagelsen er men bare konstatere at svært mange aktører benytter denne antagelsen når de lager sin spotprisprognose.

I en enkelt produsents produksjonsplanlegging hvor målet er å maksimalisere profitt inngår blant annet følgende faktorer:

- Fysikken til produksjonssystemet
- Tilstanden i systemet (magasinnivå, revisjoner)
- Prognoser for fremtidig tilsig, inkludert informasjon om snømagasin

- Prognoser for fremtidig spotpris inkludert informasjon om hvor usikker prognosen er og koplingen mellom fremtidige priser og tilsig.

I forhold til dette ser vi at prisene i terminmarkedet er en viktig forutsetning for produksjonsplanleggingen. I et terminmarked med stigende priser fremover i tid vil produsenten produsere mindre i dag enn hva man ville gjort i et marked med flat pris i terminmarkedet, og motsatt.

Prisene i opsjonsmarkedet kan benyttes til å beregne den implisitte volatiliteten til den fremtidige spotprisen. Dvs. at man ved hjelp av opsjonsprisen kan beregne hvor usikker fremtidig spotpris er. Det blir for omfattende å komme inn på hvordan dette gjøres i detalj her men bare konstatere at dette gjøres. Generelt kan man si at for en produsent med stor fleksibilitet i det fysiske systemet vil større usikkerhet med hensyn til fremtidig spotpris føre til mindre produksjon i dag enn hva som ville vært tilfelle dersom usikkerheten var mindre, gitt alt annet likt. Med stor fleksibilitet menes relativt store magasin og produksjonskapasiteter i forhold til tilsiget.

Prisene på CfDs kontraktene kan benyttes til å bestemme hvordan forventet fremtidig spotpris i et spesifikt prisområde avviker fra forventet systempris. For en produsent er det prisområdeprisen som er viktig, ikke systemprisen. Vi oppfatter det slik at dette markedet ikke har vært like likvid som terminmarkedet og at det derfor ikke er like vanlig å benytte dette markedet direkte som input til prisprognose prosessen.

Vi har her kort kommentert den direkte sammenhengen mellom prisen på noen finansielle produkter og produksjonsplanleggingen. Disse markedene har selvsagt også en viktig funksjon i forbindelse med risikostyring for alle aktører i markedet inkludert produsenter. Generelt bidrar terminmarkedet til å flytte risikoen bort fra de mest risikoaverse aktørene. Hvis terminmarkedet ikke hadde eksistert ville en sannsynligvis hatt bilaterale avtaler isteden, men da ville en hatt mindre informasjon om forventet pris. De aller fleste vannkraftprodusentene er risikonøytrale og profittmaksimerende når de planlegger disponering av magasinene sine. Et mulig unntak er at de kan "kalibrere" den langsiktige strategien for magasinindisponering til noe annet enn det en optimaliseringsmodell gir direkte, men etter det vi kjenner til er det ikke vanlig at de større produsentene aktivt bruker magasinert vann til risikohåndtering. Produsentenes risikoholdning har derfor normalt ikke betydning for magasinindisponeringen men kun for den kontraktporteføljen som den enkelte produsent har.

I tillegg til at man benytter markedet til å prognosere fremtidig spotpris benytter man også modeller som Samkjøringsmodellen. Noen aktører benytter bare markedet, mange benytter en kombinasjon av markedsinformasjon og resultater fra modeller og noen benytter bare Samkjøringsmodellen.

3 GJENNOMGANG OG ANALYSE AV MAGASINFYLLING OG TAPPEMØNSTER

3.1 MAGASINENES FYLLINGSGRAD 1980 - 2006

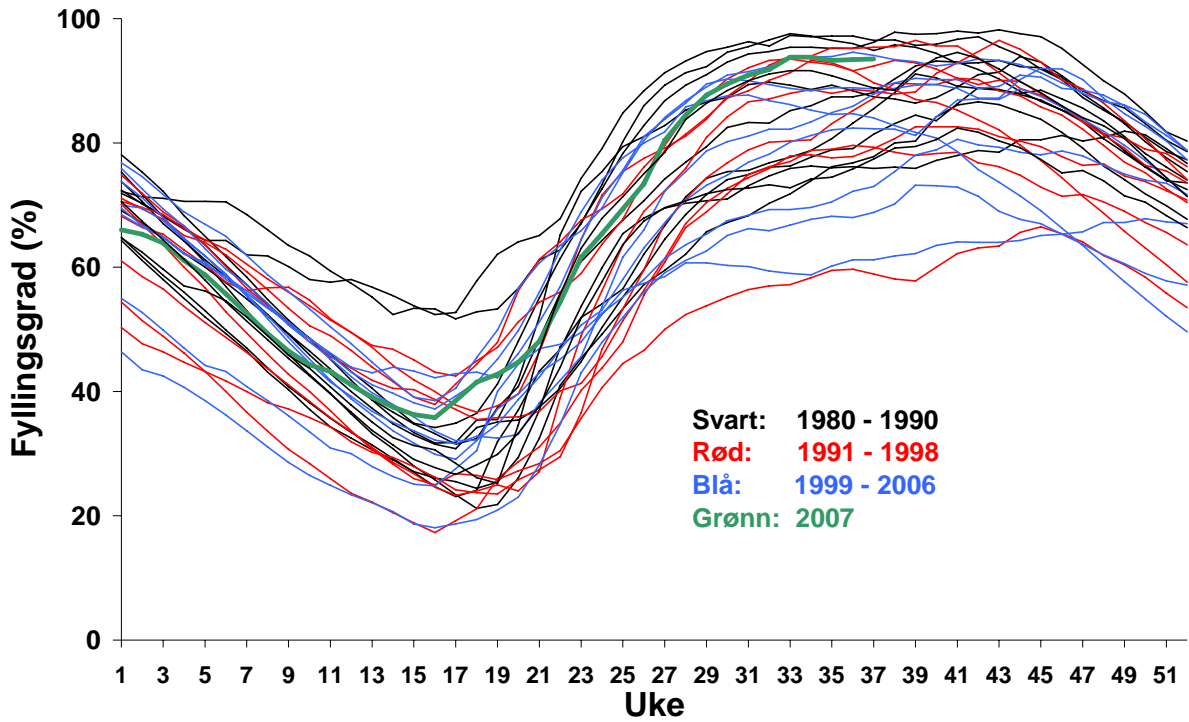
Det ble samlet inn ukedata for magasinfylling for hver regulant t.o.m. høsten 1992. Etter at NVE overtok datainnsamlingen i 1994, samles det inn data for ca 500 magasiner som tilsvarer rundt 97 % av landets totale magasinkapasitet målt i GWh. Vi har fått gjennomsnittsverdier for magasinenes fyllingsgrad fra NVE f.o.m. 1982 for hele Norge og for NVEs 3 magasinområder. For årene 1980 og 1981 har vi fått gjennomsnittstall for hele Norge fra Nord Pool.

Figur 3.1 viser gjennomsnittlig fyllingsgrad i norske magasin for alle år f.o.m. 1980. De svarte, røde og blå kurvene viser magasinfyllingen hhv før innføringen av energiloven (1980 – 1990), første halvdel av perioden etter energiloven (1991 – 1998) og siste halvdel av perioden etter energiloven (1999 – 2006). Figur 3.2 viser det årlige gjennomsnittet for hver av de tre periodene, mens Figur 3.3 viser gjennomsnittet hhv før og etter innføringen av energiloven.

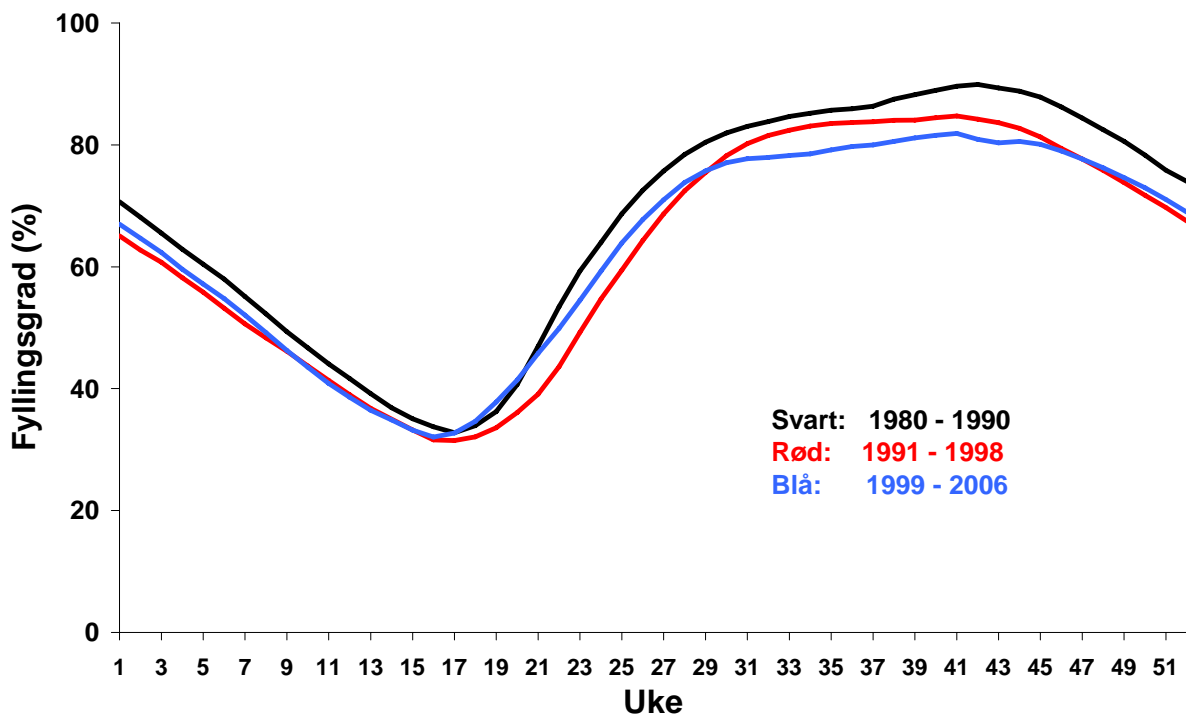
Fra Figur 3.3 fremgår det at gjennomsnittlig fyllingsgrad i norske magasin var større før innføringen av energiloven (1980 – 1990) enn etter (1991 – 2006) i alle uker. I gjennomsnitt er fyllingsgraden redusert med 4,6 prosentpoeng. Forskjellen i gjennomsnittlig magasinfylling før og etter energiloven er størst i starten av tappesesongen og minst i starten av fyllesesongen. I ukene 19 og 43 er forskjellen henholdsvis 0,5 og 7,4 prosentpoeng.

Fra Figur 3.2 fremgår det at en i den siste perioden etter innføringen av energiloven (1999 – 2006) har hatt større fyllingsgrad i starten av fyllesesongen og redusert fylling ut over sommeren sammenlignet med den første perioden etter innføringen av energiloven (1991 – 1998). Dette tyder på at relativt mer magasin vann benyttes om sommeren i den siste perioden (1999 – 2006) sammenlignet med de øvrige periodene og særlig sammenlignet med perioden før innføringen av energiloven. Gjennomsnittresultater for hvert av NVEs magasinområder for perioden 1982 – 2006 er vist i Appendiks A.

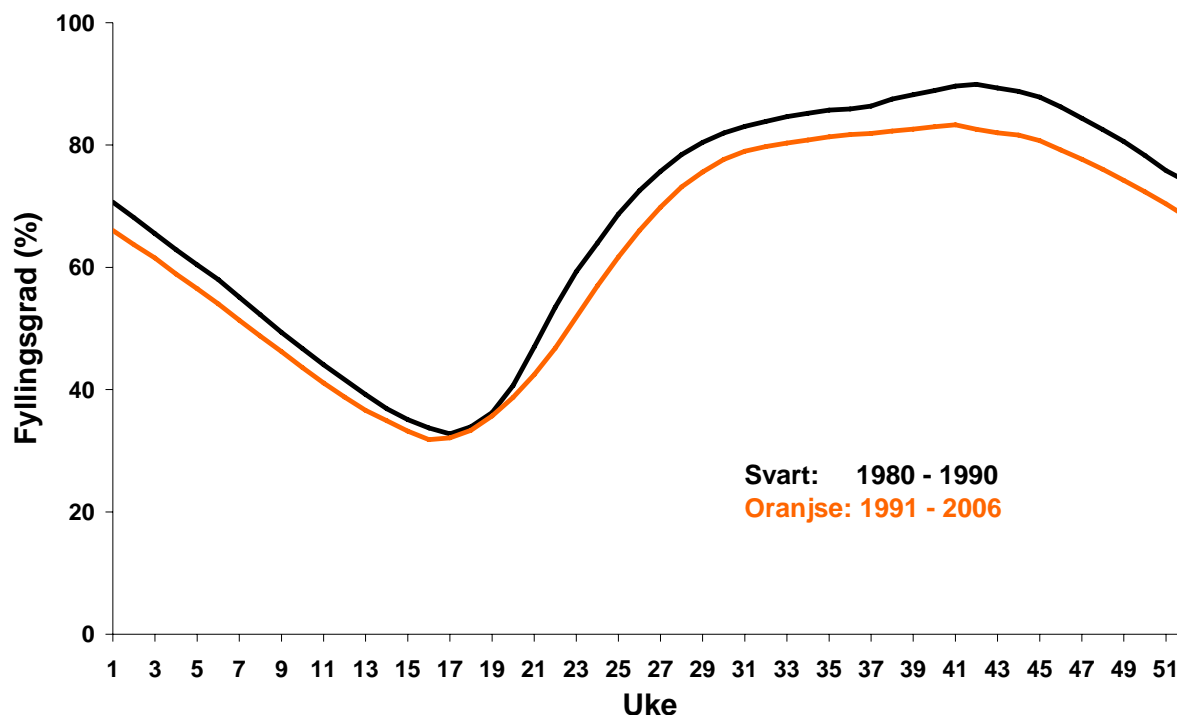
Endringen i registrert magasinfylling er et av hovedresultatene fra denne utredningen. I resten av utredningen vil vi prøve å svare på hva som kan være årsaken til den registrerte endringen. Først undersøker vi om endringen kan forklares med naturlige variasjoner i vanntilsig og temperatur. Denne variasjonen fører til at det er en viss stokastisk variasjon (tilfeldigheter) i disse gjennomsnittresultatene selv om periodene er hhv 11, 8 og 8 år. Deretter undersøker vi om andre strukturelle endringer som har skjedd etter 1990 kan forklare endringen i registrert magasinfylling.



Figur 3.1 Fyllingsgrad hele Norge 1980 – 2007.



Figur 3.2 Gjennomsnittlig fyllingsgrad hele Norge i 3 perioder.



Figur 3.3 Gjennomsnittlig fyllingsgrad hele Norge før og etter energiloven.

3.2 PRODUSERT MENGDE OG MAGASININNHOLD

Som nevnt er resultatene i Figur 3.2 og Figur 3.3 til en viss grad påvirket av tilfeldige variasjoner i tilsiget. Vi vil nå prøve å filtrere bort mesteparten av den tilfeldige variasjonen som skyldes varierende tilsig. Hvis produksjonen i en bestemt måned (for eksempel august) er større for ett år enn for et annet år til tross for at magasinfyllingen er omtrent den samme, kan denne forskjellen normalt ikke forklares med at historisk tilsig (for eksempel tilsig siste 12 mnd) har vært forskjellig for disse årene. Ved å plote vannkraftproduksjonen mot mengden lagret energi i magasinene for en bestemt måned kan vi derfor få en alternativt mål på magasin-disponeringen som i mindre grad påvirkes av tilfeldige variasjoner i tilsiget.

Vannkraftproduksjon per måned for perioden 1980 – 1992 er hentet fra Samkjøringens årsrapporter [3]. F.o.m. 1993 er produksjonstallene hentet fra Statistikkbanken [4]. Magasinfyllingen i TWh er beregnet som produktet av fyllingsgradstallene fra NVE og Nord Pool og magasinkapasitetstall fra Samkjøringens årsrapporter t.o.m. 1992 [3] og Nordel etter 1993 [5].

Figur 3.4 viser resultatene for august. De svarte sirklene viser produsert mengde og magasinfylling i august for årene 1980 – 1990, de røde sirklene viser registreringene for 1991 – 1998 mens de blå sirkelen viser registreringer 1999 - 2006. Fra figuren ser vi at de blå sirklene typisk ligger relativt høyt sammenlignet med de røde og svarte sirklene ved omtrent samme magasinfylling. I Figur 3.5 har vi tegnet inn en regresjonslinje (minste kvadraters metode) for hver av dataperiodene. Slike regresjonslinjer brukes ofte til å fremheve systematiske trender i data. Den blå linjen minimerer det kvadrerte avviket mellom linjen og de blå punktene, og tilsvarende for

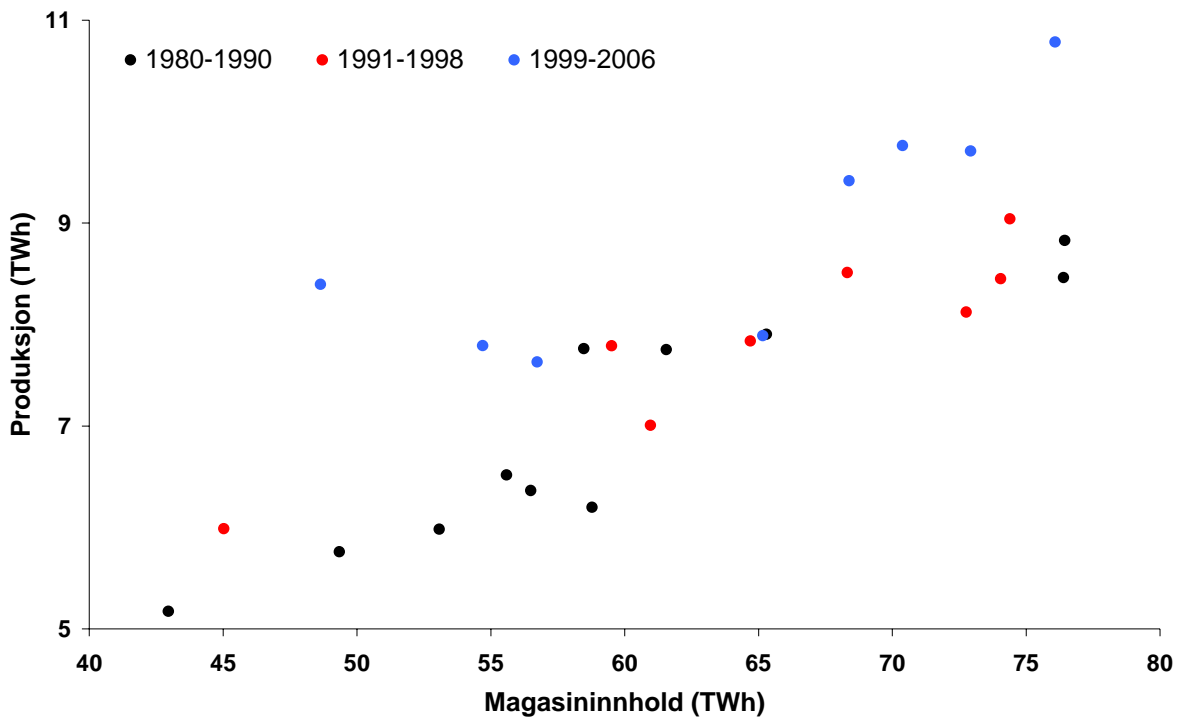
den røde og den svarte linjen. For august ligger den blå linjen klart over de to andre linjene, mens den røde linjen ligger mellom den blå og den svarte. Det ser altså ut til at vannkraftproduksjonen i perioden 1999 - 2006 har vært relativt stor i august måned i forhold til mengden energi lagret i magasinene. Dette er en klar indikasjon på at den økende avstanden mellom gjennomsnittlig magasinutfylling for denne perioden og de øvrige periodene f.o.m. uke 30 i Figur 3.2 ikke bare skyldes tilfeldige variasjoner i tilsiget.

Tilsvarende analyser for alle måneder er vist i Appendiks B. Figurene viser at produksjonen for en gitt magasinutfylling typisk er størst for perioden 1999 - 2006 og minst for perioden før energiloven. I perioden 1991 - 1998 er imidlertid produsert mengde mindre avhengig av energimengden i magasinene. I en del tilfeller er derfor den røde regresjonslinjen over den blå ved lave magasinutfyllinger.

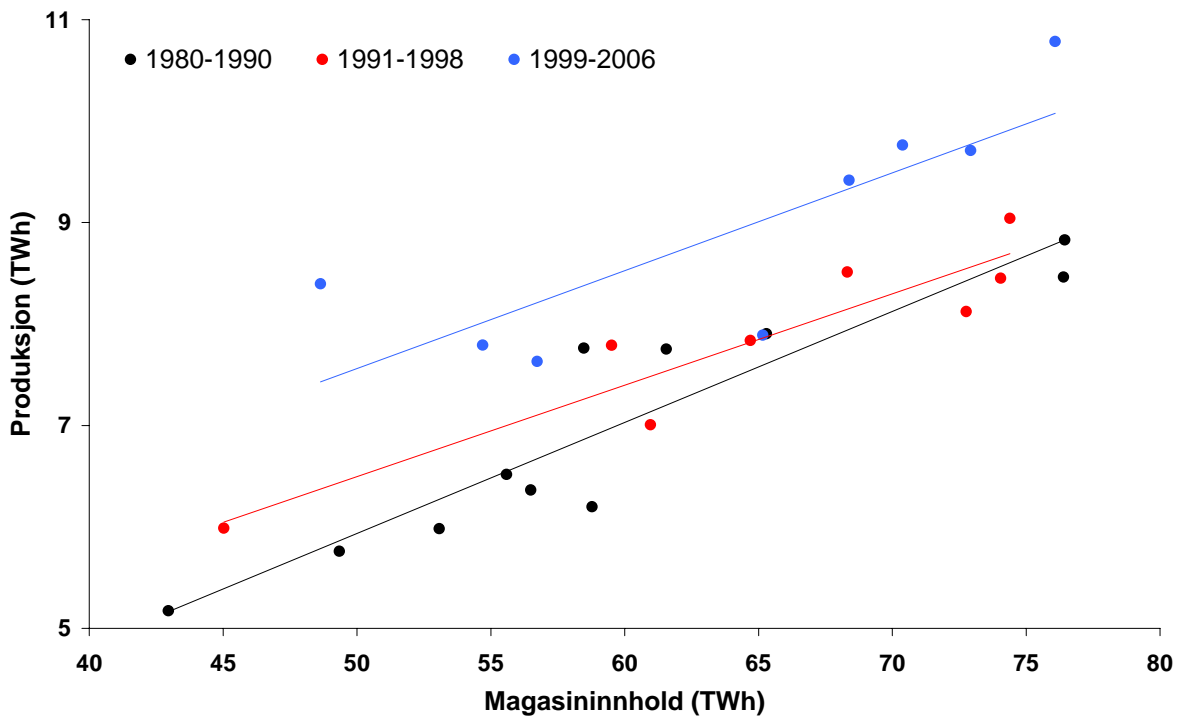
Figur 3.6 viser nivået på regresjonslikningene evaluert ved gjennomsnittlig magasinutfylling per måned for hele perioden 1980 - 2006. Figuren viser at produksjonen typisk er lavest for perioden før 1990 ved en gjennomsnittlig magasinutfylling, og med unntak av april og mai er produksjonen størst for perioden 1999 - 2006.

Disse resultatene tyder på at den reduserte fyllingsgraden i magasinene etter innføringen av energiloven i 1990 ikke bare skyldes tilfeldige variasjoner i tilsiget. Den relative økningen i fyllingsgraden for perioden 1999 - 2006 sammenlignet med perioden 1991 - 1998 ved starten av fylle- og tappesesongen kan derimot skyldes tilfeldige variasjoner i tilsiget.

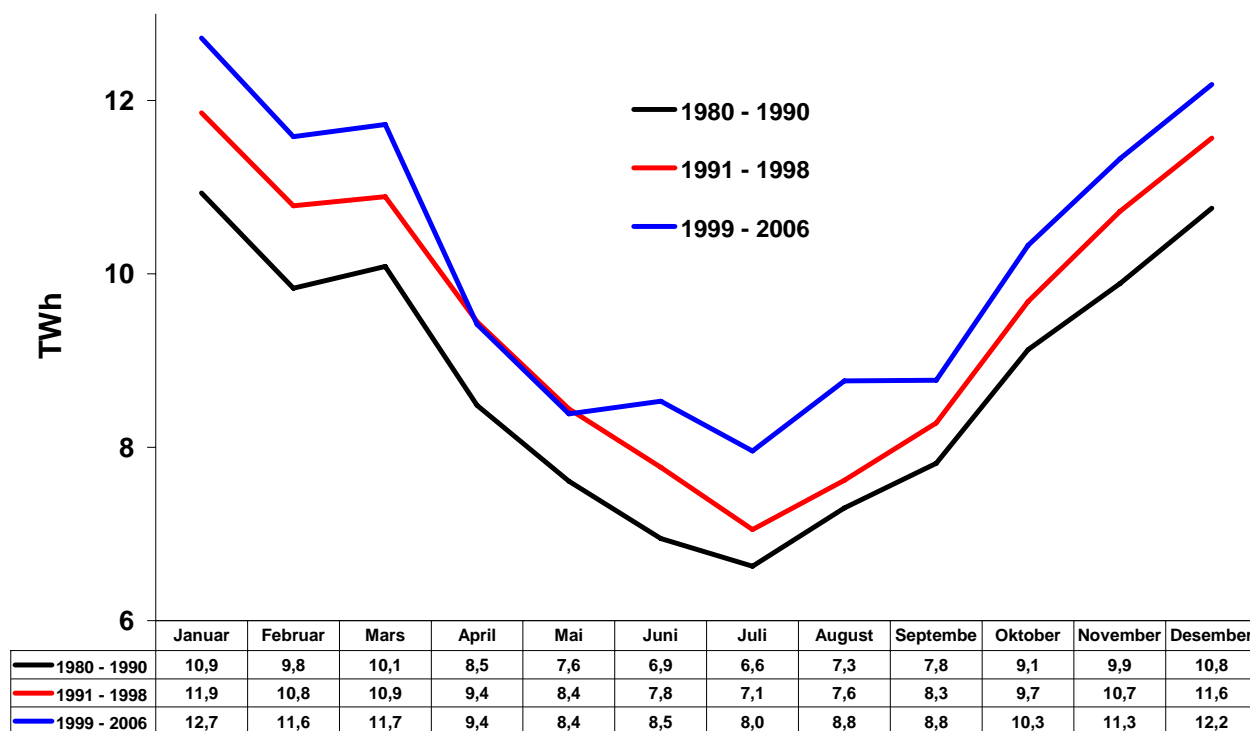
Etter 1980 har det vært en del vannkraftutbygginger i det norske kraftsystemet. Den gjennomsnittlige magasin kapasiteten for de tre periodene 1980 - 1990, 1991 - 1998 og 1999 - 2006 var hhv 70,3 TWh, 79 TWh og 81,7 TWh. Som en konsekvens av disse utbyggingene har forventningen til fremtidig energitilsig økt. Dette er sannsynligvis en del av forklaringen til at en typisk har produsert mer for en gitt magasinutfylling målt i TWh etter energiloven. På den andre siden har kraftbalansen blitt forverret i den samme perioden slik at en gitt magasinutfylling målt i TWh representerer en større energiknapphet.



Figur 3.4 Produsert mengde og magasininnhold i august.



Figur 3.5 Lineær regresjon for produsert mengde og magasininnhold i august.

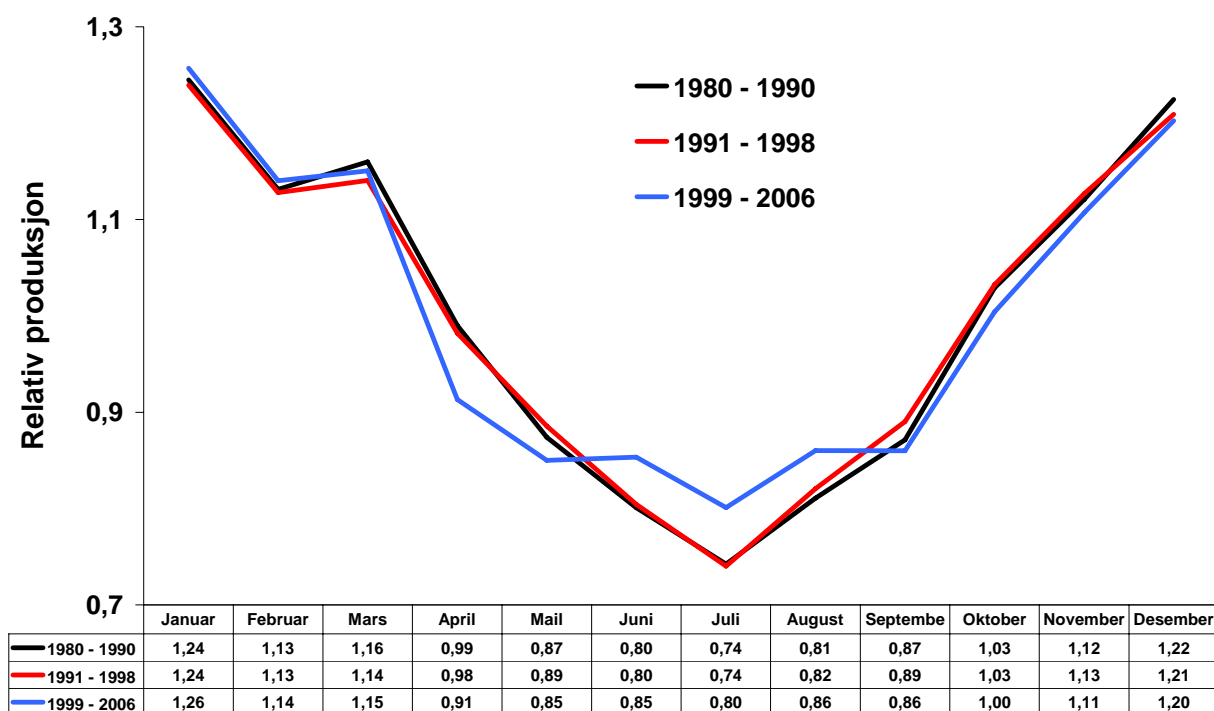


Figur 3.6 Regresjonslinjenes nivå ved gjennomsnittlig magasinifylling 1980 – 2006.

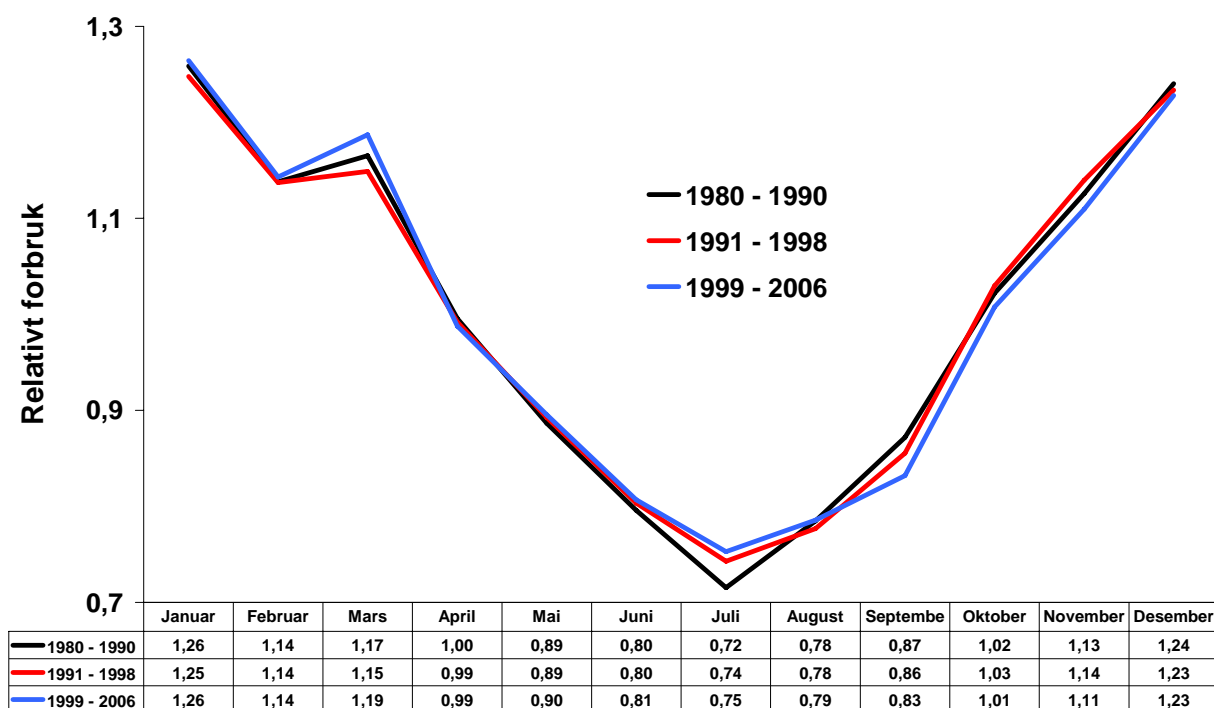
3.3 ÅRSFORDELING FOR PRODUKSJON, FORBRUK OG EKSPORT

Et annet mål på en eventuell endring i magasinindisponeringen som er mindre påvirket av variasjoner i årstilsiget enn den faktiske magasinifyllingen er den relative fordelingen av årsproduksjonen på ulike måneder. Normalisert produksjon for ulike måneder (gjennomsnitt = 1) er vist i Figur 3.7. Fra figuren fremgår det at produksjonen i perioden etter 1999 har vært relativt mindre i april og mai (vårknipen) og relativt større om sommeren. Forskjellene mellom perioden 1980 - 1990 og perioden 1991 – 1998 er imidlertid relativt små.

En mulig forklaring til den økte sommerproduksjonen kan være at forbruket har vært relativt større om sommeren etter 1999 (tilsvarende: forbruket har vært relativt større om vinteren før 1999). Figur 3.8 viser relativt forbruk i ulike måneder. Det fremgår at juli sin andel av totalforbruket er relativt størst for perioden etter 1999. Dette kan være litt av forklaringen til at en relativt større andel av årsproduksjonen har kommet i juli etter 1999. For juni og august er det ikke en tilsvarende økning i den relative forbruksandelen etter 1999.

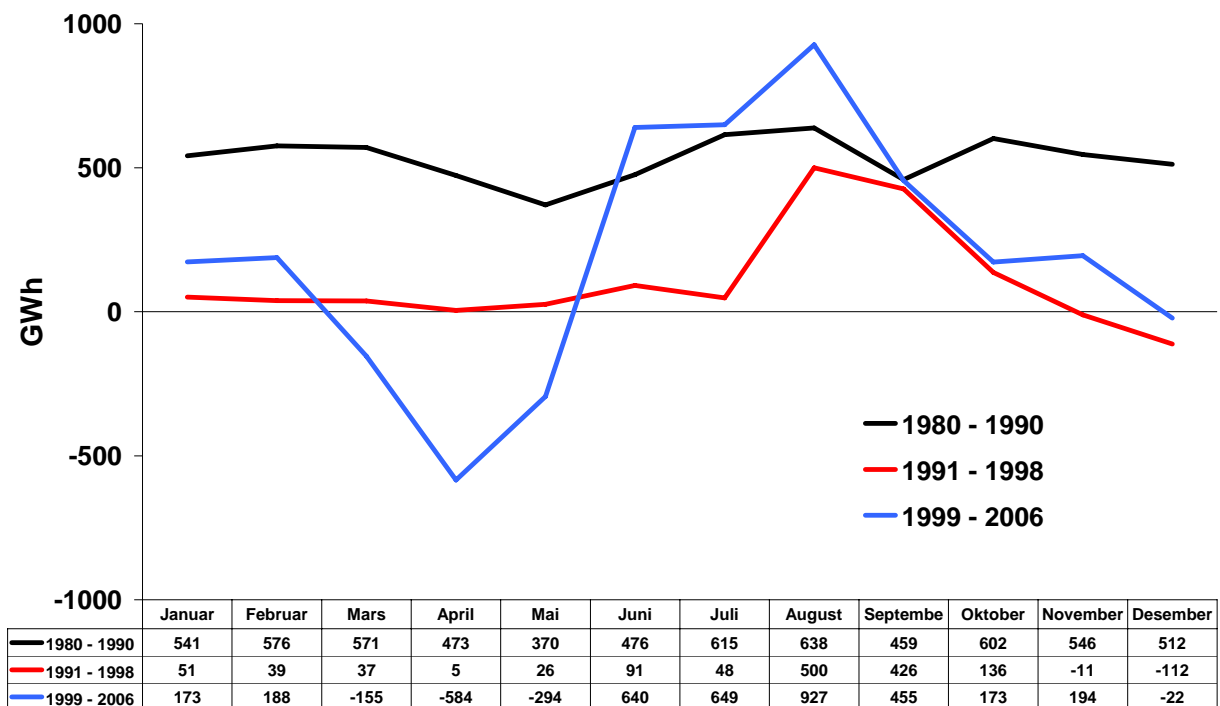


Figur 3.7 Gjennomsnittlig produksjon i ulike måneder. Relative verdier.



Figur 3.8 Gjennomsnittlig forbruk i ulike måneder. Relative verdier.

Figur 3.9 viser gjennomsnittlig nettoeksport for de tre periodene i ulike måneder. For perioden før 1990 var det et betydelig eksportoverskudd og stor nettoeksport i alle måneder i gjennomsnitt. I periodene etter innføringen av energiloven er overskuddet langt mindre. I den første perioden etter innføringen av energiloven var vi omtrent i balanse mht kraftutveksling med et lite overskudd i de fleste månedene, og med et større overskudd særlig for august og september. For perioden 1999 – 2006 er gjennomsnittlig eksport i perioden juni – august større enn for begge de andre periodene. Det har også vært en betydelig nettoimport mot slutten av tappesesongen (mars – mai). Dette er først og fremst en konsekvens av den endrede årsprofilen for produksjonen som er vist i Figur 3.7.



Figur 3.9 Gjennomsnittlig nettoeksport i ulike måneder.

Bruttoforbrukstall og nettoeksporttall for perioden 1980 – 1992 er hentet fra Samkjøringens årsrapporter. For perioden f.o.m. 1993 er tall hentet fra Statistikkbanken.

3.4 OBSERVERT VERSUS ”OPTIMAL” MAGASINDISPONERING

En mer avansert måte å filtrere bort konsekvensen av varierende tilsig på er å simulere magasindisponeringen i de aktuelle tilsigsårene ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Simuleringsresultatene viser hvordan variasjon i klimavariablene tilsig, temperatur og vind påvirker den optimale magasindisponeringen for ulike år. Appendiks C gir en kort beskrivelse av Samkjøringsmodellen, samt forutsetninger og simuleringsresultater for et referansecase for stadium 2005.

Vi tar utgangspunkt i de optimale strategiene for vannkraft (vannverdiene) som er beregnet for referansecaset. Vi tar altså utgangspunkt i det kraftsystemet som var i 2005. Dette systemet simuleres år for år med de klimavariablene (tilsig, temperatur og vind) som var i de tre periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005. Vi kunne ikke simulere tilsigsåret 2006 siden vi kun hadde tilgang på tilsigsdata t.o.m. 2005. For hver av de tre simuleringsperiodene setter vi startmagasinene for norske delområder lik registrert magasinfylling i norske magasin i begynnelsen av det første simuleringsåret (hhv for 1980, 1991 og 1999).

Først studerer vi den simulerte magasinfyllingen for de tre periodene, og vi undersøker om forskjellene i registrert magasinfylling for de ulike periodene også fremkommer i simuleringene. I så fall kan de registrerte forskjellene forklares av naturlige variasjoner i tilsiget. Deretter studerer vi avviket mellom simuleringsresultater og registreringer. Formålet er dels å finne ut hvor gode simuleringsresultatene er og dels å undersøke om det er en systematikk i avviket mellom simuleringer og registreringer.

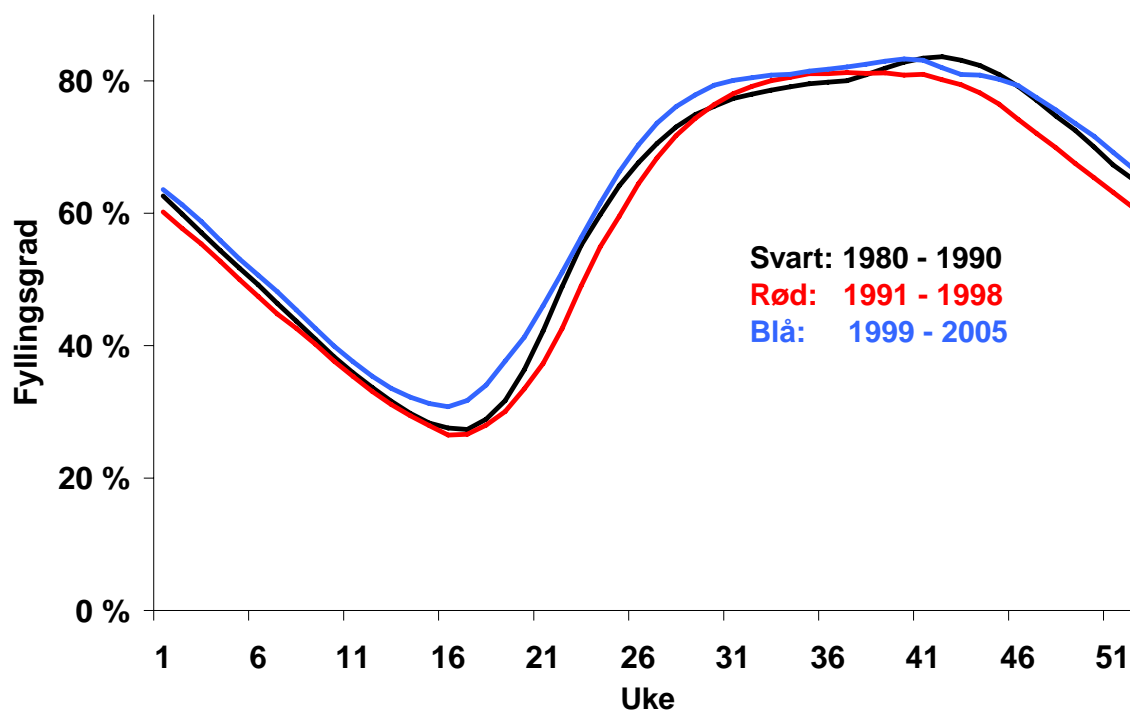
3.4.1 Simulert magasinfylling

Figur 3.10 viser simulert gjennomsnittsfylling for hele Norge i de tre periodene. Forskjellene i simulert fylling skyldes forskjeller i klimavariablene tilsig, temperatur og vind i de ulike tilsigsårene, samt at det er en viss forskjell i startmagasinet for det første året i hver periode. I store trekk viser Figur 3.10 de forskjellene som kan forklares med tilfeldige variasjoner i tilsig.

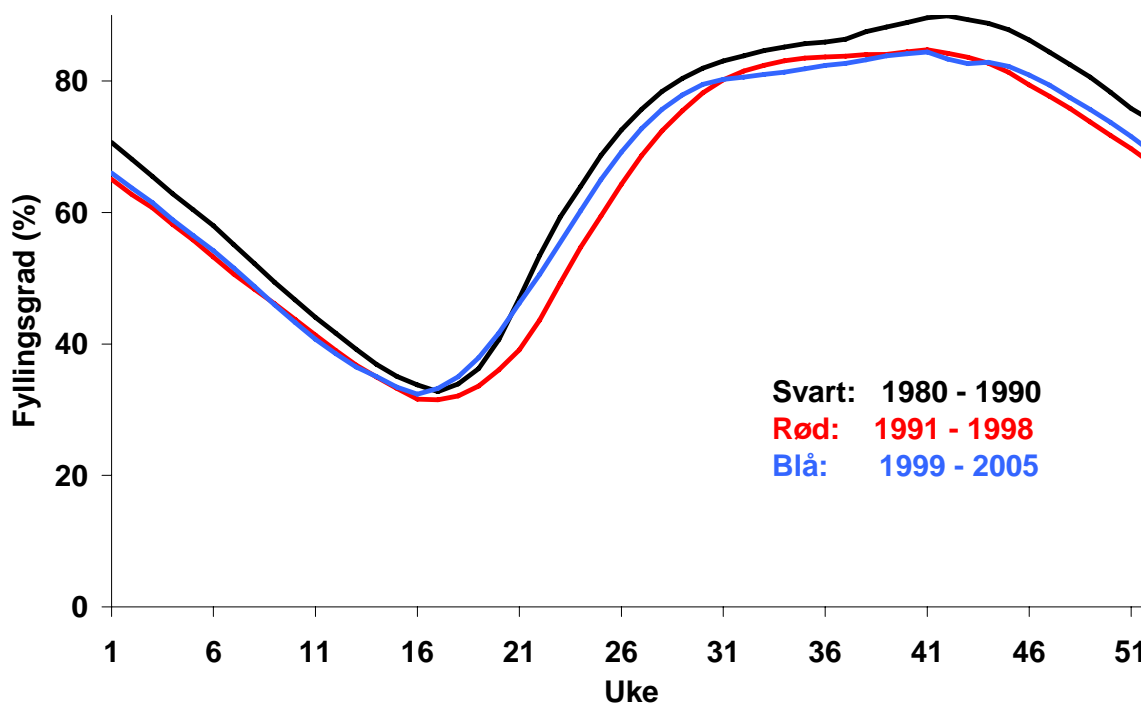
Siden 2006 var et spesielt år med svært lav magasinfylling deler av året kan ikke simulert magasinfylling for perioden 1999 – 2005 sammenlignes med den registrerte magasinfyllingen for perioden 1999 – 2006 som er vist i Figur 3.2. Figur 3.11 er den samme som Figur 3.2 bortsett fra at den blå kurven er registrert magasinfylling for perioden 1999 – 2005 i Figur 3.11.

Figur 3.12 viser registrert magasinfylling justert for de forskjellene som skyldes tilfeldige variasjoner i tilsig. Figuren viser derfor de forskjellene som *ikke* kan forklares med tilfeldige variasjoner. Den svarte kurven er identisk i Figur 3.11 og Figur 3.12. For en gitt uke er nivået på den røde kurven i Figur 3.12 lik nivået på den røde kurven i Figur 3.11 minus differansen mellom den røde og den svarte kurven i Figur 3.10, og tilsvarende for den blå kurven.

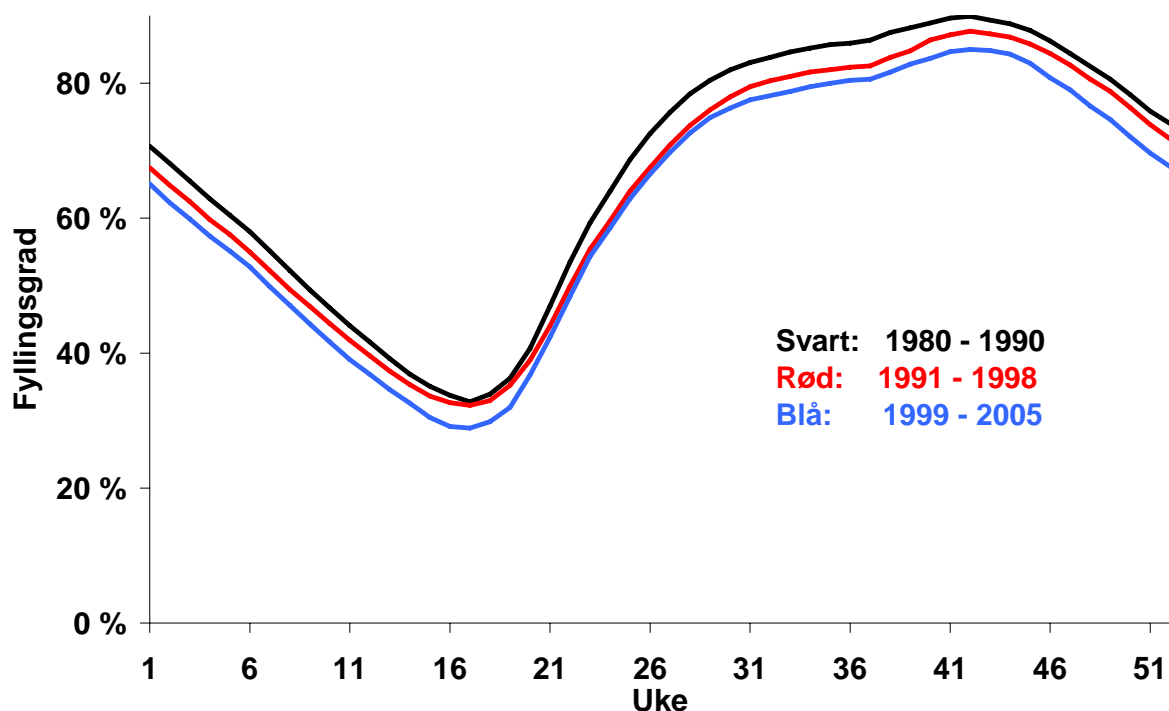
Dersom en basert på simuleringene filtrerer ut de forskjellene som skyldes tilsigsvariasjon så er magasinfyllingen for perioden 1999 – 2005 minst for alle uker mens magasinfyllingen for perioden før energiloven er størst for alle uker. Det er derfor godt samsvar mellom den statistiske analysen representert blant annet med Figur 3.6 og analysen som er basert på simuleringene med Samkjøringsmodellen. Analysene tyder på at reduksjonen i gjennomsnittlig fyllingsgrad etter innføring av energiloven og den reduserte fyllingsgraden siste halvdel av fyllesesongen og i tappesesongen for perioden f.o.m. 1999 sammenlignet med perioden 1990 – 1998 ikke forklares av naturlige variasjoner i tilsiget.



Figur 3.10 Simulert gjennomsnittsfylling for hele Norge i de tre periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005.



Figur 3.11 Registrert gjennomsnittsfylling for hele Norge i de tre periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005.

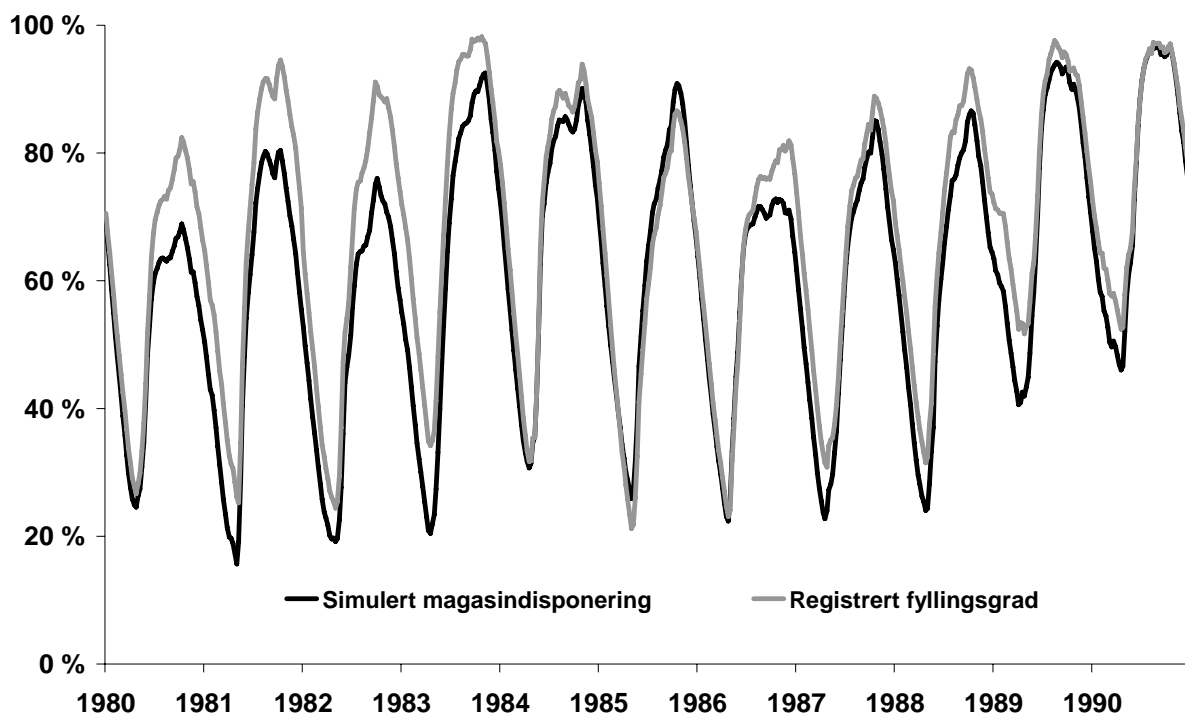


Figur 3.12 Registrert gjennomsnittsfylling justert for simulerte forskjeller mellom periodene (basis 1980 – 1990). Hele Norge for tre periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005

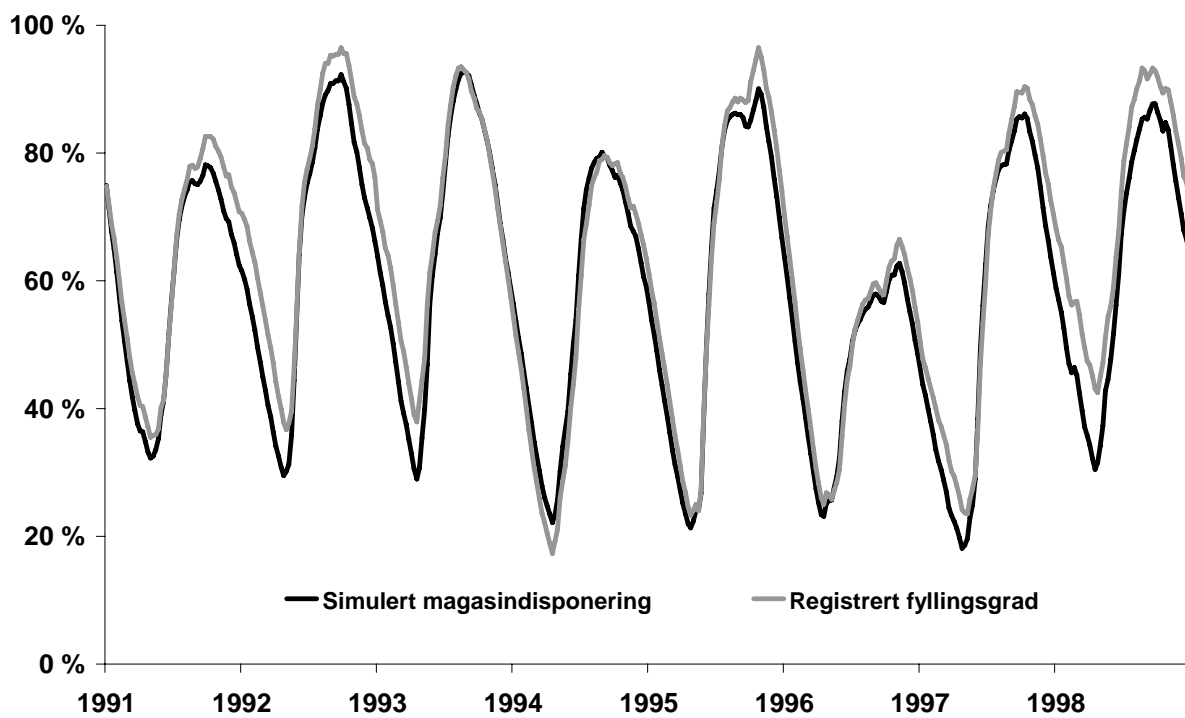
3.4.2 Avvik mellom simuleringer og registreringer

Figur 3.13 - Figur 3.15 viser simulert og registrert magasindisponering for de tre periodene år for år. Fra Figur 3.13 fremgår det at registrert magasinbefylling typisk er større enn simulert magasinbefylling for årene 1980 – 1990, og det er til dels store avvik i enkeltår. For de øvrige periodene, og særlig den siste perioden, er det bedre samsvar mellom registrert og simulert magasindisponering. Figur 3.16 viser simulert og registrert magasinbefylling for uke 17 og 43 i perioden 1980 – 2005. Figur 3.17 viser gjennomsnittlig forskjell mellom simulert og registrert magasinbefylling samt standardavviket til denne forskjellen for ulike uker i de tre periodene. Simulert magasindisponering stemmer best overens med faktisk magasindisponering for den siste perioden. Figuren viser også at simulert magasinbefylling var lavere enn registrert magasinbefylling også for perioden 1999 – 2006 for alle uker unntatt uke 22 – 29.

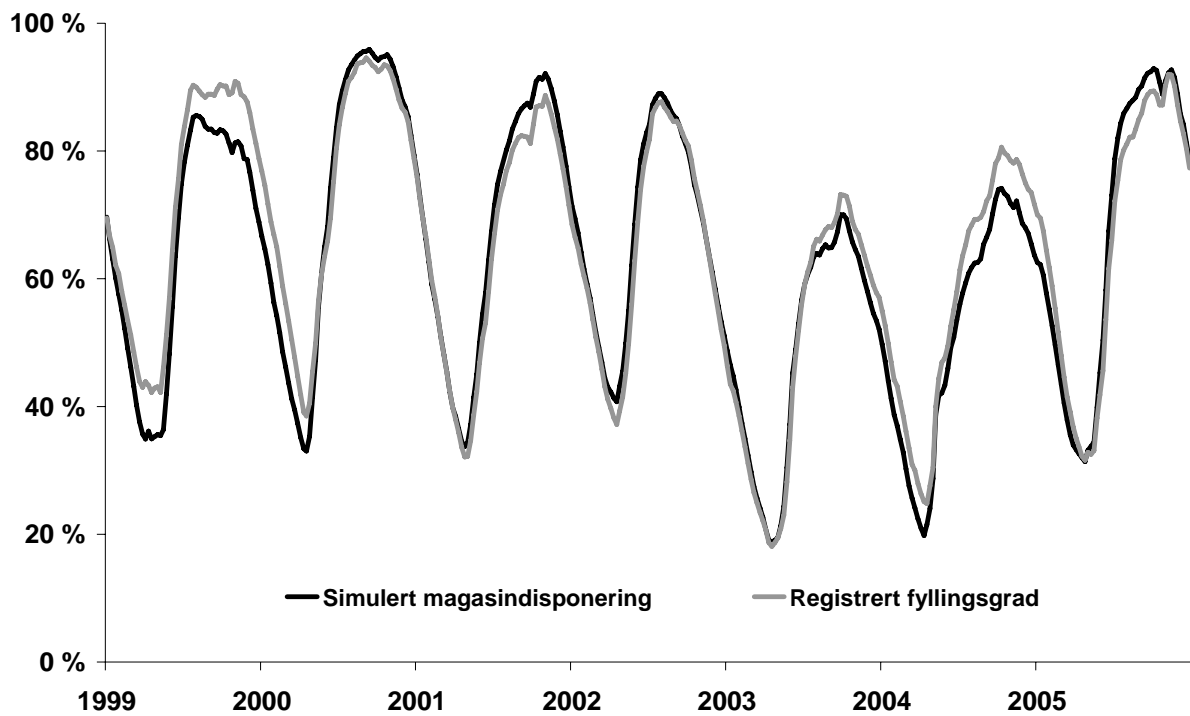
Figur 3.18 viser simulert og registrert magasindisponering i ett år med relativt lite tilsig for hver av de tre periodene (1980, 1996 og 2002). Simulert magasinbefylling stemmer ganske godt overens med registrert magasinbefylling for 1996 og 2002, mens det er betydelig avvik mellom simulert og registrert magasinbefylling for 1980.



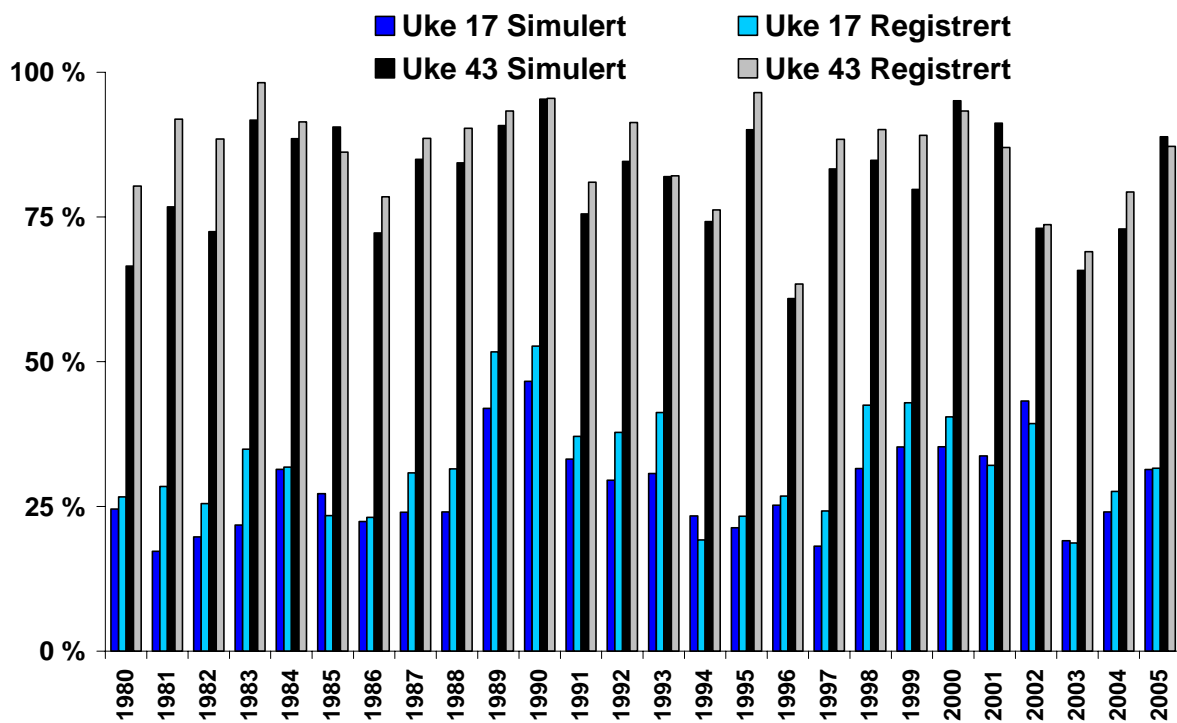
Figur 3.13 Simulert og registrert magasinfylling for hele Norge 1980 – 1990.



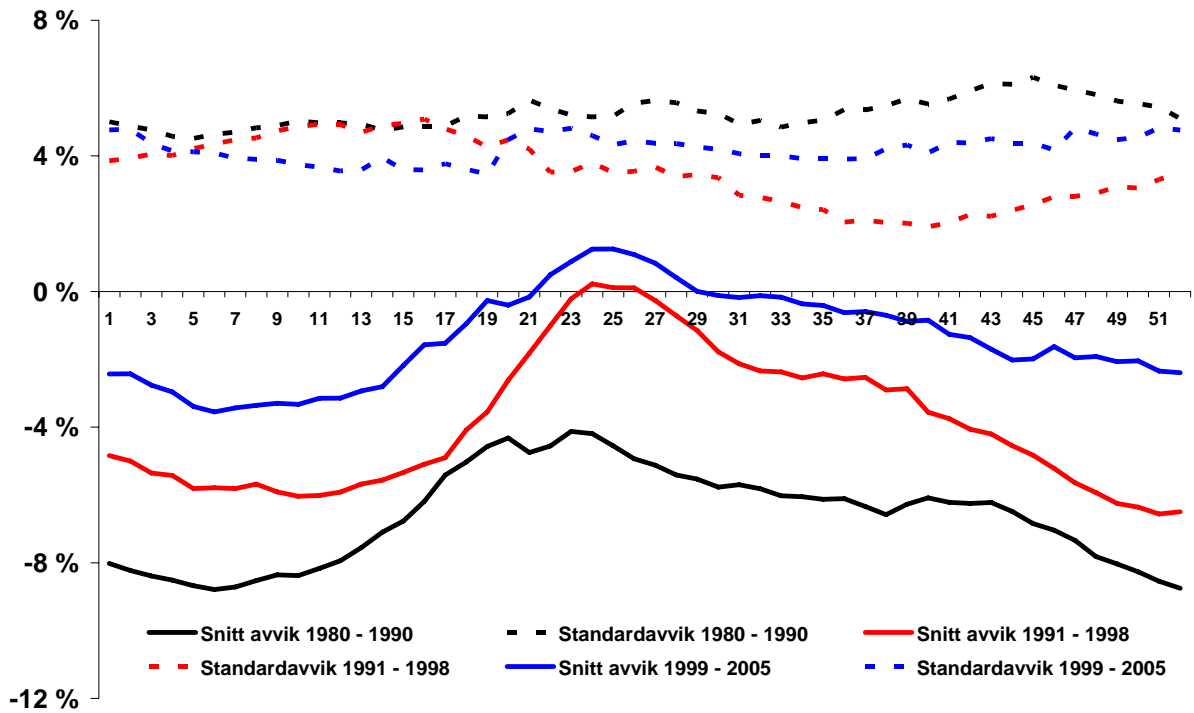
Figur 3.14 Simulert og registrert magasinfylling for hele Norge 1991 – 1998.



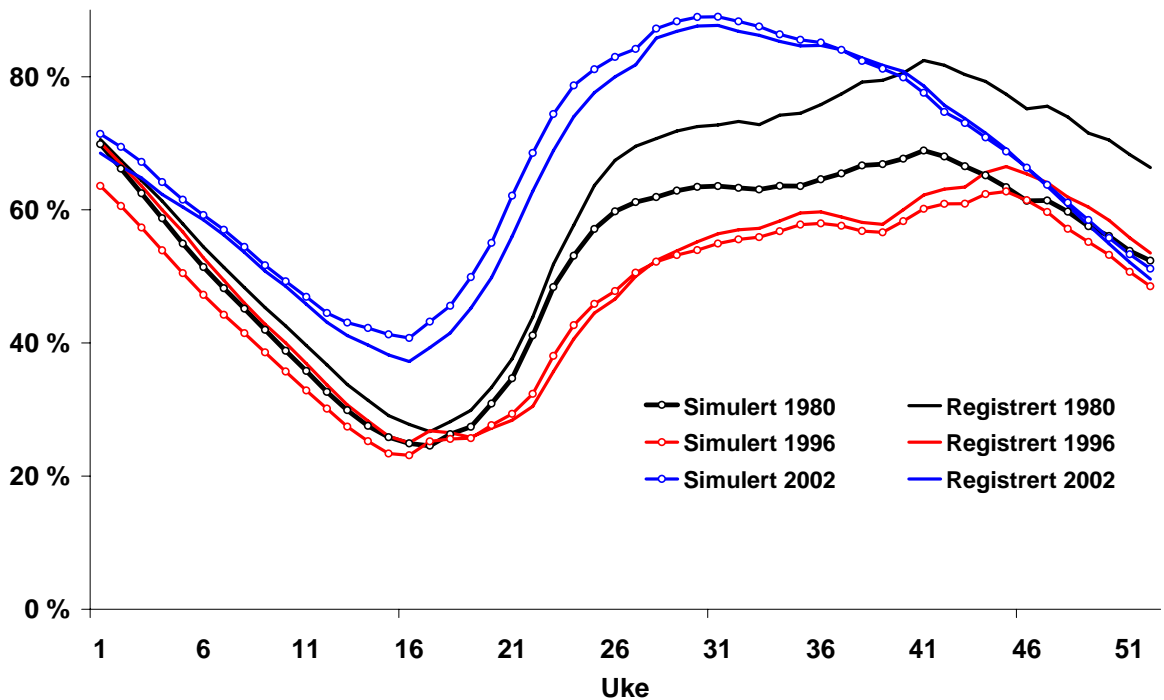
Figur 3.15 Simulert og registrert magasinifylling for hele Norge 1999 – 2005.



Figur 3.16 Simulert og registrert magasinifylling for hele Norge uke 17 og 43 1980 – 2005.



Figur 3.17 Gjennomsnitt og standardavvik for differanse (prosentpoeng) mellom registrert og simulert magasindisponering for hele Norge per uke i de tre periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005.



Figur 3.18 Simulert og registrert magasindisponering i tørrårene 1980, 1996 og 2002.

Resultatene fra Figur 3.17 og Figur 3.18 kan tolkes på flere måter. En tolkning er at den faktiske magasindisponeringen er blitt mer i tråd med en samfunnsøkonomisk optimal disponering siden forskjellene mellom simulert optimal og registrert magasinbefylling er minst for den siste perioden.

Det kan imidlertid være mange andre årsaker til eventuelle avvik mellom simulert og registrert magasinbefylling. For eksempel kan spesielle hendelser som utfall av termiske kraftverk eller overføringslinjer og variasjoner i priser på fossilt brensel påvirke magasindisponeringen i enkeltår. I tillegg har det skjedd mange endringer i kraftsystemet siden 1980. En kan derfor få betydelige avvik mellom simulert og registrert magasindisponering når en simulerer for eksempel 1980 med optimale strategier beregnet for stadium 2005. En mulighet er derfor at simuleringene treffer best for den siste perioden fordi simuleringene er tilpasset det kraftsystemet som var i 2005, og at den endrede magasindisponeringen skyldes de endringene som har skjedd i kraftsystemet. Dette analyseres i kapittel 4.

4 SIMULERINGER: VIRKNINGER AV VIKTIGE ENDRINGER SIDEN INNFØRINGEN AV ENERGILOVEN

4.1 OVERSIKT OVER SIMULERTE CASE

I dette kapitlet dokumenterer vi et sett alternative scenarier hvor vi har brukt Samkjøringsmodellen til å undersøke hvordan spesifikke endringer i rasjoneringspris, utvekslingskapasitet, kraftbalanse, tilsigsstatistikk og nedtappingsevne påvirker optimal magasindisponering. I tillegg har vi beregnet optimal magasindisponering for et system som i store trekk tilsvarende det systemet som var i 1990. Formålet med disse analysene er å undersøke om de registrerte endringene i magasinenes fyllingsgrad etter innføringen av energiloven kan forklares med de endringene som har skjedd i kraftsystemet.

Det vises til appendiks C for en beskrivelse av forutsetningene i referansecaset. Tabell 4.1 gir en samlet oversikt over alle simuleringene som er dokumentert i denne rapporten. For hver analyse er samfunnsøkonomisk overskudd maksimalisert for akkurat det caset som skal analyseres – dvs. samfunnsøkonomisk beste mulig strategi søkes for hvert case hvis ikke annet er sagt.

Tabell 4.1 Simulerte case.

Nr	Case	Kapittel	Beskrivelse
1	Referansecase	9	Case som beskriver kraftsystemet i 2005.
2	"Optimal" magasin-disponering 1980 - 2005	3.4	Referansecase simulert for 1980 – 2005 med registrert magasinifylling for årene 1980, 1990 og 1999.
3	Redusert rasjoneringspris	4.2	Rasjoneringspris redusert fra 37,5 til 8,75 EuroCent/kWh.
4	Endret utvekslingskapasitet	4.3	Importkapasiteten i Norden er tilpasset 1990 situasjonen.
5	Endret kraftbalanse	4.4	Den norske kraftbalansen er tilpasset 1990 situasjonen.
6	Tilsigsårene 1931 - 1980	4.5.1	Vannverdier er beregnet med utgangspunkt i de tilsigsårene som var tilgjengelig i 1990.
7	Tilsigsårene 1970 - 2005	4.5.2	Vannverdiene er beregnet med utgangspunkt i tilsigsårene f.o.m. 1970.
8	Redusert nedtappingsevne	4.6	Magasinenes minimumsfylling settes til 10% av kapasiteten.
9	Stadium 1990	4.7	Referansecaset er justert for flere av de endringene som har skjedd i kraftsystemet mellom 1990 og 2005.

4.2 ENDRET RASJONERINGSPRIS

Konsekvensene av å anta ulike intervensjonspriser i det deregulerte markedet illustreres ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Vi gjør en simulering med vesentlig lavere rasjoneringspris enn i referansecaset, og vi viser hvilke konsekvenser dette får for magasindisponering, rasjoneringsfare og priser.

I referansecaset er rasjoneringsprisen satt til 37,5 EuroCent/kWh. Dette tilsvarer 300 øre/kWh ved en kurs på 8 NOK per Euro. I det alternative caset reduseres rasjoneringsprisen til 8,75 EuroCent/kWh som tilsvarer 70 øre/kWh. I en del år etter dereguleringen var det mange som brukte denne rasjoneringsprisen i produksjonsplanleggingen. Denne verdien ble muligens valgt fordi den var i størrelsesorden av marginalkostnaden for den dyreste termiske enheten i Norden.

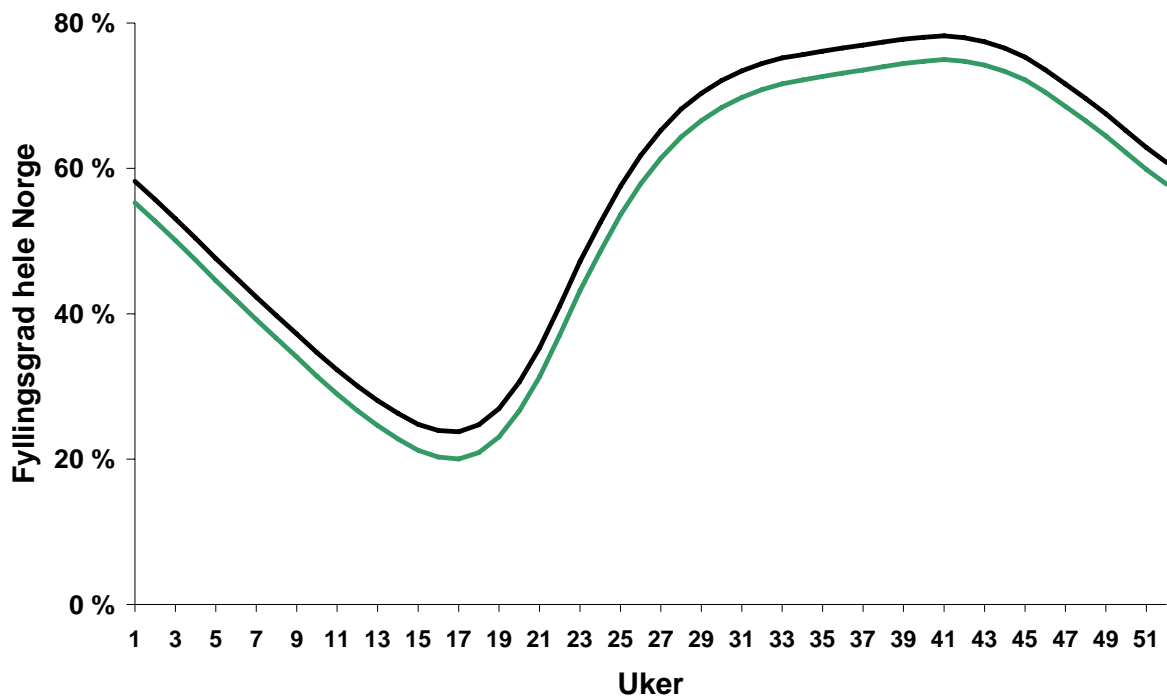
Tabell 4.2 viser andel år med rasjoning og rasjonert mengde i ulike år for referansecaset og case med redusert rasjoneringspris. Andelen av år med rasjoning øker fra 1/75 til 5/75, og den gjennomsnittlige rasjoning øker fra 1 til 116 GWh per år.

Når strategien for disponering av vannkraften baseres på et mål om å maksimalisere det samfunnsøkonomiske overskuddet er det en klar sammenheng mellom rasjoneringspris (eller antatt intervensjonspris) og forventet rasjoning. Denne sammenhengen demonstreres også tydelig i [14]. Hvis antatt intervensjonspris øker, kjøres magasinene mer forsiktig og både sannsynlighet for og mengde rasjoning reduseres. Ved en veldig høy intervensjonspris fjernes nesten all rasjoning.

Tabell 4.2 Rasjoning i ulike case: mengde, pris og sannsynlighet.

Case	Referansecase	Redusert rasjoneringspris
Rasjoneringspris (EuroCent/ kWh)	37,5	8,75
Andel av år med rasjoning	1 / 75	5 / 75
Gjennomsnittlig rasjoning (GWh)	1	116
Rasjoning (GWh) i ulike tilsigsår:		
1941	-	1 680
1960	-	535
1970	76	6 446
1977	-	45
1978	-	2
Øvrige år	-	-

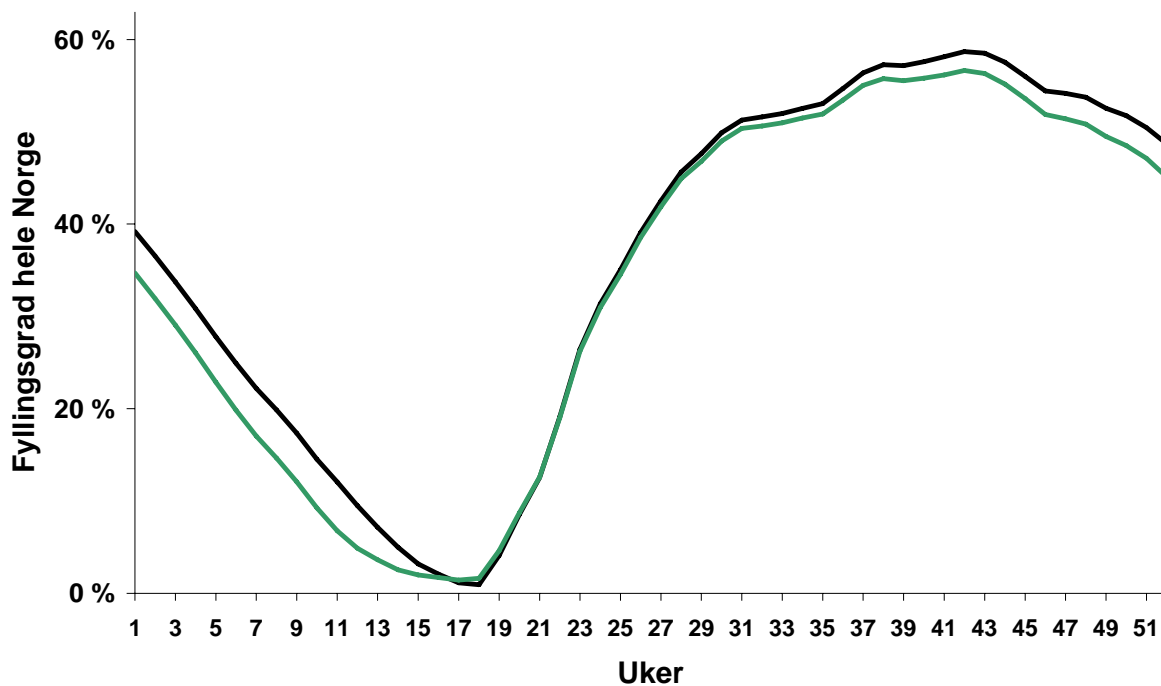
Dersom magasinene disponeres optimalt balanseres faren for rasjonering (med påfølgende rasjoneringskostnad) mot faren for flom (med påfølgende tap av vann som alternativt kunne blitt brukt til å redusere den termiske produksjon slik at en sparte brenselkostnader). Dersom rasjoneringskostnaden reduseres er det derfor optimalt å ha en litt lavere magasinfylling i gjennomsnitt slik at flomfaren reduseres, selv om dette også gir en viss økning i rasjoneringsfaren. Figur 4.1 viser gjennomsnittlig magasinfylling for tilsigsårene 1931 – 2005 i simuleringene for referansecaset (svart kurve) og for case med redusert rasjoneringspris (grønn kurve).



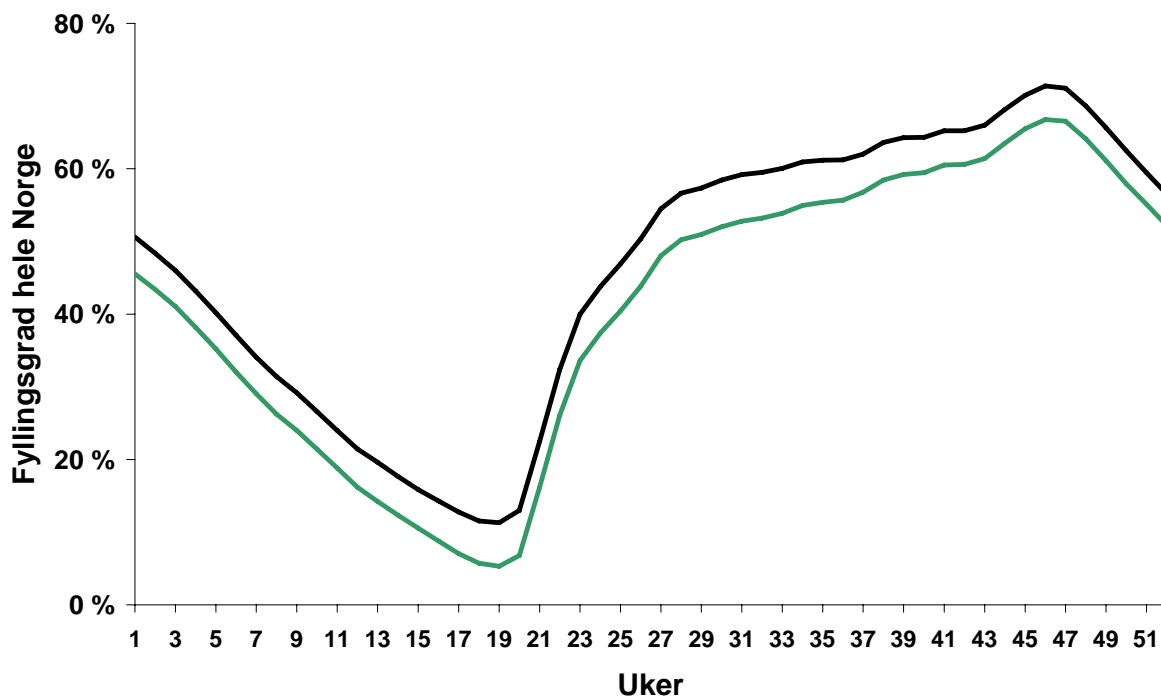
Figur 4.1 Simulert fyllingsgrad for norske magasin. Gjennomsnitt 1931 – 2005 ulike uker for referansecaset (svart) og case med redusert rasjoneringspris (grønn).

Fra Tabell 4.2 og Figur 9.2 i appendiks C ser en at rasjoneringen er størst i de tilsigsårene som har minst vannkraftproduksjon, dvs. tilsigsårene 1941, 1960 og 1970. Magasindisponeringen for det mest problematiske året, 1970, er vist i Figur 4.2. Som en følge av den reduserte rasjoneringskostnaden er magasinfyllingen ved inngangen til 1970 redusert, og dette gir økt rasjonering mot slutten av tappesesongen.

Magasindisponeringen for tilsigsåret 1978 er vist i Figur 4.2. I referansecaset er det ingen rasjonering for dette tilsigsåret, men for caset med redusert rasjoneringspris er det en viss rasjonering selv om fyllingsgraden er større enn for tilsigsåret 1970. Dette skyldes sannsynligvis at vannet er ujevnt fordelt i de norske magasinene dette året.



Figur 4.2 Simulert fyllingsgrad for norske magasin for 1970 for referansecaset (svart) og case med redusert rasjoneringspris (grønn).



Figur 4.3 Simulert fyllingsgrad for norske magasin for 1978 for referansecaset (svart) og case med redusert rasjoneringspris (grønn).

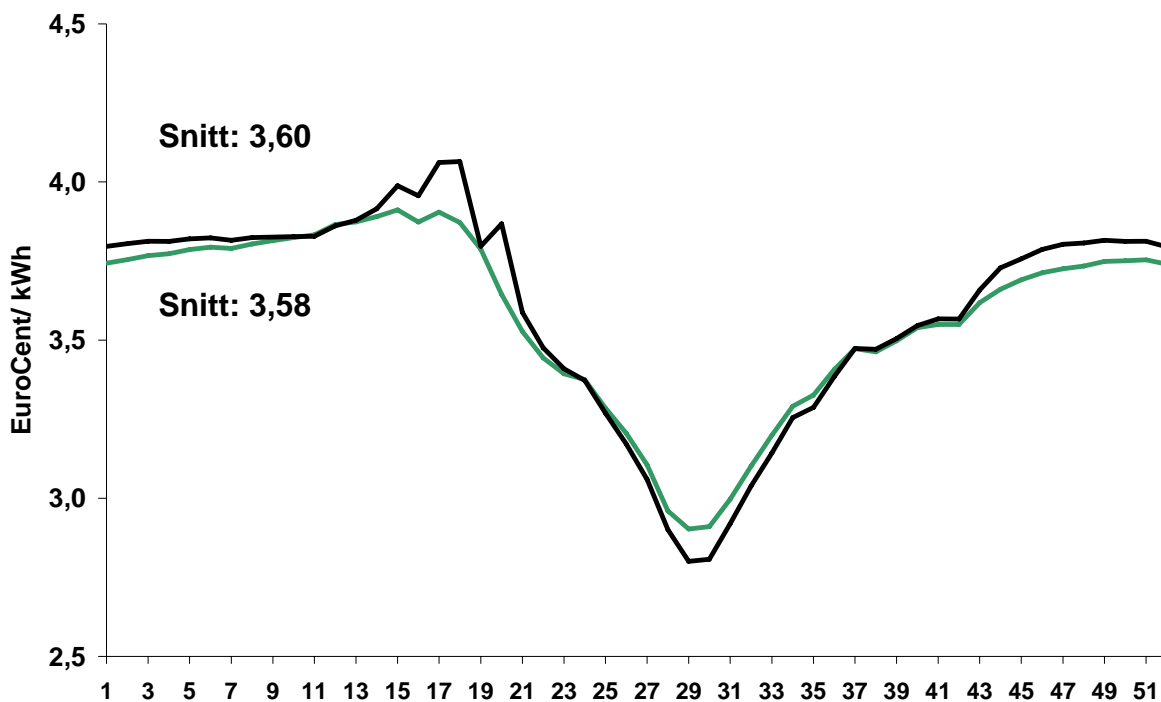
Figur 4.4 viser gjennomsnittlige kraftpriser per uke i referansecaset og i case med redusert rasjoneringspris. Den reduserte rasjoneringskostnaden gir redusert pris mesteparten av året. Årsaken er dels at vannverdiene (for en gitt magasinfylling) reduseres når prisen i en rasjonerings-situasjon reduseres, og dels at gjennomsnittlig vannkraftproduksjon er økt pga redusert flomfare. Gjennomsnittsprisen i simuleringene er hhv 3,60 og 3,58 EuroCent/kWh hhv i referansecaset og case med redusert rasjoneringskostnad. På sensommeren når prisene er lave er imidlertid prisen størst i caset med redusert rasjoneringspris. Årsaken til dette er at det er mindre fare for flom pga en lavere magasinfylling slik at den simulerte vannverdien øker.

Alle simulerte ukepriser for Norge (veid gjennomsnitt av 7 prisavsnitt) for alle simulerte uker, dvs. 52 ukepriser i 75 tilsigsår som gir 3900 verdier, for de to casene er plottet i Figur 4.5. I det alternative caset er maksimalprisen 8,75 EuroCent/kWh. Det er derfor ingen punkter over denne verdien på den vertikale akse. De punktene som ligger akkurat på denne verdien viser antall uker med rasjonering i alle prisavsnitt i de 75 tilsigsårene. Den tilhørende prisen for akkurat samme uke i referansecaset leses av på den horisontale akse i samme diagram. Dersom punktene er til venstre for diagonalen er prisen for denne uken størst for case med redusert rasjoneringspris, og vice versa.

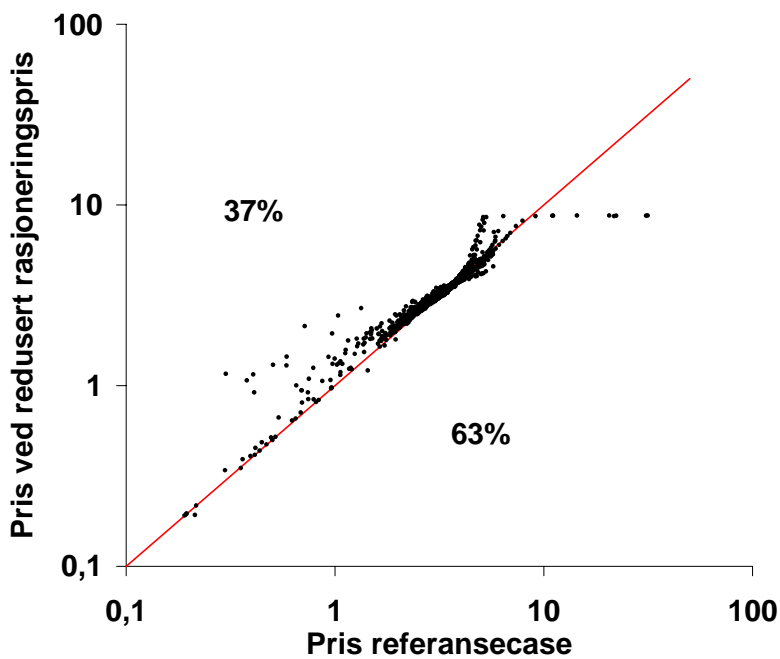
Siden det er større fare for rasjonering i det alternative caset så er prisene typisk høyest for dette caset når prisene er høye. I de mest ekstreme tilfellene blir imidlertid prisene høyest i referansecaset som har den høyeste rasjoneringsprisen. Ved lave priser er prisene lavest i referansecaset pga større flomfare. Ved moderate priser er prisene typisk størst i referansecaset, og totalt er prisene størst i dette caset i 63 % av tilfellene. Denne fordelingen er vanskelig å lese ut fra figuren siden punktene ligger svært tett.

Oppsummering redusert rasjoneringspris

En redusert rasjoneringspris reduserer den gjennomsnittlige fyllingsgraden. Dersom aktørene inntil nylig trodde på en intervensjonspris som var lavere enn nivået på den rasjoneringskurven som ble brukt før innføringen av energiloven, kan dette forklare en reduksjon i fyllingsgraden. Etter hvert har det blitt klart at intervensjonsprisen er langt over 70 øre/kWh.



Figur 4.4 Simulerte kraftpriser for Norge. Gjennomsnitt 1931 – 2005 ulike uker for referansecaset (svart) og case med redusert rasjoneringspris (grønn).



Figur 4.5 Simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og case med redusert rasjoneringspris. Punkt for 52 uker/75 år. Logaritmisk skala.

4.3 ØKT TILKNYTNING TIL NORDISK OG NORDEUROPEISK KRAFTMARKED

Utvekslingskapasiteten mellom de nordiske landene og mot land utenfor Nordel-området har økt etter innføringen av energiloven. I et scenario undersøker vi konsekvensen av endret utvekslingskapasitet i Norden og mellom Nordel og andre land. Utvekslingskapasitetene justeres til 1990-nivået. De forutsatte endringene fra referansecaset er vist i Tabell 4.3. De nye kapasitetstallene bygger på årsrapporter fra Nordel (1989, 1991 og 2005) [5].

For forbindelsen mellom Finland og Russland er det forutsatt 10,5 TWh import til Finland i referansecaset. Utvekslingskapasiteten mellom disse landene var 1000 MW i 1991 mot 1560 MW i 2005. I caset med redusert utvekslingskapasitet forutsetter vi en nettoimport til Finland fra Russland på 7,5 TWh.

Tabell 4.3 Kapasiteter (MW) på overføringsforbindelser i referansecaset og for stadium 1990.

Nr.	Forbindelse	Referansecase	Redusert utveksling
1	Haslesnippet (No-Sv)	2200	1100
2	Kristiansand – Telje (Dk)	900	510
3	Ivalo (Fi) - Varangerbotn	120 ¹ / 100	50
4	Danmark Øst - Sverige	1775 ² / 1700	1110
5	Finland – Nord-Sverige	1650 ² / 1050	900 ² / 700
6	Sverige – Tyskland	450 ² / 400	-
7	Sverige - Polen	600 ² / 400	-
8	Danm Øst - Tyskland	550	-
9	Danmark Vest - Tyskland	1400 ³ / 800	1000

1) Fra Norge, 2) Fra Sverige, 3) Fra Danmark

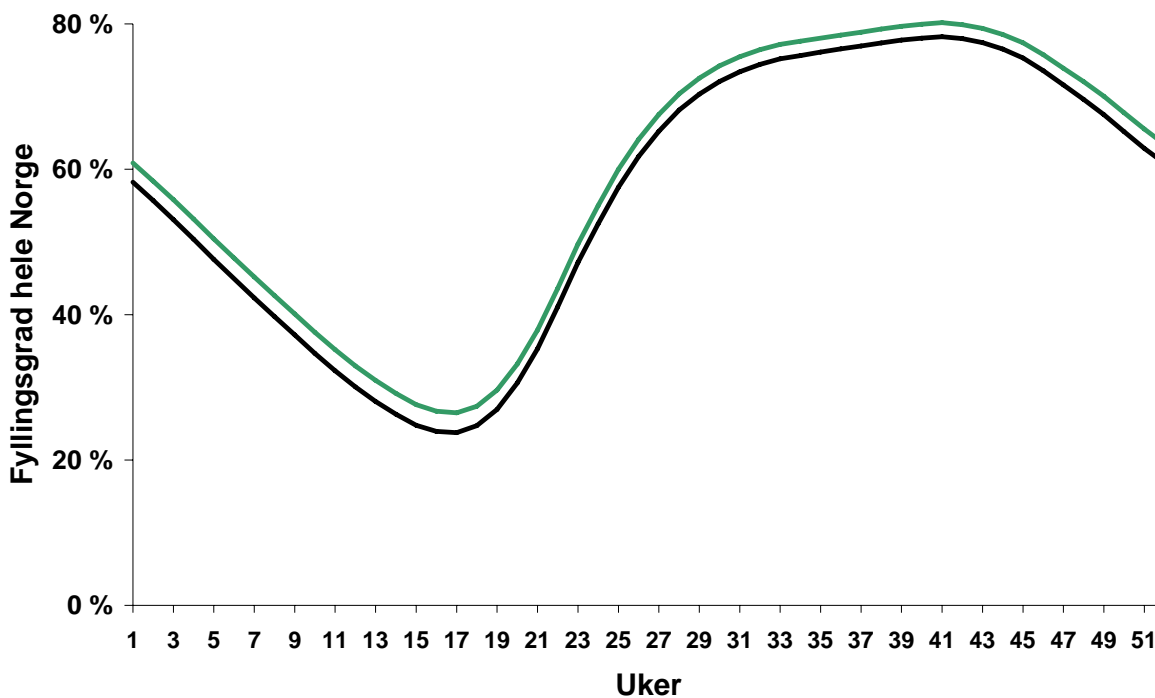
Tabell 4.4 viser konsekvensene for import, eksport, bruttoforbruk, rasjonering og vannkraftproduksjon i gjennomsnitt og for tørråret 1970. Den samlede importkapasiteten til Norge i referansecaset er 4600 MW (se appendiks C), og den simulerte importen for tørråret 1970 er 27 TWh. Dette er sannsynligvis et optimistisk anslag på importmulighetene i et tørrår.

Importen og eksporten reduseres hhv med 2,3 og 1,5 TWh i gjennomsnitt i caset med redusert utvekslingskapasitet. I tørråret 1970 reduseres importen med 6,5 TWh, og den reduserte importkapasiteten gir økt rasjoneringsfare i tørrår. Det er derfor optimalt å ligge litt høyere i magasinet i gjennomsnitt, jf. Figur 4.6. Den økte fyllingsgraden gir redusert vannkraftproduksjon i gjennomsnitt pga økt flom. Vannkraftproduksjonen øker imidlertid i tørrår.

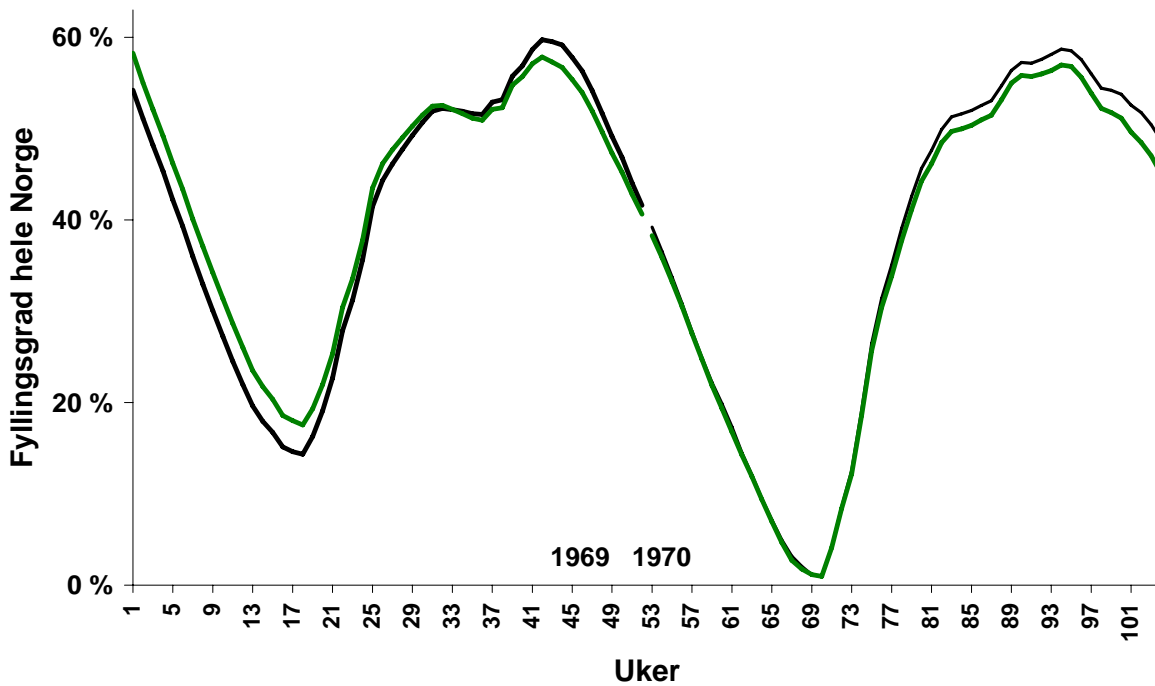
Tabell 4.4 Norsk utveksling, bruttoforbruk, rasjonering og vannkraftproduksjon (GWh) i referansecaset og i caset med redusert utvekslingskapasitet. Gjennomsnitt og tørrår 1970.

	Gjennomsnitt 1931 - 2005			Tørrår 1970		
	Referanse	Redusert utveksling	Endring	Referanse	Redusert utveksling	Endring
Import						
Sverige	9.391	8.154	-1.237	19.392	15.883	-3.509
+ Danmark	3.952	2.952	-1.000	7.020	4.355	-2.665
+ Finland	94	57	-37	620	313	-307
= Import	13.438	11.164	-2.274	27.032	20.550	-6.482
Eksport						
Sverige	5.879	4.899	-980	82	456	374
+ Danmark	896	578	-318	0	0	0
+ Finland	432	251	-181	4	19	15
= Eksport	7.207	5.727	-1.480	86	475	389
Nettoimport	6.231	5.436	-795	26.946	20.076	-6.870
Bruttoforbruk	121.414	120.136	-1.278	117.599	113.704	-3.895
Rasjonering	1	10	+9	76	741	+665
Vannkraft	113.376	112.903	-473	88.637	90.946	+2.309

Den simulerte magasindisponeringen for tørrårene 1969 og 1970 er vist i Figur 4.7. Ved inngangen til 1969 er magasinfyllingen størst for caset med redusert utvekslingskapasitet. I løpet av tørråret 1969 er imidlertid fyllingsgraden blitt lavere enn i referansecaset. Dette skyldes dels at importkapasiteten er redusert og dels at de svenske kraftprisene for tilsigsårene 1969 og 1970 er størst i caset med redusert utvekslingskapasitet. I det påfølgende tørråret 1970 blir det rasjonering både i Norge og Sverige. I referansecaset er det ingen rasjonering for Sverige.



Figur 4.6 Simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske magasin. Referansecaset (svart) og case med redusert utvekslingskapasitet (grønn).

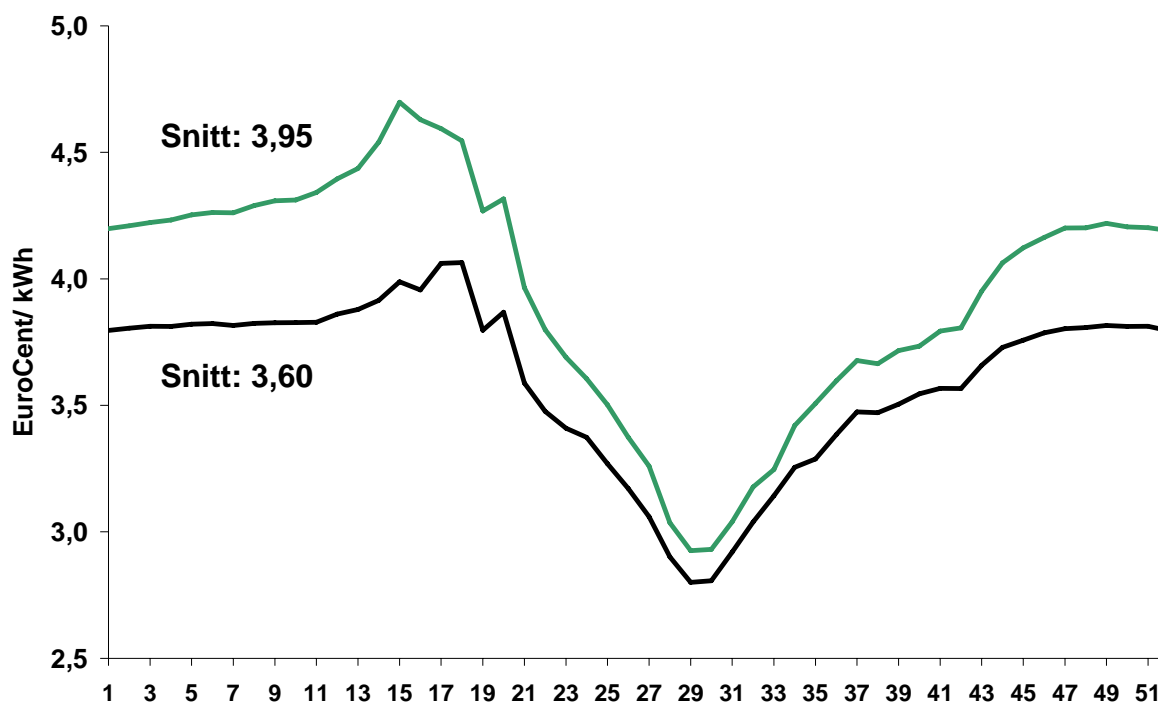


Figur 4.7 Simulert fyllingsgrad for norske magasin for 1969 og 1970 for referansecaset (svart) og case med redusert utvekslingskapasitet (grønn).

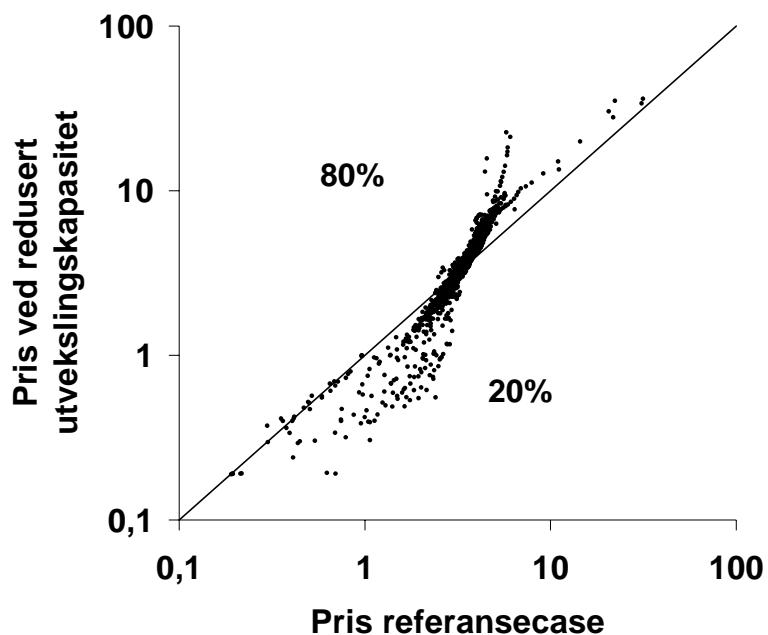
Den økte rasjoneringsfaren gir økte kraftpriser i tørrår, og Figur 4.8 viser at den gjennomsnittlige kraftprisen øker for alle uker i caset med redusert utvekslingskapasitet. I gjennomsnitt øker kraftprisen med 0,35 EuroCent/kWh som tilsvarer 2,8 øre/kWh ved en kurs på 8 NOK per Euro. Økningen i den gjennomsnittlige magasinutfyllingen fører imidlertid til at det er økt fare for flom. Den reduserte utvekslingskapasiteten fører dessuten til at det er mindre muligheter til å eksportere et energioverskudd i år med mye tilsig. Det er derfor flere tilfeller med svært lave priser og størst prisvariasjon i caset med redusert utvekslingskapasitet, jf. Figur 4.9. Figur 4.10 viser varighetskurven for kraftprisene i i referansecaset og i case med redusert utvekslingskapasitet.

Oppsummering endret utvekslingskapasitet

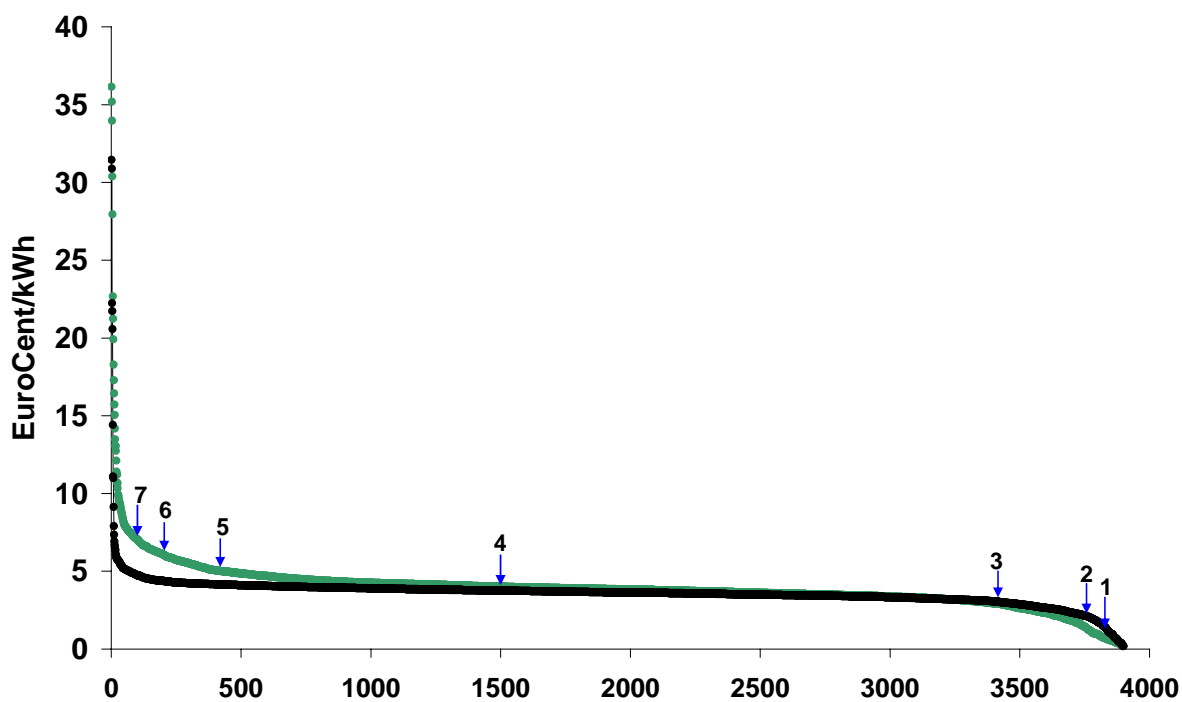
Analysen viser at en får en mer forsiktig magasinindisponering dersom en reduserer utvekslingskapasiteten. Den økte utvekslingskapasiteten en har fått etter 1990 kan derfor være en av årsakene til reduksjonen i den gjennomsnittlige magasinutfyllingen etter innføringen av energiloven.



Figur 4.8 Simulerte kraftpriser for Norge. Gjennomsnitt 1931 – 2005 ulike uker for referansecaset (svart) og case med redusert utvekslingskapasitet (grønn).



Figur 4.9 Simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og case med redusert utvekslingskapasitet. Punkt for 52 uker/75 år. Logaritmisk skala.



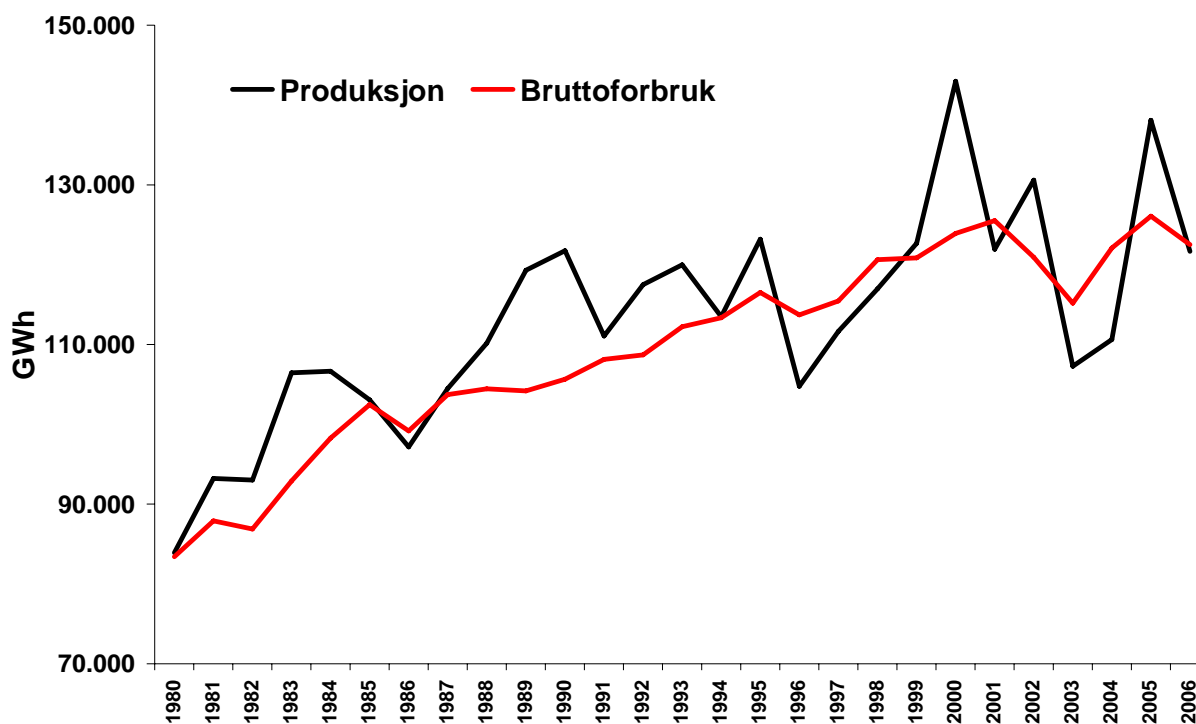
Figur 4.10 Varighetskurve for simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og case med redusert utvekslingskapasitet. Punkt for 52 uker/75 år.

4.4 ENDRET KRAFTBALANSE

Figur 4.11 viser norsk kraftproduksjon og bruttoforbruk i perioden 1980 – 2006. Data er hentet fra hhv Samkjøringens årsrapporter og Statistikkbanken (f.o.m. 1993). Produksjonen varierer mye fra år til år pga variasjoner i tilsiget, og forbruket varierer bl.a. pga variasjoner i temperaturer og priser.

Ifølge Samkjøringens årsberetning for 1990 var årsbalansen ved midlere energitilgang +0,8 TWh i 1990 [3]. For 2005 var temperaturkorrigert bruttoforbruk 129,6 TWh, jf. NVEs Energifolder [15]. Estimert normalproduksjon for vannkraft var 119,7 TWh, og med ca 1,5 TWh annen produksjon er den estimerte normalbalansen på – 8,4 TWh, dvs. en forverring på 9,2 TWh i forhold Samkjøringens årsberetning for 1990.

I det følgende undersøker vi hvordan magasindisponeringen påvirkes av at forbruket i alminnelig forsyning i Norge reduseres med 10 TWh i forhold til referansecaset for 2005. Vi har valgt en reduksjon som er litt større enn 9,2 TWh siden en initialt forbruksreduksjon for alminnelig forsyning vil gi lavere priser og en viss forbruksøkning. Det forutsettes en lik prosentvis reduksjon i alle de norske delområdene.



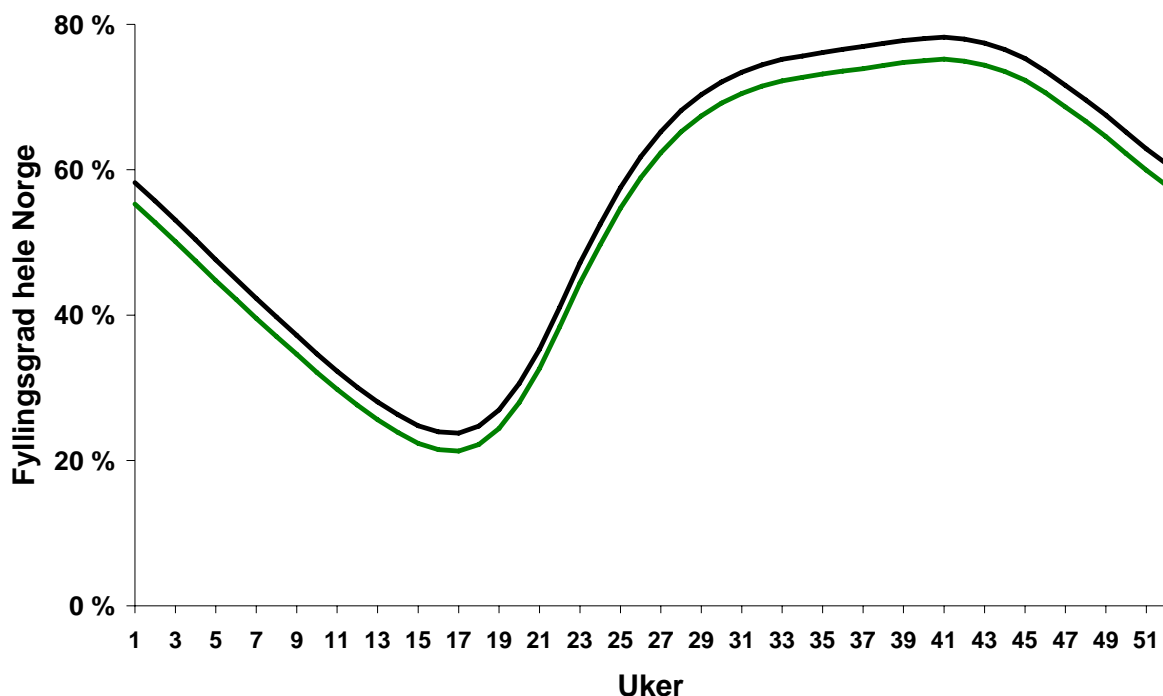
Figur 4.11 Produksjons og bruttoforbruk i Norge 1980 – 2006.

Tabell 4.5 viser hvordan samlet bruttoforbruk, handel og rasjonering endres i den nye simuleringen i forhold til referansecaset. Bruttoforbruket reduseres med 8,267 TWh i gjennomsnitt og litt mer i et tørrår. Vi ser at fastkraftforbruket reduseres med litt under 10 TWh mens forbruket i fleksibel industri og kjelkraft øker.

Tabell 4.5 Forbruksendringer (GWh) i forhold til referansecaset i gjennomsnitt for tilsigsårene 1931 – 2005 og for tørråret 1970.

	Forbedret balanse	
	Gjennomsnitt	Tørrår 1970
Fastkraft	- 9 949	-9 809
Fleksibel industri	+ 440	+ 1 149
Kjølraft	+ 1 262	+ 440
Transmisjonstap	- 19	- 152
= Bruttoforbruk	- 8 267	- 8 371

En forbedring i kraftbalansen på over 8 TWh i gjennomsnitt gir en betydelig reduksjon i rasjoneringsfaren for en gitt magasinfylling. I gjennomsnitt kan en derfor ha en litt lavere magasinfylling slik at flomfaren reduseres, jf. Figur 4.12.



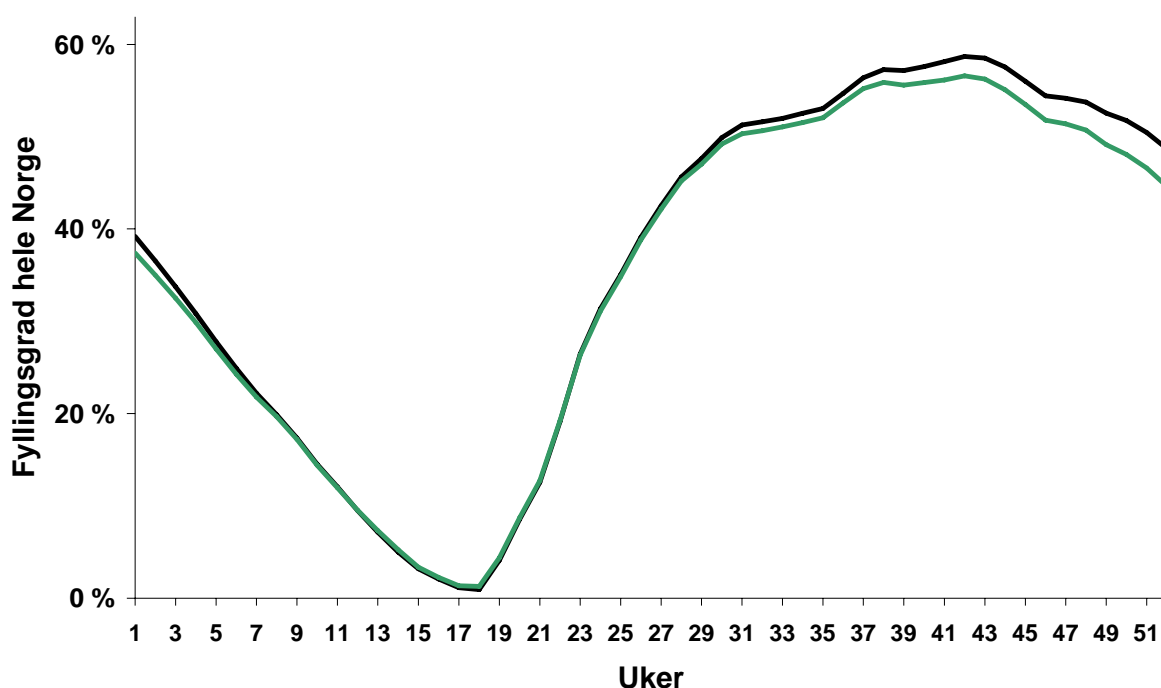
Figur 4.12 Simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske magasin for perioden 1931 – 2005 for referansecaset (svart), case med forbedret årsbalanse (grønn).

Figur 4.13 viser simulert fyllingsgrad for norske magasin i tørråret 1970. Til tross for at en starter med en litt lavere magasinfylling i caset med forbedret balanse unngår en rasjoning.

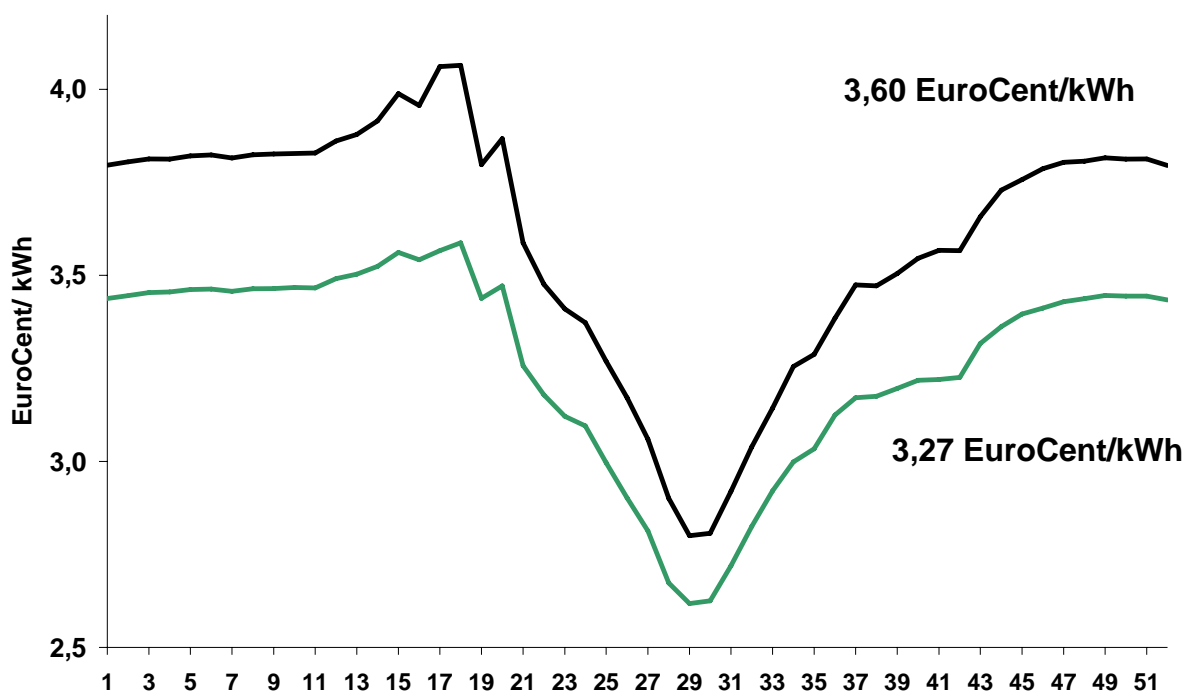
Til sammenligning er det 74 GWh rasjonering for tilsigsåret 1970 i referansecaset. Den gjennomsnittlige kraftprisen reduseres i hver uke og i gjennomsnitt med 0,33 EuroCent/kWh eller 2,6 øre/kWh til en kurs på 8 NOK per Euro, jf. Figur 4.14. Fra Figur 4.15 fremgår det at det er reduserte priser i 99 % av de simulerte ukene.

Oppsummering endret kraftbalanse

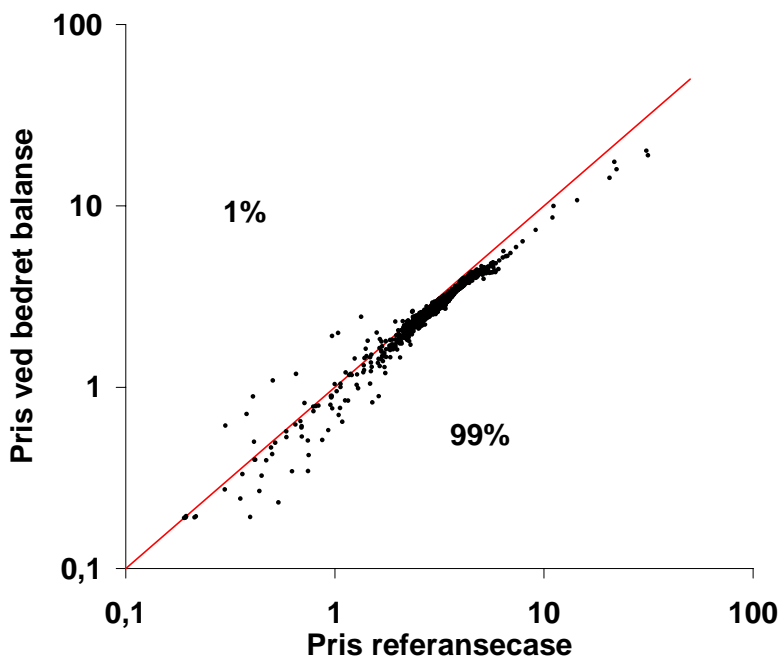
Det økte importbehovet en har fått i løpet av perioden etter innføringen av energiloven skulle isolert sett ført til en mer forsiktig magasindisponering og økt fyllingsgrad. En forverret kraftbalanse kan derfor ikke forklare reduksjonen i gjennomsnittlig fyllingsgrad.



Figur 4.13 Simulert fyllingsgrad for norske magasin for tørråret 1970 for referansecaset (svart), case med forbedret årsbalanse (grønn).



Figur 4.14 Simulerte kraftpriser for Norge. Gjennomsnitt 1931 – 2005 ulike uker for referansecaset (svart) og case med forbedret årsbalanse (grønn).



Figur 4.15 Simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og case med forbedret årsbalanse. Punkt for 52 uker/75 år. Logaritmisk skala.

4.5 BETYDNING AV ULIKE TILSIGSMODELLER

4.5.1 Tilsigsårene 1931 – 1980

I referansecaset brukes tilsigsårene 1931 – 2005. I perioden før energiloven var bare statistikk fra tilsigsårene 1931 – 1980 tilgjengelig for de fleste aktørene. I det følgende undersøker vi hvordan magasindisponeringen endres dersom en legger disse tilsigsårene til grunn i vannverdiberegning og modellkalibrering. Modellen ser statistikken for 1931 – 1980 når strategien etableres, mens hele statistikken 1931 – 2005 benyttes ved simulering av konsekvensene av å følge denne strategien.

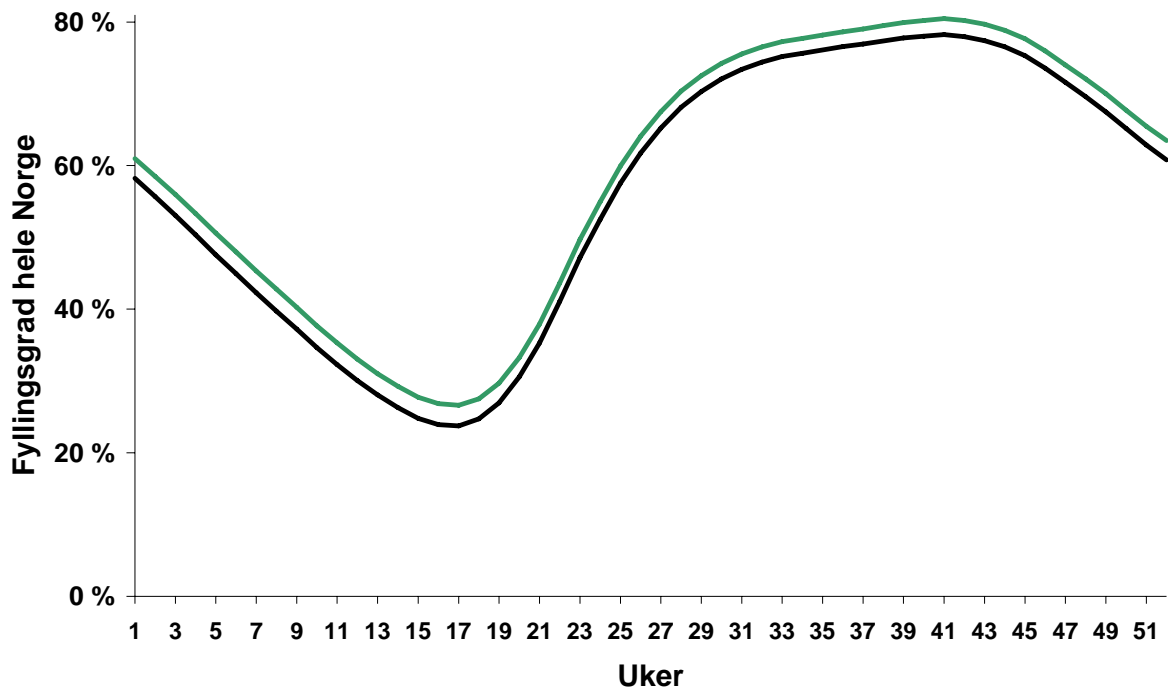
Gjennomsnittlig vannkraftproduksjon for tilsigsårene 1981 – 2005 er 118,6 TWh i referansecaset. Dette er 5,2 TWh mer enn gjennomsnittet for alle tilsigsårene 1931 – 2005. En innsnevring av det statistiske grunnlaget fra 1931 – 2005 til 1931 – 1980 gir derfor en betydelig reduksjon i den gjennomsnittlige vannkraftproduksjonen i simuleringene (fra 113,4 til 110,7). Figur 9.2 i appendiks C viser simulert vannkraftproduksjon for hvert tilsigsår 1931 – 2005 i referansecaset.

Den reduserte vannkraftproduksjonen gir økte vannverdier, og som en konsekvens vil en generelt ligge høyere i magasinet. Figur 4.16 viser hvordan den gjennomsnittlige magasindisponeringen for tilsigsårene 1931 – 2005 endrer seg dersom strategien for disponering av magasinene beregnes ut fra tilsigsårene 1931 – 1980. Figur 4.17 viser endringen i simulert magasindisponering for tørråret 1970. I det nye caset er det ingen tilfeller av rasjonering.

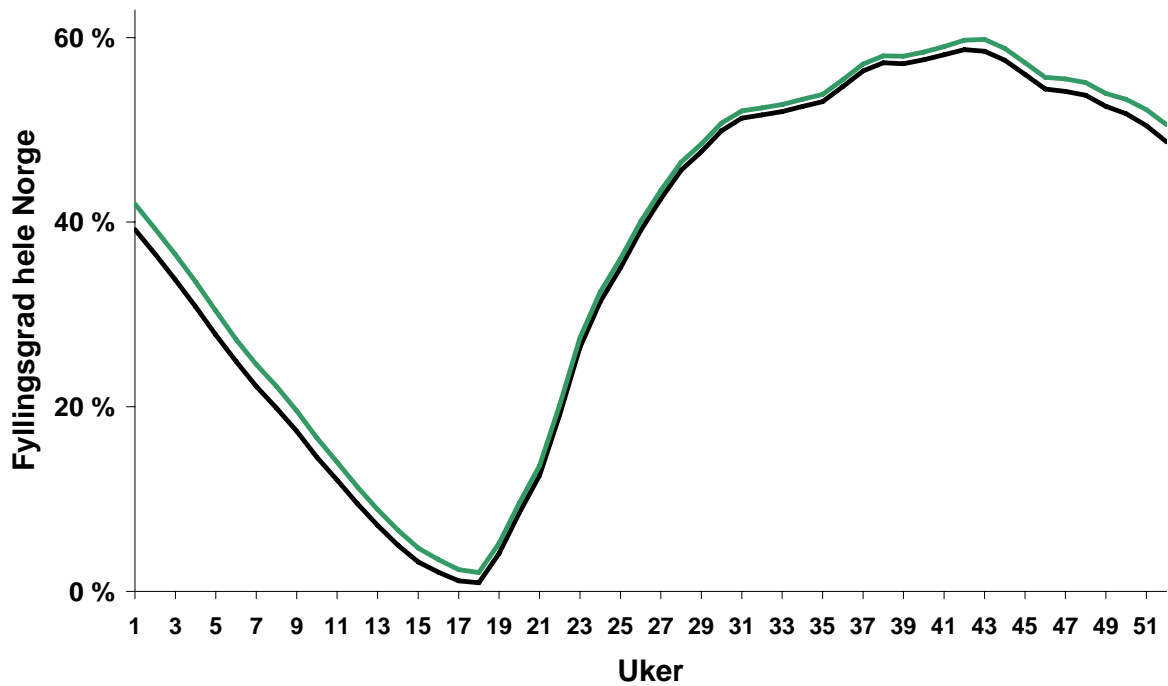
Fra Figur 4.18 fremgår det at de høyeste og laveste prisene er litt redusert i det nye caset. Dette skyldes at en generelt har mer vann i magasinet. Følgelig kan en takle en tørrårssituasjon bedre, noe som reduserer de høyeste prisene. På en annen side blir det større fare for flom, og dette reduserer de laveste prisene. I nesten 60% av tilfellene, når prisene verken er spesielt høye eller spesielt lave, er prisene størst for det nye caset. Gjennomsnittsprisen er redusert med 0,02 EuroCent/kWh i forhold til referansecaset.

Oppsummering tilsigsårene 1931 – 1980

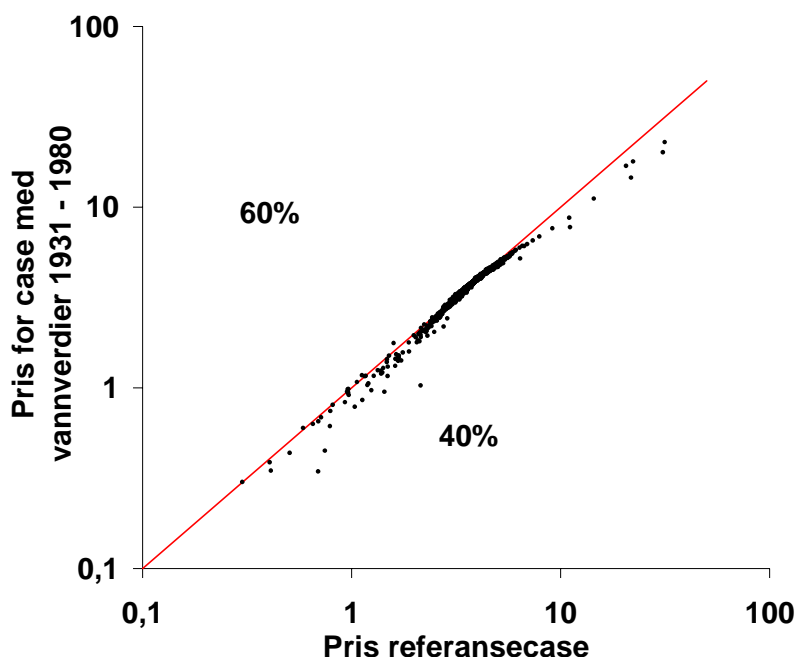
Bruk av den tilsigsstatistikken som var tilgjengelig for de fleste før 1990 fører til en mer forsiktig disponering enn dersom en bruker hele den statistikken som er tilgjengelig i dag. De nye årene som har blitt tilgjengelig i tilsigsstatistikken etter 1990 kan derfor være en del av årsaken til reduksjonen i den gjennomsnittlige magasinutfyllingen etter innføringen av energiloven.



Figur 4.16 Simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske magasin for perioden 1931 – 2005 for referansecaset (svart) og case med strategi basert på tilsigsårene 1931 – 1980 (grønn).



Figur 4.17 Simulert fyllingsgrad for norske magasin for 1970 for referansecaset (svart) og case med strategi basert på tilsigsårene 1931 – 1980 (grønn).



Figur 4.18 Simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og case med strategi basert på tilsigsårene 1931 – 1980. Punkt for 52 uker/75 år. Logaritmisk skala.

4.5.2 Tilsigsårene 1970 – 2005

Mye tyder på at det har skjedd en klimaendring, og som en konsekvens er det sannsynligvis en del aktører som ikke bruker hele tilsigsstatistikken i produksjonsplanleggingen. Man antar at de siste tiårene er mest representativ for framtiden. I det følgende undersøker vi hvordan magasin-disponeringen endres dersom en kun bruker tilsigsstatistikken for årene 1970 – 2005 ved vannverdiberegning og modellkalibrering. Gjennomsnittlig vannkraftproduksjon for tilsigsårene 1970 – 2005 er 116,6 TWh i referansecaset. Dette er 3,2 TWh mer enn gjennomsnittet for alle tilsigsårene 1931 – 2005. En innsnevring av det statistiske grunnlaget fra 1931 – 2005 til 1970 – 2005 gir derfor økt gjennomsnittlig vannkraftproduksjon.

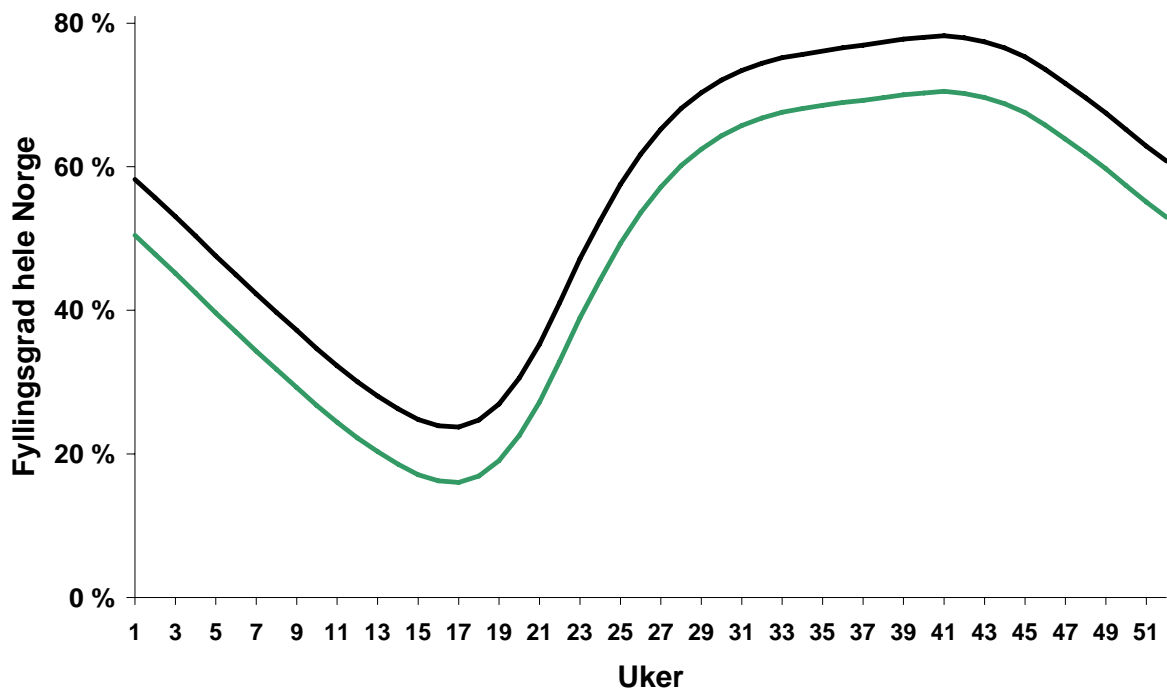
Den økte vannkraftproduksjonen gir reduserte vannverdier, og som en konsekvens vil en generelt ligge lavere i magasinet for å unngå flom. Figur 4.19 viser hvordan simulert fyllingsgrad for perioden 1931 – 2005 endres når vannverdiene beregnes ut fra tilsigsårene 1970 – 2005. Figur 4.20 viser endringen i simulert magasin-disponering for tørråret 1970. En kommer inn i tørråret med en langt lavere magasin-fylling, og for dette året øker rasjoneringsgraden fra 74 til 2625 GWh. I tillegg er det rasjoneringsgrad for tilsigsåret 1941.

Siden magasin-fyllingen generelt er lavere enn i referansecaset blir det færre tilfeller av lave priser pga flom og flere tilfeller av høye priser pga fare for rasjoneringsgrad. Dette gir økte priser i de tilfellene hvor prisene er relativt lave eller relativt høye i utgangspunktet, jf. Figur 4.21. I

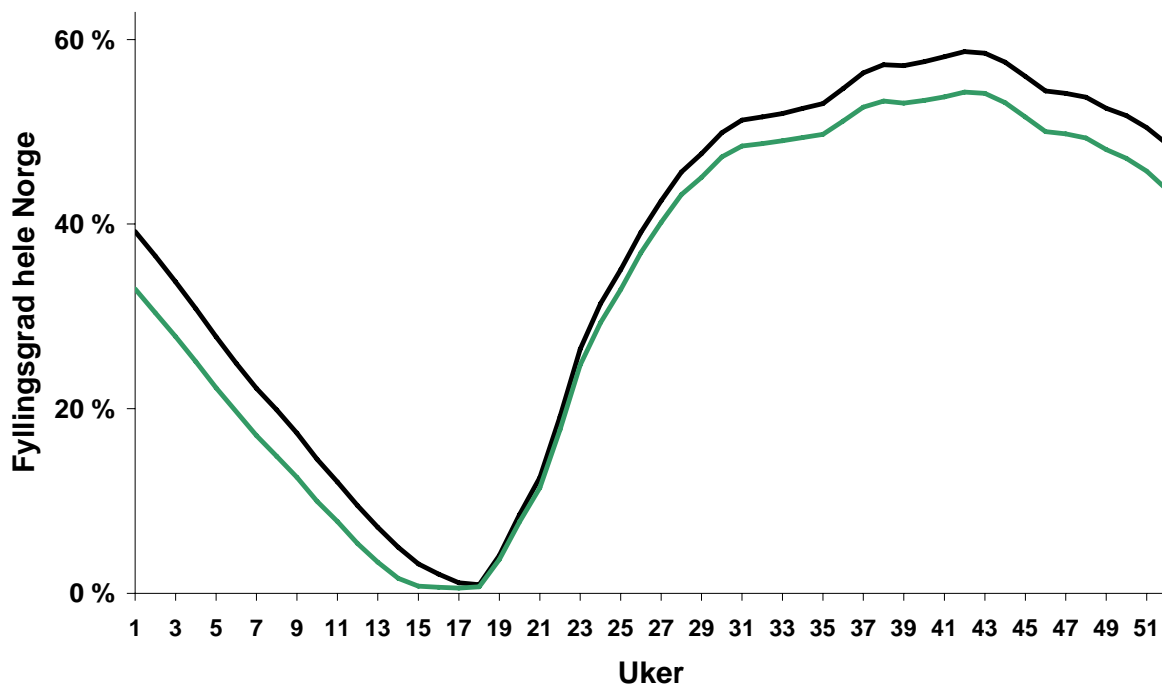
omtrent halvparten av tilfellene, når prisene verken er spesielt høye eller spesielt lave i referansecaset, reduseres prisen.

Oppsummering tilsigsårene 1970 – 2005

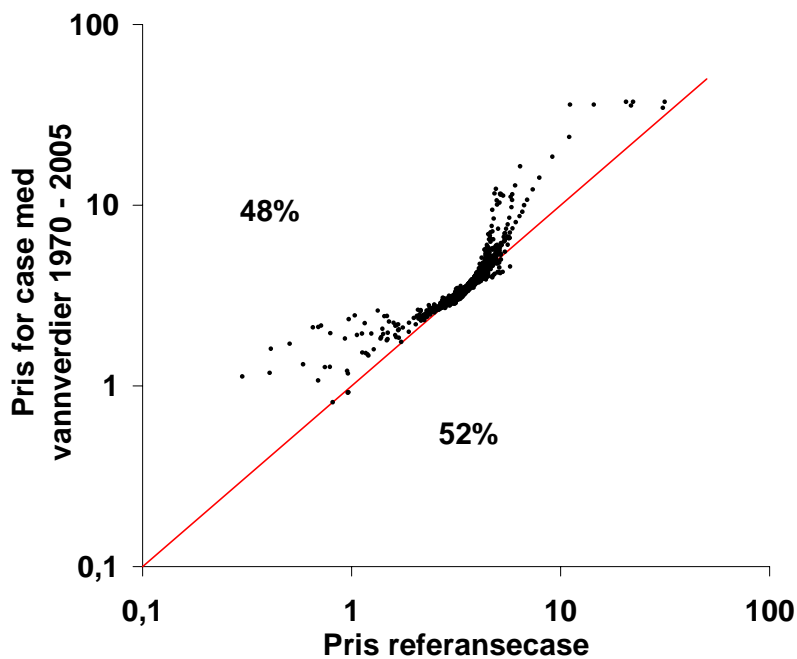
Kanskje en del aktører vektlegger nyere tilsigsstatistikk mest pga. klimaendringer. Dersom en kun bruker tilsigsårene 1970 – 2005 i vannverdberegningen så reduseres gjennomsnittlig fyllingsgrad siden tilsigsårene etter 1970 i gjennomsnitt har vært bedre enn for hele den perioden en har statistikk for. Dette kan derfor være en av årsakene til reduksjonen i gjennomsnittlig fyllingsgrad etter innføringen av energiloven.



Figur 4.19 Simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske magasin for perioden 1931 – 2005 for referansecaset (svart) og case med strategi basert på tilsigsårene perioden 1970 – 2005 (grønn).



Figur 4.20 Simulert fyllingsgrad for norske magasin for 1970 for referansecaset (svart) og case med strategi basert på tilsigsårene 1970 – 2005 (grønn).



Figur 4.21 Simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og case med vannverdier for perioden 1970 – 2005. Punkt for 52 uker/75 år. Logaritmisk skala.

4.6 REDUSERT NEDTAPPINGSEVNE

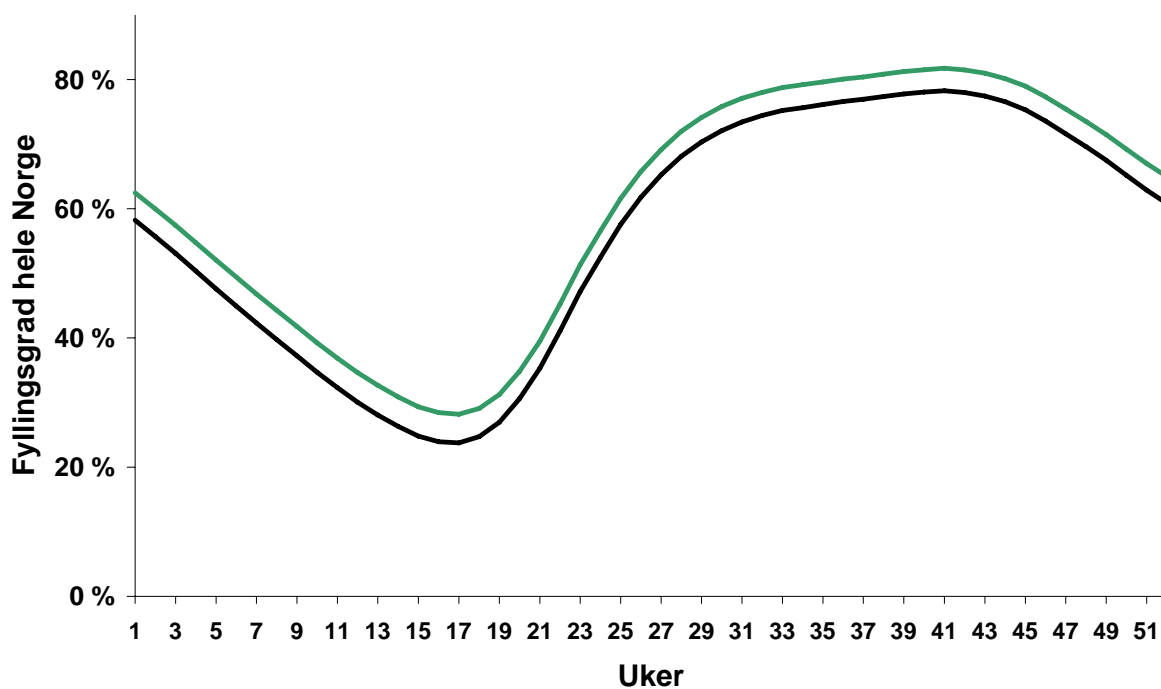
Det diskuteres hvorvidt det er fysisk og organisatorisk mulig å tømme alle magasinene helt ned i et tørrår. Modeller som Samkjøringsmodellen klarer å bruke alt tilgjengelig vann, men mange mener at det i praksis ikke vil være mulig å komme lenger ned enn til 5 – 10 % av magasin-volumet. Dette kan eventuelt skyldes både fysiske og organisatoriske begrensninger som ikke er representert i modellen. Ved rask nedtapping av magasinene kan man for eksempel få problemer med erosjon og løsmasse. Ved lav fyllingsgrad får man også redusert produksjonen per tappet kubikkmeter vann (i prinsippet er dette tatt hensyn til i modellen) og redusert tappeevne (normalt ikke tatt hensyn til i modellen).

I vårt referansecase har vi ikke lagt inn noen restriksjoner på magasinfyllingen spesifikt for å ta hensyn til problemene som kan oppstå ved lav magasinfylling. I et alternativt case har vi imidlertid analysert konsekvensen av redusert nedtappingsevne. I dette caset er det forutsatt at 10 % av energikapasiteten i norske magasin ikke kan utnyttes. Dette er jevnt fordelt over alle områder i modellen, men modellen velger hvordan det skal fordeles mellom magasinene innen hvert område. Figur 4.22 viser simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for dette caset sammenlignet med referansecaset. I gjennomsnitt øker den gjennomsnittlige fyllingsgraden med 4 prosentpoeng. Årsaken er at en generelt må ligge høyere i magasinet for å unngå rasjonering i et tørrår når en ikke kan gå like langt ned i magasinet. Figur 4.23 viser simulert fyllingsgrad for tørråret 1970. Magasinfyllingen er større enn i referansecaset ved inngangen til 1970. Likevel øker rasjonert mengde for dette tilsigsåret fra 76 GWh i referansecaset til 558 GWh i 1970. Det er ingen rasjonering i andre tilsigsår.

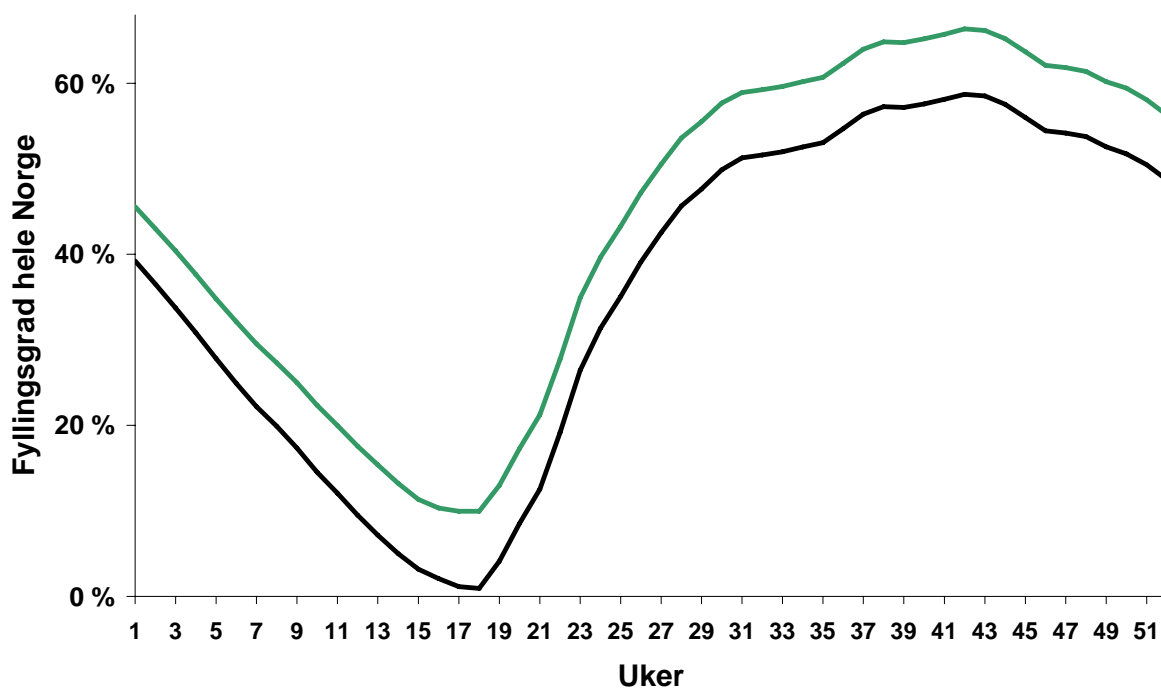
Gjennomsnittsprisen øker med 0,01 EuroCent/kWh i forhold til referansecaset. Siden en ikke kan gå like langt ned i magasinet er det økt fare for rasjonering. Dette gir økte priser i de tilfellene når prisene er høye i utgangpunktet, jf. Figur 4.24. Siden en generelt ligger høyere i magasinet er det også større fare for flom. Dette gir reduserte priser når prisene er lave i utgangpunktet, og i gjennomsnitt reduseres prisene om sommeren.

Oppsummering redusert nedtappingsevne

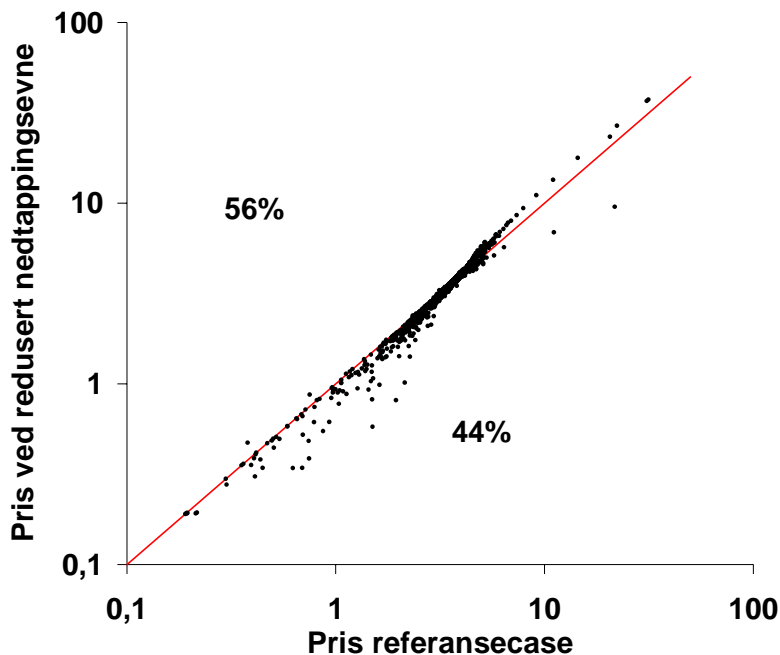
Den gjennomsnittlige fyllingsgraden øker dersom en forutsetter at magasinene ikke kan tappes helt ned. Dette er en viktig usikkerhetsfaktor når vi sammenligner registrert og simulert fyllingsgrad.



Figur 4.22 Simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske magasin for perioden 1931 – 2005 for referansecaset (svart) og case med redusert nedtappingsevne (grønn).



Figur 4.23 Simulert fyllingsgrad for norske magasin for 1970 for referansecaset (svart) og case med redusert nedtappingsevne (grønn).



Figur 4.24 Simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og case med redusert nedtappingsevne. Punkt for 52 uker/75 år. Logaritmisk skala.

4.7 STADIUM 1990

Mellom 1990 og 2005 skjedde det en rekke endringer som påvirker kraftsystemet, og konsekvensene av en del viktige endringer har blitt analysert hver for seg tidligere i rapporten. I caset Stadium 1990 tilpasses flere av inngangsparametrene til Samkjøringsmodellen slik at en i størst mulig grad simulerer stadium 1990. Vi gjør oppmerksom på at det ikke har vært mulig å etablere et fullt datasett for stadium 1990 i dette prosjektet. Analysen for stadium 1990 er derfor svært forenklet.

4.7.1 Forutsetninger

Rasjoneringspriser

I det følgende setter vi rasjoneringsprisene til den verdsettingen av ikke-levert fastkraft som skulle brukes ved beregningen av energigrunnlaget i Samkjøringen for driftsåret 1. mai 1990 – 30. april 1991 [3]. Denne er gjengitt i Tabell 4.6. For elektrokjeler med tung- og lettolfjyrt reserve benyttet man avsavnsverdier på hhv 17 øre/kWh og 24,6 øre/kWh.

I referansecaset er rasjoneringsprisen 37,5 EuroCent/kWh, og dette er langt over rasjoneringsprisene i tabellen ved en rasjonert mengde på under 10 % av fastkraften. For rasjonerte mengder opp mot og over 25 % er imidlertid rasjoneringskostnaden størst i Tabell 4.6.

Konsekvensen av å redusere rasjoneringsprisen fra 37,5 EuroCent/kWh til 8,75 EuroCent/kWh er analysert i kapittel 4.2. Men i 1990 opererte man med høyere rasjoneringspriser for det meste av forbruket enn det vi har brukt i referansecaset.

Tabell 4.6 Rasjoneringspriser (øre/kWh)

Nivå	Andel av fastkraft	Rasjoneringskostnad	
		øre/kWh	EuroCent/kWh
1	0 – 10%	69 - 92	8,625 – 11,5
2	10 – 25%	92 – 462	11,5 – 57,75
3	25 – 100%	462	57,75

Ufleksibelt forbruk

Det fantes et kraftmarked også før 1990, men det var bare produsentene som deltok. Kraftprisen til forbrukere var politisk styrt og varierte derfor ikke med tilfeldige variasjoner i tilsiget.

Siden konsumentprisen og dermed forbruket ikke ble bestemt i markedet antar vi i det følgende at mesteparten av forbruket er bestemt utenfor modellen (eksogent). For Stadium 1990 tar vi bort den prisfleksibiliteten som ligger inne for alminnelig forsyning og industri i referansecaset, jf. beskrivelsen i kapittel 9. Dette er implementert slik at en får en viss forbruksøkning ved høye priser og uendret forbruk ved lave priser. For elkjeler gjøres det ingen endringer.

Kraftbalanse

Produksjonskapasiteten og årsbalansen har endret seg etter 1990, og det er relativt arbeidskrevende å identifisere hvilke produksjonsanlegg som skal tas ut fra et datasett som gjelder for dagens situasjon. Vi gjør derfor en forenklet tilnærming hvor vi bruker dagens produksjonssystem og så reduserer vi forbruket i alminnelig forsyning i Norge med 10 TWh jf. kapittel 4.4.

Uttevslingskapasiteter

Uttevslingskapasiteten innad i Norden og mellom Norden og kontinentet settes lik kapasitetene i 1990, jf. kapittel 4.3.

Tilsigsmodeller

Betydningen av å bruke ulike utvalg av årene i tilsigsstatistikken er analysert i kapittel 4.5. I 1990 hadde en data for tilsigsårene 1931 – 1980 tilgjengelig ved beregning av energigrunnlaget [3]. Vi bruker derfor disse årene i vannverdiberegningen, men i etterkant simulerer vi alle tilsigsårene 1931 – 2005 med de beregnede vannverdiene.

For øvrig gjøres ingen endringer i forhold til referansecaset.

4.7.2 Simuleringsresultater

Tabell 4.7 viser årsbalanse, handel og kraftpris for referansecaset og Stadium 1990 i gjennomsnitt for hele perioden 1931 – 2005, for tørrårene 1970 og 1996 og for vååret 1990. Tørråret 1970 er spesielt problematisk fordi 1969 også var et tørrår. Året 1996 er det tilsigsåret med lavest simulert vannkraftproduksjon etter 1990 i referansecaset. Tilsigsåret 1990 er det året med størst vannkraftproduksjon i referansecaset. Figur 9.2 i Appendiks C viser simulert vannkraftproduksjon for alle tilsigsårene, mens Figur 9.5 viser magasinutfyllingen for utvalgte tørrår.

I gjennomsnitt er simulert bruttoforbruk 8,17 TWh lavere enn i referansecaset pga det reduserte fastkraftforbruket. Nettoimporten er derfor betydelig redusert. Det er også dårligere muligheter for import og eksport pga redusert overføringskapasitet sammenlignet med referansecaset. For tørråret 1970 er nettoimporten redusert enda mer. Årsaken er dels at det var en betydelig nettoimport dette året i referansecaset og dels at importkapasiteten er redusert. For Stadium 1990 er reduksjonen i bruttoforbruket i tørråret 1970 mindre enn for referansecaset. Årsaken er at fastkraftforbruket ikke er prisfleksibelt i caset Stadium 1990 slik at de høye prisene i 1970 ikke gir de samme forbruksreduksjonene som i referansecaset. Som en konsekvens er det en betydelig økning i rasjonert mengde for dette året. I tillegg er det rasjonering for tilsigsårene 1941 og 1942. For vååret 1990 er vannkraftproduksjonen 9,2 TWh større for referansecaset enn for Stadium 1990. Årsaken er at en for caset Stadium 1990 starter med en høyere magasinutfylling ved inngangen til tilsigsåret 1990, samtidig som eksportkapasiteten for dette caset er mindre enn for referansecaset. Som en konsekvens blir det mer flom og lavere vannkraftproduksjon.

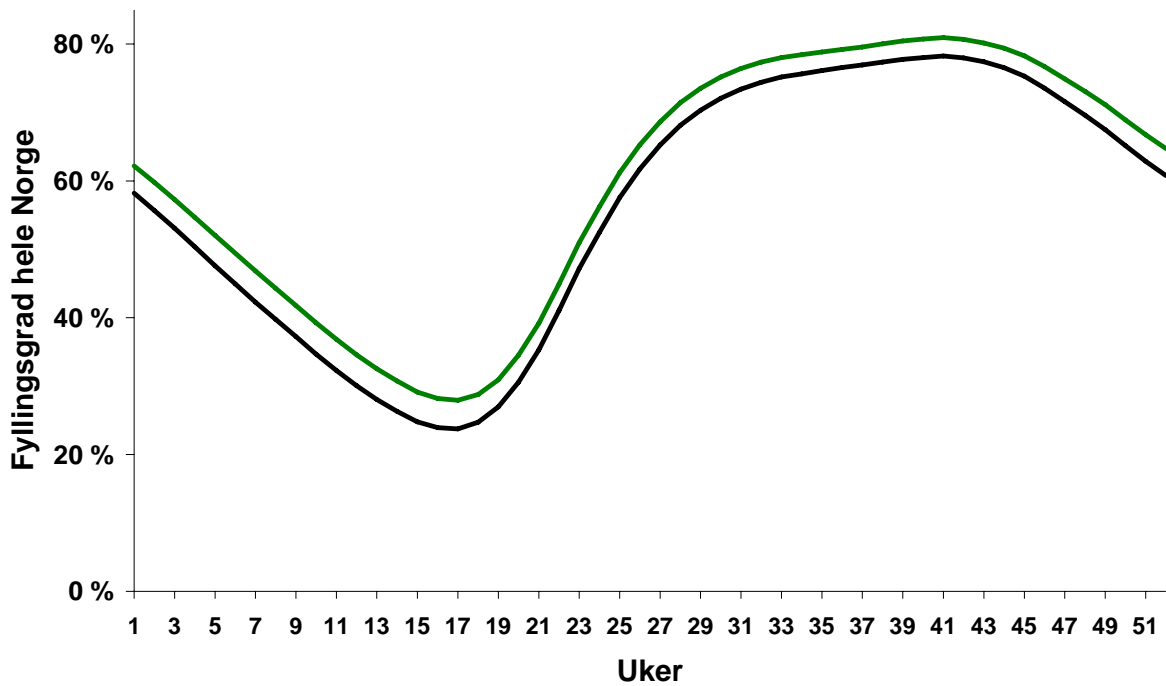
De endringene som er gjort for Stadium 1990 forhold til referansecaset har ulik effekt på magasinindisponeringen. Bedre kraftbalanse drar i retning av at en kan ligge lavere i magasinet for å unngå flom; redusert rasjoneringspris ved begrenset rasjonering kan bidra i samme retning. Mindre prisfleksibilitet på forbruk, reduserte utvekslingskapasiteter, høyere rasjoneringspris for det meste av forbruket og mindre gjennomsnittlig tilsig for perioden 1931 – 1980 tilsier derimot at en vil ligge høyere i magasinet slik at faren for rasjonering reduseres. Figur 4.25 viser at de forhold som trekker i retning av en mer forsiktig magasinindisponering for Stadium 1990 dominerer. Den gjennomsnittlige fyllingsgraden er økt for alle uker i forhold til referansecaset. Dette er en indikasjon på at de endringene som har skjedd i kraftsystemet etter

1990, deriblant økt utvekslingskapasitet, økt forbrukerfleksibilitet og flere år med relativt mye tilsig i statistikken, er en del av forklaringen til den endrede magasindisponeringen.

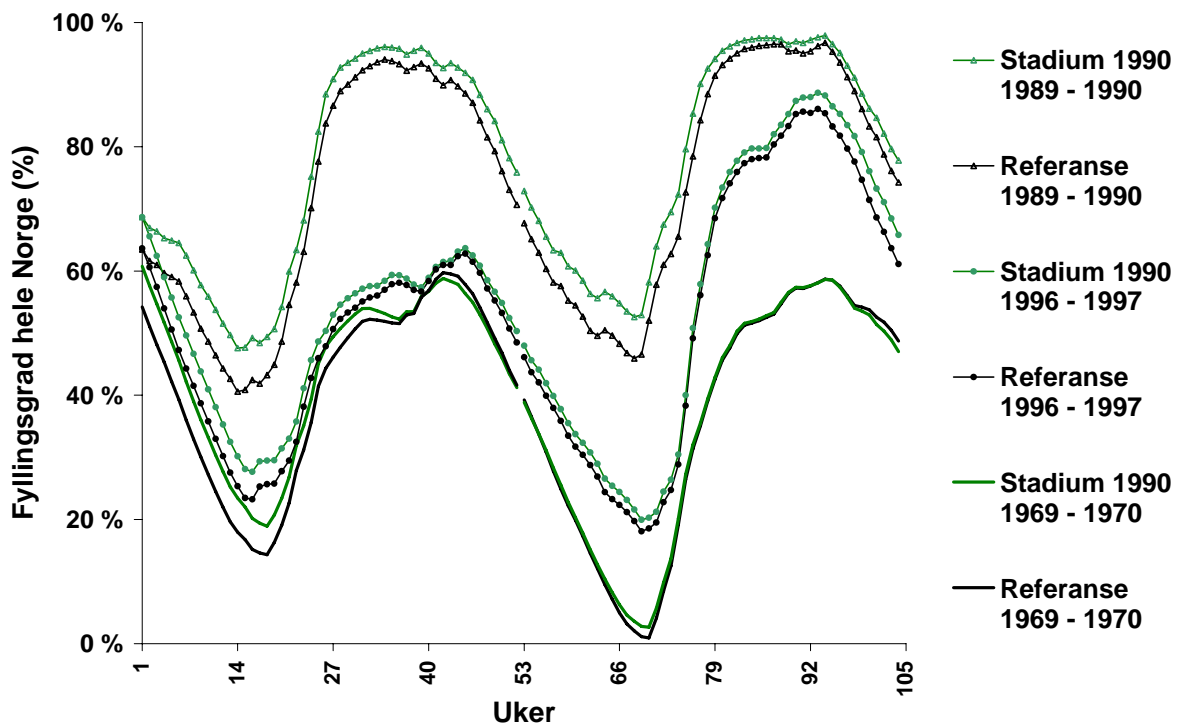
Figur 4.26 sider simulert magasindisponering for årene 1969 - 1970, 1996 – 1997 og 1989 – 1990 for referansecase og case Stadium 1990. Ved inngangen til 1969 er magasinfyllingen størst for Stadium 1990. Ved utgangen av tørråret 1969 er imidlertid fyllingsgraden for Stadium 1990 omtrent den samme som for referansecaset. Mot slutten av tappesesongen for tørråret 1970 er fyllingsgraden større for Stadium 1990 enn for referansecaset. For det delområdet med størst rasjonering er det imidlertid lavere magasinfylling mesteparten av dette tilsigsåret for Stadium 1990. Fordelingen av vann mellom delområdene er altså mer ugunstig i simuleringen for Stadium 1990. For Stadium 1990 skjer det også en begrenset rasjonering til den laveste rasjoneringskostnaden selv om en har vann tilgjengelig. Motivet for dette er å unngå at en må rasjonere til en høyere kostnad på et senere tidspunkt, jf. Tabell 4.6.

Tabell 4.7 Årsbalanse og utveksling (GWh) og kraftpris (EuroCent/kWh) i gjennomsnitt, for tørrårene 1970 og 1996 og vååret 1990 for referansecase og Stadium 1990.

	Gjennomsnitt 1931 - 2005		1970		1996		1990	
	Refer.	Stadi. 1990	Refer.	Stadi. 1990	Refer.	Stadi. 1990	Refer.	Stadi. 1990
Vannkraft	113.376	112.616	88.637	89.893	102.093	105.350	138.495	129.221
+ Varmekraft	1.304	1.201	1.421	1.422	1.418	1.398	806	578
+ Vindkraft	502	502	519	519	437	437	479	479
+ Import	13.438	7.774	27.032	19.708	19.509	10.698	3.998	1.888
= Tilgang	128.620	122.093	117.609	111.542	123.457	117.883	143.778	132.166
Bruttoforbruk	121.414	113.244	117.599	112.196	121.066	112.962	120.554	112.293
- Rasjonering	1	31	76	1.592	0	0	0	0
+ Eksport	7.207	8.880	86	938	2.390	4.920	23.225	19.872
= Anvend.	128.620	122.093	117.609	111.542	123.457	117.882	143.779	132.165
Imp. Sverige	9.391	5.396	19.392	15.098	13.544	7.006	2.791	1.243
+ Imp. Dan.	3.952	2.354	7.020	4.345	5.908	3.688	1.176	645
+ Imp. Finland	94	24	620	265	57	4	31	0
= Sum import	13.438	7.774	27.032	19.708	19.509	10.698	3.998	1.888
Eksp. Sverige	5.879	7.433	82	917	1.948	4.403	17.831	15.803
+ Eksp. Dan.	896	1.099	0	0	18	200	4.656	3.636
+ Eksp. Finl.	432	347	4	21	424	317	737	432
= Sum eksp.	7.207	8.880	86	938	2.390	4.920	23.225	19.872
Nettoimport	6.231	-1.106	26.946	18.770	17.118	5.777	-19.226	-17.984
Kraftpris	3,60	3,36	6,92	6,77	4,04	4,11	2,34	1,77

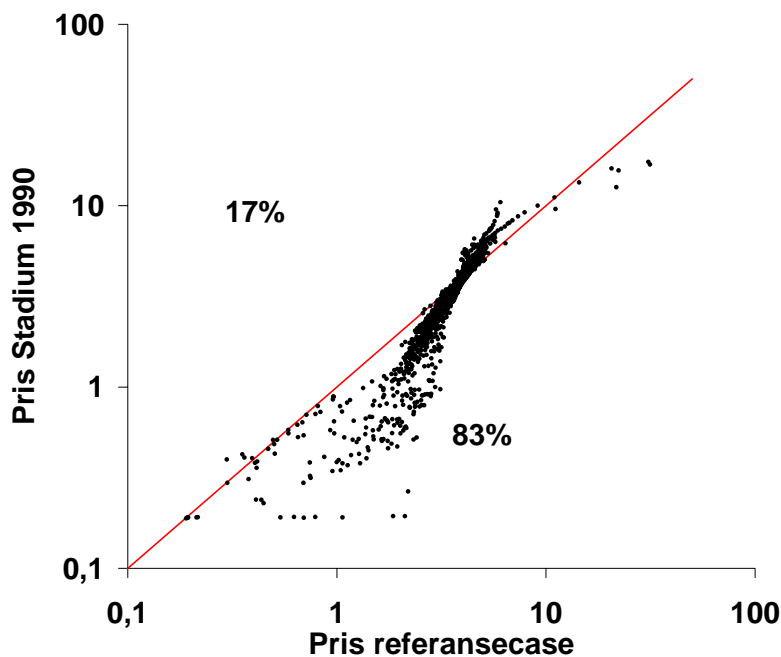


Figur 4.25 Simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske magasin for perioden 1931 – 2005 for referansecaset (svart) og caset Stadium 1990 (grønn).



Figur 4.26 Simulert gjennomsnittlig fyllingsgrad for norske magasin for tilsigsårene 1969 – 1970 og 1996 – 1997 for referansecaset og Stadium 1990.

Figur 4.27 sammenligner simulerte kraftpriser for Stadium 1990 med kraftprisene i referansecaset. For de fleste simulerte ukene (83 % av tilfellene) er prisen minst for Stadium 1990 siden kraftbalansen er bedre. Gjennomsnittsprisen er redusert fra 3,60 EuroCent/kWh i referansecaset til 3,36 i Stadium 1990. Bl.a. høyere rasjoneringspris og redusert utvekslingskapasitet fører imidlertid til at prisene øker relativt mer for Stadium 1990 enn for referansecaset når krafttilgangen reduseres i år med mindre tilsig, og prisene er typisk størst for Stadium 1990 når prisene er relativt høye. I tilfeller hvor det er rasjonering eller stor rasjoneringsfare i referansecaset er imidlertid prisene typisk størst for referansecaset siden rasjoneringskostnaden er 37,5 EuroCent/kWh fra første rasjonerte kWh.



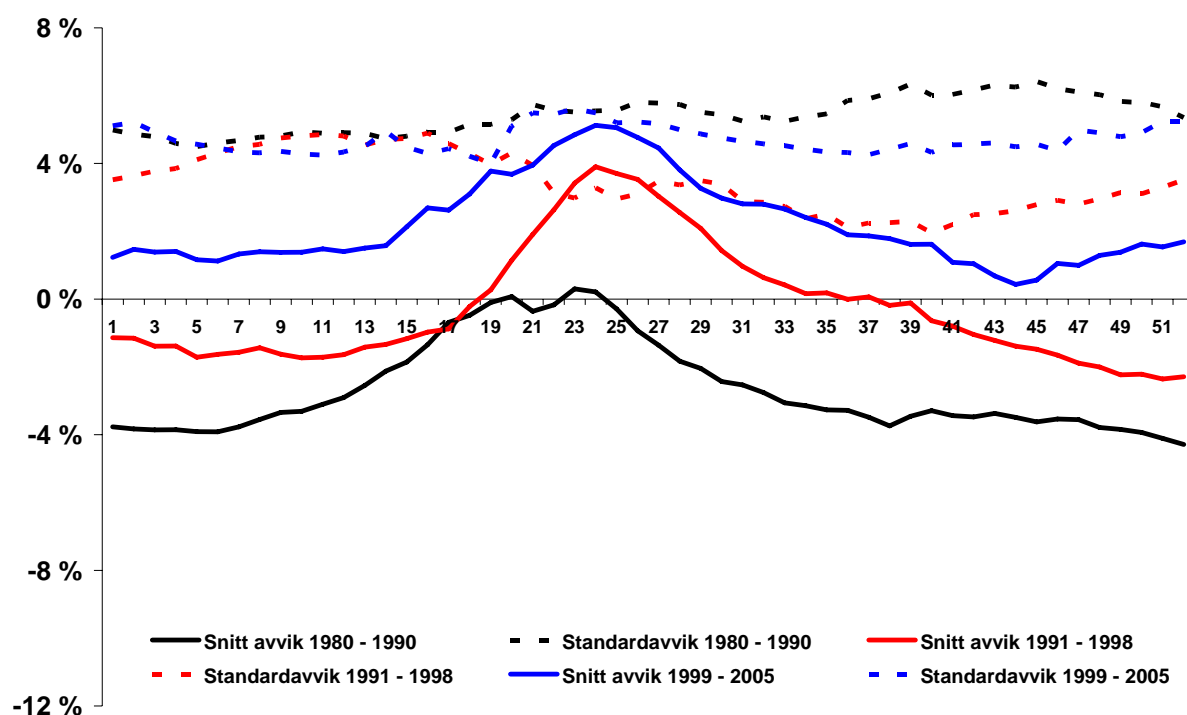
Figur 4.27 Simulerte kraftpriser i EuroCent/kWh for Norge i referansecaset og caset Stadium 1990. Punkt for 52 uker/75 år. Logaritmisk skala.

Figur 4.28 viser differansen mellom simulert (Stadium 1990) og observert magasindisponering per uke for hver av periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005. Registrert magasin-fylling er brukt ved starten av hver simuleringsperiode, dvs. for uke 1 i 1980, 1991 og 1999. Tilsvarende figur for referansecaset, dvs. for stadium 2005, er vist i Figur 3.17.

Fra Figur 4.28 fremgår det at simulert magasin-fylling for tilsigsårene 1999 – 2005 for Stadium 1990 gir en høyere gjennomsnittlig fyllingsgrad enn den registrerte. For tilsigsårene 1991 – 1998 er det mindre avvik mellom simulert og registrert magasin-fylling og i gjennomsnitt over året er det liten forskjell. For tilsigsårene 1980 – 1990 er den simulerte magasin-fyllingen mindre enn den registrert, men forskjellene er mindre enn de var i referansecaset. Det ser derfor ut til at caset Stadium 1990 gir en simulert magasindisponering som samsvarer best med den magasindisponeringen som var i perioden 1991 – 1998. For referansecaset, som er et case

for stadium 2005, var det derimot størst samsvar mellom simuleringer og registreringer for den siste perioden 1999 – 2005. Dette tyder på at de strukturelle endringene som har skjedd i kraftsystemet etter 1990 er en viktig årsak til den endrede magasindisponeringen.

Det må understrekes at vi har vært nødt å gjøre en rekke forenklinger i de simuleringene vi har gjort. Når en sammenligner den faktiske magasindisponeringen med simuleringresultater slik vi har gjort burde en ideelt sett oppdatert alle inngangsdata til modellen for hver uke i perioden 1980 - 2005 i tråd med faktiske priser, forventninger, forbruk, produksjonssystem osv. Dette ville imidlertid vært svært ressurskrevende, og vi har kun etablert ett ekstra sett med inngangsdata for stadium 1990 hvor vi har justert noen sentrale inngangsdata i forhold til referansecaset.



Figur 4.28 Gjennomsnitt og standardavvik for differanse (prosentpoeng) mellom registrert og simulert magasindisponering for hele Norge per uke i de tre periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005.

Oppsummering Stadium 1990

I caset Stadium 1990 har vi implementert flere av de endringene i forhold til referansecaset som vi har analysert hver for seg i egne scenarier: Utvekslingskapasiteten er redusert, kraftbalansen er forbedret og strategien er beregnet med utgangspunkt i tilsigsårene 1931 – 1980. Samkjøringens rasjoneringskurve for 1990 er brukt og vi har tatt bort den prisfleksibiliteten som var spesifisert for alminnelig forsyning og industri i referansecaset. Samlet sett fører disse endringene til en mer forsiktig magasindisponering enn den en har i referansecaset. Dette tyder på at de endringene vi har korrigert for i dette caset er en viktig årsak til reduksjonen i gjennomsnittlig fyllingsgrad etter energiloven.

5 OPPSUMMERING OG VURDERING

5.1 OPPSUMMERING

Denne utredningen om magasinindisponering før og etter energiloven er bestilt av Olje- og energidepartementet i forbindelse med evaluering av energiloven. Utredningens mål er å vurdere om disponeringen av vannmagasinene har endret seg over tid.

I kapittel 3 viste vi hvordan den faktiske magasinfyllingen i ulike deler av året har utviklet seg de siste 27 år. Vi sammenlignet statistikk for fyllingsgraden i norske vannmagasin i en periode før innføringen av energiloven (1980 - 1990) med to perioder etter innføringen av loven (1991 – 1998 og 1999 – 2006). Denne analysen viste at fyllingsgraden har blitt redusert etter innføringen av energiloven i 1990, og i den siste perioden (1999 – 2006) har fyllingsgraden vært relativt lav om sommeren.

Den faktiske fyllingsgraden på ulike tidspunkt påvirkes av tilsiget som varierer fra år til år. Vi har prøvd å filtrere bort konsekvensen av varierende tilsig. Dette gjorde vi på ulike måter. Først undersøkte vi om sammenhengen mellom magasinfyllingen i TWh og produsert mengde for ulike måneder har endret seg. Deretter undersøkte vi om årsfordelingen for produksjon og nettoeksport har endret seg over tid. I tillegg sammenlignet vi registrert magasinfylling med simulert optimal magasinfylling ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Alle disse analysene tyder på at endringen som har skjedd i magasinenes fyllingsgrad ikke kan forklares med tilfeldige variasjoner i tilsiget. Det ser derfor ut til at det har vært en viss endring i magasinindisponeringen etter innføringen av energiloven.

En overgang fra en optimalisering hvor en minimerer systemkostnadene til profittmaksimering i et deregulert marked fører ikke i seg selv til en endret tilpasning såfremt markedet fungerer perfekt. I praksis har det imidlertid skjedd en del endringer som fører til at kraftsystemet fungerer annerledes nå enn før energiloven. I et sett scenario har vi undersøkt konsekvensene av viktige endringer som har skjedd siden 1990. Vi har blant annet undersøkt konsekvensen av endringer i:

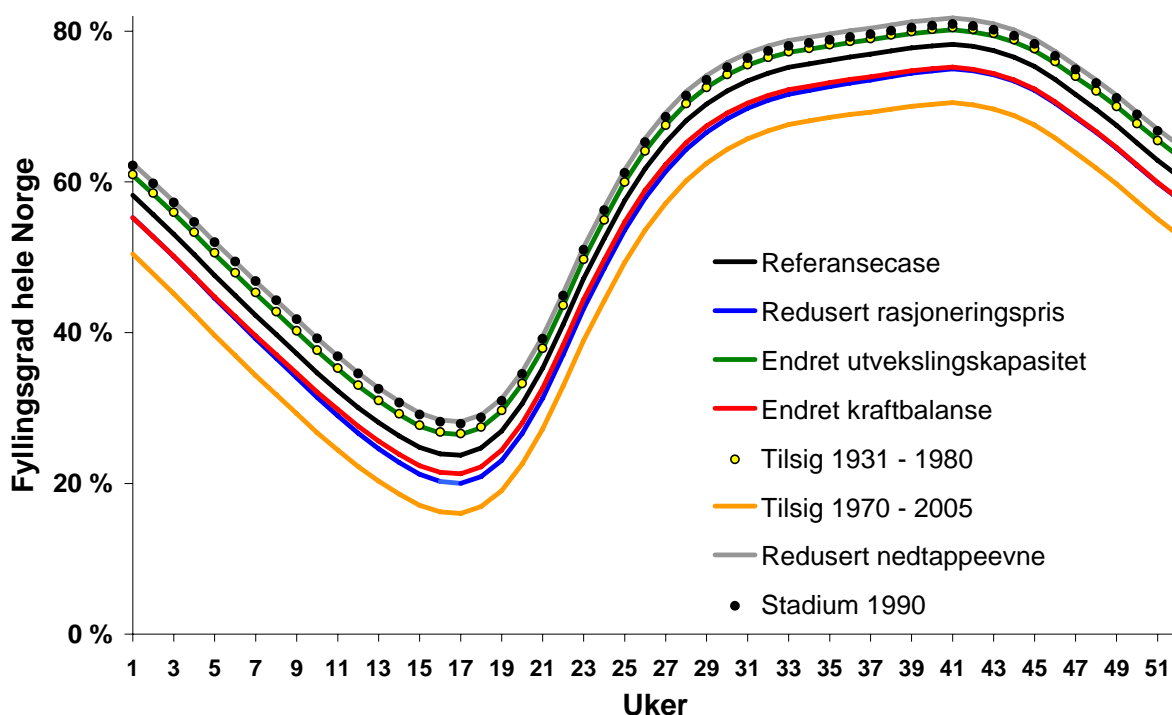
- Utvekslingskapasitet
- Antall år i tilsigsstatistikk / klimaendring
- Rasjoneringspris
- Kraftbalanse

Analysen viser at en får en mer forsiktig magasinindisponering dersom en reduserer utvekslingskapasiteten. Den økte utvekslingskapasiteten kan derfor være en av årsakene til reduksjonen i den gjennomsnittlige magasinfyllingen etter innføringen av energiloven. Endringene i tilsigsstatistikken virker i samme retning. Før 1990 var kun statistikk opp til 1980 tilgjengelig for de fleste, og dette fører til en mer forsiktig disponering enn dersom en tar hensyn til alle tilsigsårene opp til 2005. Kanskje noen også vektlegger nyere tilsigsstatistikk mest pga klimaendringer, og dette gir en ytterligere reduksjon i gjennomsnittlig fyllingsgrad. Endringene i

tilsigsstatistikken kan derfor være en av årsakene til reduksjonen i gjennomsnittlig fyllingsgrad. En redusert rasjoneringspris fører også til en redusert gjennomsnittlig fyllingsgrad. Dersom aktørene inntil nylig har trodd på en lav rasjoneringspris, dvs. en lav intervensjonspris, kan dette forklare en reduksjon i fyllingsgraden. Den forverringen en har fått i kraftbalansen i et gjennomsnittår etter innføringen av energiloven fører isolert sett til at magasinene må disponeres mer forsiktig.

I et eget case, Stadium 1990, implementerte vi flere av de endringene vi har analysert hver for seg i egne scenario: Utvekslingskapasiteten ble redusert, kraftbalansen ble forbedret ved å redusere fastkraftforbruket, strategien er beregnet med utgangspunkt i tilsigsårene 1931 – 1980 og Samkjøringens rasjoneringskurve for 1990 ble brukt. I tillegg tok vi bort den fleksibiliteten som var spesifisert for alminnelig forsyning og industri i referansecaset. Isolert sett er dette en viktig endring som vil gi en mer forsiktig magasindisponering, men dette er ikke analysert i et eget scenario. Samlet sett førte disse endringene til en mer forsiktig magasindisponering enn den en har i referansecaset.

Figur 5.1 viser gjennomsnittsfyllingen for alle case. Gjennomsnittsfyllingen for Stadium 1990 er for alle uker høyere enn for referansecaset som er etablert for stadium 2005, og fra fremgår det at fyllingsgraden i gjennomsnitt over året er 3,7 prosentpoeng høyere enn i referansecaset. Dette tyder på at de endringene som har skjedd i kraftsystemet mellom 1990 og 2005 er en viktig årsak til den registrerte endringen i magasinenes fyllingsgrad.



Figur 5.1 Gjennomsnittlig simulert magasinifylling 1931 – 2005 for ulike case og uker.

Tabell 5.1 Gjennomsnittlig simulert magasinfylling 1931 – 2005 for ulike case..

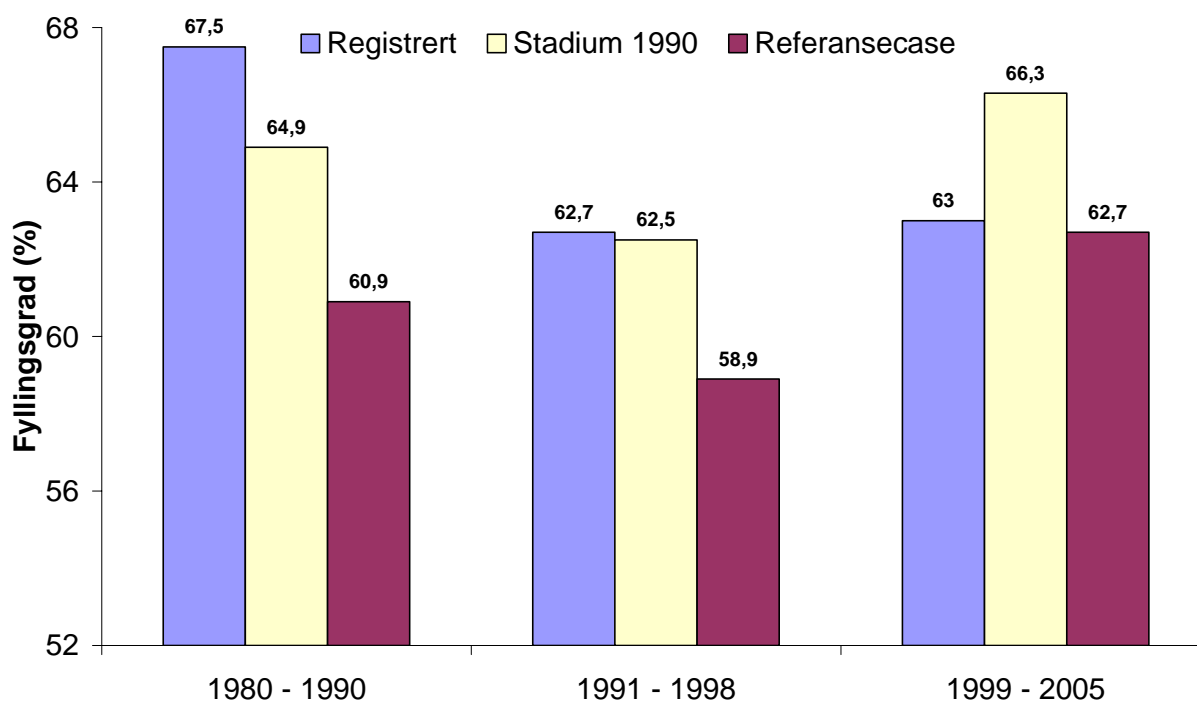
Nr	Scenario	Beskrivelse	Gjennomsnittlig magasinfylling	Endring %-poeng	Sensitivitet ¹⁾
1	Referansecase		56,2 %	-	-
2	Redusert rasjoneringspris	Fra 37,5 til 8,75 EuroCent/kWh	52,8 %	- 3,4 %	+ 0,12 % / EuroCent/kWh
3	Endret utvekslingskapasitet	Importkapasitet: - 1540 MW ²⁾	58,7 %	+ 2,5 %	- 1,62 % / GW
4	Endret kraftbalanse	Forbruk: -10TWh ³⁾	53,4 %	- 2,8 %	+ 0,28 % / TWh
5	Ulike tilsigsmodeller	Tilsigsår: 1931 - 1980	58,8 %	+ 2,6 %	
6		Tilsigsår: 1970 - 2005	48,4 %	- 7,8 %	
7	Redusert nedtappingsevne	Minimumsfilling på 10% av kapasiteten	60,1 %	+ 4,0 %	+ 4 % (0,4 % / %)
8	Stadium 1990	Flere endringer	59,9	+ 3,7 %	

- 1) Fortegnet er evaluert for økt rasjoneringspris, økt utvekslingskapasitet, økt forbruk og økt minimumsfilling.
- 2) Det er liknende endringer i eksportkapasiteten. I tillegg er det en del endringer for utveksling mellom andre nordiske land og mellom kontinentet og øvrige nordiske land. Dette påvirker total endring og estimert sensitivitet.
- 3) Forbruket reduseres eksogent med 10 TWh i alminnelig forsyning. Det er en viss økning for prisavhengig forbruk.

I Figur 5.2 sammenlignes registrert magasinfylling for periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2005 med simulert magasinfylling for de samme periodene i referansecaset og for caset Stadium 1990. For referansecaset er simulert fyllingsgrad 0,3 prosentpoeng over den registrerte fyllingsgraden for den siste perioden 1999 – 2005. For den første perioden 1980 - 1990 er imidlertid den simulerte fyllingsgraden i referansecaset 6,6 prosentpoeng lavere enn den registrerte. En betydelig andel av dette (4 prosentpoeng) kan forklares av de strukturelle endringene vi har korrigert for i caset Stadium 1990.

Det må understrekes at vi har vært nødt å gjøre en rekke forenklinger i våre analyser. Når en sammenligner den faktiske magasindisponeringen med simuleringsresultater slik vi har gjort burde en ideelt sett oppdatert alle inngangsdata til modellen for hver uke f.o.m. 1980 i tråd med kapasiteter for produksjon og utveksling, forbruk, faktiske priser, snømagasin, forventninger til fremtidige verdier på eksogene variable, tilgjengelighet for produksjonskapasitet osv. Dette ville imidlertid vært svært ressurskrevende. Vi har kun brukt 2 datasett til å analysere avvik mellom registreringer og simuleringer; ett for stadium 2005 og ett for stadium 1990. Det er også en rekke andre usikkerhetsmomenter i slike analyser, for eksempel hvilke tilsigsår og

rasjoneringspriser det er korrekt å bruke i produksjonsplanleggingen, og om produsentene har endret oppfatning om hvor langt ned en kan tappe magasinene.



Figur 5.2 Registrert og simulert fyllingsgrad for 3 perioder.

5.2 AVSLUTTENDE VURDERING

Statistikken viser at den gjennomsnittlige fyllingsgraden har blitt redusert etter innføringen av energiloven, og våre analyser tyder på at dette ikke skyldes tilfeldige variasjoner i tilsiget. Det ser altså ut til at det har vært en viss endring i magasinindisponeringen etter innføringen av energiloven.

De endringene som har skjedd i kraftsystemet etter 1990 kan forklare en stor del av reduksjonen i fyllingsgraden. Økt utvekslingskapasitet, økt forbrukerelastisitet og flere relativt gode år i tilsigsstatistikken gir redusert fyllingsgrad ved en optimal magasinindisponering. Men disse endringene kan ikke forklare hele reduksjonen i fyllingsgraden. Selv om en del produsenter sier de fortsatt holder tilbake vann for å ta ansvar for forsyningssikkerheten er det ikke urimelig å anta at denne holdningen var mer utbredt tidligere når de hadde et formelt ansvar lokalt.

Det er relativt god overensstemmelse mellom simulert og registrert magasinifylling for den siste perioden 1999 – 2005, og den registrerte magasinifyllingen er i gjennomsnitt litt større enn den simulerte. Våre analyser gir ikke grunnlag for å si at dagens magasinindisponering gir en for lav fyllingsgrad sammenlignet med en samfunnsøkonomisk optimal tilpasning.

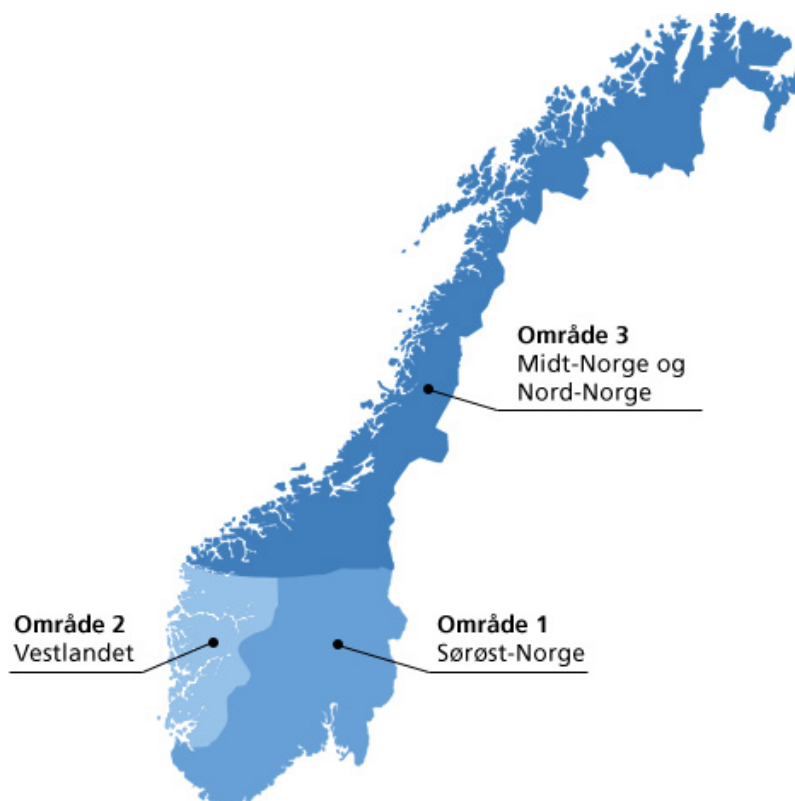
6 REFERANSER

- [1] OED (2007), ”Evaluering av energiloven - Magasindisponeringen før og etter energiloven”, Konkurransesgrunnlag.
- [2] Haugstad, A., O. J. Botnen og A. Johannesen (1992), ”Samkjøringsmodellen: Et verktøy for regional/nasjonalt ressursdisponering”, EFI TR A3962.
- [3] Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Årsberetninger, 1980 – 1992.
- [4] Statistisk Sentralbyrå, ”Elektrisitetsstatistikk, månedleg”, tilgjengelig på <http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/>
- [5] Nordel, Annual Statistics, tilgjengelig på <http://www.nordel.org/>
- [6] Hveding, V. (1967): ”Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem”, *Elektroteknisk Tidsskrift* 80 (25), 517-525.
- [7] Hveding, V. (1968): ”Digital simulation techniques in power system planning,” *Economics of Planning* 8(2), 118-139.
- [8] Dreyfus, S. E. (1965), ”Dynamic Programming and the Calculus of Variations”, New York and London: Academic Press.
- [9] Stage, S. and Y. Larsson (1961). ”Incremental cost of water power.” *AIEE Transactions pt. III (Power Apparatus and Systems)* 80: 361-365.
- [10] Lindqvist, J. (1962). ”Operation of a hydrothermal electric system: A multistage decision process.” *AIEE Transactions pt. III (Power Apparatus and Systems)* 81: 1-7.
- [11] Gjelsvik, A., T. A. Røtting, and J. Røystrand (1992). ”Long-term scheduling of hydrothermal power systems.” In Broch and Lysne (eds): *Hydropower 92*, Rotterdam: Balkema.
- [12] St. meld. Nr. 71 (1984- 85) s. 58.
- [13] Wangensteen, I. (2007), ”Power system economics - the nordic electricity market”, Tapir academic press.
- [14] Wetheland, T. (2007), ”Svært anstrengte kraftsituasjoner”, Masteroppgave utført ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Trondheim, Juni 2007.
- [15] NVE, ”Energifolderen 2006”, tilgjengelig på <http://www.nve.no/>

- [16] Mo, B., G. Doorman and B. Grinden (2006), "Climate change – consequences for the electricity system. Analysis of Nord Pool system", Report prepared for the CE Nordic Project on Climate and Energy Trondheim.
- [17] Nordel (2005), "Prioritised Cross-Sections Reinforcement Measures within the Nordic Countries", June 2005. Tilgjengelig på <http://www.nordel.org/>
- [18] Statistisk Sentralbyrå, "Elektrisitetsstatistikk 2004", tilgjengelig på <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/>
- [19] NVE, "Energifolderen 2005", tilgjengelig på <http://www.nve.no/>
- [20] Energistyrelsen (2007), "Månedlig elstatistik", tilgjengelig på <http://www.ens.dk/>
- [21] Statistisk Sentralbyrå, "Statistisk månedshefte", tilgjengelig på <http://www.ssb.no/maanedshefte/del1/ki08021n.shtml>
- [22] Norges Bank (2006), "Inflasjonsrapport med pengepolitiske vurderinger", Nr. 1-2006. tilgjengelig på <http://www.norges-bank.no/front/rapport/no/ir/2006-01/ir-2006-01.pdf>.

7 APPENDIKS A. RESULTATER FOR HVERT MAGASINOMRÅDE

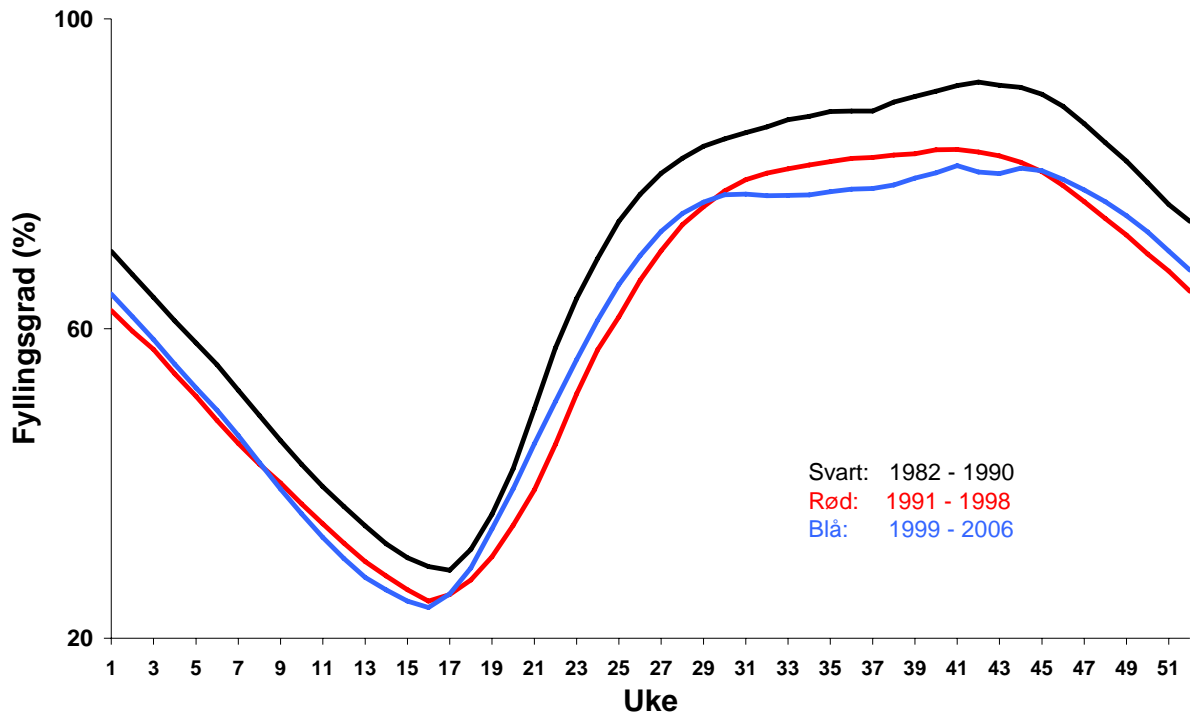
I dette appendikset viser vi gjennomsnittlig magasinfylingsgrad per uke for de tre periodene 1982 – 1989, 1990 – 1998 og 1999 – 2006 for hvert av de tre magasinområdene i NVEs statistikk. De tre magasinområdene er vist i Figur 7.1. Disse områdene må ikke forveksles med norske prisområder på Nord Pool børsen.



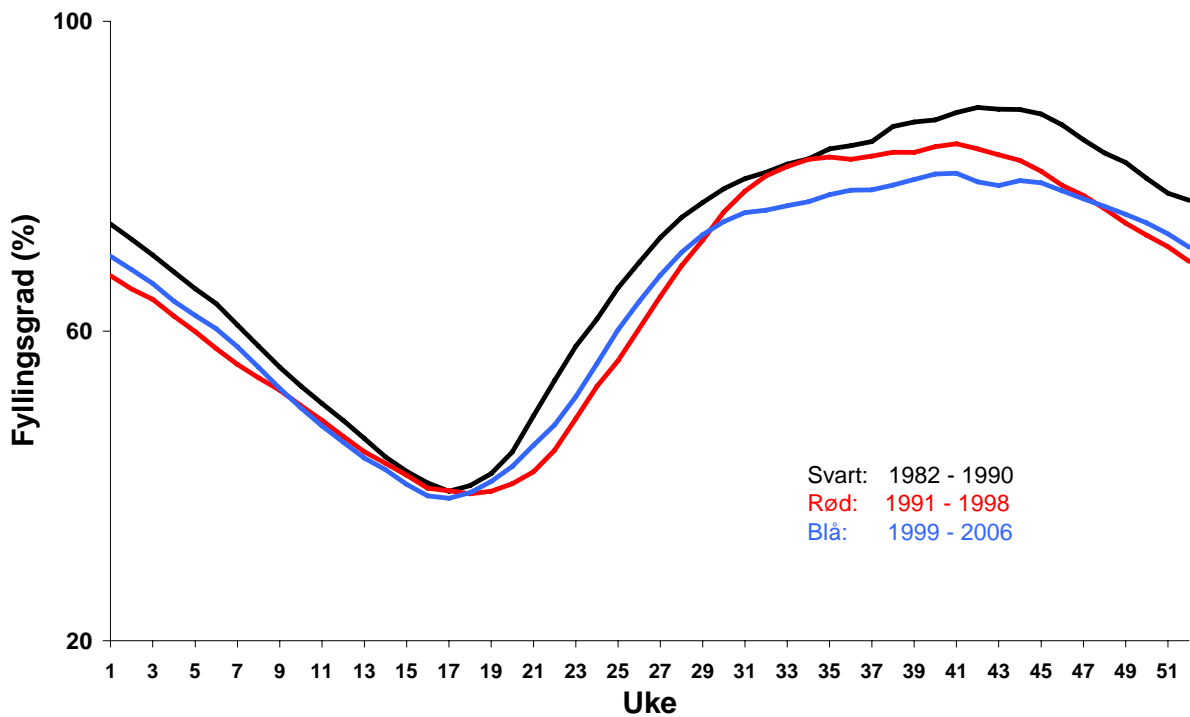
Figur 7.1 NVEs magasinområder.¹

Figur 7.2 - Figur 7.4 viser gjennomsnittlig magasinfyling i ulike uker for de 3 periodene for hhv område 1, 2 og 3. Data før 1990 for områdene 1 og 2 ikke helt sammenlignbare. Grunnen er at deler av område 2 (bl.a. Sira-Kvina og Lyse) ble overført til område 1 i 1999. Data for de nye områdene 1 og 2 er bare beregnet tilbake til 1990. Det samlede området som er dekket av område 1 og område 2 er imidlertid de samme både før og etter 1990. Gjennomsnittlig fyllingsgrad for dette samlede området er vist i Figur 7.5.

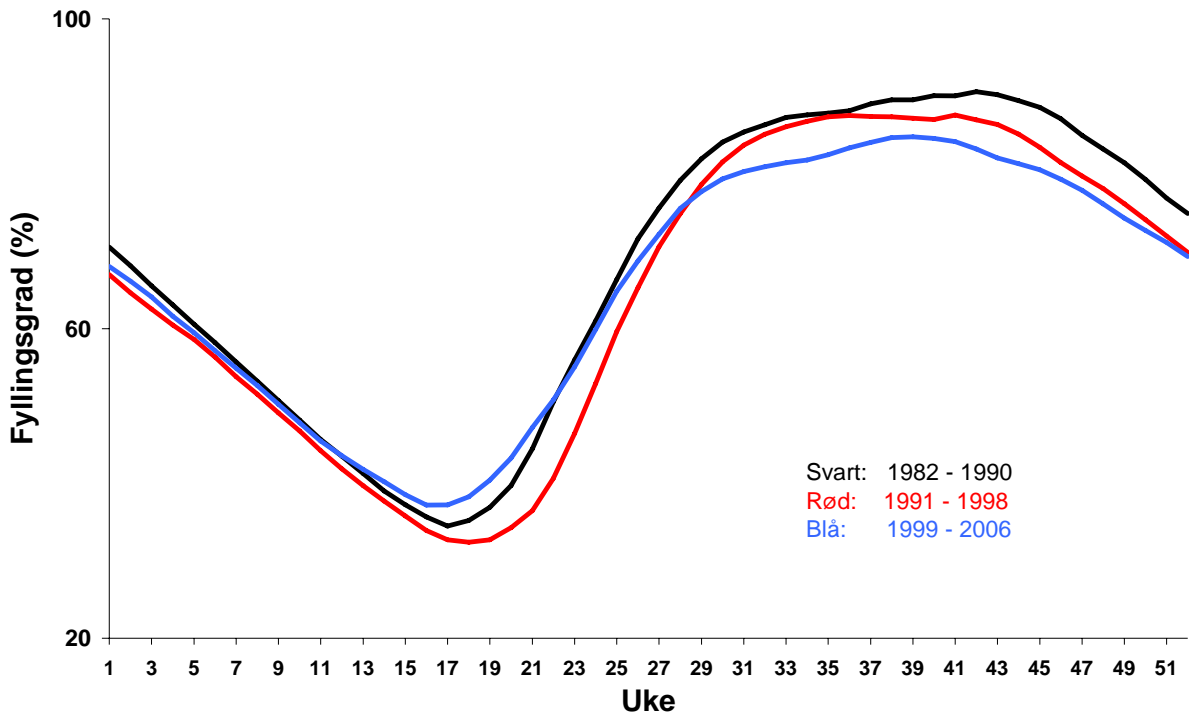
¹ Kilde: NVEs nettsider



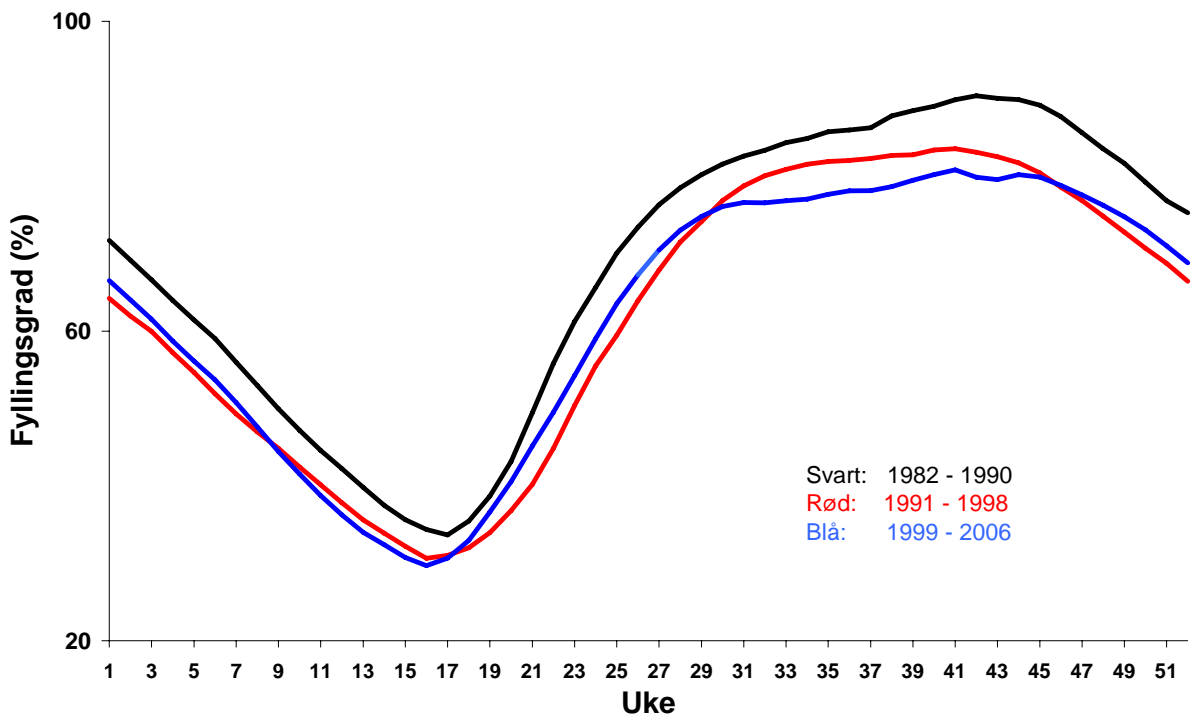
Figur 7.2 Gjennomsnittlig fyllingsgrad i Område 1 i 3 perioder.



Figur 7.3 Gjennomsnittlig fyllingsgrad i Område 2 i 3 perioder.



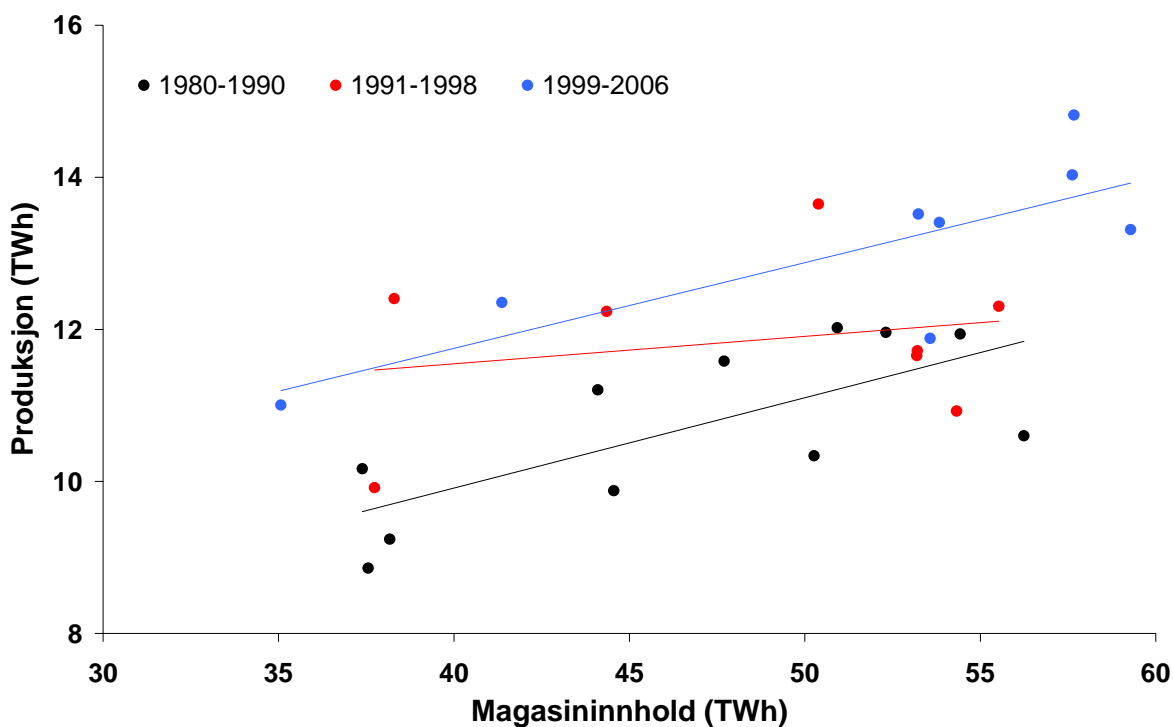
Figur 7.4 Gjennomsnittlig fyllingsgrad i Område 3 i 3 perioder.



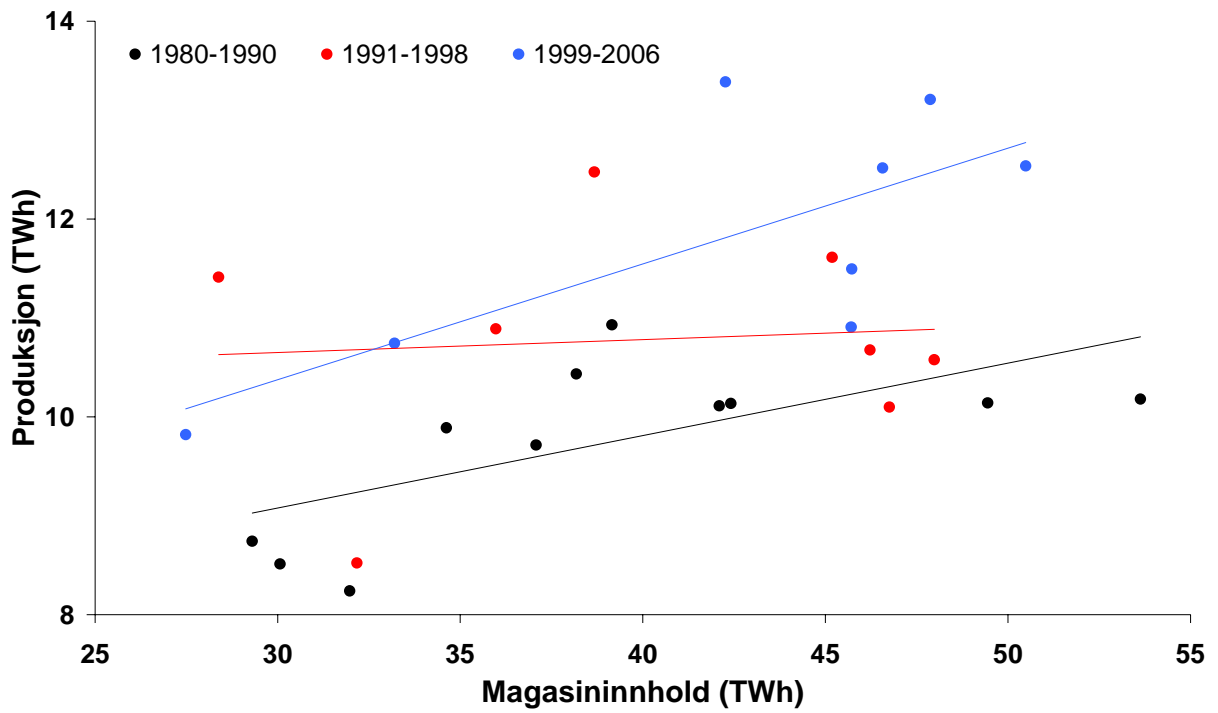
Figur 7.5 Gjennomsnittlig fyllingsgrad i Område 1 + Område 2 i 3 perioder.

8 APPENDIKS B. PRODUSERT MENGDE OG MAGASININNHOLD ULIKE MÅNEDER

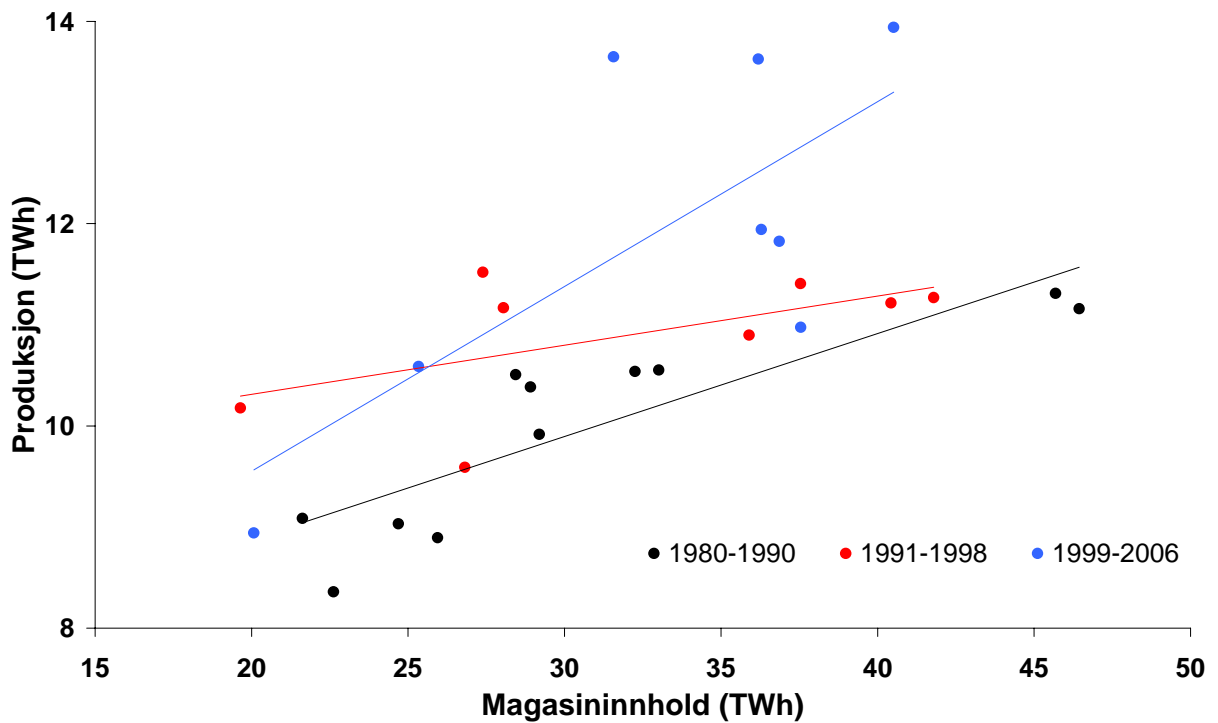
I dette appendikset viser vi plottene for produsert mengde og magasininnhold i TWh i Norge for periodene 1980 – 1990, 1991 – 1998 og 1999 – 2006 per måned. For hver periode er det vist en regresjonslinje som viser den statistiske sammenhengen mellom magasininnhold og produksjon. Produsert mengde på ulike tidspunkt er avhengig av mange andre faktorer i tillegg til magasininnholdet.



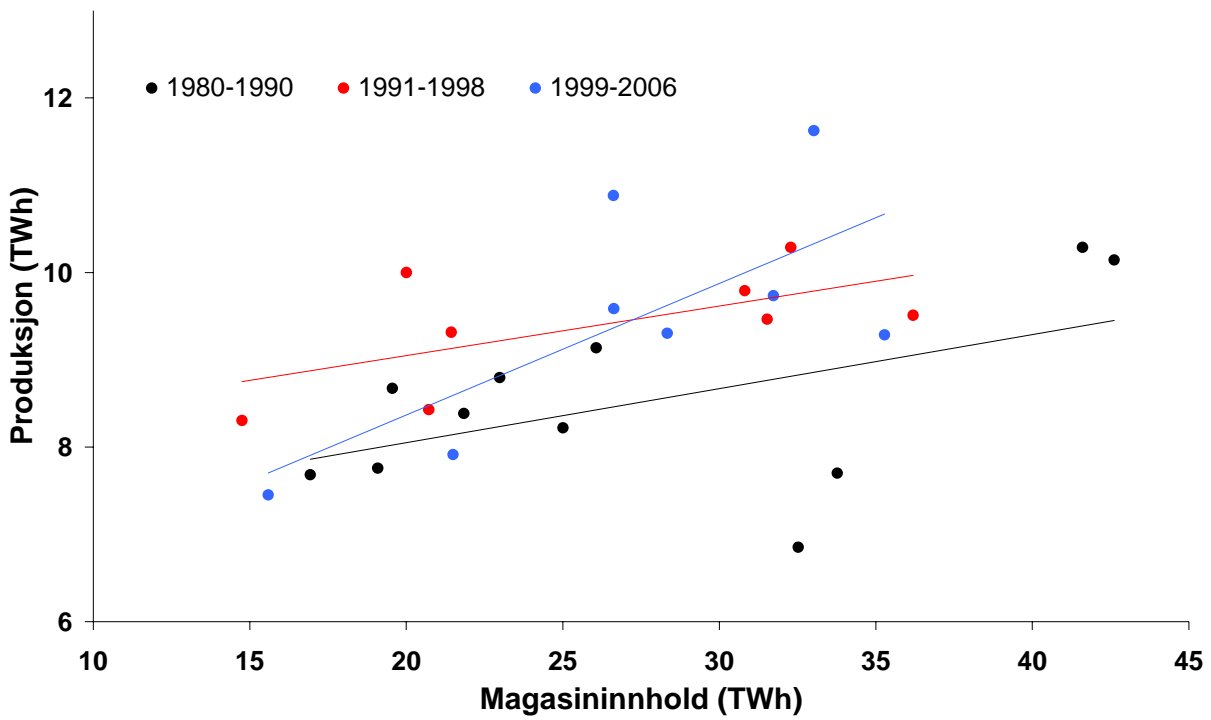
Figur 8.1 Produsert mengde og magasininnhold i januar.



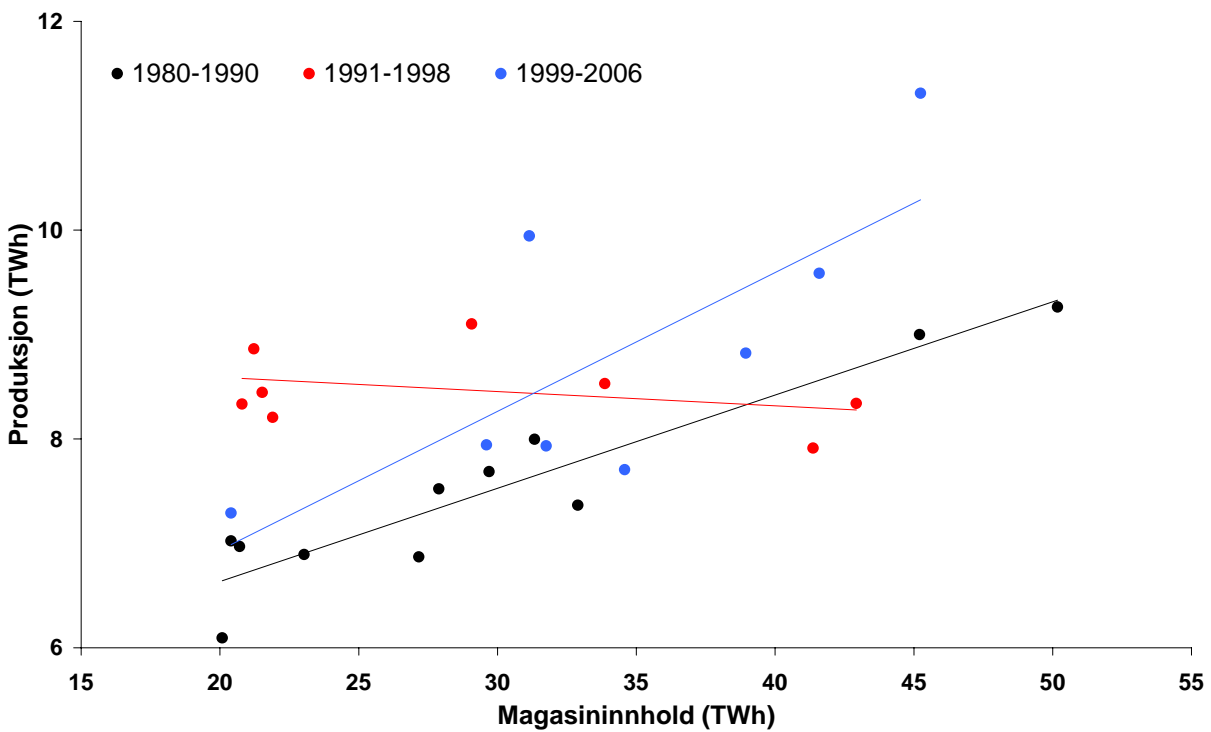
Figur 8.2 Produsert mengde og magasininnhold i februar.



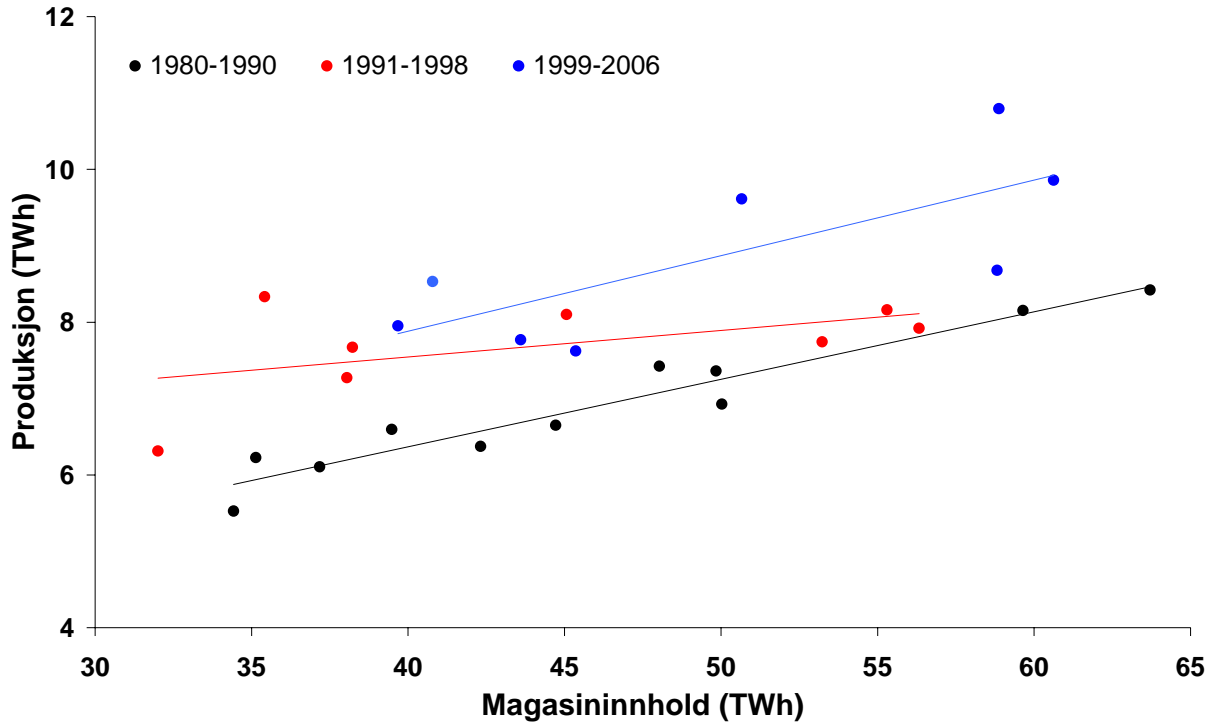
Figur 8.3 Produsert mengde og magasininnhold i mars.



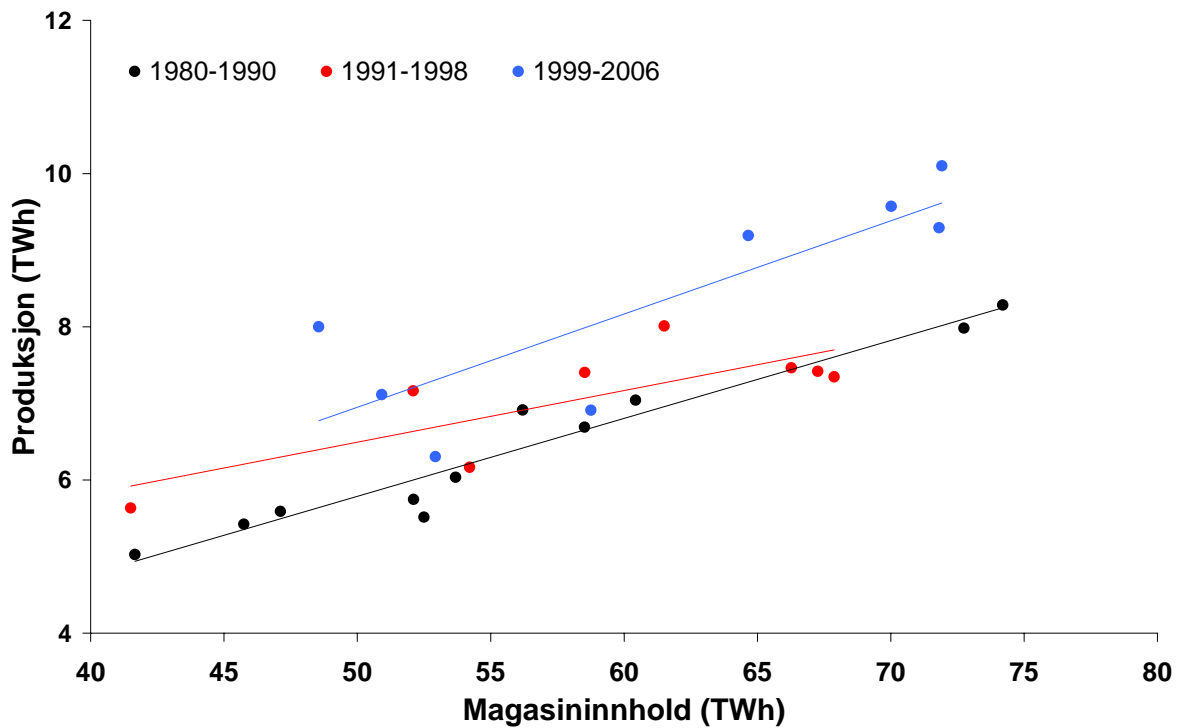
Figur 8.4 Produsert mengde og magasininnhold i april.



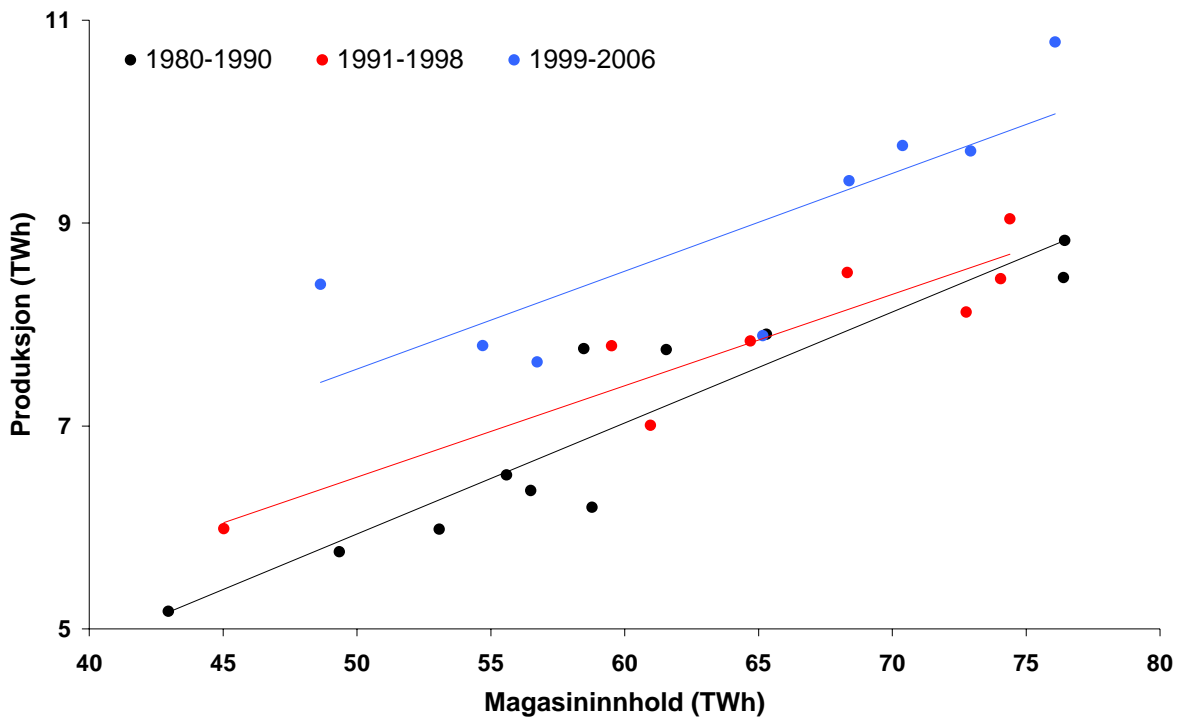
Figur 8.5 Produsert mengde og magasininnhold i mai.



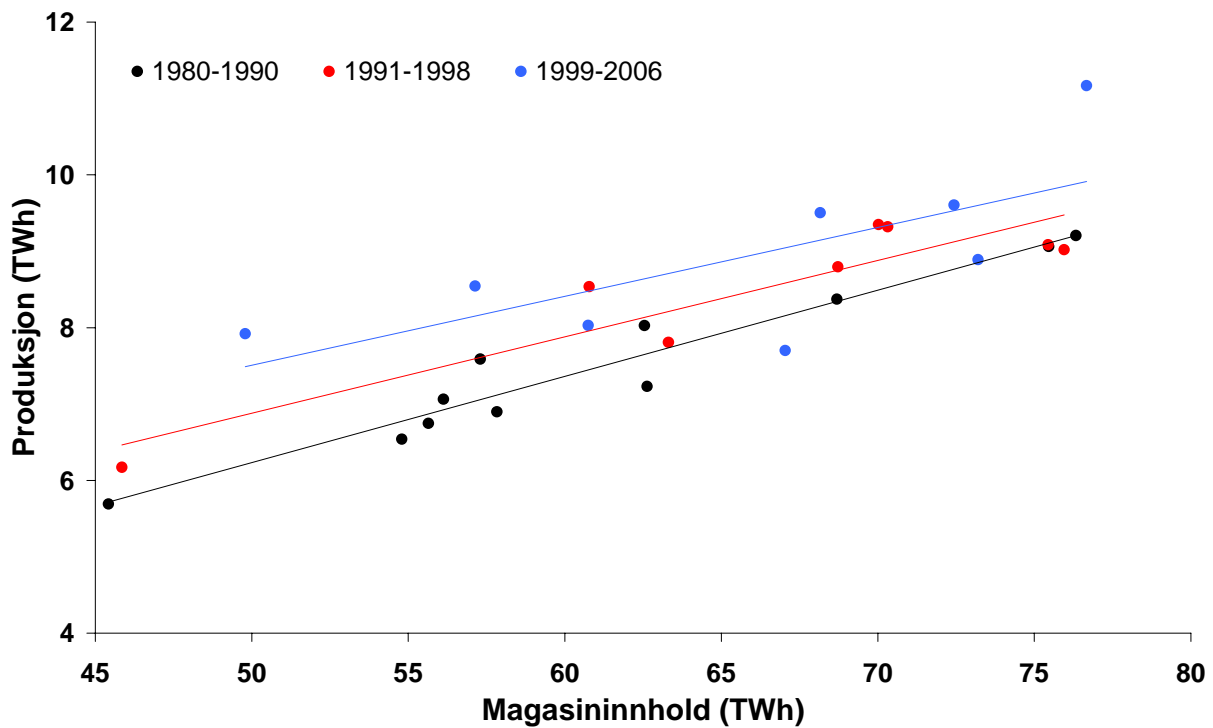
Figur 8.6 Produsert mengde og magasininnhold i juni.



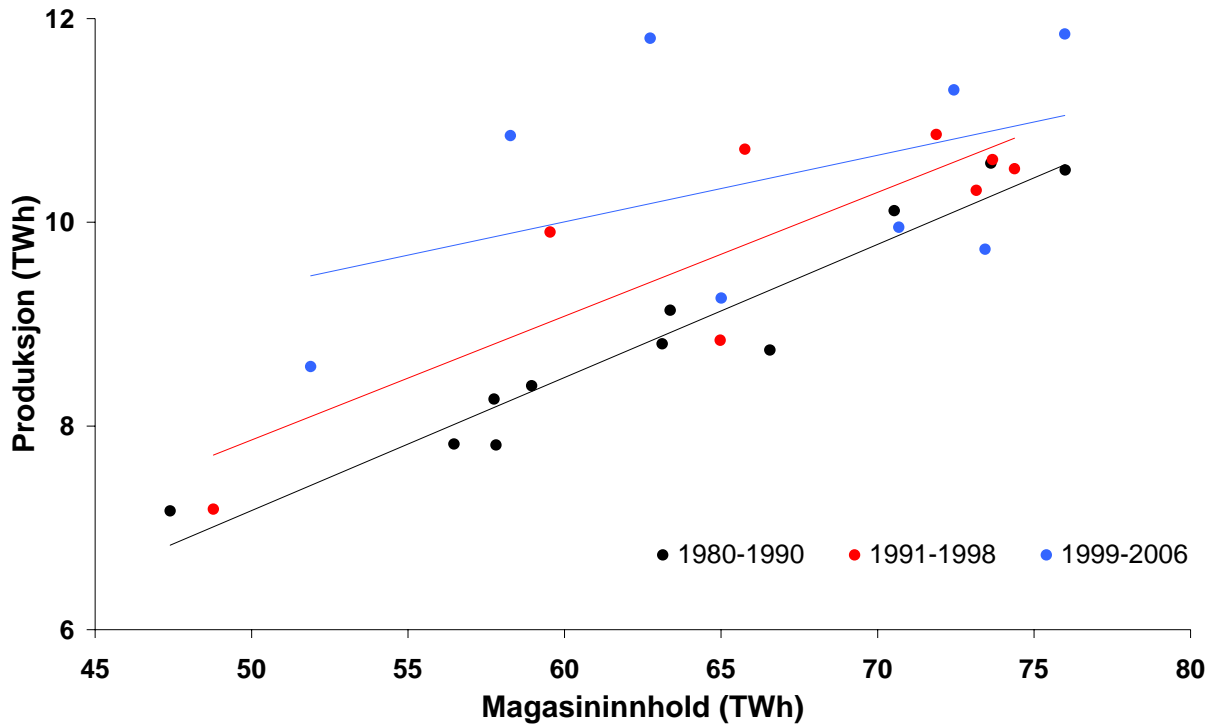
Figur 8.7 Produsert mengde og magasininnhold i juli.



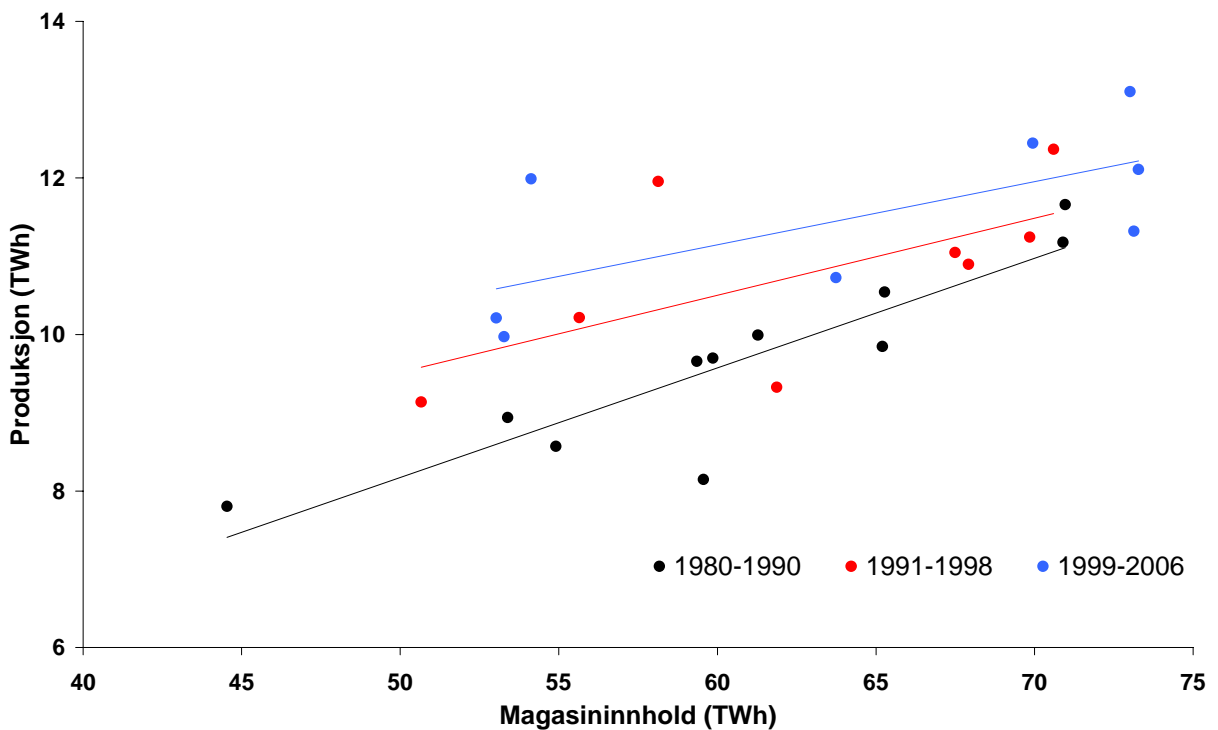
Figur 8.8 Produsert mengde og magasininnhold i august.



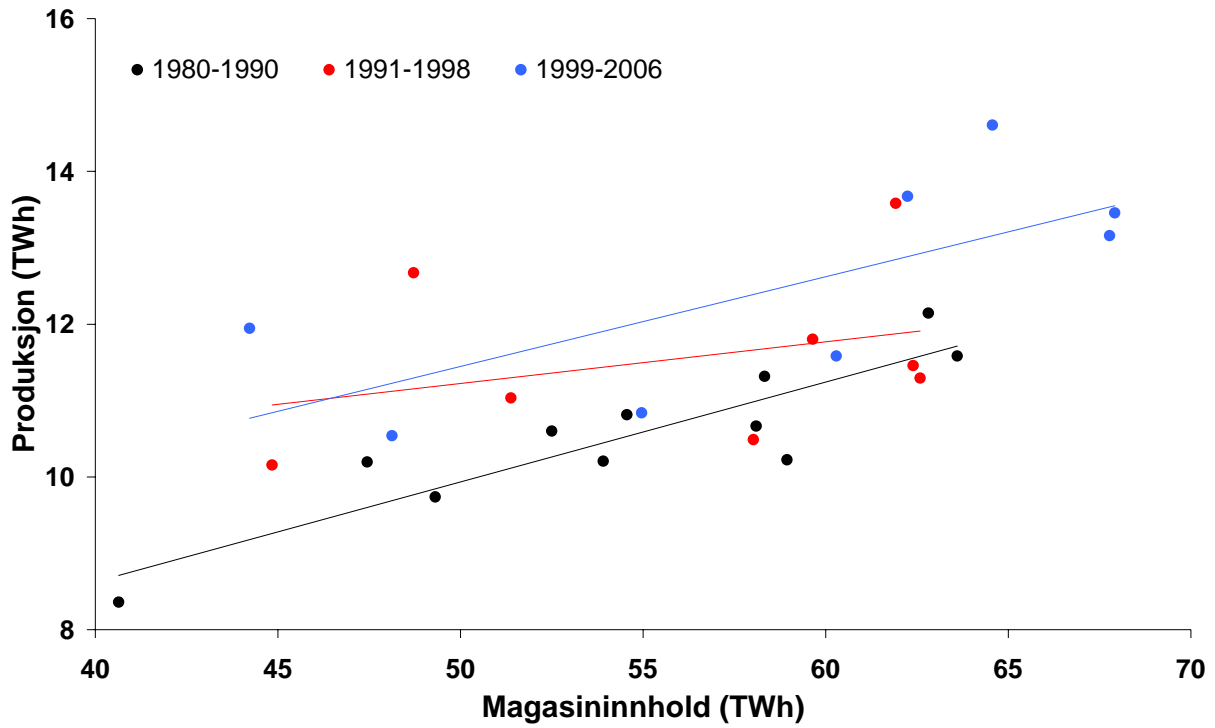
Figur 8.9 Produsert mengde og magasininnhold i september.



Figur 8.10 Produsert mengde og magasininnhold i oktober.



Figur 8.11 Produsert mengde og magasininnhold i november.



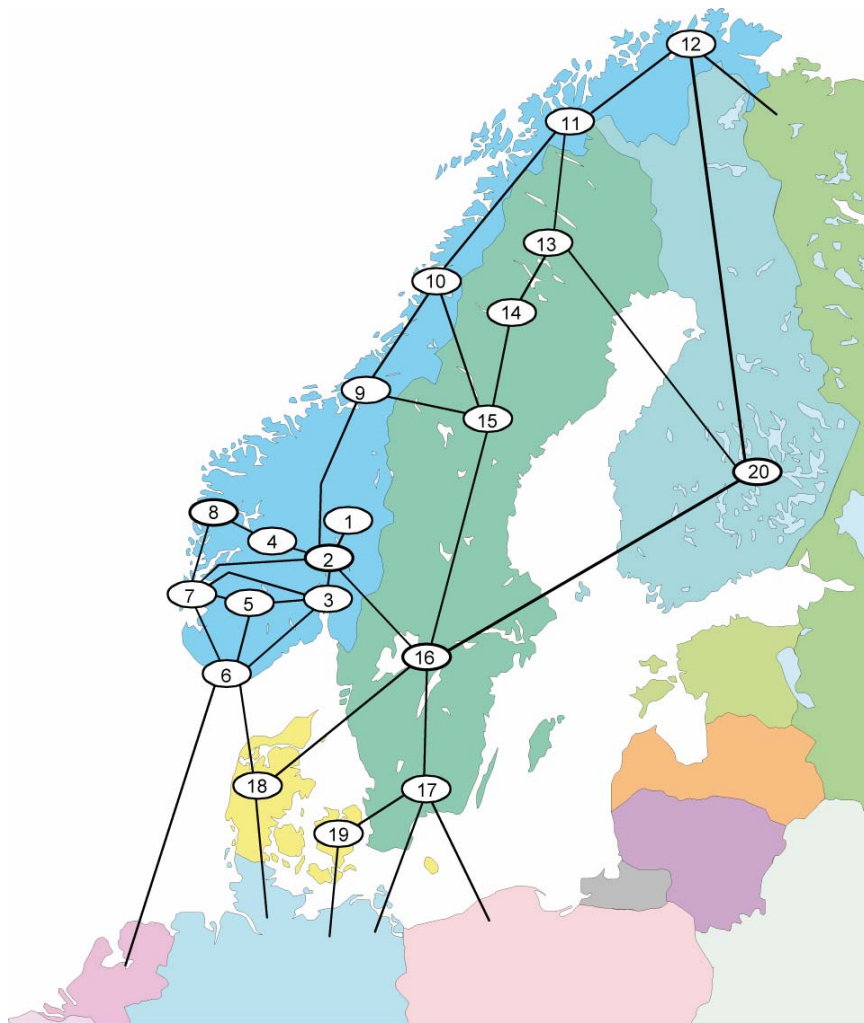
Figur 8.12 Produsert mengde og magasininnhold i desember.

9 APPENDIKS C. REFERANSECASE STADIUM 2005.

9.1 SAMKJØRINGSMODELLEN

Vi har analysert kraftsystemet i Norge og Norden ved hjelp av Samkjøringsmodellen [2]. Samkjøringsmodellen er laget for å håndtere både fysiske detaljer i det nordiske vannkraftsystemet og usikkerhet i klimavariabel, samtidig som den beregner en optimal strategi for vannkraftdisponeringen ved hjelp av stokastisk dynamisk programmering. Modellen beregner i prinsippet den samfunnsøkonomisk optimale driften av kraftsystemet. En kan derfor si at modellen forutsetter at markedet fungerer perfekt.

Tidsoppløsningen i modellen er uke. Uken kan også deles opp i perioder for å representere variasjoner i forbruk og produksjon innenfor uken, men en tar ikke hensyn til kronologien innenfor uken. Det systemet en skal simulere, for eksempel det nordiske kraftsystemet, deles opp i et sett delområder, for eksempel 12 delområder for Norge. Figur 9.1 viser et eksempel på en områdeinndeling i Samkjøringsmodellen.



Figur 9.1 Eksempel på områdeinndeling i Samkjøringsmodellen.

For hvert område spesifiserer en hvilke produksjonsenheter som inngår. Forbruk, utveksling og annen produksjon spesifiseres på delområdenivå.

Det er stor detaljrikdom for det norske vannkraftsystemet i modellen, og det er en viss variasjon i brukernes datasett. Vannkraftsystemet beskrives av et sett vannkraftmoduler hvor hver modul har et magasin med tilhørende generator. Normalt er vannkraftmodulene en konkret beskrivelse av fysiske enheter i kraftsystemet. I vårt datasett har vi størst detaljeringsgrad for Norge hvor vi har modellert ca 500 magasiner og 250 kraftverk. For hver modul spesifiserer en blant annet magasinkapasitet, generatorkapasitet, virkningsgrader, gjennomsnittlig regulert tilsig til magasin per år og uregulert tilsig direkte til stasjon; en spesifiserer hvilke hydrologiske serier som beskriver variasjonen i tilsig, fysiske og lovmessige restriksjoner på magasinindisponering, tapping og vannføring, vannveier til andre moduler for produksjonsvann, flom og forbitapping, eventuelle pumpemuligheter, energiekvivalent for magasin vann og fallhøyde. Modellen tar hensyn til at klimavariablene tilsig (regulert og uregulert), temperaturer og vind er ukjente (stokastisk). For Norge er tilsigsserier for perioden 1931 – 2005 tilgjengelig fra NVE.

Samkjøringsmodellen beregner en optimal strategi for disponeringen av vannkraften i de enkelte delområdene. En strategi angir hva en skal gjøre i alle tenkelige fremtidige situasjoner. For en vannkraftenhet kan strategien beskrives ved hjelp av en vannverdimatrise. Vannverdiene spesifiserer verdien av lagret vann i magasinene i ulike uker og for ulike fyllingsgrader. Jo mindre vann det er i magasinet i en bestemt uke, desto større er typisk vannverdien (for eksempel fordi dyrere termiske enheter må benyttes når det er liten vannkraftproduksjon). Som regel produserer en akkurat så mye at vannverdien korrigert for virkningsgrad blir lik kraftprisen, men en kan også støte på øvre og nedre restriksjoner i produksjonssystemet. I vannverdiregningen aggregeres vannkraften innad i et område. I simuleringene beregnes imidlertid en detaljert tappefordeling for de modellerte magasinene etter en regelbasert metode (tappefordeling).

Tradisjonelt har det vært nødvendig å kalibrere modellen manuelt blant annet basert på simulert magasinindisponering og samfunnsøkonomisk overskudd. I dette prosjektet har vi brukt et automatisk parametersøk for å finne et sett kalibreringsfaktor som gir størst mulig samfunnsøkonomisk overskudd.

For termisk kraftproduksjon (kullkraft, gasskraft, oljekraft, biokraft og atomkraft) spesifiseres vanligvis marginalkostnader, produksjonskapasitet og en årsprofil for tilgjengelighet. Det er også utviklet funksjonalitet for startkostnader i termiske anlegg. Vindkraft kan spesifiseres som energiserier.

En kan spesifisere forbruk for et valgfritt antall forbrustyper (for eksempel alminnelig forsyning, industri og elkjeler) for hvert delområde. For hele eller deler av forbruket kan en spesifisere et normalforbruk per år (inklusive distribusjonstap), årsprofil uke for uke, ukeprofil per lastsegment innen uken, temperaturfølsomhet og prisfølsomhet. Det er også utviklet funksjonalitet for en gradvis tilpasning av forbruket til endrede priser. Ved mangel på energi

eller effekt etablerer modellen en balanse i kraftsystemet ved en styrt utkobling av forbruk (rasjonerings), med en tilhørende rasjoneringspris per kWh.

For utveksling mellom de ulike delområdene i modellen spesifiseres overføringskapasiteter fra område til område (en kan ha ulike verdier per uke) og tapsprosjenter på hver transmisjonslinje (lineært eller kvadratisk). En kan også gjøre mer detaljerte lastflytberegninger ved hjelp av en påbygning på Samkjøringsmodellen (Samlast). For utveksling mellom et delområde og en region som er utenfor systemgrensen (dvs. ikke en del av det systemet en ønsker å simulere) defineres overføringskapasiteter og priser for kjøp og salg for ulike uker og lastavsnitt.

Når de optimale strategiene er beregnet (en vannverdimatrise per delområde) simuleres kraftsystemet med disse strategiene og med ulike stokastiske utfall for klimavariabel. Modellen kan kjøres i to ulike modi: parallellsimulering og seriesimulering. Dersom en ønsker å lage prognoser for kraftmarkedet en periode fremover fra dagens situasjon velges en parallellsimulering. Da starter simuleringene med en kjent magasinbefylling og deretter simulerer en ulike stokastiske tilsigsår noen år fremover. Hvis en simulerer 3 år frem er første stokastiske tilsigsalternativ for eksempel 1931, 1932, 1933, andre alternativ er 1932, 1933, 1934 osv. På denne måten kan en beregne en sannsynlighetsfordeling for alle modellvariable med utgangspunkt i dagens magasinbefylling. Hvis en derimot ønsker å studere energisituasjonen i et gitt fremtidig år, for eksempel 2010, og evt. lønnsomheten av investeringer med lang levetid er ikke dagens magasinbefylling så viktig, og i dette tilfellet velges en seriesimulering. Da simuleres vanligvis det første året i tilsigsstatistikken først, f.eks. 1931, og sluttbefyllingen i det første året blir startbefyllingen for det neste året. Slik simulerer en år for år for alle de årene en har data for; 1931 – 2005 i vårt tilfelle. Resultatene presenteres fra uke 1 til uke 52 for hvert år som ulike kurver i samme 52-ukers diagram, og en tolker spredningen mellom kurvene for en gitt variabel for en gitt uke som sannsynlighetsfordelingen for denne variabelen den aktuelle uken.

Fra bruk av Samkjøringsmodellen får en blant annet vannverdier fra strategiberegningen, og fra simuleringene får en for hvert område og hver uke (evt. lastavsnitt innenfor uken) sannsynlighetsfordelinger for bl.a.: priser, produksjon og forbruk fra spesifiserte enheter, magasinenes fyllingsgrad, utveksling mellom områder og eventuell rasjonerings eller flom. Samfunnsøkonomisk overskudd, inklusive produsentoverskudd, konsumentoverskudd og overføringsgevinst, beregnes for hvert delområde. En kan også få resultater fra simulert fyllingsgrad for hvert modellert magasin.

9.2 VANNKRAFTOPTIMALISERING OG VANNVERDIBEREGNING

Vi vil her gi en kort presentasjon av vannkraftoptimalisering og den såkalte vannverdimetoden. Denne metoden har vært mye brukt for planlegging i det norske kraftsystemet både før og etter dereguleringen. Utviklingen av de første modellene for produksjonsplanlegging startet allerede på 60-tallet [6], [7]. Målet med den tradisjonelle vannkraftoptimalisering er å maksimere det forventede samfunnsøkonomiske overskuddet (produsent- pluss forbrukeroverskudd) i løpet av planleggingsperioden. Som regel formuleres imidlertid optimaliseringsproblemet som et mini-

maliseringsproblem: En minimerer de samlede systemkostnadene (termiske produksjonskostnader, nettoimportkostnader, rasjoneringskostnader osv.) ved å dekke forbruket. Dette er en helt ekvivalent formulering såfremt en tar hensyn til at en kan redusere forbruket til gitte kostnader som representerer forbrukets betalingsvillighet.

Siden tilgangen på vann er en begrenset ressurs fører økt magasintapping i dag til at en har mindre vann tilgjengelig i kommende uker. En optimal strategi for tapping av magasin vann må derfor beregnes i en flerperiodeoptimalisering. Et annet kompliserende element er at de fremtidige verdiene for vanntilsig, temperaturer (som påvirker forbruket) og tilgangen på vindkraft ikke er kjent. Denne usikkerheten må en ta hensyn til i optimaliseringen. Den matematiske metoden som tradisjonelt har blitt brukt for å løse slike optimaliseringsproblem kalles stokastisk dynamisk programmering (SDP). Se for eksempel [8] for en tidlig referanse til metoden. Den varianten som er tilpasset vannkraftoptimalisering kalles gjerne for vannverdimetoden. I det følgende gir vi en kort beskrivelse av denne metoden. Se [9] eller [10] for en tidlig beskrivelse av vannverdimetoden og [11] for en mer detaljert beskrivelse av hvordan dette er implementert i Samkjøringsmodellen.

Optimaliseringsproblemet formuleres med en gitt horisont, dvs. for et gitt antall uker (T) fremover i tid. En tar likevel hensyn til det som skjer etter den siste uken ved at en setter en verdi på lagret magasin vann ved slutten av planleggingshorisonten. I Samkjøringsmodellen er det tre stokastiske variabler: tilsig, temperatur og vind. I strategiberegningen omformes imidlertid dette til én ukjent variabel som omtales som "tilsig" i det følgende. Det antas at tilsiget for inneværende uke er kjent. I den siste perioden T består derfor beslutningsproblemet av følgende optimalisering: Minimer systemkostnadene for inneværende uke minus verdien av lagret vann ved utgangen av uken. Vi antar i første omgang at vi kjenner verdien av lagret vann i slutten av uke T . Dette ikke-stokastiske problemet er forholdsvis greit å løse. I praksis registrerer en marginalverdien av å ha litt mer vann tilgjengelig i den optimale løsningen, og denne beregningen gjør en for ulike fyllingsgrader ved inngangen til siste uke. Slik beregnes en vannverditabell som viser marginalverdien av vann ved inngangen til den siste perioden for ulike fyllingsgrader.

Neste steg er å gjøre en optimalisering for perioden før, dvs. for perioden $T-1$. Optimaliseringsproblemet for denne perioden er å minimere systemkostnadene for perioden $T-1$ pluss forventede systemkostnader resten av planleggingshorisonten. Denne toperiodeformuleringen av optimaliseringsproblemet kalles *Bellmannlikningen*. Siden inneværende ukes tilsig per forutsetning er kjent vet en hvor mye vann som er tilgjengelig ved slutten av uken for en gitt tapping i inneværende uke. En kjenner imidlertid ikke neste ukes tilsig. Følgelig må en beregne den *forventede* marginalverdien av å overlevere ulike vannmengder fra inneværende periode til den neste. Den marginale reduksjonen i systemkostnaden i uke T ved å øke startfylling i uke T er gitt av vannverdiene for uke T . Den *forventede* reduksjonen i systemkostnadene for uke T ved å overlevere mer vann fra uke $T-1$ er derfor gitt av en vektet sum: Vannverdien i uke T ved den mengden vann en overleverer fra inneværende uke $T-1$ pluss et gitt utfall (en gitt verdi) for tilsiget, multiplisert med sannsynligheten for at dette tilsiget skal skje og summert over alle mulige utfall for tilsiget i uke T . Denne forventede marginalverdien av å overlevere mer vann

til periode T er alternativverdien til å bruke mer vann i uke $T-1$, og dermed kan en finne en optimal tapping for uke $T-1$ og marginalverdien av å ha mer vann tilgjengelig i uke $T-1$. Denne beregningen gjøres for ulike startfyllinger i uke $T-1$ slik at en kan finne marginalverdien av magasin vann ved inngangen til uke $T-1$. Dermed er en vannverditabell etablert for uke $T-1$ også, og slik fortsetter en til en har etablert vannverditabeller for alle ukene.

Sluttresultatet er en vannverdimatrise som viser verdien av lagret vann for ulike magasin-fyllinger i ulike uker, og dette er en implisitt representasjon av den optimale strategien for vannkraftproduksjonen. Beregningen av vannverdimatrisen kalles derfor ofte for *strategiberegning*. Strategien kan også formuleres eksplisitt: *Hvis mulig, tapp så mye fra magasinet at vannverdien blir lik kraftprisen multiplisert med virkningsgraden*. Dette tilsvarer at marginalkostnaden ved bruk av vann skal være lik marginalinntekten. Noen ganger kan imidlertid fysiske og tekniske restriksjoner og reguleringer sette begrensninger på tapping og produksjon.

Dersom magasin-fyllingen er høy er vanligvis vannverdiene relativt lave pga stor flomfare. Hvis det for eksempel er 50 % fare for flom vil vannverdien i utgangspunktet være ca 50 % av forventet kraftpris neste uke, som i utgangspunktet er lav pga stor vannkraftproduksjon. Redusert fyllingsgrad og dermed redusert flomfare gir derfor høyere vannverdier. En redusert fyllingsgrad fører også til at den forventede vannkraftproduksjonen summert for et gitt antall uker fremover reduseres slik at en trenger mer alternativ produksjon eller forbruksreduksjoner. Jo større den termiske produksjonen er desto større er marginalkostnadene i den termiske produksjonen og dette gir økte kraftpriser og dermed også økte vannverdier. I tillegg øker faren for situasjoner med underskudd på kraft og ekstreme priser (rasjoneringspriser) dersom magasin-fyllingen er lav. Følgelig får en økte vannverdier ved reduserte fyllingsgrader også når det er liten fare for flom. En optimal magasin-disponering er en balansegang hvor en på den ene siden ønsker å flytte vann til perioder med høye priser, og på den andre siden ønsker en å unngå flom. Men også andre faktorer som vannets fallhøyde (som påvirkes av magasinstanden), generatorenes virkningsgrad ved ulike produksjonsnivå og ulike restriksjoner er viktig.

Samkjøringsmodellen beregner en sluttverdifunksjon for lagret vann ved at en beregner strategier for så mange år etter det siste simuleringsåret at sluttverdifunksjonen ikke har noen reell innflytelse på vannverditabellen for uke T . Denne vannverditabellen for uke T brukes som sluttverdifunksjon.

Egentlig er den marginale vannverdien i et magasin ikke avhengig bare av fyllingsgraden i eget magasin, men også av fyllingsgraden i alle andre magasin hver for seg. Dersom en formulerer det matematiske optimaliseringsproblemet på denne måten blir det så stort at det selv med dagens datamaskiner ville gitt uholdbare regnetider. I praksis forenkles derfor det matematiske problemet som løses av Samkjøringsmodellen i strategiberegningen dels ved at en aggregerer all vannkraften i et større område (for eksempel Midt-Norge) til ett ekvivalent magasin med tilhørende stasjon i strategiberegningen, og dels ved at en kun varierer fyllingsgraden for dette ene ekvivalente magasinet. Dermed blir vannverdiene kun avhengig av fyllingen i det lokale ekvivalentmagasinet, og ikke fyllingen i alle de andre magasinene. På grunn av disse forenklingene må modellen kalibreres, da den ikke pr automatikk søker etter det globale optimum for

hele systemet. Det finnes imidlertid et automatisk parametersøk for å finne et sett kalibreringsfaktorer som gir størst mulig samfunnsøkonomisk overskudd.

Når de optimale strategiene er beregnet (en vannverdimatrise per delområde) kan kraftsystemet simuleres med optimale strategier for vannkraft og med ulike stokastiske utfall for klimavariabel. Ved simulering benyttes vanligvis en fullt detaljert modell av vannkraften innenfor hvert av de områdene som ble aggregert for beregning av den overordnede strategien. Fordeling av vann på de enkelte magasinene oppnås ved bruk av en detaljert regelbasert tappefordelingsmodell. Hvis en simulerer et bestemt stadium, for eksempel 2010, og en bruker 75 tilsigsår får en 75 mulige utfall for hver variabel i modellen for hver uke og evt. for hvert lastavsnitt innenfor uken. De 75 utfallene for hver modellvariabel og uke tolkes som en sannsynlighetsfordeling.

Det som er beskrevet ovenfor kalles ofte *langtidsplanlegging*. Ved operativ planlegging av driften av magasinene suppleres denne relativt langsiktige planleggingen basert på vannverdiberegning og simulering med en mer kortsiktig planleggingsprosedyre. Typisk kan man ta utgangspunkt i magasinfyllingene simulert i *langtidsmodellen* noen måneder fram i tid, og med disse som rammebetingelse beregne marginalverdien av lagret vann til hvert enkelt magasin ved hjelp av en såkalt *sesongmodell*. Det finnes for eksempel en slik sesongmodell integrert i Samkjøringsmodellen, basert på flerscenario deterministisk optimalisering. Det finnes også mer avanserte stokastiske sesongplanleggingsmodeller. Enklere regnearktype modeller er også i bruk. Sesongmodellen gir en vannverdi beskrivelse for hvert magasin i slutten av en 1 – 2 ukers horisont, og da gjerne koblede vannverdier, dvs. at vannverdiene i de enkelte magasinene er avhengige av fyllingen i alle magasin, i hvert fall alle magasin i samme vassdrag. Denne vannverdi beskrivelsen danner grunnlaget for planlegging på kort sikt (1 – 2 uker fram) og anmelding i markedet neste døgn. Til dette benyttes alt fra avanserte optimaliseringsmodeller til enkle regnearktype betraktninger. Se [2] for mer utfyllende informasjon om Samkjøringsmodellen.

9.3 FORUTSETNINGER FOR REFERANSECASET

9.3.1 Generelt

I dette prosjektet har vi gjort en seriesimulering for stadium 2005. Områdebeskrivelsen for Norge fremgår av Figur 9.1, men vi har et ekstra område for Sverige. Systemgrensen og også den samme som er beskrevet i Figur 9.1 men NorNed kabelen mellom Norge og Nederland er ikke med. Det er også tatt hensyn til at det er en betydelig import til Finland fra Russland.

Som en del av et nordisk klimaprojekt som er dokumentert i [16] ble Samkjøringsmodellens markedsbeskrivelse oppdatert til det forventede systemet for 2010 basert på eksisterende prognoser og kjente planer. Det ble også gjort spesifikke forutsetninger mht brenselkostnader og utvekslingspriser mellom det simulerte nordiske systemet og resten av Europa. Vi har tatt

utgangspunkt i dette datasettet, men vi har justert inngangsdata slik at de i størst mulig grad representerer stadium 2005.

9.3.2 Overføringskapasiteter

Tabell 9.1 viser overføringskapasitetene mellom ulike land i vårt datasett. Kapasitetene er basert på Nordels tall [17] med noen små justeringer. For øvrig forutsettes en nettoimport til Finland fra Russland på 10,5 TWh/år.

Tabell 9.1 Forutsatte overføringskapasiteter (MW).

	Kapasitet (MW)
Norge - Sverige	3500 ¹ / 3600
Norge – Danmark	900
Norge – Finland	120 ¹ / 100
Sverige – Danmark	2495 ² / 2420
Sverige – Finland	2200 ² / 1600
Sverige – Tyskland	450 ² / 400
Sverige – Polen	600 ² / 400
Danmark - Tyskland	1950 ³ / 1350

- 1) Fra Norge
- 2) Fra Sverige
- 3) Fra Danmark

Den samlede importkapasiteten til Norge i våre simuleringer er 4600 MW. Dersom en kunne importert 4600 MW hele året (8760 timer) ville den samlede importen blitt 40.3 TWh per år. I praksis er det imidlertid ikke mulig å importere så utnytte den teoretiske importkapasiteten på en linje fullt bestandig. I en gitt situasjon må en ta hensyn til den totale lastflytsituasjonen og stabiliteten i nettet. For øvrig er det ikke sikkert at energisituasjonen er mye bedre for eksempel i Sverige i et gitt tørrår, og det er sjelden behov for full import hele året siden det som regel er stort vanntilslig (regulert og uregulert) sommerhalvåret.

Prisene på import fra Polen og Tyskland er satt til 4,03, 2,74 og 2,46 EuroCent/kWh henholdsvis for dag, natt og helg, mens eksportprisene er satt til 3,45, 2,16, og 1,88.

9.3.3 Produksjon

Datasettet vårt er tilpasset installert kapasitet ved starten av 2005 vist i Tabell 9.2. Gjennomsnittlig vannkraftproduksjon for Norge i våre simuleringer er 113,4 TWh for tilsigsårene 1931 – 2005. For tilsigsårene 1971 – 2000 er den simulerte vannkraftproduksjonen 116,9 TWh i gjennomsnitt. NVEs estimat for vannkraftproduksjonen i et år med normal tilsig for det systemet som eksisterte ved starten av 2005 er 119,0.

Tabell 9.2 Installert kapasitet (MW) i Nordel 31. desember 2004 [5].

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Installert kapasitet (MW) ¹⁾	12 710	16 488	1 475	28 327	33 551	92 551
Termisk kraftproduksjon	8 888	11 094	117	121	15 274	35 494
• Atomkraft	-	2 671	-	-	9 471	12 142
• annen termisk ²⁾	8 888	8 423	117	121	5 803	23 352
○ Kondens og CHP fjernvarme	8 237	6 627	-	8	3 863	18 735
○ CHP industri	381	996	-	49	317	1 743
○ gassturbiner etc	270	800	117	64	1 623	2 874
Fornybar energi	3 822	5 394	1 358	28 206	18 277	57 057
• vannkraft	11	2 986	1 156	27 925	16 137	48 215
• annen fornybar	3 811	2 408	202	281	2 140	8 842
○ vind	3 122	79		158	442	3 801
○ biomasse	418	2 198		96	1 545	4 257
○ avfall	271	131		27	153	582
○ getermisk			202			202

1) Dette er summen av kapasiteten i alle enheter. Tallet er betydelig større enn tilgjengelig kapasitet på et gitt tidspunkt.

2) Basert på fossilt brensel som kull, olje og gass

9.3.4 Forbruk

Temperaturkorrigert forbruk for 2005 for Sverige, Danmark og Finland er hentet fra Nordel [5] og fordelt til ulike delområder. For Norge er forbruket for alminnelig forsyning allokert til de ulike delområdene ut fra netto forbrukstall fra Statistisk Sentralbyrå [18]. Tallene for 2005 var ikke klar, så vi har brukt 2004. Forbrukstallene fra Statistisk Sentralbyrå er tillagt et estimert nettap og temperaturkorrigering fra NVE [19]. Alt forbruk i alminnelig forsyning er temperaturavhengig. For norske delområder forutsettes også det at forbruket i alminnelig forsyning reduseres noe ved høye priser og maksimalt med 7 %. Denne prisfleksibiliteten tilsvarer den de nordiske systemoperatørene bruker i sitt datasett for 2010. Forbruket til elkjeler og noen typer

industri er prisavhengig. Rasjoneringsprisen er satt til 37,5 EuroCent som tilsvarer 300 øre/kWh ved en kurs på 8 NOK per Euro. For industri har vi forutsatt et prisuavhengig forbruk på 22,8 TWh og et prisfleksibelt forbruk på maksimalt 11,7 TWh. Utkoblingsprisene for det prisfleksible forbruket er mellom 3,88 og 12,5 EuroCent/kWh.

9.3.5 Klimavariabel

Simuleringene med Samkjøringsmodellen i det nordiske klimaprojektet [16] var basert på klimavariabel for perioden 1961 – 1990. Denne simuleringsperioden er utvidet til 1931 – 2005. Vi har fått tilsigsdata for perioden 1931 – 2005 fra NVE.

I 2005 var mesteparten av den nordiske vindkraftproduksjonen i Danmark. Nivået for vindkraftproduksjonen for Danmark er satt til normalproduksjonen for 2005. Vi har data for variasjonen for 1961 – 1990 fra klimaprojektet. Tabell 9.3 oppsummerer inngangsdata for dansk vindkraftproduksjon for ulike simuleringsår. Estimert normalproduksjon er basert på trenden i årlig produksjonstall fra Nordel i perioden 1995 – 2006.

Tabell 9.3 Inngangsdata for dansk vindkraftproduksjon.

Simuleringsår	Relativ produksjon i ulike uker	Årsnivå
1931 – 1960	Gjennomsnitt 1961 – 1990 fra klimaprojektet	Normalproduksjon 2005 for alle år
1961 - 1990	Egen profil for hvert år fra klimaprojektet	For hvert år er nivået skalert med faktor normalproduksjon 2005 / normalproduksjon 2010
1991 – 1994	Gjennomsnitt 1961 – 1990 fra klimaprojektet	Normalproduksjon 2005 for alle år
1995 - 1999	Gjennomsnitt 1961 – 1990 fra klimaprojektet	Normalproduksjon 2005 pluss estimert avvik fra normalproduksjon for hvert år
2000 - 2005	Beregnet fra månedlige registreringer for vindkraft [20]	Registrert årsproduksjon pluss vekst i normalproduksjon frem til 2005

9.3.6 Rente

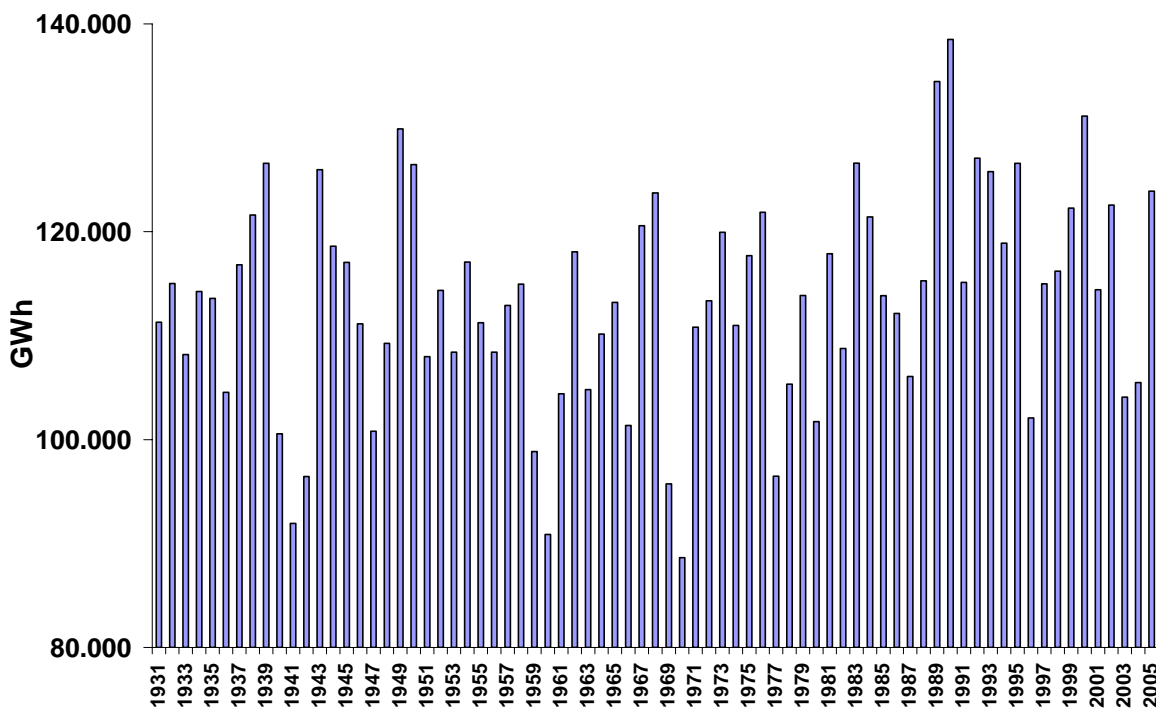
Effektiv rente på 10-års statsobligasjoner var 3,75 % i 2005 [21], og konsumprisindeksen økte med 1,6 % [22]. I simuleringene bruker vi en realrente på 3,75 % - 1,6 % = 2,15 %.

9.4 SIMULERINGSRESULTATER FOR REFERANSECASET

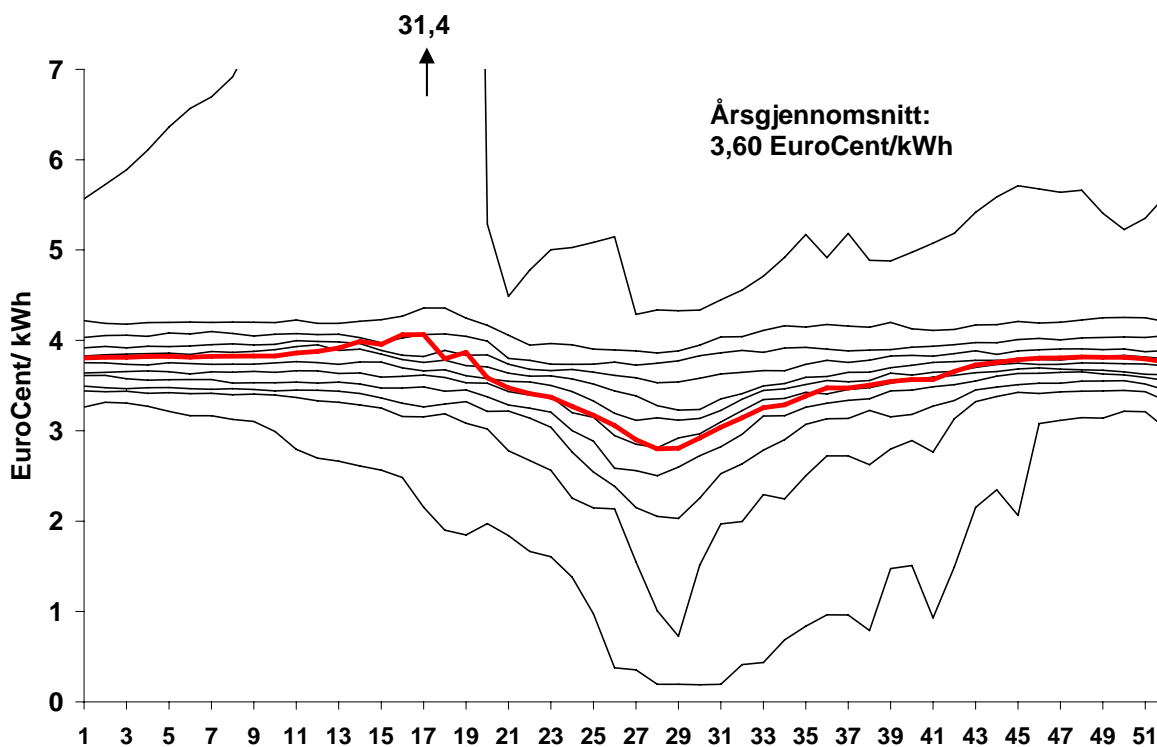
Hovedresultatene fra referansecaset med Samkjøringsmodellen er vist i Tabell 9.4 og Figur 9.2 - Figur 9.5.

Tabell 9.4 Årsbalanser og handelsbalanse for Stadium 2005:
Gjennomsnitt, tørrår og våtår (GWh).

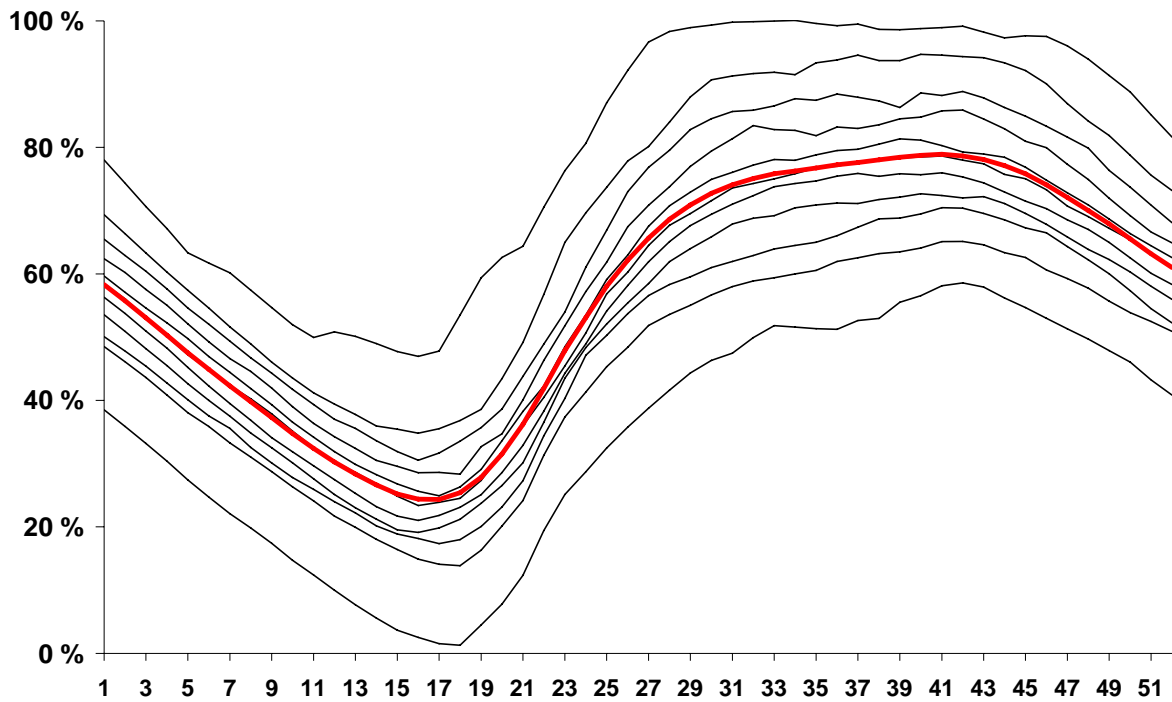
	Gjennomsnitt 1931 - 2005	Tørrår (1970)	Våtår (1990)
Vannkraft	113.376	88.637	138.495
+ Varmekraft	1.304	1.421	806
+ Vindkraft	502	519	479
+ Import	13.438	27.032	3.998
= Tilgang	128.620	117.609	143.778
Bruttoforbruk	121.414	117.599	120.554
- Rasjonering	1	76	0
+ Eksport	7.207	86	23.225
= Anvendelse	128.620	117.609	143.779
Import			
Sverige	9.391	19.392	2.791
+ Danmark	3.952	7.020	1.176
+ Finland	94	620	31
= Import	13.438	27.032	3.998
Eksport			
Sverige	5.879	82	17.831
+ Danmark	896	0	4.656
+ Finland	432	4	737
= Eksport	7.207	86	23.225
Nettoimport	6.231	26.946	-19.226



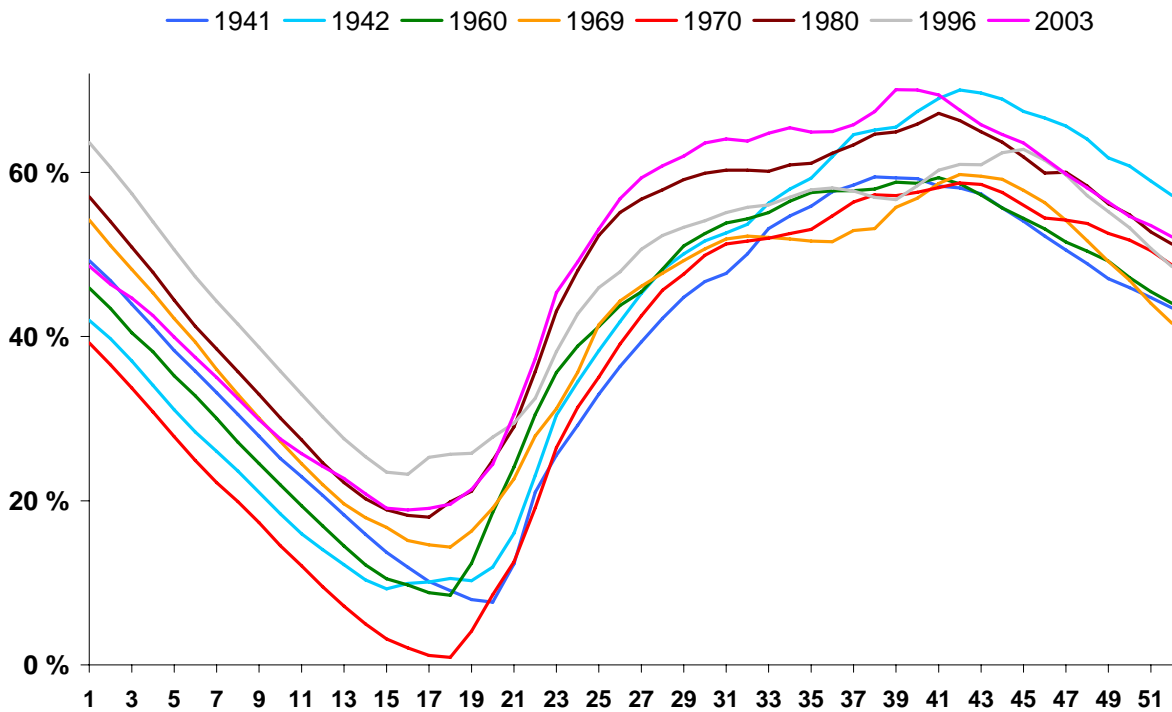
Figur 9.2 Simulert vannkraftproduksjon 1931 – 2005.



Figur 9.3 Simulerte kraftpriser per uke 1931 – 2005. Prosentiler og gjennomsnitt for hele Norge per uke.



Figur 9.4 Simulert fyllingsgrad for norske magasiner 1931 – 2005. Prosentiler og gjennomsnitt.



Figur 9.5 Simulert fyllingsgrad for norske magasiner i en del tørrår.