

# Svært anstrengte kraftsituasjoner

**Tord Wethelund**

Master i energi og miljø  
Oppgaven levert: Juni 2007  
Hovedveileder: Ivar Wangensteen, ELKRAFT  
Biveileder(e): Torkel Bugten, Statnett



# Oppgavetekst

Den norske energi- og effektbalansen har blitt knappere i løpet av de senere år. I enkelte tilfeller har det ført til anstrengte kraftsituasjoner. Systemoperatøren, Statnett, har analysert forskjellige strategier for å forhindre evt. møte SAKS-situasjoner. Oppgaven går ut på å analysere aktuelle tiltak spesielt for å få oversikt over hvilken innflytelse de har på magasindisponeringen.

Oppgaven består av følgende deler:

- A. Teoridel: Beskrive det teoretiske grunnlaget for disponeringen av vannkraftmagasiner.
- B. Bruk av enkel modell: Gjennomfør simuleringer basert på en en-magasinmodell for å få fram en forenklet sammenhengen mellom SAKS-tiltak og disponeringen av magasinet.
- C. Bruk av Samkjøringsmodellen: Gjennomfør tilsvarende simuleringer med Samkjøringsmodellen for å kvantifisere effekten bedre.
- D. Drøft de aktuelle tiltakene i lys av disse simuleringene.

Oppgaven gitt: 15. januar 2007

Hovedveileder: Ivar Wangensteen, ELKRAFT



## Forord

Denne masteroppgaven er utført ved Institutt for Elkraftteknikk ved NTNU våren 2007, og den omhandler tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner. Dette er en fortsettelse av temaet fra prosjektoppgaven "Svært anstrengte kraftsituasjoner" som ble gjennomført høsten 2006.

Jeg vil benytte anledningen til å takke mine veiledere prof. Ivar Wangensteen ved NTNU, prof. Gerard Doorman ved NTNU og Torkel Bugten hos Statnett for gode innspill underveis. I tillegg vil jeg takke Arne Pettersen hos Statnett for hjelp med tilretteleggingen av datasettet som er benyttet i samkjøringsmodellen. Til slutt vil jeg takke Ove Wolfgang, Arne Haugstad og Hans Ivar Skjelbred hos Sintef Energiforskning for programtilpassning i samkjøringsmodellen, og tålmodig opplæring og forklaring.

Det er også på sin plass å takke min kone Torunn A. Wethelund for å ha vist stor tålmodighet gjennom semesteret.

Trondheim 26. juni 2007

---

Tord Wethelund



## Sammendrag

Formålet med denne oppgaven er å vise hvordan tiltak som skal sikre det norske kraftsystemet i en tørrårssituasjon, vil påvirke den normale disponeringen av vannmagasinene. Den høye vannkraftandelen i det norske produksjonssystemet gir helt andre utfordringer i forhold til tørrårssikring, enn hva som er tilfellet i termiskdominerte kraftsystemer. Disse utfordringene har økt de siste årene som en følge av at energibalansen i Norge er strammere enn hva den var før restruktureringen. I et tilsigsmessig normalår med normale temperaturforhold, var kraftunderskuddet i 2006 på 3 TWh. En strammere kraftbalanse observeres også dersom man sammenligner magasinutfyllingen relativt til det årlige forbruket. Fra begynnelsen av 1990 – tallet og fram til i dag, viser beregningene en reduksjon i magasinutfylling ved inngangen til tappesesongen.

I oppgaven er det simulert tre prinsipielt forskjellige tiltak for å bedre det norske kraftsystemets evne til å takle tilsigssvikt. Det første tiltaket er å endre nivået på den kraftverdien markedet forventer at myndighetene griper inn i kraftsystemet med tvungen rasjonering. Ved å heve rasjoneringsprisen, øker forventningsverdien av vannet og dermed lagres mer vann i påvente av ekstremt høye priser. Den andre simuleringen er av SAKS – tiltakene reservegasskraftverk og opsjoner i forbruk. Dersom sannsynligheten for rasjonering stiger over 50 prosent, vil tiltakene bli aktivert. Bruk av disse tiltakene vil imidlertid påvirke kraftverdien i den anstrengte perioden, noe som kan føre til redusert vannverdi i forkant av situasjonen og dermed redusert magasinutfylling. Det siste tiltaket som er modellert er strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge. I denne simuleringen holdes det tilbake mer med vann i Midt-Norge gjennom fyllingssesongen. På den måten bedres magasinutfyllingen gjennom vårknipa.

Endringene i rasjoneringspris påvirker magasindisponeringen slik det var antatt på forhånd. Simuleringene viser imidlertid at dersom priselastisiteten ikke øker når kraftverdiene blir ekstreme, må man i korte perioder tillate kraftpriser på mellom 8 kr/kWh og 10 kr/kWh for å unngå rasjonering. Dersom SAKS – tiltakene implementeres i modellen, viser simuleringene at vannverdiene bare påvirkes i liten grad i forkant av de svært anstrengte situasjonene. Dermed tilføres systemet mer energi fra SAKS – tiltakene, enn den reduksjonen man observerer i forkant av situasjonen. Dette forutsetter imidlertid restriktiv bruk av tiltakene. Dersom tiltakene brukes for mye, økes påvirkningen på vannverdiene. En streng magasinregulering i Midt-Norge gav økte middelpriiser gjennom året og høyere flomtap. Dette tiltaket gav også det laveste samfunnsøkonomiske overskuddet.

Dersom de samfunnsøkonomiske kostnadene ved rasjonering baseres på en rasjoneringspris på 300 øre/kWh, indikerer resultatene av simuleringene at man ikke bør benytte noen av de andre tiltakene. Det høyeste samfunnsøkonomiske overskuddet oppnås dersom det ikke implementeres andre tiltak i tillegg til denne rasjoneringsprisen. Dette observeres til tross for at rasjoneringsmengden reduseres dersom denne rasjoneringsprisen kombineres med ett eller flere SAKS – tiltak. Dersom kostnadene for rasjonering baseres på KILE – kostnadene endres bildet. Resultatene tyder da på at en kombinasjon av forholdsvis høye rasjoneringspriser og en meget restriktiv bruk av SAKS – tiltakene, vil være den mest hensiktsmessige tørrårssikringen i Norge.





## Abstract

The main purpose of this thesis is to show how different efforts to secure the Norwegian power system in a dry year, may influence the disposal of the hydropower reservoirs. Hydropower accounts for most of the Norwegian production capacity, and this gives completely different challenges in dry years compared to a thermal power system. As a result of a tighter energy balance, this challenge has grown in recent years. In 2006, for a year with normal inflow and temperature the energy shortage was 3 TWh. A comparison of the water levels in the reservoirs with yearly electricity consumption indicates a decrease in water levels through the autumn; from the beginning of the 1990's and up until today.

This thesis includes simulation of three fundamental measures expected to improve the Norwegian power system's ability to handle a dry year. The first measure is to change the power price at which the market participants expect the authorities to intervene in the power market by means of forced rationing. By raising this price, the expected value of the water increases and more water is stored in the reservoirs, pending on high power prices. The second simulation is of the SAKS – measures; gas power plants in reserve and consumption options. In periods with more than 50 percent probability of rationing, these measures will be activated. This will, however, influence the power prices in this particular period, which may lead to a decrease in the water-value and reduced water levels in the reservoirs prior to the period. The last measure simulated is a severe drawdown- procedure of the hydropower reservoirs in Mid-Norway. In this case more water will be stored during the autumn. This results in higher reservoir levels the last weeks of winter, and thus reduced risk of rationing.

Altering the power price at which the authorities intervene, affects the reservoir disposal as expected. However, the simulations indicate that the power prices must reach a level between 8 NOK/kWh and 10 NOK/kWh to avoid rationing, as long as the price elasticity remains unchanged during periods with extreme power prices. If the SAKS – measures are implemented, the simulation shows only a little influence on the water-values. In this case the measures provide the power system with more energy, than the reduction observed in the reservoir levels prior to the strained period. This development demands a restrictive use of the SAKS – measures. The severe drawdown procedure for Mid-Norway gives an increase in the average power price throughout the year. It also gives increased loss because of flooding. This scenario resulted in the lowest socio-economic profit of all the measures.

If the socio- economic cost due to rationing is based on a maximum power price of 3 NOK/kWh, the results of these simulations indicate that no additional/further measures should be implemented. The highest socio-economic profit is achieved if no other measures are implemented in addition to the maximum price. This is observed in spite of a reduction in the rationing quantity if one or more SAKS – measures are implemented in addition. If the cost due to rationing is based on the Norwegian KILE – costs, it is possible that a combination of relatively high rationing prices and a very restrictive use of SAKS – measures, may be the best way to handle dry years in the Norwegian power system.



## Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
2	Det norske kraftsystemet.....	3
2.1	Restrukturering av kraftmarkedet.....	3
2.1.1	Organisatorisk struktur før omorganiseringen .....	4
2.1.2	Organiseringen av det nye markedet.....	5
2.1.3	Hovedargumenter for restrukturering av det norske kraftsystemet.....	7
2.2	Karakteristiske trekk ved dagens kraftsystem.....	9
2.2.1	Produksjon og markedet.....	9
2.2.2	Handel med elektrisk energi.....	11
2.2.3	Overføringsnett og flaskehalsar .....	12
2.2.4	Konkurransforhold og markedsrett.....	14
2.3	Energi- og effektbalansens utvikling.....	17
2.3.1	Utviklingen av energibalansen .....	17
2.3.2	Utviklingen av effektbalansen.....	18
2.4	Endringer i magasindisponeringen etter restruktureringen .....	20
2.5	Magasindisponeringen i tidligere knapphetssituasjoner .....	23
3	Det teoretiske grunnlaget for magasindisponeringen.....	27
3.1	Vannverdiregninger.....	27
3.1.1	Matematisk utledning av vannverdimetoden .....	28
3.1.2	Modelltyper og løsningsmetoder.....	32
3.1.3	Planleggingshierarkiet.....	34
4	Offentlig påvirkning av magasindisponeringen .....	35
4.1	Rammevilkår og miljøhensyn .....	35
4.2	Tiltak for å sikre kraftsystemet i tørrår.....	37
4.2.1	Rasjonering.....	37
4.2.2	Tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner .....	42
4.2.3	Strengere regulering av vannmagasinene i Midt-Norge .....	47
4.3	Andre faktorer som påvirker magasindisponeringen .....	48
4.3.1	Tilsett til vannmagasinene.....	48
4.3.2	Klimaendringer.....	49
5	Simulering med en enmagasinmodell .....	51
5.1	Vansim .....	51
5.1.1	Enmagasinmodellen .....	51
5.1.2	Vannkraftmodellering .....	52
5.1.3	Markedsdata .....	53
5.1.4	Tilsett.....	54
5.2	Datasettet som er benyttet i enmagasinsimuleringene .....	55
5.2.1	Styreparametere og tilsettdata for simuleringene .....	55
5.2.2	Magasin og stasjonsdata.....	55
5.2.3	Faste kontrakter .....	56
5.2.4	Prisavhengige kontrakter.....	57
5.3	Gjennomførte simuleringer med enmagasinmodellen .....	61
5.3.1	Endring av rasjoneringspris.....	61
5.3.2	SAKS – tiltak .....	61
5.3.3	Strengere regulering av vannmagasinene i Midt-Norge .....	62
6	Simulering med en flermagasinmodell .....	63
6.1	Samkjøringsmodellen.....	63
6.1.1	Flerområdemodell .....	63

6.1.2	Modellering av det elektriske systemet.....	65
6.1.3	Kalibrering .....	66
6.2	Datasettet som er benyttet i flermagasinsimuleringene.....	69
6.2.1	Prisområder i modellen .....	69
6.2.2	Styreparametere og tilsigsdata for simuleringene .....	70
6.2.3	Produksjon.....	71
6.2.4	Forbruk .....	72
6.2.5	Overføring mellom delområder.....	76
6.2.6	Kalibrering av modellen.....	77
6.3	Gjennomførte simuleringer med flermagasinmodellen.....	78
6.3.1	Endring av rasjoneringspris.....	78
6.3.2	SAKS – tiltak .....	79
6.3.3	Strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge.....	81
7	Resultater.....	83
7.1	Enmagasinsimuleringene i Vansim .....	83
7.1.1	Endring av rasjoneringspris.....	83
7.1.2	SAKS – tiltak .....	88
7.2	Flermagasinsimuleringene i Samkjøringsmodellen .....	97
7.2.1	Endring av rasjoneringspris.....	97
7.2.2	SAKS – tiltak .....	105
7.2.3	Strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge.....	116
8	Diskusjon.....	123
8.1	Enmagasinsimuleringene i Vansim .....	123
8.1.1	Endring av rasjoneringspris.....	123
8.1.2	SAKS – tiltak .....	125
8.2	Flermagasinsimuleringene i Samkjøringsmodellen .....	129
8.2.1	Endring av rasjoneringspris.....	129
8.2.2	SAKS – tiltak .....	132
8.2.3	Strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge.....	136
8.3	Samlet vurdering av de forskjellige tiltakene.....	138
8.3.1	Vurdering av endringer i rasjoneringsprisen.....	138
8.3.2	Vurdering av SAKS – tiltakene.....	139
8.3.3	Strengere regulering av kraftmagasiner eller bruk av SAKS – tiltak.....	140
9	Konklusjon .....	143
10	Videre arbeid .....	145
11	Referanser.....	147
	Vedlegg .....	153

## 1 Innledning

Etter den anstrengte kraftsituasjonen i Norden vinteren 2002/2003, har det vært rettet mye oppmerksomhet mot tørrårsproblematikken i det nordiske kraftsystemet. Denne oppgaven tar spesielt for seg noen av de tiltakene som er foreslått for å sikre kraftsystemet i en svært anstrengt kraftsituasjon. For å gi leseren et helhetlig bilde av problemstillingen, er det valgt å gi en kort innføring i oppbygningen av det nordiske kraftsystemet og de endringene som er kommet som en følge av restruktureringen på 1990 – tallet. Det er også valgt å se kort på hvilke ytre endringer kraftsystemet kan bli utsatt for, og hvordan dette kan påvirke den framtidige magasindisponeringen. For en mer detaljert beskrivelse av den norske forsyningssikkerhetsproblematikken, henvises det til prosjektoppgaven *Svært Anstrengte Kraftsituasjoner*.

Magasindisponering dreier seg om å fordele energi fra et varierende tilsig best mulig. Både over et normalt år, og mellom tørre og våte år. I oppgaven blir det ikke tatt stilling til hvor stor sannsynligheten for en svært anstrengt kraftsituasjon er. Oppmerksomheten er i stedet rettet mot de forholdene som danner grunnlaget for magasindisponering, og hvordan foreslåtte tiltak kan påvirke det totale kraftsystemet.

Dette har ført til et økt fokus på Midt-Norge, fordi det er her kraftbalansen er dårligst. I tillegg er det i en del tilfeller tatt med resultater fra Vestlandet. Bakgrunnen for dette er ønsket om å avdekke hvordan tiltakene påvirker regioner med stor vannkraftproduksjon. Der det er funnet hensiktsmessig er det også tatt med resultater fra totalsystemet i Norge. I det meste av resultatpresentasjonen er det valgt å presentere prosentiler og middelveier basert på alle simulerte tilsigsår. I forkant av de mest anstrengte periodene, er det imidlertid valgt å presentere resultatene fra enkelt år. Videre er det i resultatkapittelet ansett som hensiktsmessig å kommentere mindre avvik, i tillegg til å gi utfyllende kommentarer til det man kan lese av figurene. Større sammenligninger og drøftinger av prinsipielle sammenhenger, er gjort i diskusjonsdelen.

I oppgaven er programmene Vansim og Samkjøringsmodellen benyttet. Disse benyttes til simulering av henholdsvis enmagasin- og flermagasinmodeller. Endringer av rasjoneringspris og SAKS – tiltakene er simulert med begge programmene. Dette er gjort fordi enmagasinmodellen egner seg for å få fram de prinsipielle sammenhengene, mens samkjøringsmodellen brukes til en nøyaktigere kvantifisering av tiltakenes effekt. Simuleringen av en strengere magasinregulering er bare gjort med samkjøringsmodellen. I datasettet som ligger til grunn for simuleringene i samkjøringsmodellen, er alle kraftverdier oppgitt i Eurocent/kWh, mens enheten i enmagasinmodellen er øre/kWh. Det er ikke funnet hensiktsmessig å samkjøre datasettene på dette området. Kursen som er benyttet er 8 NOK/Euro.

Tiltakene er vurdert etter hvordan rasjoneringsmengden påvirkes, og endringen som observeres i det samfunnsøkonomiske overskuddet. Overskuddet er imidlertid beregnet på bakgrunn av den antatte rasjoneringsprisen på 300 øre/kWh, og ikke den faktiske avsnvskostnaden de enkelte forbrukerne vil ha. Dersom de faktiske samfunnsøkonomiske kostnadene ved rasjering tilsvarer KILE – kostnadene, er det grunn til å anta at de forskjellige tiltakene vil komme bedre ut i forhold til basisscenariet. Det påpekes også at det ikke taes stilling til om rasjoneringsfordelingen mellom alminnelig forbruk og kraftintensiv industri i modellen er sannsynlig.



## 2 Det norske kraftsystemet

### 2.1 Restrukturering av kraftmarkedet

På begynnelsen av 90 – tallet begynte en reorganiseringsprosess av det elektriske kraftsystemet i mange land. I de landene der produksjonen av elektrisk kraft ble gjort av privat industri, men regulert av det offentlige, kalles denne prosessen for *dereguleringen av kraftmarkedet*. Dette var for eksempel tilfellet i USA. Bakgrunnen for denne betegnelsen var at deler av reguleringen ble faset ut gjennom denne prosessen. Her i Norge var situasjonen noe annerledes. Dette kom av at kraftselskapene stort sett hadde offentlige eiere før prosessen ble igangsatt. I dette tilfellet økte graden av offentlig regulering, og det er derfor bedre å betegne prosessen som en restrukturering enn en deregulering [1, s.77].

En konsekvens av restruktureringen var at man delte kraftselskapene inn i egne produksjons- og nettselskaper. Dette var nødvendig fordi distribusjonsnett for elektrisitet er et naturlig monopol. Et naturlig monopol kjennetegnes av at driften kan effektiviseres ved å legge til rette for bedre utnyttelse av systemets stordriftsfordeler. En stordriftsfordel setter en bedrift i stand til å produsere med fallende enhetskostnad, dersom antall enheter øker. Dette danner basisen for et naturlig monopol. Dersom to nettselskaper skal bygge og vedlikeholde parallelle forsyningsnett i det samme området, vil enhetskostnadene for levering av strøm til forbruker øke. Denne type stordriftsfordeler finner man ikke igjen i produksjonen av elektrisitet. Her kan flere produksjonsselskaper operere parallelt uten ekstra kostnader. [1, s.77].

En oppdeling av kraftmarkedet gir imidlertid flere utfordringer. Blant annet er det ingen eksplisitt koordinering mellom markedene for energi, overføring og reserver. Et karakteristisk trekk ved denne løsningen er at markedene opereres sekvensielt, og at man derfor har en individuell klarering i hver del. Dette gjør at aktørene må basere seg på en rasjonell vurdering av fremtidsutsiktene, fordi overføringsplaner og behovet for reservekraft kan endres under drift. Slike endringer vil videre kunne gi avvik fra den opprinnelige produksjonsplanen. En effekt av dette er at produsentene må gi bud i spotmarkedet uten å vite kostnadene forbundet med kraftoverføringen, eller hva kraften er verdt i reguleringsmarkedet [2, s.1310].

En annen faktor i restrukturingsprosessen var utformingen av markedsfunksjonen. Et fritt marked krever at et stort antall kjøpere kan kjøpe fra et stort antall tilbydere. I et effektivt marked har alle aktører den samme tilgangen til markedet, og den samme informasjonen vedrørende priser og tilgangen på ressurser. Denne informasjonen må dekke dagens situasjon, og de faktorene som vil påvirke prisene i framtiden [1, s.87].

### 2.1.1 Organisatorisk struktur før omorganiseringen

Driften av det norske kraftsystemet har tradisjonelt vært basert på desentraliserte beslutninger. Det har aldri vært noen sentral enhet for styring og fordeling av produksjonen i totalsystemet. I stedet har lokale aktører hatt ansvaret for kraftforsyningen i sitt område [3]. Dette ansvaret innebar en oppdeckningsplikt for elektrisk kraft. Det enkelte kraftselskap var pålagt å investere i ny produksjonskapasitet eller inngå kraftavtaler, som gav dekning i ni av ti år [4, s.28].

Historisk har det likevel vært et samarbeid mellom de forskjellige produsentene innenfor naturlig avgrensede områder. På 1960 – tallet ble det gjennomført en omfattende utbygging av overføringslinjene mellom de forskjellige landsdelene. Dette gav grunnlaget for at man i 1968 lagde en avtale om en landsomfattende organisert samkjøring, styrt av et Samkjøringsråd. Dette samarbeidet dannet grunnlaget for opprettelsen av en landsomfattende samkjøringsorganisasjon (Samkjøringen) 5. november 1970. Samkjøringen startet opp driften 1. januar 1971 [5].

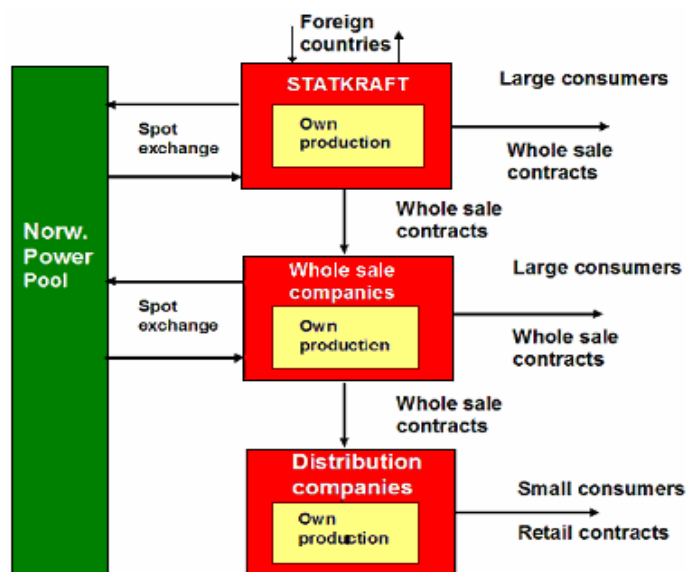
Samkjøringen var ansvarlig for å overvåke og koordinere driften av det norske kraftsystemet, slik det er fastslått i innledningen til Samkjøringens Årsberetning fra 1992:  
*”SAMKJØRINGEN av kraftverkene i Norge ble stiftet 5. november 1970 som en landsomfattende forening med vekslende kapital. Formålet er samkjøring for rasjonell utnyttelse av medlemmenes kraftverker, formidling og utveksling av elektrisk energi og hva dermed står i forbindelse”* [6].

Siden oppstarten av Samkjøringen i 1971, har det vært en operativ kraftbørs for kortsiktig handel i Norge. Denne kraftbørsen ble administrert av Samkjøringen, men det var store begrensninger på hvilke aktører som hadde mulighet til å delta. Dette var en børs for aktører med egen produksjon, og den var derfor ikke tilgjengelig for sluttbrukere. I tillegg ble kraftbalansen til de forskjellige aktørene kontrollert årlig. Dette sikret at den enkelte aktør kunne dekke sine forpliktelser gjennom egen produksjon eller langtidskontrakter [3]. Det kan derfor argumenteres for at dette i hovedsak var et marked for å kunne selge overskuddskraft [1, s.94].

Resultatet av den begrensede av tilgangen til kraftbørsen, var at spotprisen ikke hadde noen påvirkning på de langsiktige kontraktsprisene. Spotprisen hadde derfor liten betydning for den generelle markedsprisen, og denne handelen hadde svært liten betydning for selskapenes overskudd [3].

Figur 1 viser de tre nivåene i det norske kraftsystemet før restruktureringen. Statkraft var den dominerende aktøren med ansvar for 1/3 av den totale produksjonskapasiteten og 70 % av overføringsnettet. Statkraft hadde også monopol på import og eksport av elektrisk kraft. Kundene til Statkraft besto utelukkende av kraftintensiv industri og selskaper som drev med engrosalg. Disse selskapene solgte strømmen videre til store forbrukere og til de lokale distribusjonsselskapene. Disse igjen hadde plikt til, og monopol på, levering av strøm i sine nettområder, og sluttforbrukerne hadde derfor ingen mulighet til å kjøpe strøm av andre markedsaktører [1, s.95].





Figur 1: Strukturen i det norske kraftsystemet før restruktureringen [1, s.96]

## 2.1.2 Organiseringen av det nye markedet

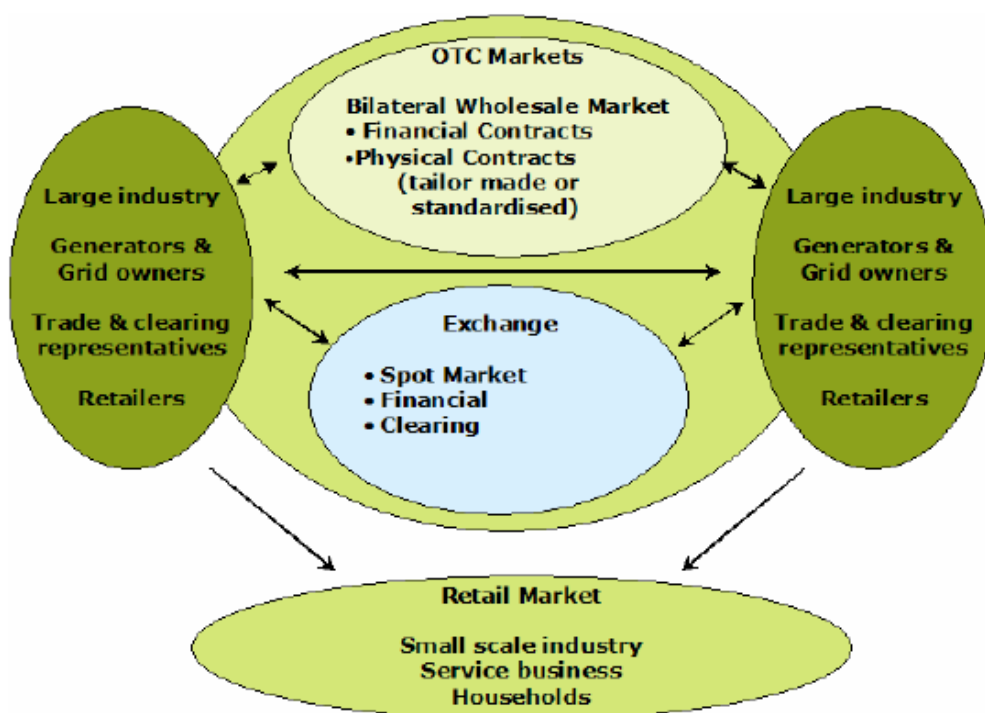
Etter en lang periode med stigende etterspørsel og derav økt utbygging av produksjonskapasitet i det norske kraftsystemet, snudde situasjonen utover på 1980 – tallet. Denne perioden kjennetegnes av store kraftoverskudd, hovedsakelig fordi flere store prosjekter ble ferdigstilt, samtidig som forbruksveksten var forholdsvis lav. Dette førte til en økt tilførsel av tilfeldig kraft, og dermed redusert interesse for langsiktige kontrakter. Kombinert med lave eksportpriser resulterte dette i forbitapping av forholdsvis store vannvolum. Fra politisk hold ble det derfor uttrykt et ønske om å endre systemet, slik at man skulle få en bedre samfunnsøkonomisk utnyttelse av vannkraftressursene [7].

Den nye energiloven ble vedtatt av Stortinget den 29. juni 1990, og trådte i kraft 1. januar 1991. Loven fjernet selskapenes enerett til å forsyne eget område med elektrisitet, og åpnet derfor for konkurranse mellom de ulike markedsaktørene. For å oppnå denne konkurransen så man det som hensiktsmessig å dele kraftsektoren i en konkurransedel og en monopoldel. Produksjon og omsetning av kraft skulle være gjenstand for konkurranse, mens nettvirksomheten ble betraktet som et naturlig monopol. Videre ble det slått fast at overføringslinjene skulle være tilgjengelige for alle produksjons- og salgssledd på like vilkår. Som en oppfølging av energiloven ble det også vedtatt at Statkraft skulle deles i to statsforetak. Statkraft SF videreførte driften av kraftverkene, mens Statnett SF ble opprettet som et sentralnettsforetak med ansvar for drift og vedlikehold av hovednettet [7].

Samtidig tok Statnett over de oppgavene som Samkjøringen tidligere hadde hatt i forhold til omsetning av tilfeldig kraft og samkjøring mellom kraftprodusentene. Statnett Marked AS utvidet i 1996 sitt virksomhetsområde ytterligere, og ble til Nord Pool ASA [8]. Målet for virksomheten endret seg også i denne perioden. Samkjøringen skulle sikre en optimal utnyttelse av medlemmenes tilfeldige kraftproduksjon, og var derfor ingen handelsinstitusjon. Nord Pool derimot er en kraftbørs hvor handel har hovedfokus. Dette er en markeds plass hvor oppgavene i hovedsak dreier seg om å legge til rette for fri handel mellom de ulike markedsaktørene. En slik kraftbørs sikrer ikke lenger at medlemmenes disponible kraft blir utnyttet optimalt, men dersom kraftbørsen opptrer i et perfekt marked vil dette, i følge økonomisk teori, likevel bli resultatet [1, s.84].

Det har vært den rådende oppfatning at overgangen til et konkurransebasert markedssystem har fungert godt i Norge. En av årsakene til dette kan være at det i utgangspunktet var en romslig energi- og effektbalanse [4, s.22]. Dette synet har imidlertid møtt motbør, særlig i perioder med lave vannmagasiner og dermed høye kraftpriser.

Figur 2 viser markedsstrukturen i det Nordiske kraftmarkedet etter restruktureringen. Det er nå et stort antall aktører i dette markedet. Produksjonsselskaper og store sluttbrukere handler både gjennom Nordpool og bilateralt. Samtidig har mindre forbrukere tilgang til markedet gjennom den lokale nettoperatoren, eller gjennom en annen ekstern leverandør. De fleste produsentene er også distributører, samtidig som nesten alle distributører driver aktiv handel på kraftbørsen [1, s.98].



Figur 2: Den nye strukturen i det Nordiske kraftmarkedet[1]

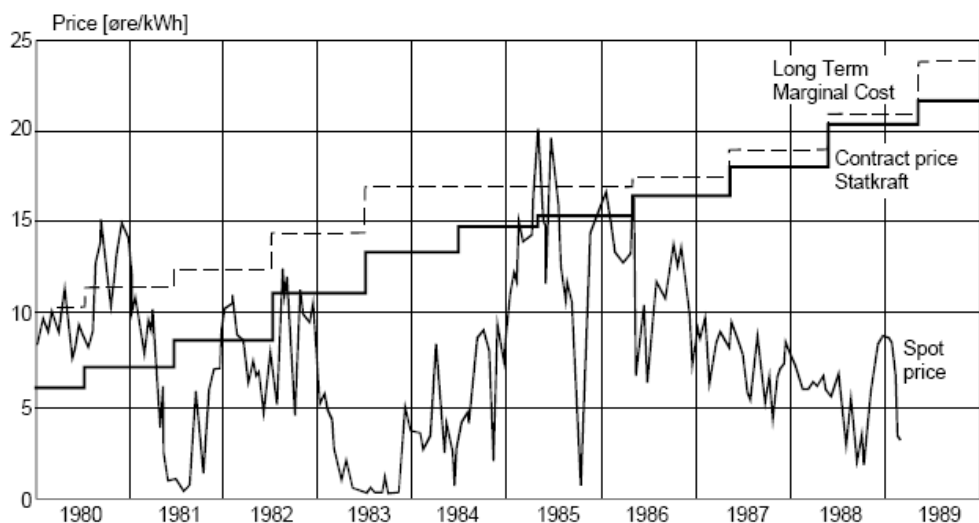
Den nye organiseringen av markedet har ført til en viss integrasjon i det Nordiske kraftsystemet. Både i produksjons- og distribusjonsselskapene har det gjennom de siste 10 årene foregått en horisontal integrering. De største produsentene har kjøpt mindre selskaper og på den måten tatt nye markedsandeler, mens mindre distribusjonsselskaper har fusjonert, og på den økt sin markedsandel. Før restruktureringen var det over 200 distribusjonsselskaper i det norske kraftsystemet. Dette var antagelig for mange enheter, og den horisontale integrasjonen i denne delen av kraftsystemet har derfor ført til kostnadsreduksjoner. I noen tilfeller har det også forekommet vertikal integrering ved at produsenter har kjøpt opp mindre distribusjonsselskaper. Man antar likevel at konkurransen i det nordiske kraftmarkedet fortsatt er tilfredsstillende [1, s.94 og 98]. Dette er nærmere omtalt i kapittel 2.2.4 *Konkurransforhold og markedsrett.*

### 2.1.3 Hovedargumenter for restrukturering av det norske kraftsystemet

#### Hindre overflødige investeringer i generatorkapasitet

Prispolitikken i det norske kraftsystemet før restruktureringen, var basert på kostnadsdekning. Dette gjorde det mulig for kraftselskapene å blande kostnadene fra nye dyre anlegg, med kostnadene fra billigere eldre anlegg. I praksis betyr dette at prisene ut til forbruker ikke reflekterte de marginale produksjonskostnadene. På denne måten var det mulig å bygge ut større kapasitet enn det konsumentene i utgangspunktet var villig til å betale for [1, s.96].

Oppbyggingen av denne overkapasiteten ser man klare indikasjoner på, dersom man sammenligner langtids- og korttidsgrensekostnader de siste ti årene før restruktureringen. Dette er vist i Figur 3. Bakgrunnen for å benytte grensekostnadene, er at kraftprisen dermed tilsvarer kostnaden ved å produsere den siste enheten. Lang tid betyr i denne sammenhengen at det er tid til å gjøre investeringer, mens korttidsgrensekostnad er kostnaden ved å øke produksjonen med en enhet, uten nye investeringer. Disse uttrykkene danner grunnlaget for to generelle regler. Prisregelen sier at prisen i markedet skal tilsvare korttids marginal grensekostnad. Investeringsregelen sier at man har optimal kapasitet i et kraftsystem, dersom korttids marginal grensekostnad tilsvarer langtids marginal grensekostnad. Dette betyr at i et optimalt utbygd kraftsystem, tilsvarer de langsiktige prisene i gjennomsnitt langtids marginal grensekostnad [1, s.62-65].



Figur 3: Priser i det norske kraftsystemet før restruktureringen [1, s.66]

Figur 3 viser prisene i det norske kraftsystemet de siste 10 årene før restruktureringen. Spotprisene i denne figuren er en god tilnærming til de kortsiktige grensekostnadene, og selv om prisene var volatile, var de i gjennomsnitt vesentlig mindre enn langtidsgrensekostnadene. Dette indikerer en forholdsvis stor overkapasitet i systemet i 1990 [1, s.65].

### **Forbedre utvelgelsen av investeringsprosjekter**

Før restruktureringen av kraftmarkedet var det ikke mulig å rangere utbyggingsprosjektene slik at de rimeligste anleggene ble bygget først. Bakgrunnen for dette var den kommunale eierstrukturen, politiske restriksjoner og den lokale forsyningsplikten innenfor den aktuelle regionen. Dette førte til at ulønnsomme anlegg i flere tilfeller ble bygd før lønnsomme anlegg [1, s.96].

### **Gi incentiv til kostnadsreduksjoner**

Den gamle organiseringen av kraftsystemet var basert på kostnadsdekning. Dette gir ingen incentiv til å redusere kostnadene, siden alle utgiftene kan skyves over på konsumentene. Ved overgang til et konkurransebasert system hvor prisene blir fastsatt av et marked, vil det skapes incentiver for å redusere kostnadene [1, s.97].

### **Sikre lik behandling av forskjellige forbruksgrupper**

Under det gamle regimet var prisene til forbrukerne som oftest politisk bestemt. Kraftprisen for den kraftintensive industrien ble bestemt på Stortinget, mens prisen til det som i dag omtales som alminnelig forsyning, ofte ble bestemt i den enkelte kommune. Dette systemet gav i mange tilfeller en forholdsvis omfattende kryssubsidiering, for eksempel ved at kommersielle aktører betalte for mye for strømmen, mens husholdningene betalte for lite. Det nye konkurransebaserte kraftmarkedet var ventet å skape større likhet mellom de forskjellige forbruksgruppene, og dermed bedre effektiviteten i kraftmarkedet [1, s.97].

### **Akseptable geografiske forskjeller**

Plasseringen av vannkraftverk bestemmes ut fra tilgang til naturressurser i form av vannfall. Tradisjonelt har nærhet til et slikt område gitt lav strømpris. Dette er grunnlaget for plasseringen av den kraftkrevende industrien i Norge, men også andre forbruksgrupper har nytt godt av denne ordningen. På grunn av utvidet overføringskapasitet ut fra områder med kraftoverskudd, har grunnlaget for en slik forskjellsbehandling nå falt bort [1, s.97].

## 2.2 Karakteristiske trekk ved dagens kraftsystem

### 2.2.1 Produksjon og markedet

Elektrisitet har flere fysiske egenskaper som gjør den helt spesiell som handelsvare. Blant annet må elektrisitet produseres og konsumeres kontinuerlig og til samme tid. Siden det ikke er mulig å lagre elektrisitet i betydelige mengder til en akseptabel pris, betyr dette at det til enhver tid må være balanse mellom produksjon og forbruk. Videre endres etterspørselen hele tiden, avhengig av tidspunkt på døgnet, ukedag og årstid. Disse forholdene kombinert med det faktum at det moderne samfunn er helt avhengig av en sikker strømtilførsel for å kunne fungere, gjør det til et utfordrende oppgave å planlegge produksjon og utbygging i et elektrisk kraftsystem [1, s.14].

Den ekstreme samtidigheten mellom produksjon og forbruk, kombinert med kontinuerlig endring av lastforholdene i systemet, skaper også en utfordring for tradisjonelle økonomiske teorier. Disse bygger på at prisen balanserer forholdet mellom tilbud og etterspørsel, fordi produsenter og forbrukere observerer prisendringene og tilpasser seg disse. Denne prismetanismen er ikke rask nok til å balansere produksjon og forbruk i kraftmarkedet i sanntid. En konsekvens av dette er at prisene i markedet må bestemmes enten før eller etter at kraften er konsumert. ”*Strictly speaking, there can be no real – time market for electricity*” [1, s.15].

Det norske kraftsystemet består av 99 prosent vannkraft, noe som skiller dette systemet fra de fleste andre kraftsystem i verden. Den høye graden av vannkraft gir helt spesielle egenskaper og utfordringer sammenlignet med andre kraftsystemer. Blant annet er kostnadsbildet forskjellig. Vannkraftverk har høye investeringskostnader, men veldig lave variable produksjonskostnader sammenlignet med termiske kraftverk. Man kan derfor produsere elektrisitet i et vannkraftverk så lenge prisen på strøm er positiv. Vanntilsaget til magasinene er imidlertid begrenset. Dette betyr at vannet som benyttes i kraftproduksjonen har en alternativ verdi, fordi den kan benyttes i en senere periode med høyere pris. Denne tankegangen er nærmere beskrevet i kapittel 3.1 *Vannverdiberegninger* [1, s.94][9, s.9].

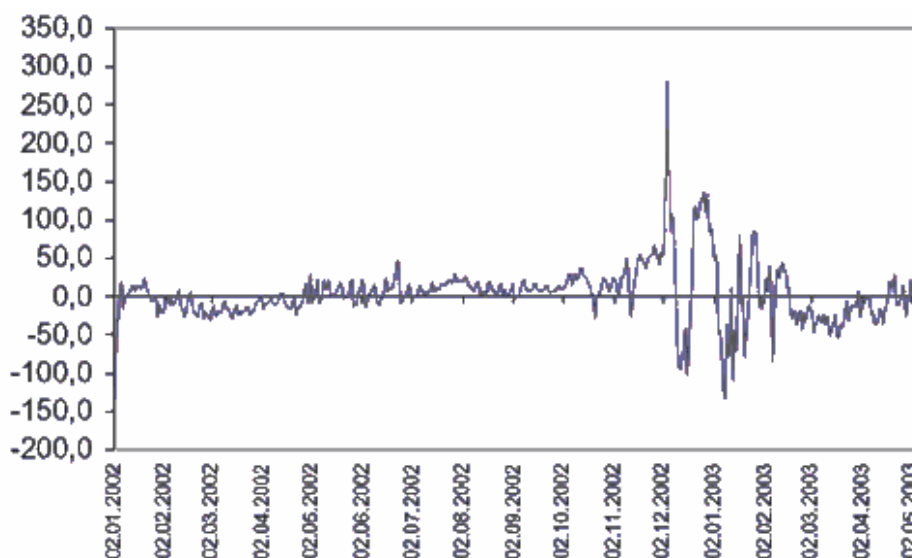
Det er likevel ikke slik at den lave variable produksjonskostnaden nødvendigvis gir lav prisvariasjon for elektrisk kraft. Både magasinbegrensninger og usikre prognoser for nedbør og forbruk, kan gi prisvariasjoner mellom dag og natt, fra dag til dag og ikke minst fra sesong til sesong. I et isolert vannkraftsystem hvor kapasiteten er stor nok til å dekke forbruket, vil imidlertid prisene på kortsikt variere lite [1, s.94][10, s.10].

I det norske kraftsystemet er magasinkapasiteten så stor at denne normalt ikke påvirker prisene fra time til time eller fra dag til dag. Over lengre perioder er imidlertid nedbørmengde og tilsig til magasinene bestemmende for hvor stor produksjonen kan bli, og dermed også prisdannelsen i markedet. I lengre perioder med mye eller lite nedbør vil magasinsituasjonen endre seg vesentlig i forhold til det som kan beskrives som en normalsituasjon. I veldig tørre år vil man oppleve lav magasinifylling og dermed høye priser, og i verste fall rasjonering mot slutten av vinteren. Veldig våte år kjennetegnes ved ekstremt lave priser på sommeren [1, s.94][10, s.10]. I tillegg påvirkes kraftprisen i Norge av temperaturforholdene. Dette kommer av at store deler av oppvarmingen i Norge er basert på elektrisitet.

Det norske vannkraftsystemet er også en del av et større termisk dominert system. Dette gir betydelige svingninger i kraftprisen over døgnet, både fordi det medfører forholdsvis store kostnader å regulere kraftproduksjonen i et termisk system, og fordi topplastverkene har høye variable produksjonskostnader sammenlignet med grunnlastverkene [10, s.10].

Verdifastsettelsen av de fremtidige leveransene skjer i terminmarkedet ved Nord Pool. Prisen på disse kontraktene forteller hvilken prisutvikling man forventer i det nordiske kraftmarkedet. Optimal disponering av tilgjengelig magasin vann, avhenger derfor av verdien på fremtidige leveranser til ulike tidspunkter. Dette danner grunnlaget for hvordan man disponerer vannet [11, s.20].

I utgangspunktet skal prisen i terminkontrakten være tilnærmet lik dagens spotpris. Dersom terminkontrakten for levering tre måneder fram i tid tilsier en kraftpris på 30 øre/KWh, vil det være ulønnsomt å produsere elektrisitet i dag dersom spotprisen er 20 øre/KWh. Forutsetningen for dette resonnetet er at man kan lagre vannet i tre måneder. Dette gjør at stor produksjon fra elvekraftverk vil kunne bryte sammenhengen mellom spotpris og terminpris. I tillegg må framtidige priser korrigeres for rentetap, usikkerhet omkring tilsigs- og etterspørselsforhold og for eventuelle lageromkostninger. Denne prissammenhengen forutsetter også ideelle betingelser uten kapasitetsbegrensninger i vannmagasinene og ubegrenset overføringskapasitet mellom områdene i kraftsystemet. [11, s.21].



Figur 4: Avvik mellom spotpris og 3 – måneders terminpris, kr/MWh i 2002/2003 [11, s.21]

Figur 4 viser avviket mellom spotpris og 3 – måneders terminpris fra januar 2002 til mai 2003. Fram til desember 2002 var forskjellen forholdsvis små. Derfra og fram til mars 2003 var det imidlertid store utslag både i positiv og negativ retning. De store utslagene i denne perioden kan langt på vei forklares av den turbulente perioden kraftmarkedet gjennomgikk i 2002/2003. Usikkerheten økte betraktelig i denne perioden, noe som gav store variasjoner i de framtidige prisforventningene. Samtidig er det gjort undersøkelser over et lengre tidsrom som synes å vise at det finnes systematiske avvik mellom spot- og terminmarkedet, noe som indikerer at det finnes arbitrasjemuligheter i kraftmarkedet. Dette er i så fall et tegn på at markedet ikke fungerer effektivt [11, s.21].

Et annet karakteristisk trekk ved det norske kraftsystemet etter innføringen av den nye energiloven, er den lave investeringstakten i økt produksjonskapasitet. I perioden fra 1991 til

2002, økte produksjonskapasiteten i det norske kraftsystemet med omtrent 4 TWh. I samme periode steg forbruket med 13 TWh. Denne utviklingen er et resultat av den overdimensjoneringen av kraftsystemet som ble omtalt i kapittel 2.1.3 *Hovedargumenter for restrukturering av det norske kraftsystemet*, men den har samtidig ført til en strammere kraftbalanse. Dette har imidlertid vært nødvendig fordi overkapasiteten har ført til gjennomgående lave kraftpriser. Investeringer i kraftbransjen har derfor gitt svært dårlig avkastning. Avkastningen i kraftsektoren var på 5,5 prosent i perioden 1991 til 2002, mens annen industri har hatt en avkastning på 11 prosent [11, s.22].

I tillegg til den lave avkastningen, gjør offentlige reguleringer det svært vanskelig å etablere ny kraftproduksjon i Norge. Store deler av vannkraftressursene som ikke er utbygd er underlagt strenge vernetiltak, samtidig som etablering av gasskraftverk i stort omfang har møtt betydelig politisk motstand. Et alternativ for å øke tilbudet av kraft, er derfor å øke importmulighetene fra våre naboland. Oppbyggingen av ny produksjonskapasitet er imidlertid regulert også hos våre handelspartnere. Dette gjør at det vil kunne by på problemer å basere all framtidig forbruksøkning på økt import [11, s.53].

### 2.2.2 Handel med elektrisk energi

Handel mellom et vannkraftområde og et termisk område, kjennetegnes ved at kraften går fra vannkraftsystemet i perioder med høyt forbruk, og derav høy pris. I perioder med lav etterspørsel og dermed lav pris, vil kraftflyten gå motsatt vei [10, s.10]. I Norden er handelen mellom landene gitt av de fundamentale kostnadsforholdene i de ulike produksjonssystemene. De ulike produksjonsmetodene i dette systemet, gjør at man har gjensidig nytte av handelen. I en av rapportene fra SSB heter det: ”*Handelen mellom de nordiske landene fører til høyere totalvelferd i tillegg til at det er med på å øke forsyningssikkerheten*” [9, s.12]

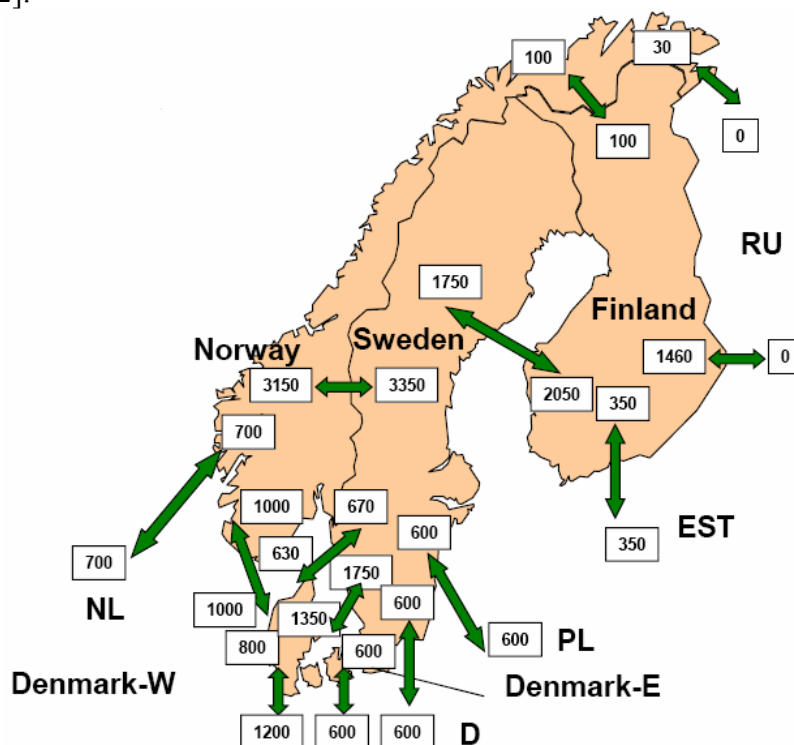
Når overføringskapasiteten mellom landene i Norden er tilstrekkelig, sørger det frie markedet for at det er en pris på all kraft, uavhengig av om det kommer fra vannkraft- eller termisk produksjon. I disse situasjonene er det som oftest dansk kullkraft som balanserer tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet. Disse produksjonsenhetene setter da kraftprisen i hele markedet. På bakgrunn av dette kan man si at marginalkostnadene i den termiske kraftproduksjonen spiller en stor rolle for å bestemme prisnivået i det nordiske kraftmarkedet i normalsituasjoner. Den store andelen vannkraft gjør imidlertid at døgnvariasjonen i kraftprisen er mye mindre i Norden, enn det som er vanlig i et fullstendig termisk kraftsystem. Bakdelen med vannkraft er imidlertid at ressurstilgangen varierer mye mellom sesonger og fra år til år. Dette betyr at det i all hovedsak er vannkraften som forårsaker de store prisbevegelsene fra sesong til sesong, og mellom år med ulikt tilsig [9, s.10][10, s.10][12, s.16].

I perioder med ekstremt høy etterspørsel, eller uvanlig lite tilsig til vannmagasinene, vil produksjonskapasitet med høyere marginalkostnad fases inn, og kraftprisen i hele Norden vil øke. I en situasjon hvor all tilgjengelig kapasitet er benyttet, vil ikke tilbudet kunne økes mer selv om etterspørselen fortsetter å øke. Da må kraftprisen rasjonere etterspørselen, og man får en vertikal tilbudskurve. Dersom etterspørselen har liten elastisitet vil prisene i et slikt tilfelle kunne bli svært høye på kort- og mellomlang sikt. Prisene vil da holde seg høye til etterspørselen reduseres, det kommer nytt tilsig til vannmagasinene eller det bygges ut ny produksjonskapasitet [9, s.10].

På grunn av den store andelen vannkraft i Norge, er vi naturlig nok svært sårbare for sviktende nedbør. Muligheten for handel med andre kraftsystemer og da fortrinnsvis termiske, fører til en mer stabil resurssituasjon, mer stabile magasinnivåer, større forutsigbarhet og større forsyningssikkerhet. Dette poengteres i en rapport fra ECON: ”*Mulighetene til handel reduserer de mest dramatiske utslagene i tilgangen til kraft. Dermed stabiliseres prisene og forsyningssikkerheten blir større.*” [12, s.17].

### 2.2.3 Overføringsnett og flaskehals

En forutsetning for handel er tilstrekkelig overføringskapasitet mellom områder med ulik produksjon og forbruksprofil. Økt overføringskapasitet gir derfor økt mulighet for handel i et større område, mens begrensninger i overføringskapasiteten også gir begrensninger i handelen. Mellom enkelte områder i Norden er utvekslingskapasiteten i dag for liten. Særlig er dette et problem mellom Norge og de andre nordiske landene. Overføringskapasiteten fra Norge er i dag på 18 prosent av maksimalforbruket. Dette øker til 21 prosent når den nye forbindelsen mellom Norge og Nederland settes i drift, men det er likevel blant de laveste verdiene man finner i Nord – Europa. Dette står på ingen måte i forhold til at Norge er ett av de landene som har størst variasjon i energitilgangen, og derfor er mest avhengig av import i tørre år [14, s.82].



Figur 5: Total overføringskapasitet mellom landene i Norden, og mellom Norden og resten av Nord – Europa i 2009 [MW] [15, s.10]

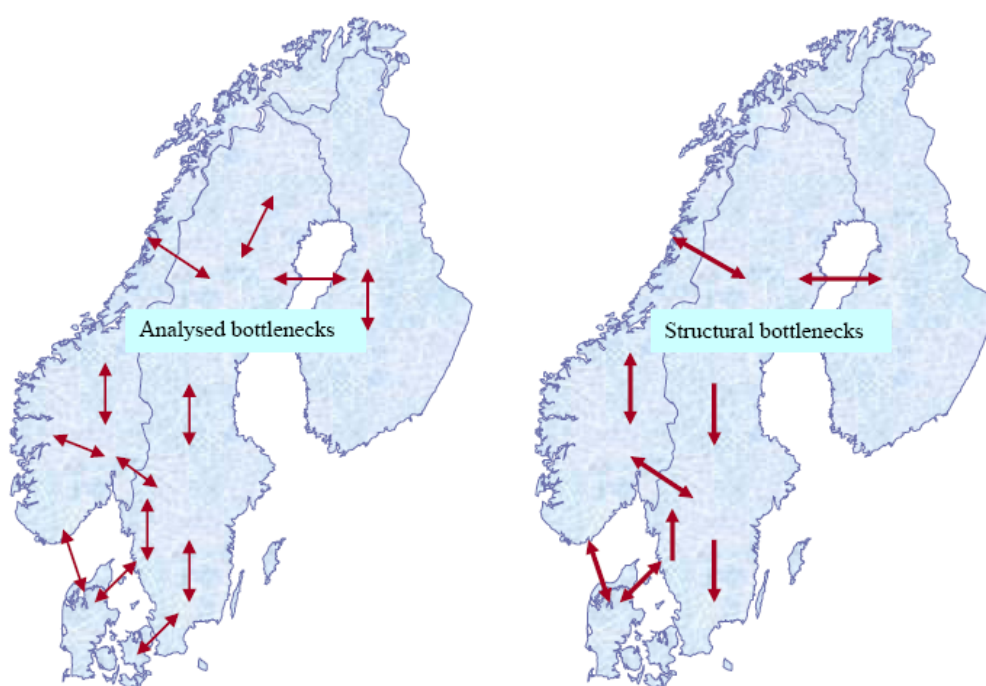
Figur 5 viser overføringskapasiteten internt i Norden, og mellom Norden og resten av Nord – Europa i 2009. Disse verdiene viser hva man maksimalt kan overføre mellom områdene i en normalsituasjon. I et tørrår vil imidlertid kapasiteten mellom Sverige og Norge erfaringsmessig halveres [16, s.9].

Under vanlig drift blir det nordiske kraftsystemet inndelt i flere prisområder. Tilbud og etterspørsel varierer fra område til område, og man benytter overføringslinjene for å utjevne



disse forskjellene. I de tilfellene der kapasiteten på kraftlinjene er tilstrekkelig, vil hele Norden ha samme kraftpris. Dette kalles systemprisen, og den fastsettes av Nord Pool for hver time den påfølgende dagen. I de tilfellene hvor man ønsker å overføre større energimengder mellom to områder enn det kapasiteten i nettet tillater, oppstår det flaskehals. I slike tilfeller må det rasjoneres i de områdene hvor etterspørselen er større enn tilbudet. Dette gjøres ved å øke prisen, og man får et høyprisområde. Tilsvarende må prisen reduseres i de områdene der tilbudet er større enn etterspørselen, og man får et lavprisområdet [9, s.11] [10, s.9].

Basert på en analyse av prisdifferanser har Statnett funnet alle midlertidige flaskehals som oppstod i det nordiske kraftsystemet i perioden 2002 – 2005. De mest omfattende flaskehalsene av denne typen er merket ”Analysed bottlenecks”, og vises til venstre i Figur 6. De flaskehalsene som oppstår ofte kalles strukturelle flaskehals. Disse vises til høyre i figuren. De samme analysene indikerer at antallet flaskehals er økende, og da særlig i Midt Norge [17, s.28].



Figur 6: Flaskehals i det nordiske kraftsystemet [17, s.29]

Hvor hyppig det oppstår flaskehals varierer fra år til år avhengig av tilsigsforholdene. Tabell 1 viser andelen av tiden det oppstod flaskehals mellom områder i det nordiske markedet i perioden fra januar 2004 og fram til august 2005. Disse tallene er funnet i forbindelse med EU – kommisjonens sektorundersøkelse av konkurranseforholdene i elektrisitetmarkedene i EFTA. Kommisjonen mener at flaskehalsene er av et slikt omfang, at man til en viss grad kan betrakte Vest-Danmark, Øst-Danmark og Sør-Norge som separate geografiske områder. Resten av Nord pool området kan stort sett betraktes som ett område. Det understrekes imidlertid at det må gjennomføres flere undersøkelser før man kan konkludere endelig [17, s.16].

Kommisjonen trekker også fram at det er nærliggende å tro at markedsaktørene kan forutse, og i noen tilfeller også påvirke dannelsen av flaskehalsene. Samtidig viser det seg at en del flaskehals ikke er forbigående, men heller en gjentakende hendelse [17, s.15].

Tabell 1: Andelen av tiden i prosent hvor det oppstod flaskehals i det felles nordiske markedet [17, s.17]

	2004	2005 (fram til august)
Vest Danmark - Sverige	41	52
Vest Danmark - Sør Norge	41	52
Øst Danmark - Sverige	6	11
Sverige - Sør Norge	32	22
Sverige - Nord Norge	27	10
Sør Norge - Nord Norge	44	28
Sverige - Finland	24	8

Slike flaskehals fører til et samfunnsøkonomisk tap, og de er derfor ikke ønskelige. Utvidelse av overføringskapasiteten mellom områder er imidlertid svært kostbart. Det er derfor bare når flaskehalsen blir effektiv i lange perioder og prisforskjellen mellom områdene tilstrekkelig stor, at det vil kunne være lønnsomt å utvide overføringskapasiteten. [1, s.188][9, s.11]

For en mer detaljer innføring i disse problemstillingene henvises det til Prosjektoppgaven *Svært Anstrengte Kraftsituasjoner* [13].

## 2.2.4 Konkurransforhold og markedsmakt

Etter innføringen av den nye energiloven har det skjedd betydelige strukturendringer i det norske kraftmarkedet. Mindre kraftverk er i stor grad kjøpt opp eller fusjonert inn i større selskaper, og særlig Statkraft har fått en meget dominerende rolle. Samtidig har kraftmarkedet en rekke særtrekk som gjør det utsatt for konkurransebegrensende atferd. Blant annet fører liten prisfølsomhet på etterspørselsiden til at små variasjoner i tilbudet kan gi store prisutslag. Kapasitetsbegrensninger i overføringssystemet fører også til at selv mindre selskaper kan få betydelig markedsmakt i de periodene hvor utnyttelsen av overføringskapasiteten er høy. I tillegg gjør de høye barrierene for etablering av ny produksjon at eksisterende selskaper kan heve prisene, uten å risikere utfordringer fra nye konkurrenter [11, s.61].

I kraftsektoren er det i tillegg mange tette bånd mellom de forskjellige selskapene i form av krysseie, felleseide produksjonsanlegg og ulike former for samarbeid. Dette gjør konkurransesituasjonen enda mer komplisert. Det er likevel grunn til å tro at selv om selskapene skulle ha mulighet til å utøve markedsmakt, vil de være meget forsiktig med dette. De offentlig eide selskapene ønsker forståelse hos sine eiere, og derfor ikke vil utsette seg for den risikoen det faktisk er å utfordre konkurranse- og reguleringsmyndighetene. Samtidig kan det utvikle seg en form for stilltiende prissamarbeid, eller prisforståelse mellom flere selskaper. Disse vil da kunne opptre slik at markedet blir mer som et kartell enn et konkurransemarked. Et annet moment oppstår dersom en vannkraftprodusent får anledning til å koordinere sin atferd med termiske produsenter. En sammenslåing av to slike produsenter vil danne grunnlag for en enhet med større fleksibilitet og mulighet til å variere den totale produksjonen. Dette vil gi vannkraftprodusenten større mulighet til å utnytte markedsmakt [11, s.56, 61 og 66].

I perioder med knapphet øker mulighetene for en dominerende aktør til å utøve markedsmakt ytterligere. Dette vil være tilfellet i en kuldeperiode, hvor nesten all effektkapasiteten er tatt i

bruk. Aktøren kan i en slik situasjon holde tilbake kapasitet eller heve sine budkurver, og på den måten oppnå høyere priser. Det samme vil være tilfelle i veldig tørre år, fordi lavere tilsig gir lavere produksjon enn normalt. Redusert produksjon fører til økte priser, og importen vil dermed øke. Stiger prisene tilstrekkelig høyt, vil importkapasiteten utnyttes fullt ut. Dersom en dominerende aktør velger å holde tilbake produksjon i underskuddsområdet i en slik situasjon, vil man kunne oppnå betydelig høyere pris [10, s.10]. Likevel er det vanskelig å si bestemt hvor store de konkurransemessige problemene i forbindelse med flaskehalser er. Det finnes noen få studier som ikke gir noen indikasjon om at dette er noe stort problem. Dette grunnlaget er imidlertid for tynt til at man kan konkludere endelig. I tillegg er det meget vanskelig å avsløre prismanipulasjoner i kraftmarkedet. Bakgrunnen for dette er den høye usikkerheten med hensyn til framtidige tilsig. Dersom en produsent velger å holde tilbake produksjon, vil det i de fleste tilfeller kunne forklares med at man forventer mindre tilsig i tiden framover [11, s.79].

Ved analyse av en konkurransesituasjon i et marked, har det vært vanlig å måle markedets konsentrasjonsgrad. Konsentrasjonsgraden er økende desto færre uavhengige markedsaktører som deltar, og desto større de mest dominerende markedsaktørene er. Tradisjonelt tar slike analyser utgangspunkt i de respektive selskapers markedsandel. Denne framgangsmåten krever imidlertid at selskapene opererer uavhengig av hverandre. På grunn av de omfattende relasjonene mellom de forskjellige aktørene i kraftmarkedet, må disse markedsandelsmålene korrigeres for å ta hensyn til at det reelle antallet uavhengige aktører er mindre enn antall selskaper [11, s.91].

En mye brukt metode for å beskrive markeds konsentrasjon, er den såkalte Hirschman – Herfindahl – konsentrasjonsindeksen (HHI). Tabell 2 viser verdiene for denne, beregnet separat for de nordiske landene og samlet for de samme landene sett under ett. Det er også tatt hensyn til hvordan de tette båndene og eierforholdene i kraftsektoren påvirker konsentrasjonsindeksen. Ved tolkning av HHI – indeksen er det vanlig å anse en verdi på under 0,1 som ukonsentrert. Er verdien mellom 0,1 og 0,18 anses markedet som moderat konsentrert, mens en verdi på over 0,18 tilsier en høy markeds konsentrasjon. Den første kolonnen i tabellen angir den ordinære HHI – indeksen. Denne indeksen er definert som summen av selskapenes kvadrerte markedsandeler. Indeksen har verdier mellom 0 og 1, hvor 0 tilsvarer et uendelig antall aktører, og dermed et perfekt marked, mens 1 tilsvarer et marked med bare en aktør, altså et monopol [11, s.92].

**Tabell 2: Konsentrasjonsindekser i Norden [11, s.92]**

	HHI	HHI <sup>I</sup>	HHI <sup>CI</sup>
Norge	0,1634	0,198	0,3325
Danmark	-	-	-
Finland	0,1766	0,2037	0,3005
Sverige	0,2893	0,2923	0,2988
Norden	0,0892	0,0989	0,1138

For Norden som helhet angir denne indeksen at markedet er helt ukonsentrert. Ser man imidlertid på enkeltland, blir bildet nokså forandret. Den høye nasjonale indeksen reflekterer det faktum at de nasjonale markedene er dominert av selskaper som er store innefor et lands grenser, men ikke dominerende dersom man betrakter det fellesnordiske markedet. I den andre kolonnen presenteres verdier for en ”incitamentskorrigeret” konsentrasjonsindeks. Her legges det til grunn at alle selskapsrelasjoner er passive, men at de påvirker incitamentene til å

konkurrere. Denne korrigeringen gjør markedet noe mer konsentrert, men det felles nordiske markedet regnes fortsatt som ukonsentrert. Ser man på landene hver for seg i dette tilfellet, regnes alle som sterkt konsentrerte. I den tredje kolonnen presenteres indeksverdier som er ”incitaments- og kontrollkorrigeret”. Her er det lagt til grunn at eierskap betyr kontroll, og at graden av kontroll i selskapet står i forhold til eierandel og øvrig sammensetning av eierskapet. Konsentrasjonsgraden øker nå betraktelig både på et nasjonalt og et fellesnordisk plan. I det nordiske markedet går konsentrasjonsgraden fra lav til moderat. De nasjonale markedene framstår nå som meget sterkt konsentrerte. Konsentrasjonsgraden i både Norge, Sverige og Finland tilsvarer en situasjon med tre like store selskaper [11, s.93].

På bakgrunn av denne undersøkelsen har det kommet noen generelle råd om hvordan konkurransemyndighetene bør opptre overfor kraftbransjen. Hovedpunktene her er [11, s.97]:

- ”Konkurransemyndighetene bør være restriktive med å godkjenne eiermessige relasjoner mellom selskaper (krysseie). Så lenge eierinteressene er små eller passive, er det tvilsomt at de kan gi særlige synergieffekter eller andre kostnadsbesparelser – det er imidlertid ikke tvil om at de kan virke konkurransedepende. Bli eierinteressene så store at de gir grunnlag for kontroll bør de behandles som *de facto fusjoner*”
- ”Myndighetene bør legge til rette for en restrukturering av eierskapet til felleseide kraftverk. Vi har ikke grunnlag for å hevde at slikt felleseie alltid er konkurransehennende. Ikke desto mindre synes det klart at slike selskapsrelasjoner innehar et potensial for samarbeid...”

## **2.3 Energi- og effektbalansens utvikling**

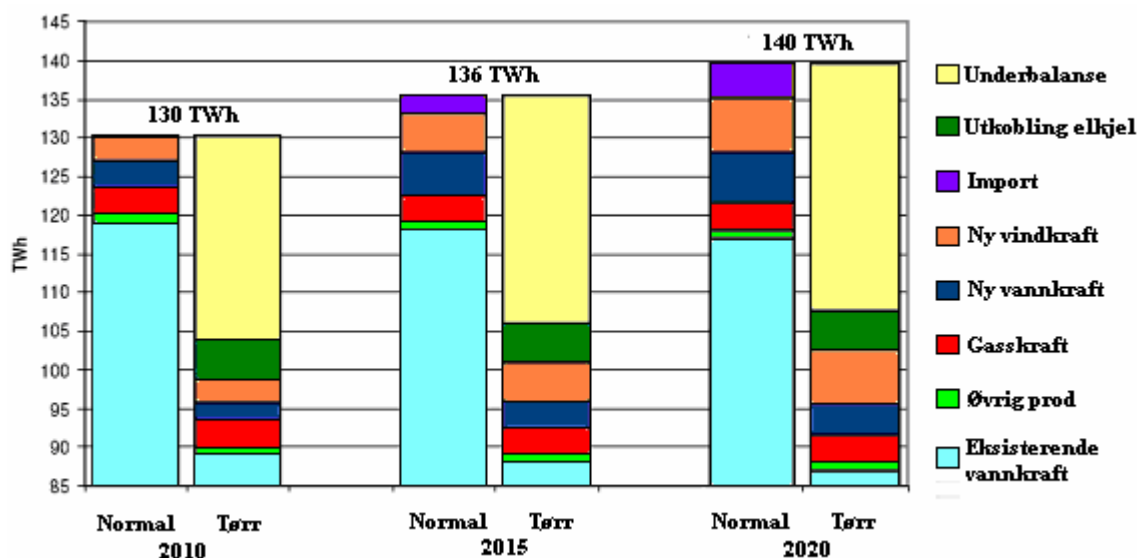
### **2.3.1 Utviklingen av energibalansen**

Den høye andelen vannkraftproduksjon i det nordiske kraftsystemet, gjør at dette skiller seg fra de fleste andre kraftsystemer i verden. Den høye vannkraftandelen gjør også at en svært anstrengt kraftsituasjon i Norge eller Norden kjennetegnes av energimangel, mens leveringssikkerhetsproblematikken i termiske kraftsystemer i større grad dreier seg om effektmangel i en topplastsituasjon. Grunnen til denne ulikheten mellom vannkraftdominerte og termiskdominerte kraftsystem, er forskjellen i usikkerheten angående tilgang på "brensel". For et termisk system er tilgangen på kull eller gass sikret gjennom langsiktige kontrakter, mens det for et vannkraftsystem ikke er mulig å sikre et tilstrekkelig vanntilslag på samme måte. Det kan likevel argumenteres for at det også i et vannkraftsystem er mer snakk om volum og pris, enn et fysisk leveringsproblem. I et fritt marked vil det i prinsippet ikke være mangel på energi, men et spørsmål om hvor høye strømpriser man er villig til å godta for å sikre balansen mellom tilbud og etterspørsel.

Etter innføringen av den nye energiloven i 1991, har energibalansen i Norge blitt strammere. I 2006 ble den norske kraftproduksjonen på 121 TWh. Dette er 17 TWh lavere enn i 2005, og 1,7 TWh lavere enn forventet produksjonen i et tilsigsmessig normalår. I underkant av 1 TWh av produksjonsevnen skriver seg fra vindkraft og 1 TWh fra varmekraft, resten er basert på vannkraft. Samtidig falt det norske forbruket i 2006 til 122 TWh. Dette fallet kom hovedsakelig som en følge av reduksjon i forbruket for kraftkrevende industri, pumpekraft og tap samt redusert forbruk til elektrokjeler. Temperaturen i 2006 var også noe høyere enn normalt. Dersom man korrigerer for dette, ville forbruket blitt 126 TWh i 2006. Dette viser at ved et tilsigsmessig normalår med normale temperaturforhold, ville kraftunderskuddet i Norge dette året blitt 3 TWh [18, s.5 og s.7].

Hvordan energibalansen vil utvikle seg de kommende årene er meget usikkert. Analyser fra både Statnett og NVE viser at det i de kommende årene vil være kraftunderskudd i Norge i et normalt tilsigsår. Dette vil på sikt presse prisene på elektrisitet i Norge opp på et kontinentalt nivå. I normale år er det ikke noe problem å dekke kraftunderskuddet med import fra våre handelspartnere. Det er likevel et tankekors at modellsimuleringer av kraftbalansen i 2010, gjort på bakgrunn av det faktiske tilsigene i årene 1960 til 2000, viser nettoimport til Norge i 78 prosent av tilsigsårene. Den samme simuleringen gjort i 2015 med antagelsen om at gasskraftverkene i Midt - Norge blir forsinket, viser nettoimport i 9 av 10 år [14, s.18].

I et tørrår vil denne situasjonen forverres betraktelig. Man antar at i et ekstremt tørt år kan tilsigssvikten til det norske kraftsystemet bli på inntil 30 TWh. Mulighetene til å tappe vann fra flerårsmagasinerne gjør at produksjonen ikke svekkes like mye, men situasjonen vil likevel være dramatisk [14, s.18]. Figur 7 viser forskjellen mellom et normalt tilsigsår og et tørrår i perioden fram til 2020. Med et tørrår er det her referert til det året i perioden 1931 - 2000 med lavest vannkraftproduksjon. Dersom man forutsetter at forbruket ikke reduseres med mer enn 5 TWh i en slik situasjon, vil underbalansen i et tørrår i 2020 variere mellom ca 26 TWh og 32 TWh [19, s.19 og 25].



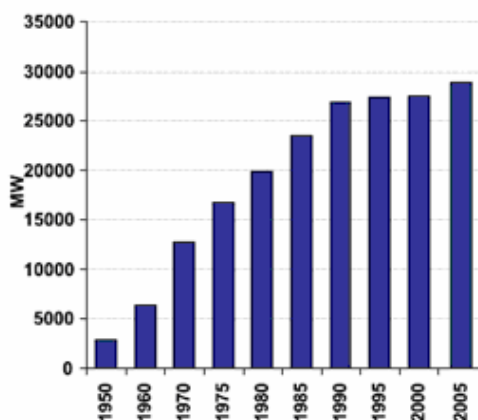
Figur 7: Kraftbalansen i et tørrår sammenlignet med et normalår i NVE's basisalternativ [19, s.20]

Statnett antar at import og store reduksjoner i forbruk på grunn av ekstreme priser, vil være tilstrekkelig for å håndtere en slik situasjon i 2010 og 2015. I 2015 vil man imidlertid importere et volum som er i grenseland for hva som anses å være realistisk [14, s.18]. Uten tilstrekkelig utbygging antar NVE at forbruksveksten fram til 2020 vil gi en underbalanse i en svært anstrengt kraftsituasjon, som er større enn det man kan forvente å kunne importere [19, s.19]. For Midt-Norge, og særlig Møre og Romsdal, er faren for lokalt svært anstrengte kraftsituasjoner i en tørrårssituasjon en realitet allerede om noen år.

For en mer detaljert framstilling av dette temaet henvises det til Prosjektoppgaven *Svært Anstrengte Kraftsituasjoner* [13].

### 2.3.2 Utviklingen av effektbalansen

Figur 8 viser hvordan økningen i installert effekt i Norge har vært fra 1950 fram til 2005. Som det framgår av figuren, har økningen etter innføringen av den nye energiloven i 1991 vært meget beskjeden. Samtidig har forbruket økt i maksimallasttiden, det vil si den timen i året med størst forbruk av elektrisk kraft. Dette har gjort at marginene i det norske kraftsystemet gradvis har blitt redusert [14, s.28].



Figur 8: Endringen i installert effektkapasitet i Norge fra 1950 til 2005 [20, s.20]

I det norske kraftsystemet er det ikke bare temperaturen som påvirker utviklingen av den årlige maksimallasten. Økonomiske faktorer som gjeldende økonomisk konjunktur, har også vist seg å påvirke det generelle forbruksnivået. Samtidig spiller kraftprisen en stor rolle. Kraftprisen påvirker alle forbruksgrupper, men kjelforbruket og forbruket innenfor kraftkrevende industri er særlig følsom for denne type endringer. I desember 2006 var den totale installerte effekten i det norske kraftsystemet på 28 975 MW. Antatt tilgjengelig vintereffekt er imidlertid 24 462 MW [21, s.5 og s.9].

På lengre sikt antar Statnett at det norske effektbehovet vil øke til 24 100 MW i 2010, og ytterligere til 26 100 MW i 2020 ved temperaturforhold med 10 års returtid. Dersom det ikke installeres mer effekt, vil dette gi et betydelig underskudd i topplastperiodene. Dette underskuddet må dekkes med ny produksjonskapasitet på effektsiden, økte overføringsmuligheter fra utlandet og økt priselastisitet på etterspørselsiden [22, s.80].

Disse analysene viser at det er en viss sannsynlighet for at både energi- og effektbalansen i det norske og det nordiske energisystemet blir knapp, dersom det i de kommende årene skulle oppstå en situasjon med svært lite tilsig. Det er imidlertid bare i lokale deler av Norge man antar at det kan bli aktuelt med ufrivillig rasjonering. I resten av Norden vil en svært anstrengt kraftsituasjon etter all sannsynlighet resultere i høye priser, noe som er forventet å gi redusert forbruk og økt import. Dersom forbruksøkningen fortsetter uten tilstrekkelige investeringer i ny produksjon, vil imidlertid situasjonen på lengre sikt kunne endre seg. Dette vil resultere i en svakere energibalanse i normale år, og muligheter for enda større problemer i svært tørre år.

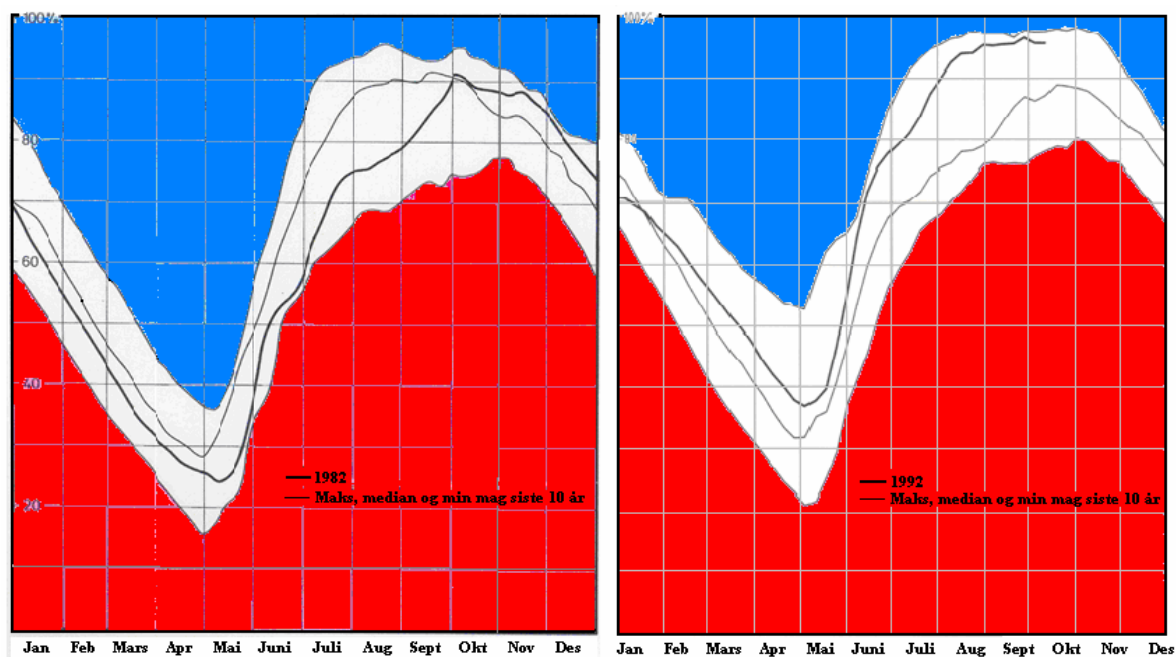
For en mer detaljert framstilling av dette temaet henvises det til Prosjektoppgaven *Svært Anstrengte Kraftsituasjoner* [13].

## 2.4 Endringer i magasindisponeringen etter restruktureringen

En av grunnene til at man ønsket en omorganisering av kraftsektoren var å utnytte vannkraftressursene på en mer samfunnsøkonomisk optimal måte. Dette gjorde blant annet at man gikk bort fra kravet om leveringsplikt, slik den enkelte produsent opprinnelig hadde innenfor sitt geografiske område. I stedet ble det nå opp til den enkelte produsent å disponere vannmagasinene på en slik måte at forventet inntekt ble høyest mulig.

I ettertid har det blitt hevdet at denne prosessen kan ha gått for langt. Bakgrunnen for dette er at markedsaktørene kan ta noe mindre hensyn til ønsket om en buffer mot tørrår enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Det er dermed nærliggende å tro at magasindisponeringen har blitt noe mer ”aggressiv” etter restruktureringen. Dette kan skyldes flere forhold, blant annet at den samfunnsøkonomiske verdien av elektrisk kraft i en alvorlig knapphetssituasjon neppe vil reflekteres fullt ut i kraftprisene [12, s.41].

Figur 9 viser endringen i det totale magasininnholdet i perioden 1972 til 1982 og 1982 til 1992. Magasinfyllingen ved inngangen til tappesesongen varierer noe fra år til år, men i denne oppgaven er det valgt å ta utgangspunkt i fyllingsgraden i siste del av oktober.

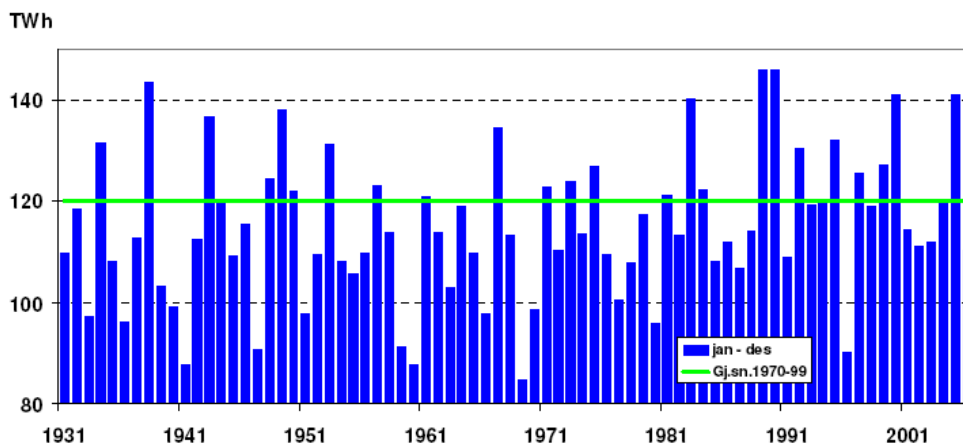


Figur 9: Totalt magasininnhold i 1982 og 1992. Maks, median og min magasinfylling siste 10 år [6] [23]

Figuren viser at det første tiåret har en maksimal fyllingsgrad i siste halvdel av oktober på omtrent 92 prosent. Den minste registrerte magasinfyllingen i samme periode er i overkant av 77 prosent. Dette gir en midlere fyllingsgrad i perioden på rett i under 90 prosent ved begynnelsen av tappesesongen. Ved slutten av tappesesongen var den midlere magasinfyllingen dette tiåret omtrent 25 prosent. For perioden 1982 til 1992 er magasinsituasjonen jevnt over noe høyere. Den maksimale magasinfyllingen ved inngangen til tappesesongen var omtrent 98 prosent, mens den minste registrerte magasinfyllingen i perioden var på 80 prosent. Dette gir en midlere fyllingsgrad på rett under 90 prosent ved inngangen til tappesesongen, og en midlere fyllingsgrad på rett over 30 prosent ved utgangen av tappesesongen.

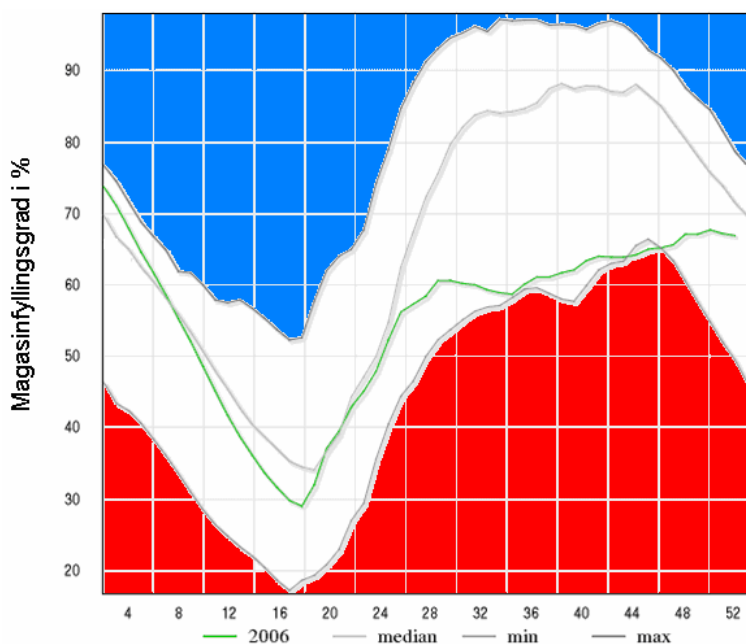


Forskjellen mellom disse to tiårene kan tilskrives flere forhold. Figur 10 viser at tilsiget til det norske kraftsystemet var høyere i perioden fra 1982 til 1992 enn tiåret før. Samtidig endret situasjonen i kraftsystemet seg utover på 1980 – tallet. Etter en lang periode med stigende etterspørsel og derav økt utbygging av produksjonskapasitet i det norske kraftsystemet, fikk man på dette tidspunktet et stort kraftoverskudd. Hovedgrunnen til dette var at flere store prosjekter ble ferdigstilt i denne perioden, samtidig som forbruksveksten var forholdsvis lav [7].



Figur 10: Årlig nyttbart tilsig fra 1931 til 2006 [18]

Figur 11 gir et bilde av magasinsituasjonen etter restruktureringen av kraftsystemet i Norge. Her går det fram at både maksimal og midlere fyllingsgrad ved inngangen til tappesesongen ikke har endret seg vesentlig i perioden 1990 til 2005, i forhold til de siste 20 årene før restruktureringen. Ved utgangen av tappesesongen har den midlere fyllingsgraden faktisk vært høyere enn hva som var tilfellet de siste 20 årene før restruktureringen. Det kan imidlertid virke som om den minimale fyllingsgraden ved inngangen til tappesesongen er mindre etter restruktureringen. I årene fra 1972 til 1992 var den minste registrerte magasinfyllingen ved inngangen til tappesesongen på i overkant av 77 prosent. For perioden 1990 til 2005 er den minste registrerte magasinfyllingen ved inngangen til tappesesongen på 66 prosent.



Figur 11: Totalt magasininnhold 2006. Maks, min og median for perioden 1990 – 2005 [24]

En av grunnene til de lave verdiene for minste magasinfylling ved inngangen til tappesesongen i perioden 1992 til 2005, kan være variasjonen i det nyttbare tilsiget. Figur 10 viser at 1980 var året med lavest nyttbart tilsig i perioden 1972 til 1992. I 1996 var imidlertid det nyttbare tilsiget vesentlig mindre enn i 1980. Høsten 2002 sviktet også tilsiget til det norske kraftsystemet. Dette er nærmere omtalt i kapittel 2.5 *Magasindisponeringen i tidlige knapphetssituasjoner*. De lave verdiene for minste magasinfylling kan derfor like gjerne være et resultat av de to ekstreme tilsigsårene, som et resultat av restruktureringen av kraftsystemet. At den midlere fyllingsgraden heller ikke har blitt redusert de første 13 årene etter restruktureringen, antyder også dette.

I disse sammenligningene er det imidlertid ikke tatt hensyn til at forholdet mellom magasinkapasitet og forbruk har endret seg gjennom perioden. Fra begynnelsen av 1970 – tallet og fram til begynnelsen av 1990 – tallet økte den totale magasinkapasiteten fra omtrent 40 TWh til omtrent 79,5 TWh. I den samme perioden økte det faktiske forbruket fra omtrent 60 TWh per år, til i omtrent 100 TWh per år [6]. Videre fram til 2007 har den totale magasinkapasiteten økt til 84,3 TWh, mens det temperaturkorrigerede forbruket økte til 126 TWh i 2006 [18, s.5]. Dette betyr at ved begynnelsen av 1990-tallet var magasinkapasiteten 79,5 prosent av årsforbruket. I 2006 er dette endret til 67 prosent. Dersom man måler magasinfyllingen relativt til det årlige forbruket, viser dette at man har en lavere magasinfylling ved inngangen til tappesesongen i dag, enn hva man hadde på begynnelsen av 1990 – tallet. Disse sammenligningene forutsetter at forbruksprofilen ikke har endret seg på disse årene. Samtidig har importmulighetene økt i perioden. Dette betyr at man ikke nødvendigvis er så mye mer sårbar overfor de ekstreme situasjonene som disse tallene skulle tilsi.

## 2.5 Magasindisponeringen i tidligere knapphetssituasjoner

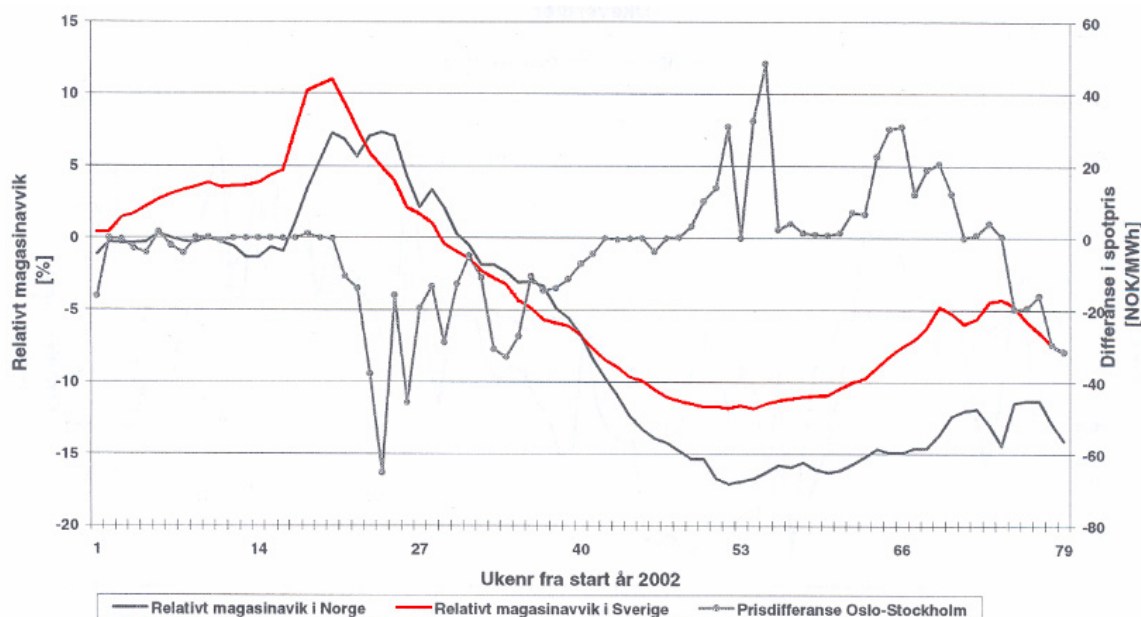
Den best dokumenterte knapphetssituasjonen i det nordiske kraftsystemet oppstod vinteren 2002/2003. Høsten 2002 opplevde man en situasjon med uvanlig lite nedbør i Norden. For månedene november og desember var den midlere nedbørsmengden 44 prosent under normalen [25, s.5], mens for høsten som helhet var nedbørsmengden 54 prosent av gjennomsnittlig tilsig i perioden 1980 til 2002. Samtidig var tilsigssvikten konsentrert til en vanligvis nedbørrik periode, noe som gjorde situasjonen særlig uheldig [9, s.7]. Siden det norske kraftsystemet baserer seg nesten utelukkende på vannkraft, påvirkes kraftprisene i stor grad av den aktuelle magasinsituasjonen og forventningene om framtidig tilsig. Det felles nordiske markedet for elektrisitet bedrer situasjonen noe. I perioder med stort importbehov, er imidlertid norske kraftpriser svært følsomme for flaskehals i overføringskapasiteten mot utlandet. Denne kapasiteten er begrenset i en normal driftssituasjon, og erfaringsmessig blir den forverret ytterligere i svært tørre år. Dette gjør at det norske kraftsystemet er svært sårbart i perioder hvor importbehovet blir ekstremt stort på grunn av lite tilsig og lav magasinbefylling [25, s.5].

I denne situasjonen oppstod det en del kritikk av måten de norske vannmagasinene ble disponert på. Særlig det faktum at eksporten til Sverige vedvarte, selv om magasinivået i Norge ble lavere enn normalt utover høsten i 2002, var uforståelig for mange. Analyser fra blant andre Sintef og ECON konkluderer imidlertid med at kraftflyten, og dermed magasindisponeringen i denne situasjonen var rimelig [9][25].

Utover sommeren 2002 var magasinbefyllingen i Norge god, før den i august ble lavere enn hva som er normalt for den årstiden. Utover høsten forverret situasjonen seg ytterligere, og fra oktober 2002 og utover våren 2003 var tilsiget til norske kraftmagasin langt under det normale. Det lave tilsiget førte til at magasinbefyllingen i Norge ved inngangen til 2003 var 3,8 prosentpoeng (3,2 TWh) under tidligere laveste registrerte fyllingsgrad ved samme tidspunkt. I det svenske kraftsystemet kom tørråret enda tidligere enn i det norske. Våren 2002 var situasjonen bedre enn normalen, men fra midten av juni ble situasjonen raskt dårligere. Dette vedvarte utover høsten, og ved inngangen til 2003 var magasinbefyllingen i Sverige 1,4 prosentpoeng (0,5 TWh) under tidligere laveste registrerte fyllingsgrad ved samme tidspunkt [25, s.8-13].

For å sammenligne kraftsituasjonen i ulike land, kan man ta utgangspunkt i det ”Relative magasinavviket”. Dette kriteriet finnes med utgangspunkt i medianverdien for magasinbefyllingen, som i dette tilfellet defineres som ”normal” fyllingsgrad. Det relative magasinavviket for en uke vil være avviket mellom magasinbefyllingen og medianverdien målt i energimengde. Videre vektet dette med midlere årlig vannkraftproduksjon i det respektive landet.

Figur 12 viser kriteriet relativt magasinavvik brukt på kraftsituasjonen i Norge og Sverige i 2002/2003, kombinert med differansen i spotpris mellom Oslo og Stockholm. I de tilfellene der det relative magasinavviket er 0, er situasjonen i kraftsystemet normal. Negative verdier betyr at magasinbefyllingen er under normal, mens positive verdier betyr at magasinbefyllingen er over normal. For spotprisen betyr en negativ prisdifferanse at prisen er høyest i Sverige, og dermed import til Sverige, mens positiv differanse betyr import til Norge. Figuren viser også at det er en sammenheng mellom det relative magasinavviket og prisdifferansen i spotmarkedet [25, s.13].



**Figur 12: Avvik mellom magasinifylling og medianverdi i forhold til årsproduksjon vannkraft og differansen mellom spotpris i Oslo og Stockholm [25, s.15]**

Figuren viser at det landet som har lavest verdi på det relative magasinavviket, stort sett også har høyest spotpris. Fra starten av 2002 var imidlertid den relative magasinifyllingen høyere i Sverige, samtidig som prisdifferansen var omtrent null. I denne situasjonen burde prisen vært høyere i Norge enn i Sverige, og dermed gitt økt import til Norge. Det virker imidlertid som om de svenske aktørene er raskere enn de norske til revurderer sine priser når magasinifyllingen begynner å bli lav. Dette indikerer at verdsettingen av magasinvannet i de to landene er noe forskjellig, samtidig som man benytter noe høyere rasjoneringspriser i de svenske prognoseberegningene. Likevel konkluderes det med at kraftflyten mellom Norge og Sverige synes å ha hatt en rimelig retning uke 17/2002 til uke 22/2003. Fra starten av 2002 og fram til uke 17/2002, og fra uke 23/2003 burde det kanskje vært en større tendens til netto kraftutveksling fra Sverige til Norge [25, s.14 og s.17].

For å vurdere om spotprisene i Norge utviklet seg slik man kunne forvente vinteren 2002/2003, gjennomførte Sintef høsten 2003 en analyse av spotprisutviklingen gjennom vinteren 2002/2003. Her ble det lagt vekt på å benytte den informasjonen aktørene hadde hatt tilgang til når de la sine produksjonsplaner. På bakgrunn av disse analysene kunne det ikke sies at spotprisene på elektrisk kraft hadde vært urimelige gjennom høsten og vinteren 2002-2003. Man fant imidlertid indikasjoner på at spotprisen kunne ha vært for lav høsten 2002, men dette var det ikke mulig å trekke noen sikre konklusjoner om [25, s.31].

I de samme analysene ble det vurdert hvordan en endring av rasjoneringsprisen ville påvirke prognoseresultatene. Ved bruk av en rasjoneringspris på 70 øre/kWh presset man prognoseprisene ned mot det som hadde vist seg å være faktisk spotpris sommeren og høsten 2002. Dette kan bety at 70 øre/kWh ble benyttet som rasjoneringspris av markedsaktørene i forkant av den anstrengte kraftsituasjonen. Utover høsten og vinteren 2002 steg prisene, og prognosene fulgte den samme utviklingen. Dette kan bety at aktørene økte sine rasjoneringspriser når spotprisen begynte å stige. Analysene viser også at de aktørene som benyttet Samkjøringsmodellen og 300 øre/kWh som rasjoneringspris, ville få prisprognoser som var realistiske for den anstrengte kraftsituasjonen. En økning av rasjoneringsprisen reduserte også forventet rasjoneringsmengde for 2003 fra 109 GWh til 11 GWh [25, s.29].

Heller ikke ECON finner holdepunkter for å hevde at magasinene ble disponert på en uheldig måte i denne perioden: ”Vi finner ikke holdepunkter for å hevde at vannkraftprodusentene har disponert vannet på en uforsvarlig måte. I det store bildet rimer kraftflyten mellom Norge og Sverige godt med utviklingen i magasinutfyllingen og priser” [25, s.1]. Det er likevel ikke grunnlag for å slå fast at den generelle vanddisponeringen var samfunnsmessig optimal i 2002/2003. Bakgrunnen for dette er at produsentene kan være mer produksjonsvillige enn myndighetene ønsker. Grunner til dette kan være:

- ”Alle samfunnsmessige kostnader ved ekstreme knapphetssituasjoner fanges ikke opp i prisforventningene”
- ”Risikoaversjon hos markedsaktørene tilsier trolig mindre vann spart for krisetilfeller, mens samfunnets risikoaversjon tilsier at man bør gjøre mer for å forebygge knapphet”
- ”Konkurransforhold, kontraktsforhold og skattemessige forhold kan gi imperfeksjoner i markedet”

Utviklingen i det norske og nordiske kraftsystemet i denne perioden er mer detaljert beskrevet i Prosjektoppgaven *Svært Anstrengte Kraftsituasjoner* [13].



### 3 Det teoretiske grunnlaget for magasindisponeringen

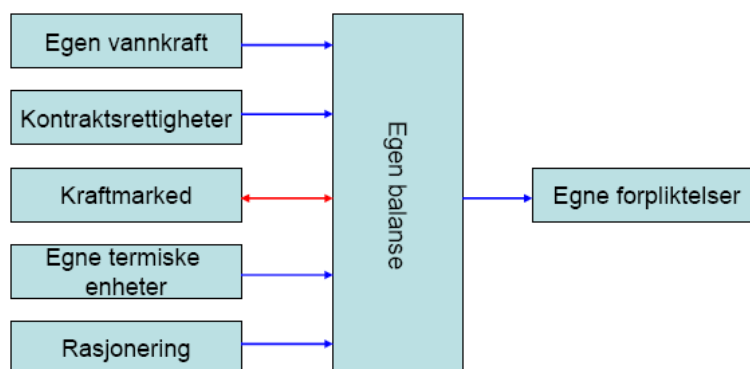
#### 3.1 Vannverdiberegninger

Den intuitive logikken bak vannverdiberegningene er at et gitt kvantum vann på et gitt nivå i vannmagasinet bør spares til framtidig kraftgenerering, dersom forventningsverdien for vannet er høyere ved et framtidig tidspunkt sammenlignet med dagens verdi [1, s.129].

En definisjon av dette problemet ble framsatt i en innstilling fra *Komiteen for økonomisk drift av kartverk* i 1968: ”Målet for planleggingen er å legge opp driften slik at en minimaliserer forventningsverdien av de samlede driftsavhengige utgiftene innenfor rammen av de restriksjoner som er pålagt.” [29]

Etter dereguleringen kan denne målsetningen omformuleres til: ”Gitt en prognose for fremtidig prisutvikling, finn en strategi som maksimaliserer forventede overskudd” [30].

I de tilfellene der man har leveringsforpliktelser må disse dekkes opp på en eller annen måte. Hvilke ressurser som kan benyttes til dette er vist i Figur 13. I et slikt tilfelle vil den beslutningen som gir minimale driftsavhengige kostnader være, å hele tiden ta den siste kWh fra den ressursen som for øyeblikket er billigst. Dette innebærer at verdien av eget vann må prissettes på lik linje med alle andre ressurser [29].



Figur 13: Ressurser som kan benyttes for å oppfylle leveringsforpliktelsene [31, s.42]

I de fleste sammenhenger er det forholdsvis enkelt å bestemme verdien på kontraktsrettigheter og termiske enheter. Rasjoneringsprisene må imidlertid velges høyere enn marginalkostnaden for den dyreste produksjonsenheten. Bakgrunnen for dette er at man ikke skal kunne kjøpe rasjoneringskraft, og så selge denne videre til andre produsenter med høyere produksjonskostnad [29].

Når man har funnet verdien av eget vann, er man i stand til å operere i spotmarkedet. Dette betyr at en kraftprodusent som gjør en anmelding i markedet, har tatt stilling til verdien av det magasin vannet vedkommende har tilgang til. Denne verdien av vannet er imidlertid ingen deterministisk størrelse, men en funksjon av framtidige markeds- og tilsigsforhold. For å beskrive denne verdien, er det derfor mest hensiktsmessig å ta utgangspunkt i forventningsverdien til magasin vannet: ”Det er dette begrepet som kalles vannverdien, og den er altså et uttrykk for forventningsverdien av den marginale kilowattimen som ligger lagret i egne magasiner” [29]. Forutsatt at man er i stand til å modellere framtidige markeds- og tilsigsforhold på en korrekt måte, vil derfor beslutninger etter vannverdier tilsvare

beslutninger etter forventningsverdier. Dette betyr at man minimaliserer forventningsverdien av de driftsavhengige kostnadene [29].

For å kunne vurdere verdien av eget vann er man avhengig av å kunne modellere kraftsystemet slik det er i dag, og slik det ventes å utvikle seg i rimelig fremtid. Dette betyr at man må legge noen forutsetninger til grunn for beregningene, og man må håndtere den usikkerheten som kraftsystemet er beheftet med. De elementene som i størst grad påvirker verddivurderingen av eget vann er [29]:

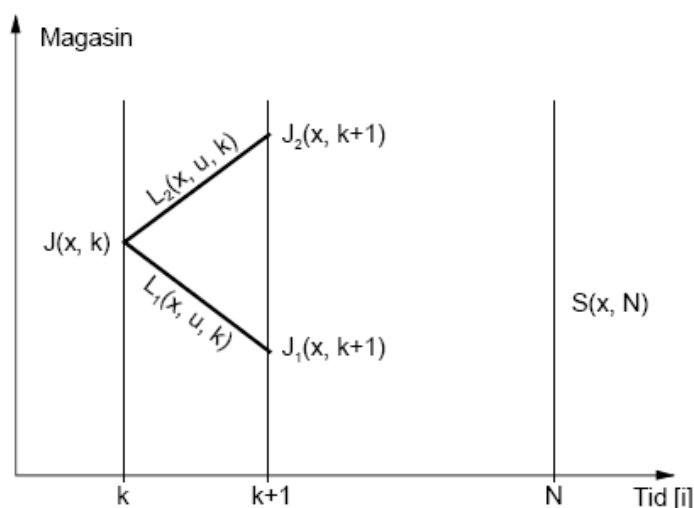
- Situasjonen i eget system med hensyn til magasinsituasjon og produksjonsevne
- Forventning om belastning hos forbrukerne
- Forventning om kraftmarkedet og hvordan de andre aktørene vil opptre
- Forventning om tilsig fordi verdien av det vannet man har lagret i meget stor grad er knyttet til forventningene om fremtidig vanntilgang til eget system

### 3.1.1 Matematisk utledning av vannverdimetoden

Dette delkapittelet er i all hovedsak referert fra [29].

For å vise den matematiske utledningen av vannverdimetoden er det hensiktsmessig å ta utgangspunkt i en enmagasinmodell av vannkraftsystemet. I en slik modell blir alle magasiner slått sammen til et ekvivalentmagasin og alle stasjonene slått sammen til en ekvivalentstasjon. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 5.1 *Vansim*. Videre tar man utgangspunkt i kriteriefunksjonen. Denne er lik de totale driftsavhengige kostnadene, og vises i ligning 1. Utfordringen er å bestemme produksjonen den kommende uken og alle etterfølgende uker, slik at de totale driftsavhengige kostnadene blir minimale for hele planleggingsperioden. Vannverdimetoden gjør dette basert på stokastisk dynamisk programmering.

Figur 14 viser hvordan man kan oppnå dette. Her er magasinbeholdningen avsatt langs den ene aksene og tiden langs den andre. Planleggingsperioden er videre oppdelt i uker.



Figur 14: Planleggingsperioden oppdelt i uker fra k til N [29]



Dersom man tar utgangspunkt i uke  $k$  representerer  $J(x,k)$  den forventede verdien av de totale driftsavhengige kostnadene, fra nå og fram til slutten av analyseperioden. De samlede kostnadene er en funksjon av magasinbeholdningen  $x$  og tidspunktet  $k$ . Ligningen for de totale driftsavhengige kostnadene, tidligere omtalt som kriteriefunksjonen, er vist i ligning 1.

$$J(x, k) = S(x, N) + \sum_{i=k}^N L(x, u, i) = L(x, u, k) + J(x, k+1) \quad (1)$$

De forskjellige delene av ligningen kan forklares på følgende måte:

- $J(x, k)$  : Den forventede verdien av de totale driftsavhengige kostnadene fra nåtidspunktet og framover.
- $S(x, N)$  : Kostnaden forbundet med magasinendring. Det vil si verdien av startmagasinet minus verdien av restmagasinet som funksjon av magasinbeholdning  $x$ , ved slutten av perioden
- $L(x, u, i)$  : Variable kostnader når en går fra periode  $i$  til  $i+1$ .
- $u$  : Energiuttak fra egne magasin for å produsere en bestemt kraftmengde  $p$
- $k$  : Tidsskritt (her uke)

Ved tidspunkt  $k$  i Figur 14 er de totale driftsavhengige kostnadene lik summen av alle variable kostnader fram til tidspunkt  $N$ , og kostnaden forbundet med magasinendringene i den samme perioden. Dette tilsvarer de variable kostnadene den første uken summert med de totale driftsavhengige kostnadene fra tidspunktet  $k+1$  og ut planleggingsperioden. Videre varierer de variable kostnadene i en gitt uke ut fra energiuttaket ( $u$ ), fra eget magasin. For å finne det energiuttaket som resulterer i minimale samlede kostnader, og dermed gir optimal disponering av egne magasin, kan man minimalisere de totale driftsavhengige kostnadene slik det er vist i ligning 2.

$$\min_u J = \min_u \{L(x, u, k) + J(x, k+1)\} \Rightarrow \frac{\partial J}{\partial u} = 0 \quad (2)$$

For å finne betingelsene for optimal tapping gjennom planleggingsperioden utføres denne derivasjonen. Resultatet blir som vist i ligning 3.

$$\frac{dJ}{du} = \frac{\partial J}{\partial u} + \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \cdot \frac{\partial x_{k+1}}{\partial u_k} = 0 \quad (3)$$

Dersom man reduserer magasinet med en enhet tilsvarer dette en enhet produsert. Dette betyr at den deriverte av magasininnholdet med hensyn til energiuttaket er lik -1, slik det er vist i ligning 4.

$$\frac{\partial x_{k+1}}{\partial u_k} = -1 \quad (4)$$

Kombinerer man ligning 3 og 4 får man ligning 5.

$$\frac{dJ}{du} = \frac{\partial L}{\partial u_k} + \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \cdot (-1) = 0 \quad (5)$$

Omskriver man ligning 5 får man da en betingelse som gir den optimale strategien i periode k. Denne er vist i ligning 6.

$$\frac{\partial L}{\partial u_k} = \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \quad (6)$$

De to delene av ligningen kan forklares på følgende måte:

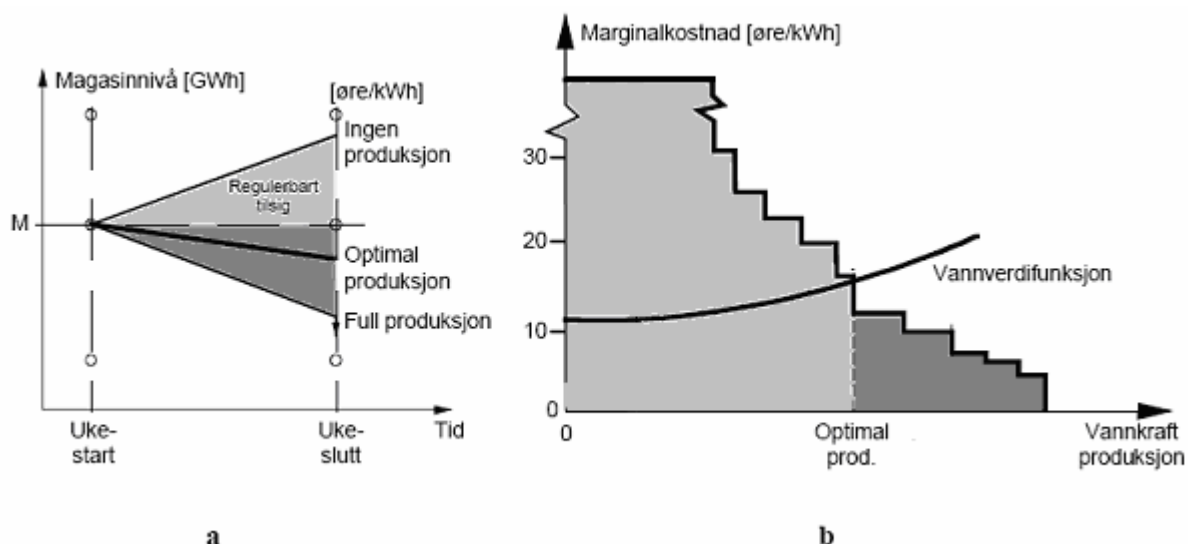
$\frac{\partial L}{\partial u_k}$  : Marginal driftsavhengig kostnad forbundet med kjøp, salg, rasjonering

$\frac{\partial J}{\partial x_{k+1}}$  : De totale framtidige driftsavhengige kostnadene derivert med hensyn på magasinbeholdningen. Dette er pr definisjon den marginale vannverdi ved tidspunkt  $k + 1$

Ligning 6 viser hvordan man kan oppnå optimal disponering av egen vannkraft i hver periode. Den marginale vannverdien skal ved en slik disponering tilsvare de marginale driftsavhengige kostnadene ved kjøp og salg. Dette betyr at det vil være optimalt å sette grensekostnaden ved kjøp og salg av kraft lik vannverdien.

”... hvis vannverdien er kjent i uke  $k + 1$  og skal beregnes for et magasinpunkt i uke  $k$ , er vannverdien i dette punkt lik vannverdien i det punkt en ender i magasinet i uke  $k + 1$  ved optimal drift innenfor uken, ...” [29].

Figur 15 viser hvordan man kan planlegge produksjonen i et vannkraftsystem basert på vannverdiberegninger. Figur a viser sammenhengen mellom vannkraftproduksjon og den vannverdi man har i slutten av en uke. Det forutsettes her at man legger et bestemt tilsig til grunn, og at man kjenner vannverdien i slutten av uken. Denne figuren viser den optimale produksjonsbeslutningen i starten av uken ved magasinpunkt M. Dette danner grunnlaget for vannverdifunksjonen vist i figur b. Trappetrinnsfunksjonen i figur b representerer etterspørselskurven. Ligning 6 viser at optimal produksjon gir en vannverdi lik grensekostnaden ved kjøp og salg. Dette inntreffer i punktet hvor de to linjene i figur b krysser hverandre.



Figur 15: Produksjonsplanlegging basert på vannverdi [29]

I dette eksempelet er det forutsatt at man kjenner tilsiget. Dette er ikke tilfellet ved normal drift. For å løse dette behandles tilsiget som en stokastisk størrelse. Videre må man håndtere de situasjonene hvor magasinnivået nærmer seg yttergrensene i topp eller bunn av magasinet. I et punkt nær toppen av vannmagasinet vil en periode med høyt tilsig få flomtap, selv ved full produksjon. Dette betyr at det lagrede vannet er verdiløst, og vannverdien er dermed 0. På samme måte vil man nær bunnen av magasinet kunne få energimangel dersom det inntreffer lengre perioder med høy last og lite tilsig. Vannverdien i dette tilfellet vil være lik prisen på den siste kjøpte eller rasjonerte kWh.

Fordi vannverdiberegninger er en form for bakover dynamisk programmering, forutsettes det at man kjenner vannverdien ved slutten av perioden. I praksis vil dette ikke være tilfellet. Man må derfor tippe en vannverdi ved slutten av perioden. I de tilfellene der man starter tilstrekkelig langt fram i tid, vil imidlertid vannverdiene i inneværende uke være uavhengig av startverdien: ”På lang sikt er det mao bare virkningen av det som skjer ved topp og bunn i magasinet som danner vannverdien.” [29]. Hvor langt fram i tid man bør starte beregningene avhenger av magasinets reguleringsgrad. Reguleringsgraden ( $R$ ) viser forholdet mellom magasinivolumet ( $M_{maks}$ ) og årstilsiget ( $T$ ) slik det er vist i ligning 7 [31].

$$R = \frac{M_{maks}}{T} \quad (7)$$

Dersom reguleringsgraden er liten vil det i de fleste tilfeller ikke være behov for å se veldig langt fram i tid. I et magasin hvor man alltid får flomtap, selv med tomt magasin før vårflommen inntreffer, vil vannverdien i hele magasinet være null i uken før flommen inntreffer. I dette tilfellet vil det ikke være behov for å se lengre fram enn til nærmeste vårflom. Dersom man disponerer et flerårsmagasin er situasjonen enn annen. Disse magasinene har høy reguleringsgrad, og man må derfor se lenger fram i tid.

### 3.1.2 Modelltyper og løsningsmetoder

Det finnes ulike modelltyper og løsningsmetoder for beslutningsstøttemoduler, som blant annet kan anvendes ved produksjonsplanlegging og magasindisponering. Av modelleringsprinsipp skilles det hovedsakelig mellom deterministiske og stokastiske modeller. Når det gjelder løsningen av analyseproblemet, skilles det mellom optimalisering og simulering. Dette delkapittelet er referert fra [31].

#### Deterministiske modeller

En deterministisk modell kjennetegnes ved at startbetingelser, eksterne parametere og sluttbetingelser er kjent. I en slik modell beregnes en optimal sti i løsningsrommet innenfor gitte rammebetingelser. Modellen tar derfor ikke hensyn til at de fleste hendelser er beheftet med usikkerhet. Selv om dette er en stor forenkling av de faktiske forhold, er det flere grunner til å benytte denne type modeller. Blant annet er det vanskelig å kvantifisere usikkerhet i en del situasjoner. I tillegg vil deterministiske modeller i noen tilfeller være det eneste som er mulig å løse, samtidig som tolkningen av resultater og begrunnelse for valg av løsning blir mer kompliserte dersom man velger andre modeller.

Innenfor vannkraftproduksjonene brukes denne typen modeller i forbindelse med sesongplanlegging for framskaffe rammebetingelser for korttidsplanleggingen, og innenfor deler av korttidsplanleggingen. Dette er imidlertid ikke problemfritt, siden særlig tilsig og pris er usikre variabler. Et av problemene er at man utnytter grenseverdiene for godt. Dette gjør at buffermagasinene utnyttes til sine grenser uten å ta høyde for at noe uforutsett kan skje. I tillegg utnyttes små prisvariasjoner fullt ut selv om det bare er marginal verdi i det. Med en sikker prisprofil kan man ta større blokker ut og inn av produksjon, selv om man tar hensyn til start og stoppkostnader.

#### Stokastiske modeller

En stokastisk modell tar eksplisitt hensyn til at det på alle trinn i prosessen er flere mulige utfall av de forskjellige hendelsene. De forskjellige utfallene kan karakteriseres av en sannsynlighetsfordeling. Slike modeller vil også ta bedre hensyn til de ekstreme tilfellene der sannsynligheten for en gitt hendelse er forholdsvis liten, men konsekvensene av et gitt utfall er store.

#### Optimalisering

Optimalisering av et problem betyr å finne den beste løsningen av ett sett gyldige løsninger. En gyldig løsning kjennetegnes ved at den tilfredsstillende de gitte restriksjonene, samtidig som løsningen skal være mulig å gjennomføre. I de fleste tilfeller innenfor produksjonsplanlegging vil den optimale strategien være den som minimaliserer kostnadene, eller maksimaliserer inntektene.

Optimaliseringsproblemer innenfor vannkraftplanlegging kan blant annet dreie seg om optimal disponering av ressurser over ulike tidshorisonter, planlegging av tidspunkt for vedlikehold og optimale kjøreplaner.

Fordelene man oppnår ved å benytte en optimaliseringsstrategi, er at man finner den unikt beste løsningen. I tillegg gir et systematisk søk mot beste løsning en effektiv identifisering av bindende restriksjoner i systemet. En annen fordel er den muligheten man har til å bygge inn redundans i løsningen. Dette betyr at man legger inn en straffevariabel som aktiveres ved overskridelse. På denne måten kan man finne løsninger som opprinnelig ikke var mulig på grunn av de pålagte restriksjonene. Kostnaden på straffevariablene varierer fra tilfelle til tilfelle.

Det er imidlertid en del begrensninger ved bruk av optimaliseringsteknikker. Blant annet kan konvekse problemer føre til multiple og lokale optimum, samtidig som mange variabler vil øke dimensjonen på problemet. Dette gjør at man ofte må gjøre forenklinger for å redusere beregningstiden. Det finnes også tilfeller der problemet ikke kan formuleres matematisk.

### **Simulering**

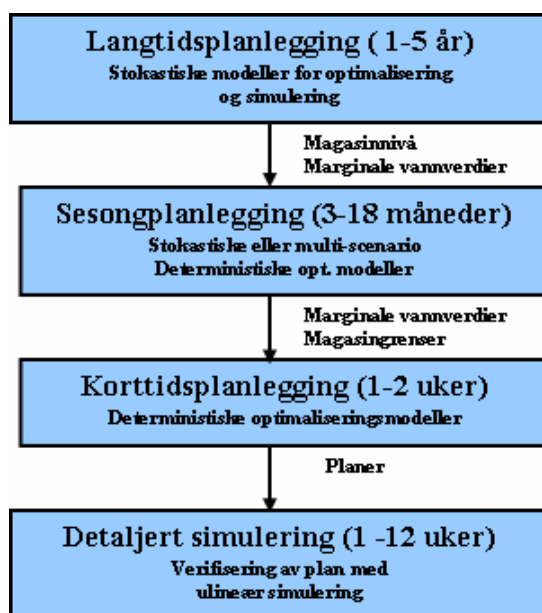
Denne løsningsmetoden gir ikke noe automatisk søk mot en optimal løsning. Styrken ved denne metoden er heller at man kan gjøre en konsekvensevaluering av et sett beslutninger vesentlig mer nøyaktig enn for en optimaliseringsformulering. Grunnen til at nøyaktigheten øker, er at simuleringsmetoden kun ser framover, mens optimaliseringsmetoden søker et globalt optimum for en periode. Simuleringsmetoden arbeider seg derfor trinnvis framover, og starttilstanden for neste periode beregnes basert på informasjon fra foregående og inneværende periode.

Hovedutfordringen ved bruk av en slik metode er den manuelle tilbakekoblingen. Konsekvenser av en uheldig beslutning vises på et senere tidspunkt, og vanligvis vil det være manuelle beslutninger som gir grunnlaget for en ny simulering. Denne tilbakekoblingen setter store krav til brukeren, og krever stor innsikt i systemet hos de berørte parter.

På grunn av kompleksiteten i det norske vannkraftsystemet har det lenge blitt kombinert simulering med mer formelle optimaliseringsformuleringer for å finne en akseptabel totalstrategi. Både Vansimtap og Samkjøringsmodellen benytter seg av slike kombinasjoner. Vannverdiberegningen baserer seg her på formell optimalisering, mens tappefordelingen har vært regelbasert med etterfølgende simulering av konsekvensene.

### 3.1.3 Planleggingshierarkiet

På grunn av den store kompleksiteten i et vannkraftsystem er det ikke mulig å forta en simultan optimalisering av systemet samtidig som man tar hensyn til alle relevante forhold. For de fleste praktiske formål er det derfor valgt å dele planprosessen i ulike faser. Figur 16 viser den vanligste inndelingen av planprosessen i det norske kraftsystemet. Dette delkapittelet er referert fra [31].



Figur 16: Planhierarkiet [31]

Langtidsplanleggingen skal sikre en fornuftig disponering av ressursene over tid. Denne delen av analysen har derfor en lang tidshorison, og meteorologisk statistikk og ulike prognoser for forbruksutvikling, revisjoner osv spiller en vesentlig rolle. Hovedutfordringen i denne fasen av planleggingsprosessen er at man analyserer et stort og komplekst fysisk system, kombinert med lange tidshorisoner. Dette gir svært store analysemodeller. I tillegg må man benytte stokastiske beskrivelser for å ta hensyn til usikkerhet. Det er derfor nødvendig med svært aggregerte beskrivelser.

Sesongplanlegging er et mellomnivå som ved tilstrekkelig regnekraft kanskje kunne vært unngått, fordi langtidsplanleggingen i utgangspunktet dekker denne perioden. Modellen som brukes i langtidsplanleggingen er imidlertid så aggregert at man ikke er i stand til å gi informasjon med tilstrekkelig nøyaktighet for korttidsplanleggingen. Sesongplanleggingen tar derfor utgangspunkt i resultatet fra langtidsplanleggingen, og ved hjelp av en bedre og mer detaljert fysisk beskrivelse av systemet, er man i stand til å finne informasjon som er tilstrekkelig nøyaktig for bruk i korttidsplanleggingen.

Den detaljerte disponeringen av de tilgjengelige ressursene gjøres i korttidsplanleggingen. Denne analysen resulterer i detaljerte kjøreplaner, og systembeskrivelsen som benyttes her må derfor ha stor detaljeringsgrad. Disse analysene er basert på en deterministisk beskrivelse, noe som innebærer at eksempelvis tilsig og pris antas kjent for analyseperioden. Dette gir behov for scenarioanalyser i etterkant for å finne utfallsrommet for perioden.

## 4 Offentlig påvirkning av magasindisponeringen

### 4.1 Rammevilkår og miljøhensyn

Magasindisponeringen i Norge vil påvirkes av i hvilket omfang kraftsystemet bygges ut, og hvilke miljøhensyn de norske myndighetene pålegger den enkelte produsent. I tillegg kommer påvirkningen fra EU direktiver som implementeres i det norske lovverket, og andre internasjonale rammebetingelser som for eksempel Kyotoprotokollen.

Kraftsektoren i Norge er forholdsvis strengt regulert. Alle områder, fra utbygging av kraftverk via transport til forbruk, er regulert av lovgivningen innen energi- og vassdragsforvaltningen. Ved utbygging må konsesjonæren ha tillatelse etter vassdragsreguleringsloven for å foreta inngrep i form av reguleringer. Videre pålegger industrikonsesjonsloven konsesjonsplikt dersom man erverver eiendoms-, bruks- eller disposisjonsrett til vannfall. I de fleste tilfeller vil også utbygging av en kraftstasjon være konsesjonspliktig etter vannressursloven. I tillegg har energiloven ”bestemmelser om konsesjonsplikt for alle tekniske anlegg for produksjon, overføring og fordeling av elektrisitet, helt fra kraftstasjonen til forbrukeren” [20, s.53].

I tillegg til energilovgivningen i industrikonsesjonsloven, vassdragsreguleringsloven og vannressursloven, er vannkraftutbyggingen også underlagt de rammene som er gitt gjennom Verneplan- og Samlet plan for vassdrag. Denne reguleringen skal sikre en god offentlig kontroll med utnyttelsen av de samlede vannkraftressursene i landet. Samtidig fører den omfattende reguleringen til en lavere utbygningstakt for kraftsektoren generelt. I tillegg kan den store graden av offentlig kontroll øke investeringsrisikoen, og dermed avkastningskravet fra eventuelle private investorer.

Verneplan for vassdrag er samlebetegnelsen på alle de vassdragene som er varig vernet mot utbygging. Disse planene gir bindende instruks til forvaltningen om ikke å gi konsesjon for utbygging eller regulering av de aktuelle vassdragene. Til sammen regner man med at et kraftpotensial på omtrent 44 TWh/år er varig vernet mot kraftutbygging. De vassdragene som kan reguleres til kraftformål finnes i *Samlet plan for vassdrag*. Innenfor denne planen er prosjektene delt i to grupper. I *Samlet plan kategori I* finnes de prosjektene som kan konsesjonsbehandles nå, mens *Samlet plan kategori II* omfatter de prosjektene som ikke kan konsesjonsbehandles nå, men som kan utnyttes til kraftutbygging eller andre formål senere. Denne inndelingen er innført for å sikre at de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme vassdragene bygges ut først, ved at de vassdragene som gir billigst kraft med minst miljøinngrep prioriteres [20, s.55].

Gjennom ulike stortingsdokumenter er det nå imidlertid lagt føringer for å gjennomgå og legge om Samlet plan. Dette skal gi en mer helhetlig forvaltning av vassdragene, samtidig som man tilpasser seg EUs vanndirektiv. Dette vil i så fall føre til at Samlet plan i sin nåværende form avvikes: ”Med en hensiktsmessig implementering av EUs vanndirektiv, vil en langt på vei få etablert et forvaltningsregime som ivaretas av de føringene som er lagt til grunn for omlegging av Samlet plan. Dette fører til at når en har fått operative forvaltningsplaner, vil en ha avvirket dagens Samlet plan-system og ordningen med kategoriinndeling av prosjekter.” [32]

EUs rammedirektiv for vann (EUs vanndirektiv) trådte i kraft 22. desember 2000. I Norge ble denne fulgt opp av Forskrift om rammer for vannforvaltningen. Denne forskriften trådte i kraft 15. desember 2006, og har hjemmel i forurensningsloven, plan- og bygningsloven og

vannressursloven. Formålet med dette direktivet er å bidra til: ”... å bevare, beskytte og forbedre vannkvaliteten og det akvatiske miljøet og sikre en bærekraftig vannbruk” [20, s.117]

Det er enda usikkert hvordan dette direktivet vil påvirke den totale vannkraftproduksjonen i Norge. Fra OED er det gitt signaler om at man skal forsøke å oppfylle målene med direktivet uten å svekke den generelle kraftbalansen. Dette kan gjøres fordi det er adgang til å gjøre nasjonale tilpasninger av direktivet, blant annet ved å peke ut vannforekomster som er ”sterkt modifiserte”. Dette omfatter de vannforekomstene som på grunn av fysiske inngrep ikke vil nå målene om god vannstatus, men som man ønsker å opprettholde på grunn av en betydelig samfunnsnytte. Disse forekomstene kan man undergi mildere miljøkrav [19, s.3][20, s.118].

Disse signalene har gjort at NVE ikke forventer at nye regler vil påvirke kraftsystemet i nevneverdig grad innen 2010. Fra 2015 anslås det imidlertid at det nye vanddirektivet og revisjoner av gitte konsesjoner kan gi betydelige utslag, og dermed forverre den eksisterende kraftbalansen. Denne forventningen bygger blant annet på at: ”OED har uttalt at nye pålegg om minstevannføring kan være aktuelt, men at dette også må vurderes i forhold til redusert krafttilgang” [19, s.11]. I dag har den utbygde vannkraften minstevannsføringspålegg som utgjør vel 1 TWh/år i tapt produksjon. Dersom produksjonsevnen i kraftsystemet reduseres ytterligere, enten som en følge av økt slipping av vann eller restriksjoner på bruk av magasiner, vil dette i stor grad kunne påvirke kraftbalansen i negativ retning i et tørrår [19, s.11].

I tillegg til EUs vanddirektiv er det forventet at implementeringen av Kyotoforpliktelsene vil endre rammene for det nordiske kraftmarkedet. For de kraftprodusentene som baserer seg på fossile brensel i produksjonene, vil de marginale produksjonskostnadene øke. Dette vil føre til økt elektrisitetspris, noe som igjen vil redusere forbruket. I tillegg vil forbruket falle som en følge av redusert aktivitetsnivå i sektorer med produksjon som forårsaker klimautslipp. Summen av disse endringene vil påvirke kraftprisene, og handelsmønsteret for elektrisk kraft vil også endres. Simuleringer utført av ECON viser imidlertid at prisøkningene i Norden vil være mindre enn økningen av de marginale kostnadene i kraftsystemet. De samme analysene viser også at den høye graden av vannkraft, gjør at de nordiske kraftprisene blir påvirket mindre enn det som blir tilfellet på kontinentet [33, s.1][34, s.1].



## 4.2 Tiltak for å sikre kraftsystemet i tørrår

### 4.2.1 Rasjonering

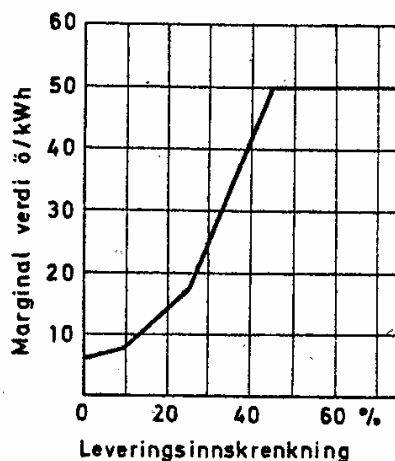
En svært anstrengt kraftsituasjon i det nordiske energisystemet, vil bli preget av energiknapphet som følge av lite tilsig til vannkraftsystemet. Dette vil i første omgang resultere i svært høye kraftpriser. Dersom priselastisiteten i sluttbrukermarkedet over tid ikke er fullstendig uelastisk, vil høyere kraftpris virke som rasjoneringsmekanisme i en slik situasjon. Dette kan også være tilfellet selv om elastisiteten i spotmarkedet på kort sikt fremstår som totalt uelastisk. Dersom permanente endringer i spotprisen slår igjennom i sluttbrukerprisene, og alle markedsaktørene tilpasser seg rasjonelt til dette, vil det derfor ikke oppstå noen langvarig energikrise. Dette forutsetter at det fysiske produksjons- og overføringssystemet fungerer [39, s.40]. Erfaring fra tidligere knapphetssituasjoner viser imidlertid at særlig den kortsiktige priselastisiteten for elektrisk kraft er veldig svak sammenlignet med de fleste andre varer i samfunnet. Dette betyr at selv store prisøkninger bare har moderat påvirkning på forbruket. Uten tilstrekkelige andre virkemidler for å bedre kraftbalansen i en slik situasjon, kan rasjonering i verste fall tvinge seg fram som eneste reelle løsning [14, s.88].

I en slik situasjon vil det være Olje- og Energidepartementet som vedtar rasjonering. De kriterier og hensyn som da vil ligge til grunn for en slik avgjørelse, uttrykkes i Stortingsmelding nr. 18 på følgende måte: *”I et område med betydelig energiunderskudd og med store samfunnsmessige konsekvenser av eventuell energimangel, vil det kunne bli innført rasjonering av myndighetene. Rasjoneringen innføres for å sikre en samfunnsmessig rasjonell fordeling av gjenværende ressurser. Under rasjonering skal tilgjengelig energi prioriteres med hensyn til liv og helse, vitale samfunnsinteresser, næringsliv og øvrige økonomiske interesser”* [40, s.108].

Det legges her stor vekt på at rasjonering på ingen måte er en ønsket løsning på en knapphetssituasjon. Dette betyr at det i forkant av en rasjonering vil være en situasjon hvor man vil oppleve en gradvis innføring av stadig mer alvorlige og dyptgripende tiltak. En rasjonering er derfor bare å anse som en siste mulighet, dersom ingen andre virkemidler viser seg å gi tilstrekkelig virkning [38, s.40]. Denne rekkefølgen på tiltakene forutsetter imidlertid at energiunderskuddet kommer som et resultat av langvarig tilsigssvikt, noe som over tid vil gi en betraktelig økning av kraftprisen. En svært anstrengt kraftsituasjon kan imidlertid oppstå raskt i et mindre område, på grunn av havari av viktige komponenter eller andre ulykker. I et slikt tilfelle kan det bli nødvendig å framskynde en lokal rasjonering [40, s.109].

Den reelle rasjoneringsfaren i en situasjon med sviktende tilsig, påvirket også magasindisponeringen før restruktureringen av marked. Den gangen var det helt klart at den praktiske driften av kraftsystemet ikke tok sikte på å holde svikthyppigheten så lav som mulig. Grunnen til dette var at uinnskrenket fastkraftlevering så lenge det var vann i magasinet, ville føre til full stopp i produksjonen når magasinet var tomt. På den måten unngikk man å ta tilsigssvikten på forskudd, men konsekvensene dersom det intraff en rasjoneringssituasjon ville bli meget store. Dersom magasinsituasjonen utviklet seg faretruende forsøkte man derfor å holde tilbake produksjon på et tidligere stadium. Tanken bak dette var at man antok at verdien av en ekstra kWh ville være større for forbrukerne på et senere tidspunkt, dersom situasjonen da skulle bli kritisk. *”Man baserer seg m.a.o. på en antakelse om økende marginalverdi ved økende leveringsvikt”* [35, s.518].

Tanken var at ulempen for konsumentene er moderat ved begynnende rasjonering, men sterk økende dersom omfanget av rasjoneringen øker. Figur 17 viser preferansefunksjonen som man benytter for å vise denne sammenhengen. Denne viser at man ved praktisk drift skulle legge dobbelt så stor vekt på å unngå mer enn 15 prosents rasjonering, sammenlignet med å unngå rasjonering i hele tatt [35, s.518]



Figur 17: Preferansefunksjonen – Prisnivået som indikeres tilsvarende det man hadde omkring 1965 [35, s.518]

Fra myndighetene er det uttalt at selv ekstremt høye priser i seg selv, ikke er god nok grunn for å gripe inn i markedet. Dette betyr at det i landet som helhet i prinsippet ikke vil bli behov for inngrep i form av fysisk rasjonering. Bakgrunnen for dette er at prisene i en kritisk situasjon vil øke raskt, og at forbruket vil bli tilstrekkelig redusert bare prisen blir høy nok. I mindre avgrensede områder kan likevel rasjonering være et egnet virkemiddel i for å sikre at kraftsystemet ikke bryter sammen. Bruk av rasjonering kan også redusere enkelte aktørers mulighet for bruk av markedsmakt i en svært anstrengt kraftsituasjon [36, s.35].

I en periode med ekstreme kraftpriser vil det imidlertid oppstå et politisk dilemma. Grunnen til dette er at situasjonen antagelig vil være mest anstrengt i Midt-Norge, noe som vil gi særlig høye kraftpriser i denne regionen. Dermed kan det komme krav om politisk inngripen på grunn av de store prisforskjellene mellom regionene. Dersom det i en slik situasjon innføres et øvre pristak i et område, vil etterspørselkurvene her bli fullstendig uelastiske. Dette fører til at etterspørselen ikke reduseres uansett hvor høye spotprisene blir, og rasjonering kan da tvinge seg frem som eneste mulige løsning for å hindre at kraftsystemet bryter sammen. Resultatet kan dermed bli en politisk skapt energikrise [36, s.35] [39, s.40]. I denne oppgaven er disse sammenhengene vist ved å simulere kraftsystemet med varierende rasjoneringspris.

Det kan også diskuteres om ekstreme priser egentlig er en form for rasjonering. Dersom prisene tillates å bli tilstrekkelig høye og prisøkningen slår raskt igjennom til forbrukerne, vil man trolig få så store forbruksreduksjoner at fysisk rasjonering ikke lenger er nødvendig. I denne sammenheng er det nevnt kraftpriser i størrelsesorden 5 til 10 kr/kWh [12, s.13]. Muligheten for så høye kraftpriser vil også påvirke disponeringen av vannmagasinene i forkant av de anstrengte kraftsituasjonen. Dette er vist i 7.1.1 *Endring av rasjoneringspris*.

Rasjoneringen kan bli gjennomført på flere måter. Det er imidlertid antatt at for mange sluttbrukere vil det være mer hensiktsmessig med en delvis reduksjon av forbruket, i stedet for en fullstendig frakobling. På bakgrunn av dette har man pålagt nettselskapene å utrede hvordan tildeling av kvoter kan benyttes som et tiltak for å begrense forbruket ved en

rasjonering. En slik kvoterasjonering er forbundet med en rekke utfordringer, blant annet fordi bare 50 prosent av forbruket er fjernavlest. For det resterende forbruket vil det være vanskelig å følge opp i hvor stor grad kvotene blir overholdt. Alternativet til kvoterasjonering vil være roterende sonevis utkobling av forbruket. Denne rasjoneringsmekanismen er enklere å administrere, men har en vesentlig ulempe ved at det vil være vanskelig å skjerme prioriterte forbruksgrupper. Dette kommer av at forskjellige forbrukskategorier ofte har felles brytere [40, s.109].

Uansett rasjoneringsmetode anses dette som en uheldig løsning, fordi man ved tvangsmessig utkobling overprøver forbrukernes verdsetting av eget forbruk. Ved høye priser vil de forbrukerne som verdsetter strømmen minst, redusere sitt kraftforbruk først. Dette kan gjøres ved å gå over til andre energiformer, eller ved å redusere det totale energiforbruket. Rasjonering betyr derfor at den tilgjengelige energien ikke lenger fordeles ut fra de individuelle vurderingene som gjøres av sluttbrukere og produsenter [38, s.41].

Til tross for de åpenbare ulempene med rasjonering, og signalene om at høy pris i seg selv ikke vil være tilstrekkelig grunn til å gripe inn i markedet, er det likevel forventet at myndighetene vil gripe inn dersom prisene blir ekstremt høye over lengre perioder. Bakgrunnen for dette er at presset fra opinionen i en slik situasjon vil bli for sterkt. Et slikt inngrep vil komme som en eller annen for fysisk rasjonering, og det vil påvirke hele det nordiske markedet [36, s.33 – 36].

Det er stor usikkerhet knyttet til på hvilke prisnivå et slikt inngrep vil komme, men det er helt klart at vannverdiene, og dermed magasindisponeringen, i stor grad vil påvirkes av dette. Etter den anstrengte perioden i 2002/2003 ble det ved Sintef Energiforskning gjort simuleringer av forventede rasjoneringsmengder ved forskjellige rasjoneringspriser. Tabell 3 viser resultatet fra disse simuleringene.

**Tabell 3: Sammenligning av rasjoneringsmengder ved ulike rasjoneringspriser [25, s.29]**

Rasjoneringspris 70 øre/kWh		Rasjoneringspris 300 øre/kWh	
Tilsiagsscenario	Rasjonering (GWh)	Tilsiagsscenario	Rasjonering (GWh)
1939	3960	1939	616
1940	638	1941	126
1941	2746		
1965	278		
1969	5		
Middel:	109 GWh	Middel	11 GWh

Bakgrunnen for dette er at gitt i kapittel 3.1.1 *Matematisk utledning av vannverdimetoden*. Her argumenteres det for at vannverdien ved meget lave magasinnivåer tilsvarer siste kjøpte eller rasjonerte kWh. En høy rasjoneringspris gjør dermed at verdien av den siste tilgjengelige enheten tilgjengelig for produksjon vil bli høy. Dette øker imidlertid verdien på hele vannmagasinet. En høy rasjoneringspris vil dermed gi høyere kraftpris og dermed redusert forbruk i hele tappesongen.

### **Kostnader ved ekstremt høye kraftpriser eller rasjonering**

En høy pris vil i første omgang føre til en inntektsomfordeling mellom produsenter og konsumenter. En slik omfordeling av inntekt har i teorien ingen samfunnsøkonomiske kostnader. Likevel kan en slik omfordeling være uakseptabel av sosiale grunner. Dette kan imidlertid løses uten å gripe direkte inn i markedet. En mulighet er at de gruppene som får betalingsvansker på grunn av de høye prisene, mottar en form for støtte fra det offentlige [41, s.33].

Aktørene i markedet vil forsøke å tilpasse seg de nye prisene. Konsumentene vil redusere sitt forbruk, og produsentene vil forsøke å øke produksjonen der det er mulig. I en slik situasjon vil man også kunne observere ulike former for misstilpasninger. Dette er betegnelsen på reaksjonen fra en markedsaktør som ikke følger betalingsviljen sin, men sparer mer enn vedkommende egentlig ønsker. For de fleste vil det for eksempel være en misstilpasning å senke innnetemperaturen så mye at man får helseproblemer [41, s.36].

De langsiktige virkningene av høye kraftpriser kan også indirekte føre til samfunnsøkonomiske kostnader. Dette kan være tilfellet dersom prisene fører til det man kaller adaptive forventninger, noe som betyr at markedets forventninger om framtidige priser påvirkes. Slike adaptive forventninger kan føre til overilte investeringsbeslutninger eller lokaliseringsvedtak, som på sikt kan være meget uheldige både for de aktuelle aktørene og samfunnet som helhet. Det kan også tenkes at svært store prisøkninger over en lang periode kan føre til økonomiske tilbakeslag [41, s.36].

Andre konsekvenser kan være at ekstreme kraftpriser gjør motpartsrisikoen i kraftmarkedet stor. Dette kan svekke likviditeten i markedet, og dermed gi et marked som fungerer mindre effektivt. Høye priser over lengre tid kan også føre til at en del aktører får betalingsproblemer, og i verste fall går konkurs. Konkurs og omlegging av virksomheter gir kostnader i seg selv, i tillegg til at det svekker tilliten til markedet. En sterk svekkelse av tilliten til markedet og de etablerte institusjonene, kan på sikt gjøre det nødvendig å omorganisere hele kraftmarkedet. Dette vil påføre samfunnet store tilleggs-kostnader. I etterkant av en periode med svært høye priser, kan man også forestille seg at aktørene som er rammet av økte kostnader, forsøker å redusere skadevirkningene, blant annet med rettsoppgjør der det er mulig. I så fall kan man se for seg rettsaker mot TSO'ene på grunn av håndtering av overføringskapasiteten, eller anklager mot produsentene om bruk av markeds-makt [12, s.13].

I en situasjon med vedvarende høye priser, kan man også se for seg reaksjoner fra myndighetene både på inntektsomfordelingene spesielt og prisøkningen generelt. Formen på disse reaksjonene kan bli mange, og det er nærliggende å tro at konsekvensene kan bli store dersom snøballen først begynner å rulle. ECON formulerer det på følgende måte i en av sine rapporter: "Det er imidlertid viktig å påpeke at myndighetenes håndtering i stor grad har påvirket utfallet av større kraftforsyningskriser" [41, s.37].

Kostnadene ved rasjonering vil på mange måter tilsvare de kostnadene man påregner ved langvarige strømbrudd. Et strømbrudd vil imidlertid føre til at produsentene ikke får solgt kraften, og de taper dermed produsentoverskuddet. Ved rasjonering vil produsenten ikke ha mer vann i magasinene, og disse har derfor ikke muligheten til å selge ener energi. Samtidig vil man i perioden med produksjonsstans ikke ha variable produksjonskostnader. Forbrukerne

vil imidlertid miste hele sitt konsumentoverskudd. Det kan derfor argumenteres for at forbrukerne har en større belastning enn produsentene i en rasjonerings situasjon [41, s.8]. Samtidig kan strøbruddet gjøre at man ikke er i stand til å produsere den mengden av andre varer som markedet etterspør. Dette betyr et tap for øvrige sektorer i samfunnet som i utgangspunktet ikke var direkte påvirket av strøbruddet. Det samfunnsøkonomiske tapet av manglende kraftproduksjon er derfor ofte større enn summen av produsent- og konsumenttapet i kraftmarkedet. Disse konsekvensene for aktører i andre markeder enn kraftmarkedene, omtales gjerne som indirekte kostnader [41, s.9].

Varigheten av utfallet vil være avgjørende for alvorlighetsgraden. Et utfall på under 24 timer, vil i all hovedsak få økonomiske konsekvenser for en del utsatte sektorer. Eksempler på slike sektorer kan være landbruk og prosessindustri. Dersom perioden med usikker strømforsyning varer svært lenge, for eksempel opp til et år, vil moderne virksomheter ikke ha noe annet valg enn å flytte. Dette vil føre til samfunnsmessig forfall i det rammede området [42, s.29].

Andre viktige faktorer som påvirker alvorlighetsgraden er stedet det faktiske utfallet skjer, det geografiske omfanget av utfallet og de klimatiske forholdene på det gitte tidspunktet. Et utfall i en stor by vinterstid vil for eksempel ha potensielt meget store konsekvenser. Dette kommer av at man har liten tilgang på alternative energikilder til oppvarming av husene. Svensk forskning har vist at ved en utetemperatur på  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  vil innetemperaturen i dårlig isolerte boliger synker fra  $21,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  til  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  på under 12 timer. Dersom temperaturen faller ned mot  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  vil vannet i bygget fryse, og beboerne må i en slik situasjon mest sannsynlig evakueres [42, s. 21 og 30].

Det er vanskelig å anslå de totale samfunnsøkonomiske kostnadene ved et langvarig strøbrudd i Norge, men ECON legger til grunn at det vil være best å ta utgangspunkt i KILE kostnadene (Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi). Dette kommer av at det her er lagt ned betydelige ressurser for å kartlegge de faktiske kostnadene på kort sikt [41, s.29]. Tabell 4 viser dagens Kile – kostnader.

**Tabell 4: KILE-satser fra 1.1.2003 til 31.12.2006 [43]**

Kundegruppe	Ikke varslet avbrudd	Varslet avbrudd
	[kr/kWh]	[kr/kWh]
Industri	66	46
Handel & tjenester	99	68
Jordbruk	15	10
Husholding	8	7
Offentlig	13	10
Treforedling og kraftintensiv industri	13	11

Kile – kostnadene fanger imidlertid ikke opp alle kostnadene ved avbrudd, og man bør derfor prøve å estimere disse tilleggskostnadene separat. Dette gjelder for eksempel kostnader forbundet med bortfall av infrastruktur og offentlige tjenester. Konsumenter av andre goder enn elektrisk kraft kan også tenkes å få redusert sitt konsumentoverskudd som følge av strømutfallet. Videre bør man i en slik kostnadsberegning legge til de ekstrakostnadene som påløper dersom avbruddet har en varighet som går utover KILEs maksimumsgrense. Det er vist at kostnadene ved strømutfall øker betydelig med utfallets varighet [41, s.29].

## 4.2.2 Tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner

Den anstrengte kraftsituasjonen i Norden vinteren 2002/2003, satt for alvor spørsmålet om forsyningssikkerhet for strøm på dagsorden. Denne situasjonen viste tydelig at det norske systemet er særlig sårbart i forhold til tilsigssvikt. Sårbarheten kommer av den store variasjonen i tilsiget fra år til år, kombinert med forholdsvis lav importkapasitet [37, s.48]

På nasjonalt nivå antar man at kraftsystemet er fleksibelt nok til å håndtere ”kjente” situasjoner, og svært anstrengte kraftsituasjoner er derfor mer en problemstilling i forhold til uforutsette og ukjente hendelser. På regionalt nivå kan imidlertid svært anstrengte kraftsituasjoner oppstå slik kraftsystemet er i dag. Dette kommer av at enkelte regioner har mindre fleksibilitet i kraftsystemet, kombinert med avhengighet av lokal produksjon. I tillegg kan effektiviteten i markedet reduseres i mindre avgrensede geografiske områder [16, s.4].

En svært anstrengt kraftsituasjon i Norge er preget av energiknapphet, som vil føre til svært høye kraftpriser. I følge økonomisk teori vil en slik prisoppgang føre til en stor reduksjon i forbruket. På grunn av den lave kortsiktige priselastisiteten for elektrisitet, viser det seg i praksis at forbruket bare i liten grad reduseres. Dersom systemansvarlige i en slik situasjon ikke har de nødvendige virkemidlene for å håndtere utviklingen, vil det i verste fall føre til at en rasjonering tvinger seg fram [14, s.22]. Disse virkemidlene kan deles i tiltak som allerede eksisterte før den anstrengte kraftsituasjonen i 2002/2003, og nye tiltak som har kommet som et resultat av den situasjonen. Alle disse tiltakene er beskrevet i prosjektoppgaven *Svært Anstrengte Kraftsituasjoner* [13]. I denne oppgaven er det lagt vekt på tiltakene *Opsjoner i forbruk* og *Reservekraftproduksjon*. Grunnen til dette er at disse tiltakene kan påvirke den generelle magasindisponeringen dersom de ikke brukes med forsiktighet. Statnett har tatt begge tiltakene inn i sin tiltaksportefølje for håndtering av svært anstrengte kraftsituasjoner.

### Opsjoner i forbruk

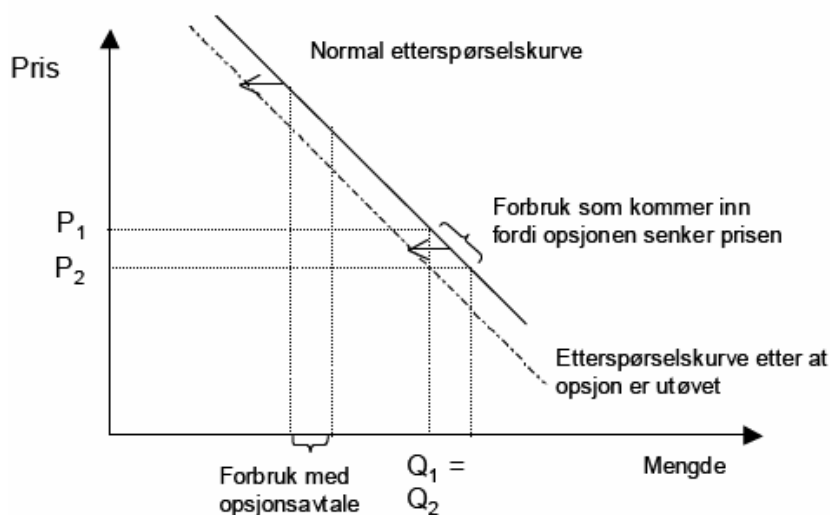
I forsyningssikkerhetsdebatten har det vært hevdet at det kan være store samfunnsøkonomiske kostnader ved energisvikt og tvungne rasjoneringstiltak, mens de bedriftsøkonomiske kostnadene for kraftprodusentene i denne situasjonen er mer begrenset. Dette gjør at myndighetenes risikovurdering kan være noe annerledes enn hva som er tilfellet for aktørene i markedet. Myndighetene kan slik sett ha større behov for å sikre produsenter og forbrukere mot rasjoneringstiltak, enn det aktørene selv har. Et energiopsjonsmarked vil kunne fordele denne risikoen mer jevnt mellom aktørene, fordi myndighetene ved å inneha slike opsjoner, kan endre produksjons- og forbruksprofiler i svært anstrengte kraftsituasjoner på en måte som er samfunnsmessig tjenelig [40, s.106].

Hensikten med opsjoner i forbruk er å etablere en mulighet for en kontrollert reduksjon i forbruket etter initiativ fra Statnett. På samme måte som rasjonering vil denne type opsjoner føre til et reelt bortfall av forbruk, og dermed vil energibalansen bedres. En vesentlig forskjell vil imidlertid være at opsjonsordningen vil være basert på frivillighet og økonomiske ytelser som kompensasjon for forbruksreduksjonen. For å oppnå dette kan opsjonsavtalen utformes og implementeres på flere måter. En viktig forskjell mellom opsjonsavtalene vil være forholdet mellom opsjonspremie og utbetaling. Et annet aspekt vil være hvorvidt opsjonen innebærer en plikt for utsteder til å opprettholde forbruket, selv om bedriftsøkonomiske hensyn tilsier at det er interessant å stenge ned på et tidligere tidspunkt. Det siste aspektet er i hvor stor grad tidspunktet og mengden av opsjoner Statnett kjøper vil påvirke markedet [38, s.44][44, s.6].

Industrien har en viss priselastisitet, og høye kraftpriser i seg selv vil derfor dempe forbruket. Beslutningen om å redusere forbruket, for eksempel ved å stenge ned et gitt antall ovner, eller å redusere produksjonen til et minimum, må i en slik situasjon tas på et usikkert grunnlag. Bakgrunnen for dette er at man ikke vet hvordan tilsiget, og dermed kraftprisen, kommer til å utvikle seg. I tillegg vil markedspriser for produktene, lagerbeholdning, mulighet til å flytte produksjon og eventuelle start- og stoppkostnader ved denne type tilpasninger påvirke beslutningen. Usikkerheten for den aktuelle virksomheten gjenspeiler seg i kraftmarkedet, fordi de andre aktørene ikke kan forutsi når og hvor stor en eventuell reduksjon vil bli. En opsjon vil i dette tilfellet sikre Statnett at den aktuelle forbruksreduksjonen finner sted. Nytteverdien av forbruksopsjoner er i større grad knyttet til denne sikkerheten, enn til den faktiske reduksjonen i forbruket. Bakgrunnen for dette er at det uansett er rimelig å forvente at det totale forbruket reduseres, bare prisen blir tilstrekkelig høy [38, s.45].

Kriteriene for utkobling vil også spille en rolle i denne sammenhengen. Dersom anvendelse av opsjonene gjør at forbruket reduseres på et tidligere tidspunkt enn det virksomheten selv ville gjort, oppnår man et redusert kraftforbruk i den anstrengte situasjonen. Utformes derimot opsjonen slik at virksomheten ikke har anledning til å redusere sitt forbruk før opsjonen anvendes, kan resultatet bli at man får et høyere kraftforbruk i den anstrengte situasjonen enn man ellers ville hatt. Opsjoner som gir utkoblinger på et lavere prisnivå enn den aktuelle virksomheten selv ville valgt, vil imidlertid bidra til å redusere prisene. Denne prisreduksjonen kan gjøre at andre aktører øker sitt forbruk. Disse aktørene vil i utgangspunktet verdsette kraften lavere enn den aktøren som har redusert forbruket på grunn av opsjonen. Dette viser at opsjoner i forbruk kan vri kraftforbruket i en samfunnsøkonomisk ugunstig retning [38, s.45].

Figur 18 viser dette prinsippet. Før opsjonen benyttes er prisen  $P_1$  og det samlede forbruket er  $Q_1$ . Dersom innehaveren av opsjonen velger å benytte denne, vil etterspørselskurven trekkes mot venstre i figuren. Den nye prisen vil nå være  $P_2$ , men dersom det ikke er ny tilgjengelig kraft i markedet vil forbruket fortsatt være  $Q_1$ . De forbrukerne som anså prisen  $P_1$  for å være for høy kommer nå inn i markedet [38, s.45].



Figur 18: Opsjoner slipper til annet forbruk [38, s.45]

På bakgrunn av dette kan det argumenteres for at det vil være bedre om bedriftene selv gradvis solgte kraft tilbake til markedet. På den måten ville den samfunnsøkonomiske utnyttelsen av kraften blitt bedre, fordi kraften allokteres dit betalingsvilligheten er størst.

For å sikre at dette tiltaket påvirker det ordinære markedet minst mulig, er det avgjørende at kriteriene for bruk er meget strenge. Dersom dette ikke blir tilfellet, vil man redusere aktørenes forventninger til fremtidige ekstreme priser. Dermed blir det mindre lønnsomt å lagre vann, og kraftsystemet vil oftere enn ellers oppleve knappe magasiner. Har markedet imidlertid tillit til at virkemiddelet kun vil komme til anvendelse i helt spesielle situasjoner, kan man anta at aktørenes disposisjoner utenom svært anstrengte kraftsituasjoner, ikke vil bli påvirket av at det foreligger opsjonsavtaler. På samme måte vil det være en utfordring dersom det flere ganger kjøpes opsjoner uten at disse blir benyttet. Over tid vil dette kunne resultere i at tiltaket avvikles etter en rekke ikke ekstreme år, eller at terskelen for bruk av virkemiddelet senkes, noe som øker faren for å komme inn i sirkelen beskrevet over [38, s.48].

På bakgrunn av både prinsipielle analyser og simuleringer, har Statnett vurdert verdien av å kunne benytte energiopsjoner som begrenset. Hovedgrunnen til dette er at opsjoner som innebærer at industrielt forbruk reduseres ved priser som er lavere enn det aktørene selv finner økonomisk interessant, har en betydelig kostnad. Samfunnet vil i et slikt tilfelle gå glipp av verdiskapningen i den aktuelle virksomheten, samtidig som det åpner for økt elektrisitetsforbruk med lavere samfunnsmessig nytteverdi [38, s.51].

I noen tilfeller kan manglende forbruksreduksjon i industrien skyldes vanskeligheter med å sikre at en slik reduksjon ikke blir tapsbringende. Dette vil for eksempel være tilfellet dersom det er vanskelig å selge en relevant terminkontrakt i et begrenset geografisk område, for å sikre nødvendig prissikring. I et slikt tilfelle kan det være gunstig med en opsjonsavtale. For samfunnet som helhet synes det å være mest hensiktsmessig at opsjonspremien i dette tilfellet er lav, mens betalingen ved utøvelse av opsjonen er relativt høy. Samtidig må ikke en utøvelse av opsjonen bli så gunstig for utstederen, at det blir mindre interessant å redusere forbruket på eget initiativ [38, s.51].

SAKS – prosjektet konkluderer derfor med: ”... at nytteverdien av opsjoner i forbruk først og fremst er relatert til en sikkerhet for en forbruksreduksjon.” [38, s.52]. Det antas likevel at Statnett bør ha mulighet til å inngå opsjonsavtaler for å sikre forbruksreduksjon, særlig i forhold til lokalt svært anstrengte kraftsituasjoner [38, s.52]. Vinteren 2006 ble det derfor gjennomført en prøve ordning for denne type opsjoner. Avtalene omfattet et nedreguleringsvolum på til sammen inntil 370 MW eller totalt 890 GWh [46]. I vurderingene av dette prøveprosjektet uttaler Statnett: ”... at ordningen har synliggjort og bidratt til økt forbruksfleksibilitet, men at det hadde vært ønskelig med større volumer og lavere priser.” [47, s.3] Den samlede opsjonspremien for opsjonene Statnett kjøpte høsten 2006 var på 26,1 mill kroner. I tillegg viste det seg at de fleste budene hadde betydelig høyere innløsningspris enn 40 øre/kWh. Statnett ønske likevel å videreføre ordningen uten store endringer i innholdet [47].



## Reservekraftproduksjon

Det finnes flere ulike varianter av dette tiltaket, avhengig av hvilke teknologier og energikilder som ønskes benyttet. Samtidig vil det være hensiktsmessig å skille mellom reservekraft som blir benyttet når prisen blir tilstrekkelig høy, og dermed sikrer et mer robust kraftsystem, og reservekraft som er tenkt benyttet i en svært anstrengt kraftsituasjon.

Alle de nordiske landene har, eller arbeider med å få ulike ordninger for reservekapasitet. Det meste av denne kapasiteten vil imidlertid først og fremst etableres for å sikre effektbalansen i korte perioder med meget høyt forbruk. I Norden har økningen i elektrisitetsforbruket de siste årene ikke blitt kompensert med utbygging av produksjonskapasitet i samme størrelsesorden. Dette gjør at utnyttelsen av det eksisterende energisystemet har økt, og dermed er muligheten for reserver fra kraftverk i ordinær drift og mulighetene for økt import blitt tilsvarende redusert. I tillegg er en del eldre kraftverk i ferd med å bli utdatert, og det vil kreve forholdsvis omfattende tiltak for at disse skal kunne fortsette produksjonen. Samtidig viste vinteren i 2002/2003, at svært høye kraftpriser øker den termiske kraftproduksjonen i Norden betraktelig [40, s.103].

På bakgrunn av denne observasjonen har blant annet ECON argumentert for at vedlikehold og nødvendig oppgradering av eldre anlegg, antagelig er ett av de billigste tiltakene i forhold til tørrårssikring. Andre aktuelle tiltak vil være å leie eller investere i gassturbiner eller mobile kraftverk som kun skal benyttes i tørrår. Som mobile kraftverk ser man for seg skip som kan leies inn på verdensmarkedet [12, s.40]. Statnett har imidlertid vurdert leie av skipsaggregater som lite aktuelt, fordi det vil være vanskelig å mobilisere enheter av tilstrekkelig størrelse. De ser det som mest aktuelt å etablere reservekraft i form av faste eller mobile termiske kraftverk [38, s.86].

Reservekraftverk som et virkemiddel for å bedre leveringssikkerheten i en svært anstrengt kraftsituasjon, stiller imidlertid helt spesielle krav til bruken av tiltaket. Dette kommer av at for stor bruk av reservekapasitet kan påvirke annen produksjon og forbruk. Norske myndigheter ønsker derfor at den termiske reservekraften bare benyttes i svært anstrengte kraftsituasjoner, og ellers holdes utenfor det ordinære markedet [40, s.103]. Brukstiden vil derfor bli meget lav, og det er vanskelig å se hvordan man skal kunne benytte topplastverk, som er en del av det ordinære markedet, til dette uten at det gir betydelig markedspåvirkning.

Statnett argumenterer også for at bruk av reservekraftproduksjon som en sikring mot tørrår, må gi en ekstra kraftproduksjon som ikke ville ha funnet sted, dersom man ikke var inne i en svært anstrengt kraftsituasjon. For å sikre at tiltaket benyttes svært sjelden, vil kriteriene for bruk være meget restriktive. Dersom man legger disse føringene til grunn, vil reservekraft redusere faren for rasjonering i et tørrår, uten at prisdannelse og magasindisponering under normal drift påvirkes i vesentlig grad [38, s.54].

På det tidspunktet hvor reservekraften tas i bruk, vil prisene uansett senkes. Dette gjør at vannkraftprodusentene vil vurdere å utsette produksjonen ved å lagre mer vann enn de ellers ville gjort. Dersom dette virkemiddelet bare benyttes i ekstreme tilfeller, vil imidlertid prisene kunne bli svært høye. Dette gjør at det vil være gunstig for enhver magasineier å holde en så høy produksjon som mulig, fram til knapphetsperioden er over. Det er derfor svært sannsynlig at fortregningen av vannkraft, vil vise seg å bli minimal ved bruk av dette tiltaket. Man kan imidlertid se for seg at selv en meget restriktiv bruk reservekraftverk, vil påvirke optimalt tidspunkt for kraftproduksjon innenfor den svært anstrengte perioden. Bakgrunnen for dette er

at en melding om at det i løpet av kort tid vil bli igangsatt en gitt mengde reservekraftproduksjon, kan gjøre det optimalt for vannkraftprodusenter å fremskynde produksjonen noe. Dette er et resultat av at reservekraftproduksjonen vil kunne dempe den mest ekstreme pristoppen. Effekten av dette vil kunne være en mer usikker kraftbalanse i den siste perioden fram mot vårløsningen, men det er også mulig at denne endringen i den ordinære produksjonen vil bidra til en jevnere fordeling av energitilskuddet fra reservekraftverket [38, s.54].

For å hindre at markedet i større og større grad baserer seg på tilskudd fra reservekraftproduksjon i situasjoner med lite tilsig, er det viktig at den langsiktige prisstrukturen ikke endres. Dette er helt avgjørende for å hindre at markedsaktørene skal få insentiver til å redusere sin beredskap for svært anstrengte kraftsituasjoner. Dette tilsier også at det i situasjoner hvor reservekraft blir benyttet, fortløpende må vurderes om bruken av tiltaket skal opphøre. I en slik situasjon vil det være bedriftsøkonomisk lønnsomt å benytte seg av virkemiddelet så lenge kraftprisene overstiger marginalkostnadene. Behovet for å unngå hyppig bruk, bør likevel veie tyngre enn en kortsiktig gevinst ved forlenget produksjon [38, s.54].

Tidligere gjennomførte analyser viser at reservekraft virker i en svært anstrengt kraftsituasjon, men det kommer også fram at det ikke er likegyldig hvordan tiltaket benyttes. En simulering viste en reduksjon både i sannsynligheten for at en rasjonering blir nødvendig, og omfanget av rasjoneringer man ikke klarer å unngå. En annen modellering av tiltaket gav kun en reduksjon i omfanget av rasjoneringene når de først inntraff. [38, s.59] [44, s.34].

Beregninger viser også at reservekraft er et kostbart tiltak i forhold til for eksempel forbruksopsjoner, og det er derfor viktig å understreke at rasjonering ikke skal unngås for enhver pris. Reservekraft kan også i større grad enn forbruksopsjoner, benyttes på andre måter enn det som er intensjonen. Dette kommer av at de bruksavhengige kostnadene er mindre for reservekraft enn for forbruksopsjoner, og man kan derfor tenke seg situasjoner hvor det presses på for å ta i bruk reservekraftverkene for å dempe høye priser. Dersom dette tiltaket benyttes i situasjoner som ikke kan betegnes som svært anstrengte, vil det påvirke investeringsatferden i kraftmarkedet, og på den måten redusere markedets evne til å håndtere knapphetssituasjoner på egenhånd [38, s.69-70].

Dette tiltaket anses for å være særlig relevant på regionnivå. Aktuelle områder kjennetegnes ved at det er vanskelig å benytte andre tiltak, eller at fleksibiliteten i forbruket er mindre enn ellers i Norge. På bakgrunn av dette anbefaler SAKS – rapporten fra Statnett dette tiltaket gjennomført [38, s.86]. Statnett har også undertegnet en intensjonsavtale med Pratt and Whitney om kjøp av 300 MW reservekraft. Halvparten av dette skal være installert på Tjeldbergodden 1. januar 2008. De resterende 150 MW skal gjøres tilgjengelig senere samme vinter. Lokaliseringen av dette kraftverket vil bli på Nyhamna i Aukra kommune. Den samlede kontraktsverdien er ca en milliard kroner [48]. I tillegg kommer brenselkostnader ved bruk.

### 4.2.3 Strengere regulering av vannmagasinene i Midt-Norge

I stedet for forurensende gasskraftverk er det i enkelte sammenhenger tatt til ordet for å løse kraftkrisen i Midt-Norge med strengere styring av vannkraftproduksjonen i området. Dette kan gjøres ved at større mengder vann holdes igjen i magasinene i fyllingssesongen, slik at bufferen mot tilsigssvikt eller sen vårløsning øker.

En slik løsning på kraftkrisen i Midt-Norge krever ingen fysiske tiltak. Det er imidlertid flere juridiske og økonomiske utfordringer som må løses før dette kan bli en realitet [49]. De juridiske sidene av saken vil ikke bli nærmere drøftet her. De økonomiske sidene av forslaget innebærer imidlertid også en betydelig utfordring. Slik det er i dag disponeres magasinene basert på forventningsverdier for vannet. Dersom det er forventet knapphet vil vannverdiene øke, og man utsetter produksjonen i påvente av høyere priser. Dette prinsippet er forklart i kapittel 3.1 *Vannverdiberegninger*.

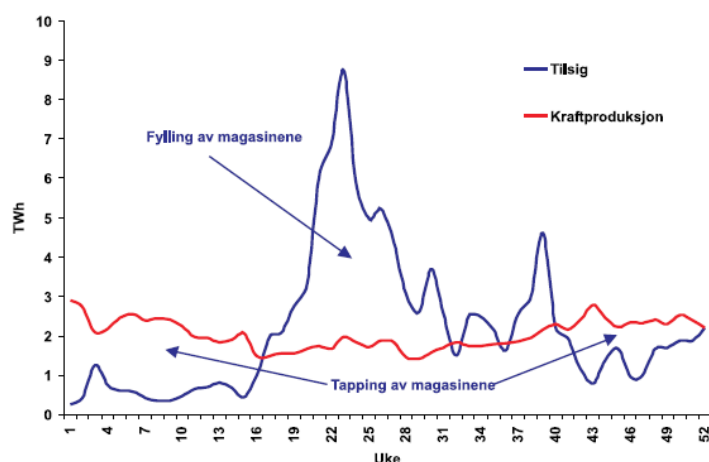
Skal vannmagasinene brukes til en større del av tørrårssikringen, må fyllingsgraden de første ukene av året være høyere enn det vannverdiene tilsier. Dette øker imidlertid flomtapene, siden disse vil være en funksjon av fyllingsgrad og tilsig. Økte flomtap fører til redusert vannkraftproduksjon, og dermed til et lavere samfunnsøkonomisk overskudd.

Sintef har gjennomført flere analyser for å kartlegge hvordan forskjellige magasinrestriksjoner vil påvirke systemet. Her er det lagt til grunn at de samme kravene skal implementeres i alle de norske delområdene. Resultatene fra disse simuleringene har vist at det vil være meget vanskelig å utforme magasinrestriksjoner som ikke reduserer det samfunnsøkonomiske overskuddet. Er man uheldig med utformingen av tiltaket kan man også komme i en situasjon hvor rasjoneringen øker samtidig som det samfunnsøkonomiske overskuddet reduseres [25, s.44].

## 4.3 Andre faktorer som påvirker magasindisponeringen

### 4.3.1 Tilsiget til vannmagasinene

Det Norske kraftsystemet består av 99 % vannkraft. Dette gjør systemet sårbart i forhold til tilsigsvariasjoner. Tilsiget er den vannmengden som renner til magasinene fra et vassdrags samlede nedbørsfelt. Videre skilles det mellom tilsig og nyttbart tilsig. Det nyttbare tilsiget er den vannmengden som vil kunne brukes til vannkraftproduksjon. Hovedutfordringen i forhold til tilsigene er at de varierer fra område til område, fra sesong til sesong og fra år til år. ”De våteste årene har mer enn doblet så mye nedbør som de aller tørreste årene” [20, s.17]. Den normale variasjonen innenfor året er vist i Figur 19. Figuren viser det store tilsiget som inntreffer i forbindelse med snøsmeltingen på våren. Normalt avtar tilsiget utover sommeren, før man får en ny topp på høsten. Deretter går man inn i tappesesongen [20, s.16].



Figur 19: Tilsig av vann og elektrisitetsproduksjon over året [20]

Den store avhengigheten av vannkraften, kombinert med de store variasjonene i det faktiske tilsiget, gjør kraftsystemet avhengig av muligheten for å lagre tilsig fra en periode til en annen. Magasinene i et vannkraftsystem sørger for en utjevning av produksjonen, og virker derfor som en buffer mot varierende tilsig. Tilfeldig kortsiktig svikt i tilsiget fører i første omgang bare til en tilsvarende nedtapping av magasinene. Dette vil bare gi minimal påvirkning av magasinutfyllingen, og dermed vil heller ikke kraftprisen påvirkes i nevneverdig grad [12, s.19].

Dersom svikten i tilsiget fortsetter over en lengre periode, vil fyllingsgraden i magasinene fortsette å falle. Dette vil på sikt føre til reduksjon av vannlagrene, og dermed resultere i at verdien av det gjenværende vann øker. Bakgrunnen for dette er vist i kapittel 3.1 *Vannverdiberegninger*. Denne sammenhengen finner man både i et sentralt styrt og et markedsbasert vannkraftsystem. Den økende vannverdien gjør at man holder tilbake stadig mer vann for senere produksjon. I et markedsbasert system medfører dette at markedsprisen økes, noe som igjen gir forbrukerne incentiv til å redusere sitt forbruk, samtidig som termiske kraftprodusenter får incentiv om å øke produksjonen [12, s.19].

Selv om magasinene ikke tilfører systemet mer energi i en periode med lite tilsig, er muligheten for å lagre vann fra våte til tørre perioder svært viktig. Denne egenskapen er også helt avgjørende for det nordiske kraftsystemets evne til å takle en tørrårsituasjon. Dersom denne muligheten ikke hadde vært der, måtte man dekke inn sviktende tilsig med større grad

av import, forbruksreduksjon og termisk produksjon. Dette ville gi større prissvingninger, og i ytterste konsekvens utkobling av forbruk med høyere nytteverdi. Dette er betydelig mer kostbare tilpasninger enn det magasinkapasiteten representerer [12, s.19].

### 4.3.2 Klimaendringer

Dagens prognoseverktøy benytter tilsigsstatistikk for et vist antall år tilbake. I forholdsvis nær framtid kan imidlertid kraftsystemet bli utsatt for store ytre endringer, for eksempel i form av klimaendringer eller nye utslippsbegrensninger for termisk kraftproduksjon. Dette må i så fall implementeres i prognoseverktøyene, slik at magasindisponeringen tilpasses de nye betingelsene.

Havnivå, temperaturer og nedbørmengder har allerede endret seg i hele verden. Dette stadfestes blant annet i FNs klimapanelers fjerde hovedrapport, som i tillegg slår fast at disse endringene er menneskeskapte. Her vises det også til at endringene går fortere nå enn bare for 50 år siden: *”Den gjennomsnittlige globale temperaturøkningen de siste 50 år er nesten dobbelt så stor som for de siste 100 årene. Fra 1961 til 2003 steg havnivået i gjennomsnitt med 1,8 mm per år, mens den gjennomsnittlige stigningen var på 3,1 mm per år fra 1993 til 2003. Dette viser at klimaendringene skjer stadig raskere.”* [26]

For Norges del er det estimert at klimaendringene vil føre til følgende endringer i nedbør og temperatur [27]:

- ”Årlig nedbørmengde øker med mellom 5 og 20 %, mest langs kysten i sørvest og i nord. Vestlandet. Midt-Norge og Nord-Norge får 20 % mer nedbør”
- ”På Østlandet øker nedbøren høst og vinter med 15 – 20 % ”
- ”Sommeren blir tørrere på Østlandet og Sørlandet med opptil 15 % mindre nedbør”
- ”I hele Norge vil ekstreme nedbørmengder opptre oftere...”
- ”Årlig middeltemperatur i Norge forventes å stige med 2,5 til 3,5 °C de neste 100 årene. Temperaturen stiger mest i innlandet og i nord”
- ”Vinteren blir mildere med minimumstemperaturer 2,5 – 4 °C over dagens nivå, mens sommerens maksimum stiger med 2 -3 °C, mest på Sørlandet”

Disse endringene i klimaet vil i aller høyeste grad påvirke det nordiske kraftsystemet. En rapport fra Sintef Energi Forskning omhandler kraftsituasjonen i Norden i 2010, dersom man legger klimascenarioer som antas å inntreffe i perioden 2071 – 2100 til grunn. De aktuelle scenarioene bygger på klimamodellene HadAM og ECHAM. For referansescenarioet er det benyttet værdata for perioden 1961 til 1990 [28, s.7].

Tabell 5 viser hvordan man forventer at tilsiget vil endre seg som følge av de nye klimaforholdene. Det forventede tilsiget til HadAM-B2 scenariet i 2070 er 5,0 prosent større enn tilsiget i referansescenarioet, mens man for ECHAM scenarioet forventer en tilsigsøkning på 23,8 prosent. Dette tilsvarer en økning på 48,3 TWh. Av denne økning er 22 TWh forventet å komme på vestlandet [28, s.31].

**Tabell 5: Tilsigscenarier for hvert enkelt land, gjennomsnittlige verdier (TWh) [28, s.31]**

Land	Referanse scenario			HadAM-B2			ECHAM-B2		
	vinter	sommer	år	vinter	sommer	år	vinter	sommer	år
Norge	20,6	103,4	124,0	40,7	86,6	127,3	60,0	92,2	152,2
Sverige	12,5	53,5	66,0	21,5	49,9	71,4	30,5	51,2	81,7
Finland	4,1	9,3	13,4	6,0	9,0	15,0	7,5	10,3	17,8
Nord Pool	37,2	166,2	203,4	68,2	145,5	213,7	98,0	153,7	251,7

Ser man på fordelingen mellom sommer- og vintertilsig framgår det av denne analysen at hele tilsigsøkningen vil komme i vinterhalvåret. I sommerperioden er det forventet at tilsiget vil reduseres i alle landene bortsett fra Finland. I referansescenariet er vintertilsiget i Norge 17 prosent av totaltilsiget, mens det i ECHAM-B2 scenariet øker til 39 prosent [28, s.31].

Tabell 6 viser hvordan man forventer at tilsiget vil fordele seg i et tørrår. Denne analysen tar utgangspunkt i 1970 hvor den samlede vannkraftproduksjonen var lavest. I et slikt tørrår reduseres tilsiget i referansescenarioet med 35 TWh eller 17 prosent i forhold til det gjennomsnittlige tilsiget. For HadAM-B2 scenariet er tilsigsreduksjonen på 38 TWh noe som tilsvarer 18 prosent, mens tilsigsreduksjonen for ECHAM-B2 scenariet er på 46 TWh noe som også tilsvarer en reduksjon på 18 prosent [28, s.34]. Dette viser at tilsigsreduksjonen antagelig vil bli større målt i både absoluttverdi og relativt til normaltilsiget, dersom disse klimaanslagene viser seg å være rett. Tilpasses energisystemet til de nye tilsigene, vil man altså kunne få like stor tørrårsproblematikk selv om totaltilsiget har økt betraktelig.

**Tabell 6: Tilsigscenarier for hvert enkelt land, tørrårs verdier (TWh) [28, s.33]**

Land	Referanse scenario			HadAM-B2			ECHAM-B2		
	vinter	sommer	år	vinter	sommer	år	vinter	sommer	år
Norge	14,3	86,6	100,9	30,6	72,2	102,8	43,7	78,7	122,4
Sverige	10,8	47,9	58,7	17,9	45,2	63,1	25,2	46,4	71,6
Finland	3,4	8,4	11,7	5,1	8,1	13,2	6,3	9,3	15,6
Nord Pool	28,5	142,9	171,3	53,6	125,5	179,1	75,2	134,4	209,6

Bakgrunnen for denne problemstillingen vises i Tabell 7. Fordi kraftproduksjonen må følge forbruket er det ikke ventet at produksjonsbildet vil endre seg vesentlig. Dette vil føre til at flomtapet øker betraktelig. For Norden som helhet er det ventet at det årlige flomtapet omtrent dobler seg fra 12,6 TWh i referansescenarioet, til 24,9 TWh i ECHAM-B2. For Norges del er det ventet at den store økningen i tilsig i vinterhalvåret, vil gjøre det mindre nødvendig med fulle vannmagasiner ved inngangen til det som til nå har vært omtalt som tappesesong. Samtidig vil mindre magasinivå være ønskelig for å minimere flomtapene [28, s.34-37].

**Tabell 7: Simulert flomtap for hvert enkelt land, gjennomsnittlige tilsigsverdier (TWh) [28, s.36]**

Land	Referanse scenario			HadAM-B2			ECHAM-B2		
	vinter	sommer	år	vinter	sommer	år	vinter	sommer	år
Norge	0,8	7,4	8,2	3,1	5,6	8,7	7,3	8,9	16,2
Sverige	0,7	2,7	3,4	1,6	3,1	4,7	2,8	4,0	6,8
Finland	0,1	1,1	11,7	0,3	0,7	1,0	0,6	1,3	1,9
Nord Pool	1,6	11,2	23,3	5,0	9,4	14,4	10,7	14,2	24,9

## 5 Simulering med en enmagasinmodell

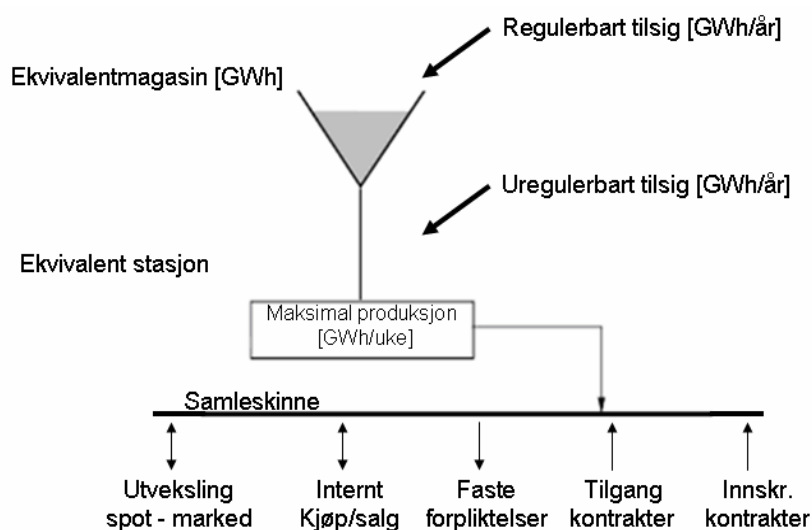
For å vise de prinsipielle sammenhengene mellom enkelte offentlige inngrep i kraftmarkedet og disponeringen av magasinene, er det valgt å benytte en enmagasinmodell. Simuleringene gjøres i programmet Vansim. Bakgrunnen for å velge en forenklet modell, er at det blir lettere å se sammenhenger mellom endringer i inngangsdata og det endelige resultatet. Ulempen med en slik modell er imidlertid at de nødvendige forenklingene av kraftsystemet blir meget omfattende. Dette gjør at resultatene fra simuleringene ikke kan brukes til å kvantifisere effekten av tiltakene på en tilfredsstillende måte.

### 5.1 Vansim

Hensikten med Vansim er å finne forventet verdi av lagret vann som funksjon av magasinfylling og tid, basert på vannverdimetoden. Denne metoden er vist i kapittel 3.1 *Vannverdiberegninger*. Vannverdimetoden er basert på stokastisk dynamisk programmering, noe som gjør det nødvendig med forenkling av vannkraftmodellen for å få akseptable regnetider. Disse forenklingene gjøres ved å aggregere det detaljerte vannkraftsystemet til en enmagasinmodell. I tillegg forenkles systemet ved at alle komponenter i modellen kobles til en samleskinne. Dette prinsippet kalles en ett – områdemodell. En slik forenkling betyr at man må legge til grunn at det ikke er noen overføringsbegrensninger innenfor det modellerte området. I tillegg bør området ha forholdsvis homogene hydrologiske forhold [50]. Dette kapittelet er i all hovedsak referert fra brukerveiledningen for VANSIMTAP [29].

#### 5.1.1 Enmagasinmodellen

En enmagasinmodell er en aggregert modell av et mer detaljert vannkraftsystem. Et eksempel på en slik modell er vist i Figur 20.



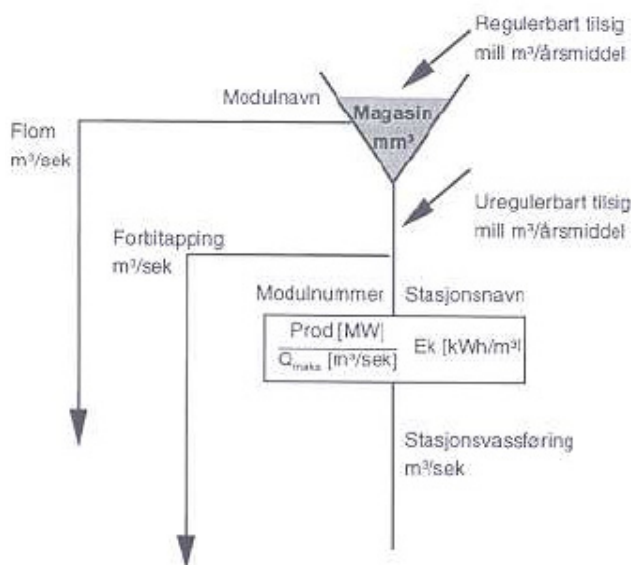
Figur 20: Eksempel på en enmagasinmodell [29]

Ekvivalentmagasinet i figuren finnes ved å summere opp alle magasinene i detaljmodellen. Energien i enkeltmagasinene finnes ved å multiplisere magasinvolumet med den underliggende magasinequivivalenten mot havet. I de tilfellene hvor det ligger restriksjoner på magasinvolumet i detaljmodellen, vil disse overføres til ekvivalentmodellen. For eksempel vil en minimumsmagasinrestriksjon i detaljmodellen, modelleres som en nedre magasingrense i ekvivalentmodellen. Denne måten å overføre restriksjonene fra detaljmodellen til ekvivalentmodellen, gjør at øvre og nedre magasingrense i ekvivalentmodellen kan variere fra uke til uke. Det er også viktig å merke seg at magasingrensene i et ekvivalentmagasin er absolutte, og dermed ikke kan brytes.

Ekvivalentstasjonen i Figur 20 finnes ved å summere maksimum produksjon for hver stasjon. Dersom det er restriksjoner på stasjonsvannføringer i detaljmodellen, representeres disse som øvre og nedre produksjonsgrense i enmagasinmodellen. Dette gjør at øvre og nedre produksjonsgrense kan variere fra uke til uke.

### 5.1.2 Vannkraftmodellering

For å finne den aggregerte modellen av vannkraftsystemet tar man utgangspunkt i et mer detaljert system. I Vansimtap og Samkjøringsmodellen modelleres dette ved hjelp av standard vannkraftkomponenter. Disse består av: ”et magasin, en stasjon, tilsig og vannveier for hhv. Stasjonsvannføring, forbitappet vann og flomvann.” En slik modul er vist i Figur 21.



Figur 21: Vannkraftmodul i Vansimtap og Samkjøringsmodellen

I denne modulen beskrives magasinet ved hjelp av sitt volum. I noen tilfeller må det også defineres magasinkurver sammen med utløpskote og midlere fallhøyde. Dette er nødvendig blant annet for å korrigere produksjonen i forhold til endringer i fallhøyde. Videre beskrives stasjonene ved sin tappekapasitet og energiekvivalent. Modelleringen tar også hensyn til to typer tilsig. Den første typen er det regulerede tilsiget. Dette er tilsig som kan lagres i magasinet. Det andre tilsiget kalles uregulert tilsig. Dette er tilsig direkte til stasjonen og det kan derfor ikke lagres. De forskjellige vannkraftmodulene i et vassdrag knyttes sammen ved at det angis hvilke andre moduler stasjonsvannføringen, forbitappingen og flomvannet går til.



### 5.1.3 Markedsdata

Kontraktstypene i Vansim kan deles i faste kontraktsforpliktelser og et eget prisavhengig marked.

#### Faste kontraktsforpliktelser

Denne type forbrukskontrakter har forutbestemt volum og uttaksprofil. Uttaket er dermed definert uke for uke, gjerne basert på tidligere forbruk. For å beskrive uttaksfordelingen i programmet, benyttes relative ukeverdier. Disse verdiene leses inn for de 52 første ukene, mens eventuelt resterende uker i simuleringen fylles ut av programmet. Dette betyr at uttaksprofilen ikke endres fra år til år. De relative ukeverdiene brukes til å fordele energien mellom ukene gjennom året, og det er derfor kun det innbyrdes forholdet mellom dem som har betydning.

Kontrakter med forutbestemt uttak kan gjøres prisavhengige i modelleringen. Prisavhengigheten til forbruket er relevant fordi det meste av elektrisitetsforbruket nå handles på vilkår som på en eller annen måte er knyttet til kraftprisen. Dette gjør at forbruket som helhet påvirkes av kraftprisen. For å gjøre gjengivelsen i modellen mest mulig korrekt i forhold til det systemet som modelleres må derfor denne priselastisiteten modelleres. I programmet Vansim er det imidlertid kun de faste kontraktene som kan gjøres prisavhengige.

Prisavhengigheten kan beskrives på to måter. Den første måten er ved en stykkevis lineær kurve. Lastens prisavhengighet gis da av sammenhengen mellom beregnet kraftverdi i øre/kWh og kraftforbruket i prosent av normalforbruket. Den andre beskrivelsen er ved bruk av en potensfunksjon. Denne funksjonen er vist i ligning 8.

$$W = \left(\frac{P}{P_n}\right)^e \quad (8)$$

W:	Forbruk i prosent av normalforbruket
P:	Kraftverdi (øre/kWh)
P <sub>n</sub> :	Kraftverdi som gir normalforbruket (øre/kWh)
e:	eksponent

I Norge benyttes forholdsvis mye elektrisitet til oppvarming vinterstid. Dette gjør at totalforbruket av elektrisitet påvirkes av utetemperaturen. Samtidig er det ofte i år med lite nedbør at temperaturen er lavest, og dermed forbruket høyest. Dette gjør at en troverdig systembeskrivelse må ta hensyn til sammenhengen mellom temperatur og forbruk. For et forutbestemt uttak er det derfor mulig å temperaturkorrigere lasten når man benytter Vansim. Man har også anledning til å benytte flere temperaturserier og vekte disse innbyrdes. Det er da den vektete temperaturserien som benyttes til korrigerings av lasten. Dette gir større mulighet for å tilpasse temperaturkorrigeringen til det aktuelle området som skal simuleres.

Den siste kategorien innenfor de faste kontraktsforpliktelsene er referanselaster. En referanselast er ikke en kontrakt, og den inngår derfor ikke i beregningen av fastkraft eller rasjoneringsmengde. Referanselasten benyttes for å gi en mengdebeskrivelse for krafttyper hvor den maksimale omsetningsmengden kan variere fra uke til uke. Den store variasjonen i uttaket gjør det mer hensiktsmessig å referere uttaket til en gitt forbrukskontrakt. Alternativet vil være å legge inn kontrakter med tidsperioder helt ned i en uke.

## Prisavhengige kontrakter

Det prisavhengige markedet beskrives av kontrakter hvor forbruket kobles ut og inn avhengig av spotprisen. Hovedtypene av kontrakter i denne kategorien er import og eksport, referanselast for kjelkraft, gjenkjøp av kontrakter og rasjonering. I tillegg leses varmekraft inn under dette alternativet, selv om dette ikke betraktes som en kontrakt.

Import- og eksportkontraktene er definert som kategori kjøp og salg. Her angis pris og mengde for det ønskede antallet delperioder. Dersom man ønsker å øke eller redusere mengdene i alle delperiodene kan man endre referanseverdien for denne spesifikke kontrakten. For en referanselast beskrives uttaket av last uke for uke. Dette gjør at man kan bruke denne til å beskrive maksimum og minimums omsetningsmengde for en eller flere utkoblbare kontrakter.

Innenfor de prisavhengige kontraktene finner man også mulighet for rasjonering og gjenkjøpskontrakter. Benytter man den innlagte funksjonen for rasjonering i programmet, kan man angi tre rasjoneringspriser for henholdsvis laveste rasjoneringspris, rasjoneringspris ved 10 prosent rasjonering og rasjoneringspris ved 25 prosent rasjonering. Programmet genererer da en rasjoneringskurve bestående av åtte trinn. Formen på kurven tar utgangspunkt i rasjoneringskurven fra tørrårskomiteen. Gjenkjøp av kontrakter kan i denne sammenhengen sees på som en mild form for rasjonering. Denne kontraktstypen gjør at man innenfor et gitt tidsrom, ved et vist prisnivå, kjøper tilbake en prosentvis andel av forbrukskontraktene. Dersom andelen tilbakekjøpt kraft settes til 100 prosent, får man tilsvarende virkning som ved rasjonering.

## Varmekraft

Et varmekraftverk modelleres i Vansim som en prisavhengig tilgang. Dette betyr at varmekraftverket beskrives med den forventede produksjonskapasiteten og tilhørende driftsavhengige kostnad. Disse kostnadene består i all hovedsak av brenselkostnader. Ved en slik modellering antar man at brenselet kan kjøpes etter behov. For den aktuelle perioden angis den planlagte kapasiteten i MW og den tiden man forventer at enheten vil være i drift. Videre angis prisen det er aktuelt å produsere for.

### 5.1.4 Tilsig

Vansim baserer simuleringene på tidligere observerte tilsig til det norske kraftsystemet. Man må derfor lese inn de tilsigsseriene man ønsker å benytte. Videre vektet tilsigsalternativene av programmet. Dette gjøres for å få en bedre representasjon av tilsiget over en lengre periode. Dersom man kun simulerer med de opprinnelige tilsigene, vil sannsynligheten for å få middelveien bli alt for stor, noe som vil gi for lite fokus på de ekstreme situasjonene.

## 5.2 **Datasettet som er benyttet i enmagasinsimuleringene**

Det opprinnelige datasettet som ligger til grunn for denne delen av oppgaven, beskriver det norske kraftsystemet i 1990. Både kraftbalansen og markedsforholdene har endret seg betraktelig fra den gang, og det har derfor vært behov for å gjøre betydelige oppdateringer av datasettet. Det har vært en utfordring å finne fornuftige verdier for en del av inngangsparametrene til simuleringprogrammet, og det har derfor vært nødvendig å gjøre noen forenklinger av datasettet. Det understrekes derfor at det datasettet som ligger til grunn for simuleringene i denne delen av oppgaven, ikke kan brukes til å kvantifisere effekten av aktuelle tiltak. Det kan imidlertid brukes til å vise prinsipielle sammenhenger mellom ulike tiltak og hvordan tiltakene påvirker disponering av vannmagasinene.

### 5.2.1 **Styreparametere og tilsigsdata for simuleringene**

I simuleringene er det valgt å stille opp data for et år. Videre er det valgt å beregne vannverdier for en periode fra uke 1 til 52 det aktuelle året. Denne tidsperioden er også valgt som simuleringperiode.

Den aktuelle tilsigsstatistikken går over 50 år, fra 1931 til 1980. Startmagasinet i første uke som simuleres, er i datasettet fra 1990 satt til 52 700 GWh. Magasinkapasiteten dette året var på 79 056 GWh, noe som gir en magasinfylling ved første uke i simuleringen på 66,7 prosent [51, s.21]. Ved utgangen av 2006 er den totale magasinkapasiteten beregnet til 84 300 GWh [18, s.17]. En magasinfylling på 66,7 prosent tilsvarer da 56 200 GWh. Medianen for årene 1990 til 2007 er en fyllingsgrad på omtrent 70 prosent ved inngangen til det nye året. Det er likevel valgt å sette startmagasinet til 56 200 GWh, slik at fyllingsgraden i prosent er den samme som i 1990. Beregningene er vist i vedlegg A1.

### 5.2.2 **Magasin og stasjonsdata**

Øvre magasingrense i datasettet finnes som forklart i kapittel 5.1.1 *Enmagasinmodellen*. Denne framgangsmåten gjør at magasingrensen endres fra uke til uke. Det er det valgt å skalere opp verdiene i det opprinnelige datasettet, slik at den uken med høyest magasingrense i 1990 får 84 300 GWh som øvre magasingrense i 2007 [18, s.17] De nye verdiene er vist i vedlegg A2.

For det norske kraftsystemet antok Statnett at en total magasinfylling på 12 -14 prosent for landet som helhet, ville være nedre grense for å sikre tilstrekkelig effekt våren 2003 [37, s.29]. Denne prosentsatsen vil imidlertid variere etter hvilke områder som har lavest magasinfylling i den gitte situasjonen. Bakgrunnen for denne problemstillingen er at magasinene ikke vil tappes likt, og at man kan oppleve situasjoner der den lokale produksjonen ikke er tilstrekkelig på grunn av mangel på vann, samtidig som overføringskapasiteten inn til det aktuelle området ikke er stor nok til å kompensere for den manglende produksjonen.

Produsentene i det norske kraftsystemet har ikke noe oppdeckningsplikt i dagens kraftmarked, og det stilles derfor ikke noe krav for å sikre at magasinene ikke går tomme for vann. I denne modellen er det likevel valgt å sette en nedre grense. Bakgrunnen for dette er at Statnett må gripe inn med forbruksreducerende tiltak for å sikre tilstrekkelig effekt dersom fyllingsgraden

blir for lav. I det opprinnelige datasettet er differansen mellom høyeste og laveste fyllingsgrad så stor at det ikke er mulig å skalere opp de opprinnelige verdiene. Det er valgt å sette nedre grense for fyllingsgrad i uke 1 til 30 prosent, i uke 18 til 10 prosent, i uke 33 til 30 prosent og i uke 52 til 30 prosent.

Øvre produksjonsgrense i datasettet finnes som forklart i kapittel 5.1.1 *Enmagasinmodellen*. På samme måte som for magasinrensene kan denne endres fra uke til uke. Den samlede generatorytelsen i det norske vannkraftsystemet har økt fra 26 747 MW i 1990 [51, s.7], til 28 300 MW ved utgangen av 2006 [20, s.20]. Det er valgt å skalere opp den øvre produksjonsgrensen i datasettet med den samme faktoren som observeres i økningen av installert effekt. Denne tilnærmingen er forholdsvis unøyaktig, fordi det forutsettes at kapasitetsøkningen er jevnt fordelt over alle produksjonsanleggene. Det er likevel ikke funnet hensiktsmessig å finne mer detaljerte verdier fordi dataene skal brukes i en enmagasinmodell, og fordi andre deler av datasettet har enda lavere detaljeringsgrad. De nye verdiene er vist i vedlegg A3.

Det er valgt å holde nedre produksjonsgrense uendret. Dette gjør at simuleringene ikke vil ta hensyn til reguleringsbestemmelser som har kommet etter 1990. Dette kan for eksempel være endringer i krav til minstevannføring.

### 5.2.3 Faste kontrakter

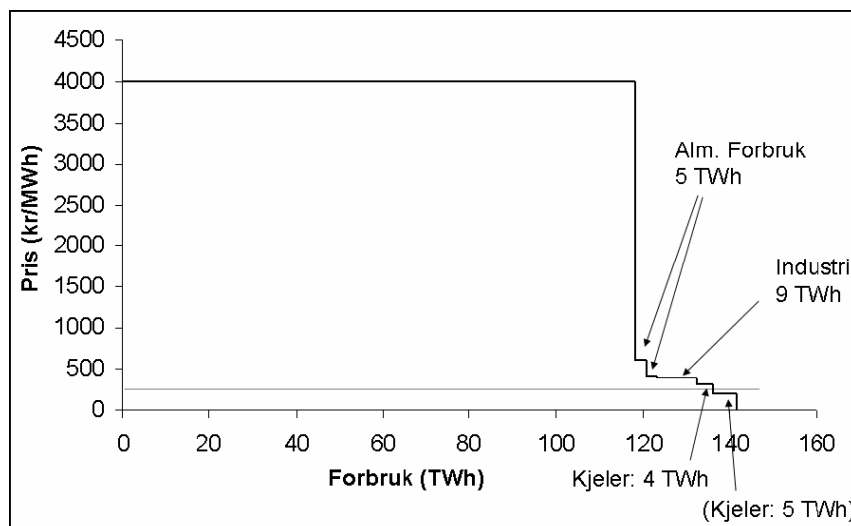
Det temperaturkorrigerede bruttoforbruket i alminnelig forsyning var 88 397 GWh i 2006. Tilsvarende er bruttoforbruket i kraftintensiv industri på 32 813 GWh det samme året. For alminnelig forsyning var dette en økning fra 2005, mens forbruket i kraftintensiv industri har falt det siste året [52, s.1]. Det er valgt å benytte disse verdiene som utgangspunkt i simuleringene. Det kan argumenteres for at det er for snevert å ta utgangspunkt i forrige års forbruk. Et alternativ vil være å finne den underliggende trenden i forbruket, og basert på dette estimere forbruksutviklingen framover. Dette er imidlertid vurdert til å være lite hensiktsmessig siden det er et forholdsvis omfattende arbeid, i tillegg til at feilmarginen for et slikt estimat er forholdsvis stor.

Det er valgt å holde uttaksprofilen over året for disse kontraktstypene uendret. Bakgrunnen for dette er at forbruksprofilen ikke har endret seg vesentlig de siste 15 årene.

For å temperaturkorrigere det alminnelige forbruket, er det valgt å benytte temperaturkorrigeringsserien 9003 – A fra Hydark arkivet. Denne serien omfatter i utgangspunktet bare området rundt Oslo, men det er likevel valgt å vekte den 100 prosent. En slik forenkling gir større feilmargin for simuleringene. Det er likevel vurdert til å være tilstrekkelig nøyaktig siden mye av det alminnelige forbruket er i østlandsområdet. I tillegg har simuleringer basert på en enmagasinmodellen i utgangspunktet forholdsvis stor feilmargin.

I denne modellen er det valgt å basere priselastisiteten for alminnelig forbruk og kraftintensiv industri på beregninger Statnett gjorde i forbindelse utarbeidelsen av SAKS – rapporten i 2005. Man tar der utgangspunkt i et maksimalt forbruk i Norge på 142 TWh i 2010, hvor 5 TWh av dette er kjelkraft som kun er i drift ved svært lave kraftpriser. Av det gjenværende forbruket anslår Statnett at 18 TWh vil være prisfølsomt. En forutsetning for denne elastisiteten er vedvarende høye priser, med en tidshorisont på over et år.

Priselastisitetsskurven er vist i Figur 22. Ved en pris på 31 øre/kWh, er det forventet at ytterligere 4 TWh kjelkraft kobles ut. I industrien synker forbruket 9 TWh dersom prisen blir over 40 øre/kWh, mens det alminnelige forbruket er antatt å reduseres med 5 TWh ved priser opptil 62 øre/kWh. Statnett presiserer at disse beregningene bygger på forholdsvis konservative forutsetninger, noe som tilsier at den forutsatte prisfølsomheten med stor sannsynlighet vil være reell i en svært anstrengt kraftsituasjon [38, s.34]. Disse beregningene er gjort for det norske kraftsystemet i 2010. Usikkerheten omkring verdiene er imidlertid stor, og det antas derfor at nøyaktigheten ikke blir vesentlig dårligere, selv om verdiene benyttes i en modell av kraftsystemet i 2007.



Figur 22: Antatt prisfølsomhet i forbruket [16, s.10]

En svakhet med denne måten å modellere prisfølsomhet på, er at hele reduksjonen kommer i det øyeblikket prisen når et bestemt trinn. I virkeligheten vil det meste av elastisiteten vise seg når prisene holder det vilkårlige nivået over en lengre periode. Dette fører til at lastreduksjonen i modellen vil opptre for tidlig i forhold til det som observeres i virkeligheten.

I modellen er prisfølsomheten i alminnelig forsyning modellert som prisavhengighet i den faste kontrakten, mens prisfølsomheten i kraftintensiv industri er modellert som prisavhengige gjenkjøpskontrakter. Grunnen til denne forskjellen er ønsket om manuell kontroll over det de forskjellige utkoblingstrinnene for kraftintensiv industri. Dette oppnår man ved å spesifisere trinnene i gjenkjøpskontrakter.

#### 5.2.4 Prisavhengige kontrakter

De største utfordringene i forhold til å etablere et oppdatert datasett, finnes i denne kontraktsgruppen. Bakgrunnen for dette er at modellen fra 1990 baserer seg på import og eksport til våre naboland på bakgrunn av preferansekurver. Innføringen av et fellesnordisk marked har imidlertid ført til at denne tankegangen er avløst av et åpent marked med en systempris. Dette gjør det vanskelig å finne hvilke kraftpriser som gir flyt av elektrisitet den ene eller andre veien mellom de forskjellige landene. På samme måte er det vanskelig å finne hvilke import- og eksportvolumer de forskjellige kraftprisene fører til.

## Import- og eksportkontrakter

Den gjennomsnittlige importen til Norge er beregnet til 35 GWh/uke for perioden 1985 til 1990. I den samme perioden var den gjennomsnittlige eksporten på 150 GWh/uke, noe som gav en betydelig nettoeksport [6, s.46]. Bakgrunnen for dette var kombinasjonene av høy tilsig og et overdimensjonert kraftsystem i Norge. Importen til Norge har økt betraktelig siden den gang, og er for perioden 2001 til 2007 funnet til å være 165 GWh/uke. Eksporten har imidlertid ikke økt tilsvarende i perioden. Den er funnet til å være 158 GWh/uke i perioden 2001 til 2007 [54]. Dette viser at det norske kraftsystemet har gått fra en situasjon med netto eksport til netto import. Kombinasjonen av denne endringen og den nye måten å organisere markedet på, gjør at endringene av datasettet er beheftet med betydelig usikkerhet på dette området.

En skalering av kontraktsvolumene basert på endringen i gjennomsnittlig import og eksport, gav en totalimport som viste seg å være større enn systemets fysiske importkapasitet. På bakgrunn av dette ble det valgt å skalere opp kontraktsvolumene slik at summen av kontraktene tilsvarer den maksimale import- og eksportkapasiteten.

Prisnivået i import- og eksportkontraktene har også økt vesentlig i denne perioden. På starten av 1990 - tallet ble kraft omsatt gjennom samkjøringen til en gjennomsnittspris på omtrent 10 øre/kWh. Den varierte imidlertid fra 0,39 øre/kWh og opp til 20 øre/kWh [6, s.41] [51, s.43]. I Oslo har kraftprisen de fire siste årene variert mellom 10 øre/kWh og i overkant av 60 øre/kWh, med en snittpris på 29,2 øre/kWh. Den gjennomsnittlige 12 måneders spotprisen i Oslo har også steget fra omtrent 10 øre/kWh i 2001 til 40 øre/kWh ved slutten av 2006 [18, s.39].

### *Utvekslingen mellom Norge og Sverige*

En sammenligning av systempris og lastflytvariasjon gjennom hele 2006, viser at import og eksportkapasiteten mot Sverige periodevis kjøres opp mot full belastning, selv om prisene må anses å være innenfor et normalt område. Dette vises i vedlegg A4. I kapittel 2.2.3 oppgis importkapasiteten til Norge fra Sverige til 3150 MW. Eksportkapasiteten fra Norge til Sverige er på 3350 MW. På bakgrunn av dette ville det vært hensiktsmessig å skalere opp det opprinnelige datasettet, slik at det samlede kontraktsvolumet både for import og eksport får en maksimalverdi i overkant av 3000 MW.

I et tørrår vil imidlertid importmuligheten fra Sverige erfaringsvis bli omtrent halvert. Bakgrunnen for dette er at et tørrår påvirker produksjonen i vannkraftsystemene som i hovedsak finnes i Norge og Sverige, og til en viss grad i Finland. Et tørrår gjør derfor at produksjonen i disse landene faller, og importbehovet i hele området øker. For Norge blir det en særlig utfordring, fordi mye av importen enten kommer fra Sverige eller transporteres gjennom Sverige. I en slik situasjon vil det kunne oppstå perioder hvor det svenske nettet ikke er sterkt nok til å tåle den eksporten til Norge som man i utgangspunktet ønsker [16, s.9]. Denne oppgaven omhandler primært svært anstrengte kraftsituasjoner, og det er derfor valgt å benytte en preferansekurve hvor importkapasiteten fra Sverige settes til det halve av hva som er fysisk mulig. For eksport fra Norge har man ikke samme erfaring som for import. En grunn til dette kan være at prisene i Norge i en tørrårssituasjon blir så høye, at eksporten uansett begrenses av kontraktene. De nye verdiene vises i vedlegg A5 og A6.

Importkontraktene fra Sverige til Norge i det opprinnelige datasettet, hadde en prisvariasjon fra 9 øre/kWh til 40 øre/kWh. Dette tilsvarer en spredning fra en pris omtrent 10 prosent under gjennomsnittspris, til omtrent det dobbelte av registrert maksimalpris i perioden. På bakgrunn av dette er det valgt å skalere kontraktene, slik at prisvariasjonen i det oppdaterte datasettet varierer fra 26 øre/kWh, tilsvarende 10 prosent under gjennomsnittlig pris de siste årene, opp til 120 øre/kWh. De nye verdiene vises tabell 4 i vedlegg A5.

For eksportkontraktene fra Norge til Sverige, var prisvariasjonen i det opprinnelige datasettet fra 4 øre/kWh til 14 øre/kWh. Disse prisene reflekterer at det norske systemet hadde en klar overkapasitet, og dermed stor eksport selv med lave priser. Siden dette har endret seg, er det valgt å øke prisene for eksportkontraktene opp til et nivå mer lik det som benyttes for importkontraktene. For det oppdaterte datasettet er prisvariasjonen for eksportkontraktene fra 26 øre/kWh til 91 øre/kWh. De nye verdiene vises tabell 7 i vedlegg A6.

### *Utvekslingen mellom Norge og Danmark*

I kapittel 2.2.3 er det vist at kapasiteten på linjene mellom Danmark og Norge er 1000 MW uavhengig av retningen på lastflyten. Danmark har ingen vannkraftproduksjon, og påvirkes derfor i mindre grad av sviktende nedbør. Dette gjør at importkapasiteten fra Danmark ikke reduseres i en tørrårssituasjon. Det er derfor valgt å skalere importkontraktene fra Danmark til Norge slik at hele overføringskapasiteten benyttes ved tilstrekkelig høye priser. Dette er vist i tabell 5 i vedlegg A5. For eksportkontraktene er det valgt å følge samme framgangsmåte. Dette er vist i tabell 8 i vedlegg A6.

Prisvariasjonen i importkontraktene for det opprinnelige datasettet var fra 14 øre/kWh til 30 øre/kWh. Dette er økt til mellom 26 øre/kWh og 56 øre/kWh. For eksportkontrakten er variasjonen økt fra mellom 7 øre/kWh og 13 øre/kWh, til mellom 26 øre/kWh og 48 øre/kWh.

### *Utvekslingen mellom Norge og Finland*

Fra kapittel 2.2.3 ser man at kapasiteten mellom Norge og Finland er på 100 MW uavhengig av retning på lastflyten. I denne kontrakten skilles det heller ikke mellom normale og tørre år. Prisen for import varierte i det opprinnelige datasettet fra 9 øre/kWh til 15 øre/kWh. Dette er endret i det oppdaterte datasettet til mellom 26 øre/kWh og 41 øre/kWh. Dette er vist i tabell 6 vedlegg A5.

Eksporten til Finland er også tilpasset overføringskapasiteten i linjen. Samtidig er prisene endret fra en variasjon mellom 8 øre/kWh og 11 øre/kWh, til en variasjon mellom 26 øre/kWh og 36 øre/kWh. Dette er vist i tabell 9 vedlegg A6.

### *Utvekslingen mellom Norge og Russland*

Importkapasiteten til Norge fra Russland er 30 MW. Denne antas å være upåvirket av tilsigssituasjonen, og full kapasitet antas utnyttet fra en pris på 26 øre/kWh og oppover. Dette er vist i tabell 6 i vedlegg A5.

### **Kjelkraft og varmekraft**

Oppdateringene av kjelkraftkontraktene baserer seg på notatet ”Oppdatering av markedsbeskrivelsen i Samkjøringsmodellen” [53, s.3-5]

For varmekraften er det valgt å forenkle det opprinnelige datasettet en del. Den totale varmekraften i Norge er anslått til å være å 0,5 TWh/år ved 20 øre/kWh og ytterligere 0,5 TWh ved 40 øre/kWh. Videre er det valgt å inkludere produksjonen på Kårstø. Den oppdaterte modellen forutsetter full tilgjengelighet av 420 MW fra gasskraftverket uansett elektrisitetspris hele året, bortsett fra en vedlikeholdsperiode på 4 uker om sommeren. En slik modelleringen forutsetter at gassleveransen er spesifisert uke for uke.

### **Flomkraft**

I det opprinnelige datasettet er flomkraften priset til 1,5 øre/kWh. Det er valgt å beholde denne verdien i den oppdaterte modellen [53, s.5]



## **5.3 Gjennomførte simuleringer med enmagasinmodellen**

### **5.3.1 Endring av rasjoneringspris**

I kapittel 4.2.1 er det argumentert for at rasjoneringsprisen i en svært anstrengt kraftsituasjon vil påvirke prisdannelsen i hele vannmagasinet, og dermed også alvorlighetsgraden av en eventuell knapphetssituasjon. For å vise denne sammenhengen er det gjennomført flere simuleringer i enmagasinmodellen. Det er også lagt vekt på hvordan vannverdien i hele perioden påvirkes av valget av rasjoneringspris.

Rasjoneringen er modellert som siste trinnet i priselastisitetsskurven for alminnelig forbruk og som gjenkjøpskontrakter for kraftintensiv industri. Det er benyttet syv nivåer på dette trinnet: 120 øre/kWh, 150 øre/kWh, 200 øre/kWh, 300 øre/kWh, 500 øre/kWh, 750 øre/kWh og 1000 øre/kWh. Når det aktuelle prisnivået nås, reduseres forbruket tilstrekkelig til å skape balanse mellom tilbud og etterspørsel. Rasjoneringen kan derfor om nødvendig, redusere forbruket til null. I praksis vil rasjoneringsprisen, slik det er tenkt i denne oppgaven, tilsvare det prisnivået hvor myndighetene griper inn i markedet, og tvangsreduserer forbruket til enkelte forbrukere. Dette vil sikre tilstrekkelig energi til de resterende forbrukerne til en myndighetsbestemt pris.

### **5.3.2 SAKS – tiltak**

Statnett har denne vinteren implementert de to nye SAKS - tiltakene som omtalt i kapittel 4.2.2 *Tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner*. Disse tiltakene er opsjoner i forbruk og reservekraftproduksjon. Det er imidlertid elementer ved disse tiltakene som i gitte situasjoner kan virke uheldig på den generelle magasindisponeringen. Det hersker derfor usikkerhet i forhold til i hvor stor grad disse tiltakene vil være til hjelp i en svært anstrengt kraftsituasjon. For å vise hvordan disse tiltakene påvirker den ordinære magasindisponeringen, og hvor godt de virker i en svært anstrengt kraftsituasjon, er det gjennomført flere simuleringer. Simuleringene er gjennomført med de aktuelle tiltakene hver for seg, og med begge tiltakene implementert i samme modell. Bakgrunnen for dette er å avdekke i hvor stor grad de påvirker hverandre.

Det er valgt å sette rasjoneringsprisen til 300 øre/kWh i disse simuleringene, noe som i praksis betyr at dette er den høyeste kraftprisen man kan oppnå. Før det oppstår en saks - situasjon kan man ikke vite ved hvilket prisnivå myndighetene vil gripe inn, men det anses som sannsynlig at det vil bli iverksatt tiltak på dette nivået, dersom det holdes over en lengre tidsperiode. En rasjoneringspris på 300 øre/kWh har også blitt lagt til grunn i tilsvarende simuleringer som tidligere er utført ved Sintef Energiforskning [25].

#### **Opsjoner i forbruk**

Opsjoner i forbruk er i denne delen av oppgaven modellert som en egen gjenkjøpskontrakt rettet mot kraftintensiv industri. Statnett har inngått avtale om frivillig tilbakekjøp av maksimalt 890 GWh kraft gjennom denne type kontrakter [46].

For å kunne benytte seg av disse kontraktene, er det imidlertid en rekke kriterier som må oppfylles. Blant annet må sannsynligheten for rasjonering være over 50 prosent [46]. Slike kriterier er det vanskelig å modellere, og det derfor valgt å ta utgangspunkt i kraftprisen.

Siden rasjoneringsprisen er satt til 300 øre/kWh, er det antatt at ettersom sannsynligheten for rasjonering øker vil prisen nærme seg dette nivået. På bakgrunn av dette er det valgt å sette en kraftpris på 225 øre/kWh som nedre prisgrense for å kunne benytte disse kontraktene.

Det er også gjort simuleringer med lavere grenseverdi for kontrakten. Dette gjør det mulig å vise hva som skjer dersom man griper inn i markedet på ett tidligere tidspunkt. For alle kontraktene er uttaksperioden begrenset til å gjelde fra uke 1 til uke 20 i det aktuelle året.

### **Reservekraftproduksjon**

Det andre SAKS – tiltaket som blir implementert i begynnelsen av 2008, er reservekraftverk. Statnett undertegnet i desember 2006 en intensjonsavtale om kjøp av 300 MW reservekraft. Halvparten av denne effekten skal være klar til drift på Tjellbergodden 1. januar 2008. Den resterende effekten skal være tilgjengelig senere samme vinter. Lokaliseringen av denne blir på Nyhamna i Aukra kommune [48].

I denne oppgaven er dette tiltaket modellert som et varmekraftverk som leverer 300 MW i perioden fra uke 1 til uke 20. Dette tilsvarer en maksimal energimengde på 1008 GWh. Tilgjengeligheten for kraftverket i denne perioden er satt til 100 prosent. Kriteriet for bruk av tiltaket er imidlertid like strengt som for bruk av opsjoner i forbruk. På bakgrunn av dette er det også for dette tiltaket satt et krav om at kraftprisen må overstige 225 øre/kWh før aggregatene startes opp.

På samme måte som for opsjonene i forbruk, er det også gjort simuleringer med lavere grenseverdi for dette SAKS – tiltaket.

### **5.3.3 Strengere regulering av vannmagasinene i Midt-Norge**

I en enmagasinmodell er det ikke mulig å lokalisere ett tiltak på regionnivå. Det er derfor valgt å kun simulere dette i Samkjøringsmodellen.

## 6 Simulering med en flermagasinmodell

Forenklingene som ligger til grunn for en enmagasinmodell, gjør at den er uegnet til å kvantifisere effekten av de aktuelle inngrepene. Det er derfor valgt å benytte en flermagasinmodell for gjøre økonomiske og energimessige vurderinger av de aktuelle tiltakene. Disse simuleringene gjøres i Samkjøringsmodellen.

### 6.1 Samkjøringsmodellen

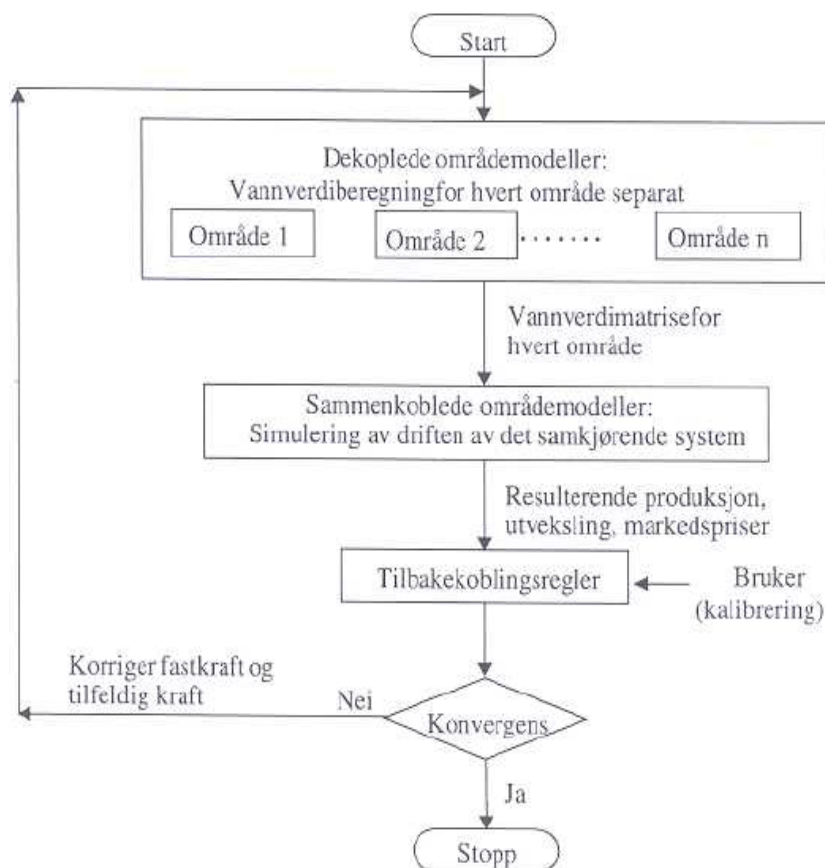
Utviklingen av Samkjøringsmodellen startet ved Sintef Energiforskning tidlig på 1970 – tallet. Programmet er utviklet for å optimalisere driften av et hydrotermisk kraftsystem, der vannkraften står for en betydelig del av energiproduksjonen. Målet er å optimalisere bruken av vannressursene i forhold til usikre framtidige tilsig, termisk produksjon, energi- og effekt behov, i tillegg til handel internt og mellom områder i modellen [50]. I brukerveiledningen til Samkjøringsmodellen er dette uttrykt på følgende måte: ”*Samkjøringsmodellen er en markedssimulator som optimaliserer utnyttelsen av hydrotermiske system (basert på vannverdimetoden) sett i lys av tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft*” [30]. I tillegg tar programmet hensyn til overføringsbegrensninger og hydrologiske forskjeller mellom store områder eller regionale undersystem. Kapittelet er i all hovedsak referert fra brukerveiledningen for Samkjøringsmodellen [30].

#### 6.1.1 Flerområdemodell

Samkjøringsmodellen er en flerområdemodell. Med dette menes det at den består av flere delområder som kobles sammen elektrisk ved hjelp av overføringslinjer. Et slikt delområde tilsvarer et område som simuleres i en ett – områdemodell slik det er beskrevet i kapittel 5.1 *Vansim*.

Grunnen til at man velger å dele kraftsystemet inn i delområder er ønske om større nøyaktighet i simuleringene. En stor ett – områdemodell er mer unøyaktig enn flere mindre ett – områdemodeller. Forskjellen i nøyaktighet kommer av at man må forenkle vannkraftmodellen for å oppnå akseptable regnetider for beregning av de forventede vannverdiene. Grunnen til at det kreves forenklinger av vannkraftmodellen, er at man finner den forventede verdien av vannet basert på vannverdimetoden beskrevet i kapittel 3.1 *Vannverdiregninger*. Denne metoden baserer seg på stokastisk dynamisk programmering, noe som forutsetter den sterke forenkling av måten vannkraften modelleres på. Innenfor hvert delområde må vannkraftsystemet aggregeres, slik at man får ett ekvivalent magasin og en ekvivalent stasjon. Dette er beskrevet i kapittel 5.1 *Vansim*. Andre fordeler med å benytte en flerområdemodell, er at man kan modellere overføringsbegrensninger i nettet og hydrologiske forskjeller på en bedre måte.

Dersom systemet består av mer enn to delområder med vannkraft, gir imidlertid selv den forenklete ekvivalentmodellen av vannkraften innenfor hvert enkelt delområde, uakseptable regnetider ved stokastisk dynamisk programmering. På bakgrunn av dette deles prosessen inn i flere mindre oppgaver, slik det er vist i Figur 23.



**Figur 23: Vannverdiberegning i Samkjøringsmodellen**

Figuren viser at vannverdiberegningene gjøres dekkoblet for de forskjellige delområdene. Verdien av det lagrede vannet i ett område, påvirkes imidlertid av hvordan situasjonen er i andre områder som er koblet til det samme kraftsystemet. Dette gjør at hvert enkelt delområde må tilføres informasjon om situasjonen i de andre delområdene. Disse koblingene taes det derfor: ...”hensyn til i en iterasjonsprosess der de beregnede vannverdier gir beslutningsgrunnlaget for en etterfølgende simulering av det sammenkoblede systemet.” [30]

Vannverdiene som ble funnet i strategidelen av programmet, benyttes videre i en detaljert simulering av et gitt antall historiske tilsigsår. I disse simuleringene tas det beslutninger for disponeringen av tilgjengelig vann i hvert enkelt delområde for hver uke i simuleringsperioden. Beslutningene fra denne delen av programmet taes på områdenivå. Dette betyr at de gjelder disponeringen av hvert områdes aggregerte vannkraftmodell.

## 6.1.2 Modellering av det elektriske systemet

### Vannkraftmodellering

Modelleringen av vannkraften er lik som for enmagasinmodellen. Hvordan dette gjøres er beskrevet i kapittel 5.1.2 *Vannkraftmodellering*.

### Markedsdata

Modelleringen av markedsdataene er lik som for enmagasinmodellen. Hvordan dette gjøres er beskrevet i kapittel 5.1.3 *Markedsdata*.

### Nettdata

De forskjellige delområdene må kobles sammen elektrisk ved hjelp av overføringslinjer. Disse overføringslinjene beskrives ved hjelp av nummer og navn på de delområdene hvor linjen starter og slutter. Videre modelleres linjene med lineære tap. Energitapet oppgis i prosent. I tillegg må det legges inn overføringsavgifter i øre/kWh for energiflyt i begge retninger.

Til slutt oppgis maksimal linjekapasitet i MW for energiflyt i begge retninger.

### Kontrakter mellom delområder

De faste kontraktene mellom delområder krever bruk av overføringslinjer for å kunne benyttes. Dette gjør at det er behov for å utvide beskrivelsen av disse for å sikre at de modelleres korrekt. Dette gjøres ved å endre overføringskapasiteten på linjene mellom de aktuelle områdene.

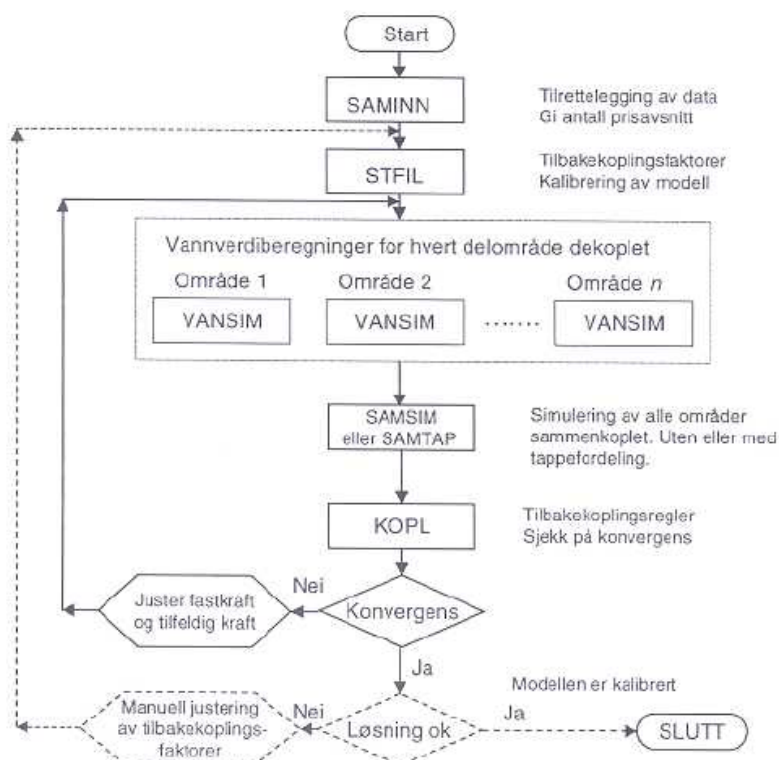
De rent finansielle kontraktene mellom delområder krever ingen suppleringsdata. Grunnen til dette er at disse kontraktene ikke er direkte knyttet til fysisk overføring av elektrisitet mellom områdene. For faste kontrakter er det imidlertid knyttet fysisk levering av elektrisk kraft. Dette gjør at kapasiteten på overføringslinjen endres med den effekten i MW som tilsvarer leveringsbetingelsene for kontrakten. Dette betyr at den modellerte kapasiteten på linjene mellom områdene, kun er knyttet til spotavhengige utvekslingsmuligheter. Spotkraft betyr i denne sammenhengen all kraft som ikke er knyttet til faste kontrakter.

Det er også mulig å seksjonere linjer. Dette gjøres dersom det er varierende overføringskostnader mellom to områder. Seksjonering av linjen gjøres ved å splitte opp den fysiske linjen i flere parallelle linjer. På denne måten kan tapsprosenten i linjen og overføringskostnadene endres, avhengig av den overførte effekten.

### 6.1.3 Kalibrering

Vannverdiene i de enkelte delområdene beregnes først uavhengig av hverandre i Samkjøringsmodellen. Deretter løses flermagasinproblemet ved hjelp av en iterasjonsprosess. Vannverdien i et delområde avhenger imidlertid blant annet av situasjonen i alle de andre delområdene som tilhører det samme kraftsystemet. Dette gjør at man er avhengig av å tilføre hvert delområde informasjon om muligheten for utveksling med alle de andre delområdene. Denne oppbygningen av programmet gjør at man ikke vil finne den optimale løsningen uten at brukeren kalibrerer modellen. Med dette menes det at for hvert delområde må brukeren justere korreksjonsfaktorer for skalering av last og tilfeldig kraftmarked etter bestemte regler.

Figur 24 viser en skjematisk oversikt over hvordan kalibreringen i Samkjøringsmodellen utføres. Den indre sløyfen viser iterasjonssløyfen i modellen. Denne er tidligere presentert i Figur 23. Den ytre sløyfen viser den manuelle kalibreringen av modellen. Denne benyttes for å justere tilbakoblingsfaktorene for å finne en mest mulig optimal løsning for magasinindisponeringen.



Figur 24: Sløyfe for kalibrering av Samkjøringsmodellen

For å finne den optimale disponeringen er det i første rekke den registrerte magasinhandteringen og de driftsavhengige kostnadene som må vurderes. Magasinhandteringen viser samspillet mellom totalmagasinet og alle delområdene, og sammen med endringer i de driftsavhengige kostnadene gir denne ett signal om kalibreringsprosessens godhet. Andre viktige signaler i denne sammenhengen er fordelingen av restmagasinet, nedtapping av godt regulerte magasin i tørre år og fyllingsgrad om høsten.

For å danne seg et bilde av den aktuelle kalibreringen, kan man også sette opp en skjematisk oversikt over vannverdier som funksjon av sum magasinbeholdning og tid. Denne sammenhengen kan beskrives ved hjelp av isopriskurver. Hver isopriskurve vil da være

knyttet til en gitt vannverdi. Disse kurvene kan da: ”*betraktes som magasinstyrkurver, og både form, nivå og avstand mellom disse er avgjørende for tappestrategien i enmagasinmodellen.*” [30]

### Tilbakekopplingsfaktoren – Justering av last (fastkraft)

”*Ønsker vi å heve simulert magasinutvikling for et delområde oppnås dette ved å øke tilbakekopplingsfaktoren, motsatt dersom man ønsker en lavere magasinutvikling*” [30].

Av ligning 9 går det fram at en økning i tilbakekopplingsfaktoren fører til en økning av lasten som inngår i vannverdiregningene. Økt last betyr at vannverdiene øker, og dermed oppnår man en høyere simulert magasinutvikling. Man kan derfor justere nivået på isopriskurvene ved å justere tilbakekopplingsfaktoren.

$$F_k = \alpha_k \cdot W_k \quad (9)$$

$F_k$ :	Fastkraft som benyttes i vannverdiregningene for delområde k (GWh/år)
$\alpha_k$ :	Tilbakekopplingsfaktor for delområde k (p.u.)
$W_k$ :	Midlere vannkraftproduksjon i delområde k (GWh/år)

### Formfaktoren – Justering av last (fastkraft)

Formfaktoren er også en skaleringsfaktor på samme måte som tilbakekopplingsfaktoren. Formfaktoren angir imidlertid ikke mengden fastkraft, men hvilken årsfordeling lasten skal ha i systemet i forhold til samkjøringssystemets lastfordeling. Videre angir formfaktoren skalering om en middelvei. Dette betyr at en formfaktor på 1,0 gir samme årsfordeling som samkjøringssystemets last. Økes faktoren gir dette en høyere last om vinteren, og en tilsvarende lavere last om sommeren. I et godt regulert område vil dette være det mest typiske.

Dersom man benytter en lavere faktor gir dette mindre forskjell på sommer- og vinterlast, og reduseres faktoren til 0,0 blir fordelingen helt flat. Man kan derfor si at formfaktoren styrer gradienten til isopriskurvene.

Formelen for beregning av lastens årsprofil er vist i ligning 10.

$$F_{profil}(J) = \beta \cdot \left( \frac{F_{sam}(j)}{\frac{F_{sam}}{52}} - 1 \right) + 1 \quad (10)$$

$F_{profil(j)}$ :	Relativ ukeverdi i uke j for lasten som benyttes i vannverdiregningen (GWh/år)
$F_{sam}(j)$ :	Relativ ukeverdi i uke j for lasten innenfor samkjøringssystemet hvor delområdet ligger (GWh)
$F_{sam}$ :	Last i samkjøringssystemet hvor delområdet ligger (GWh/år)
$\beta$ :	Formfaktor

### Skaleringsfaktor for tilfeldig kraftmarked

Dersom man benytter en liten skaleringsfaktor reduserer man tilbuds- og etterspørselskurven. Dette fører til at isopriskurvene blir liggende tettere sammen, og dermed reduseres utfallsrommet for den simulerte magasinutviklingen.

For et delområde  $k$ , blir det maksimale prisavhengige markedet beregnet som en del av samkjøringssystemets totale marked etter ligning 11. Dersom skaleringsfaktoren settes lik 1,0 vil området  $k$  få en andel av samkjøringssystemets totale prisavhengige marked, tilsvarende forholdet mellom vannkraftproduksjonen i det aktuelle delområdet og vannkraftproduksjonen i samkjøringssystemet.

$$M_k = M_{sam} \cdot \delta_k \cdot \frac{W_k}{W_{sam}} \quad (11)$$

$M_k$ :	Beregnet maksimal prisavhengig marked for bruk i vannverdiregningen (GWh/uke).
$M_{sam}$ :	Tilfeldig kraftmarked (justert) i samkjøringssystemet der delområdet $k$ ligger (GWh/uke)
$\delta_k$ :	Skaleringsfaktor for tildeling av prisavhengig kraft for delområdet $k$ (p.u.)
$W_k$ :	Vannkraftproduksjon i delområde $k$ . (GWh).
$W_{sam}$ :	Vannkraftproduksjon i samkjøringssystemet som delområdet $k$ ligger (GWh)



## 6.2 Datasettet som er benyttet i flermagasinsimuleringene

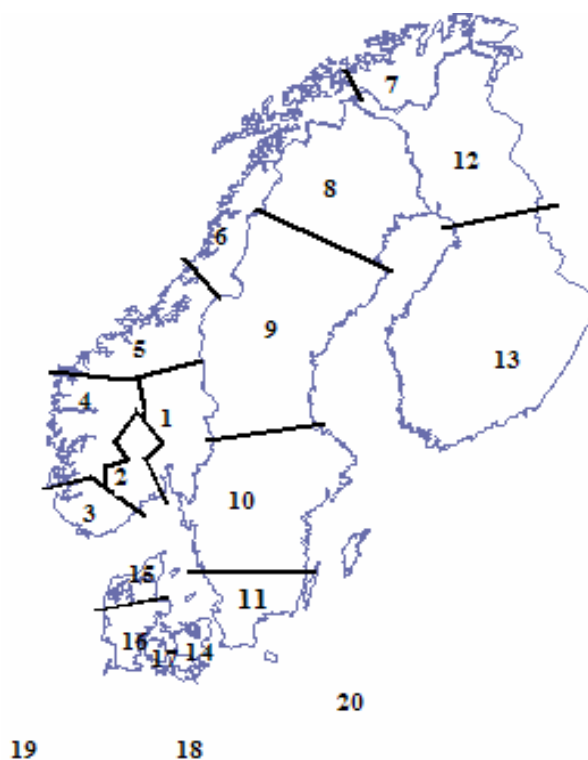
Datasettet som ligger til grunn for simuleringene i denne delen av oppgaven, bygger i all hovedsak på Statnetts samlastmodell Basis 2010. Modellen bygger igjen på Nordisk Samlastmodell 2010, i tillegg til at det implementeres produksjons- og forbruksscenarioer fra Statnetts Nettutviklingsplan 2006. Det er imidlertid gjort noen tilpassninger av datasettet til denne oppgaven. Disse endringene er dokumentert i de videre delkapittelene. I denne modellen er alle priser oppgitt i Eurocent/kWh. Kursen er satt lik 8 NOK/EURO.

### 6.2.1 Prisområder i modellen

I Basis 2010 er Norge delt inn i syv prisområder, Sverige i fire prisområder, Finland i to prisområder og Danmark i fire prisområder. I tillegg er det ett område for hvert av landene Tyskland, Nederland og Polen. Antallet norske prisområder har blitt redusert fra 12 i tidligere modeller, til syv i Basis 2010. Hovedgrunnen til dette er ønsket om å få en jevnere fordeling av antall prisområder mellom landene [55, s.3]. Områdeinndelingen vises i Figur 25 og i Tabell 8.

Tabell 8: Prisområder i modellen Basis 2010 [55]

	Prisområde	Nr
Norge	Østlandet	1
	Norge Sentralt	2
	Sør-Norge	3
	Vestlandet	4
	Midt-Norge	5
	Nord-Norge	6
	Finnmark	7
Sverige	Sver-SNO1	8
	Sver-SNO2	9
	Sver-SNO3	10
	Sver-SNO4	11
Finland	Finland nord	12
	Finland sør	13
Danmark	Danm-øst	14
	Jyll-nord	15
	Jyll-syd	16
	Fyn	17
Andre områder	Tyskland	18
	Nederland	19
	Polen	20



Figur 25: Prisområder i modellen Basis 2010 [55]

Grensene for prisområdene er satt for å ivareta de viktigste overføringssnittene og kapasitetsbegrensningene. Dersom det ikke er kapasitetsproblemer mellom to områder, vil prisen i disse områdene være den samme [55, s.3].

På grunnlag av informasjon fra Statnett er det valgt å dele modellen inn i syv samkjøringssystemer, basert på grensene for prisområdene som benyttes i den vanlige driften av det nordiske kraftsystemet. En oversikt over samkjøringssystemene er vist i Tabell 9.

**Tabell 9: Oversikt over gruppering av delområdene**

Nr	Navn	Delområde
1	Norge Syd	1 2 3 4
2	Norge Nord	5 6 7
3	Sverige	8 9 10 11
4	Finland	12 13
5	Danmark Øst	14
6	Danmark Vest	15 16 17
7	Kontinentet	18 19 20

## 6.2.2 Styreparametere og tilsigsdata for simuleringene

I disse simuleringene er det valgt å stille opp data for et år. Vannverdiene er beregnet fra uke 1 til 52 i 2010. Det er benyttet samme tidsperiode for simuleringene. Innenfor den enkelte uken er det modellert med fem prisavsnitt. Prisavsnittene er vist i Tabell 10.

**Tabell 10: Prisavsnitt innenfor uken [55, s.4]**

Prisavsnitt	Tidspunkt	Ant timer pr. uke
1. Peak - ukedag	0800 - 1300	25
2. Høy - ukedag	1300 - 2000	35
3. Morgen og kveld ukedag	0600 - 0800	25
	2000 - 2300	
4. Natt - alle dager	2300 - 0600	49
5. Lørdag og søndag	0600 - 2300	34

Den opprinnelige tilsigsstatistikken som benyttes i Basis 2010 er fra perioden 1950 til 2000. I denne oppgaven er datasettet endret, slik at det er mulig å benytte tilsigsstatistikk fra 1930 til 2000. For Norge og Finland var de opprinnelige tilsigsseriene på 70 år. Vindseriene og de svenske tilsigsseriene var imidlertid begrenset til perioden 1950 til 2000. For å kompensere for dette ble vindseriene utvidet ved å kopiere de 20 første årene. Dette betyr at de observerte dataene fra disse årene benyttes to ganger i datasettet. Dette ble gjort for alle vindseriene i Norge, Sverige, Finland, Danmark og Tyskland. De svenske tilsigsseriene i Basis 2010 ble byttet ut med tilsigsserier med den ønskede lengden. Disse tilsigsseriene er grovere i den forstand at samme serie dekker et større geografisk område. Denne løsningen ble likevel valgt, fordi det anses som en fordel å kunne simulere med 70 års tilsig, selv om feilmarginen i det svenske produksjonssystemet økes noe. En oversikt over de nye tilsigsseriene vises i vedlegg B.

I oppgaven er den totale magasinfyllingen ved starten av simuleringen satt til 55 prosent for alle delområder. Dette er noe lavere enn det som ble benyttet i enmagasinmodellen og i det opprinnelige datasettet Basis 2010. Denne magasinfyllingen er likevel valgt fordi et slikt fyllingsnivå er sannsynlig ved innledningen av anstrengte eller svært anstrengte kraftsituasjoner. Samtidig har Samkjøringsmodellen en tendens til å optimalisere bruken av vannet i større grad enn hva som er realistisk å kunne forvente i virkeligheten. På bakgrunn av dette det gi mer realistiske resultater dersom startbetingelsene i simuleringene forverres noe, sammenlignet med hva man observerer i det virkelige systemet.

### 6.2.3 Produksjon

I dette datasettet er all nordisk produksjon detaljert innmodellert. I 2010 vil totalproduksjonen fra det nordiske kraftsystemet i et tilsigsmessig normalår da være slik det er vist i Tabell 11.

**Tabell 11: Totalproduksjon i det nordiske kraftsystemet i 2010 [55, s.5]**

Norge	129,50
Sverige	151,30
Finland	90,70
Danmark	44,60
Sum	416,10

For Norges del er det forutsatt at produksjonskapasiteten følger de banene som er angitt i basis – scenarioet i Statnetts nettutviklingsplan 2006.

#### Vannkraft

Den midlere årsproduksjonen i det norske vannkraftsystemet ble 1.1 2005 anslått til å være 118,9 TWh. Disse beregningene bygger på tilsigsstatistikk i perioden 1970 – 99. Etter 2005 har imidlertid produksjonskapasiteten økt noe. I 2010 er det derfor forventet at den midlere årsproduksjonen har økt til 121,4 TWh. Omtrent halvparten av økningen kommer fra utbyggingen av Øvre Otta (525 GWh) og Sauda (510 GWh). Resten kommer fra småkraftutbygginger i hele Norge. All vannkraftproduksjon er detaljert modellert, og har riktig nettmessig plassering i modellen [55, s.15].

I denne modellen er det valgt å sette en nedre fyllingsgrense for magasinene innenfor hvert delområde på 10 prosent av totalkapasiteten. Bakgrunnen for dette er som nevnt i kapittel 5.2.2 *Magasin og stasjonsdata*, at Statnett i 2003 antok at en magasinifylling for landet som helhet på 12 – 14 prosent ville være nedre grense for å sikre tilstrekkelig effekt [37, s.29]. Denne prosentsatsen vil variere etter hvilke områder som har lavest magasinifylling i den gitte situasjonen, og hvor stor grad av skjevtapping det er mellom områdene. Dette betyr at Statnett må gripe inn i magasindisponeringen i en anstrengt situasjon, dersom fyllingsgraden blir tilstrekkelig lav. Dette gjøres til tross for at produsentene ikke lenger har noen oppdeckningsplikt i sine områder.

#### Varmekraft

Den årlige termiske kraftproduksjonen i Norge var 1.1 2006 på omtrent 900 GWh. Produksjonen varierer imidlertid mye avhengig av kraftprisnivået. Denne kategorien består hovedsakelig av gassturbiner i industrien, i tillegg til noe produksjon fra biobrenselanlegg i tilknytning til søppelforbrenning [55, s.16].

I 2010 er det forventet at tre gasskraftverk er i drift. På Kårstø og Mongstad regner man med en årsproduksjon på henholdsvis 3460 GWh og 2300 GWh. I tillegg vil produksjonen på Snøhvit være på 1700 GWh. Kårstø og Mongstad er modellert med 100 prosent tilgjengelighet 49 uker i året, dersom kraftprisen er over ett gitt minimumsnivå. På Snøhvit antas tilgjengeligheten å være 100 prosent 52 uker i året [55, s.16]. I denne modellen er det ikke tatt hensyn til kraftbehovet dersom det blir aktuelt å rense CO<sub>2</sub>-utslippene fra noen av disse kraftverkene.

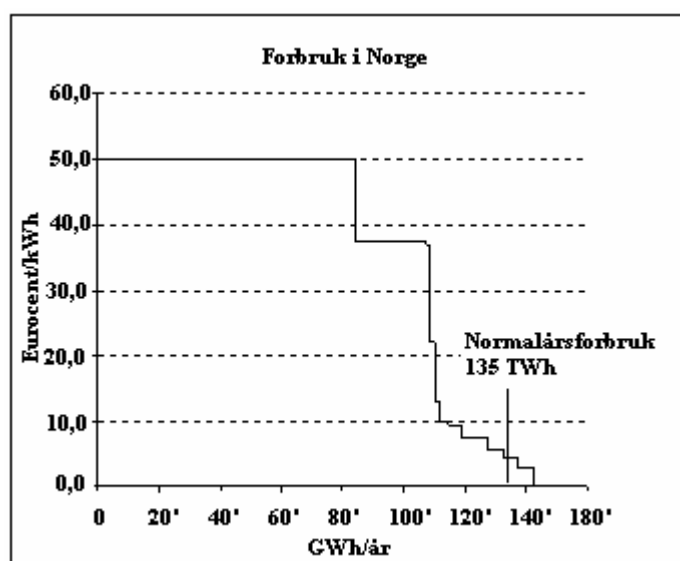
## Vindkraft

Vindkraftpotensialet i denne modellen baserer seg på meteorologiske målinger i perioden 1960 til 2000. For å dekke hele norskekysten er det laget 13 forskjellige vindserier. Legges disse til grunn, var vindkraftpotensialet i Norge den 1.1 2006 på omtrent 760 GWh. Innen 2010 er det forventet ytterligere utbygninger på til sammen omtrent 2300 GWh [55, s.16].

Tilsigsstatistikken for vindkraften er utvidet slik det er omtalt i kapittel 6.2.2 *Styreparametere og tilsigsdata for simuleringene*.

### 6.2.4 Forbruk

Sammenligner man priselastisiteten mellom de nordiske landene, er den desidert størst i Norge. Grunnen til dette er det store innslaget av kjernekraft, kraftkrevende industri og treforedling i det norske totalforbruket. I tillegg er andelen fastpriskontrakter for alminnelig forbruk vesentlig mindre i Norge enn i resten av Norden. Den høye andelen av forbruket som går til oppvarming her til lands, har også mulighet for substitusjon eller reduksjon i en anstrengt situasjon. Dette øker elastisiteten ytterligere [55]. Den priselastisiteten som er lagt til grunn i Basis 2010 er vist i Figur 26.



Figur 26: Etterspørselsfunksjonen for det norske forbruket i Basis 2010 [55, s.11]

I det opprinnelige datasettet Basis 2010 er ikke noe av forbruket temperaturkorrigert. I oppgaven er det valgt å følge samme linje. Forskjellen mellom vinter- og sommerforbruk kommer derfor bare til uttrykk i den relative fordelingen av det alminnelige forbruket fra uke til uke. Dette forholdet endres ikke fra år til år. En temperaturkorrigering vil i noen tilfeller øke forbruket i vinterhalvåret, og dermed forverre situasjonen ytterligere.

### Alminnelig forbruk

Det alminnelige forbruket i Norge er modellert som en fastkontrakt i Basis 2010. Det er ventet en viss forbruksøkning fram til 2010. I denne modellen er Statnetts prognoser lagt til grunn, og forventet alminnelig forbruk i 2010 er vist i Tabell 12.

**Tabell 12: Alminnelig forbruk i Norge i Basis 2010, GWh [55, s.11]**

Norge Øst	33084
Norge Sent	8085
Norge Syd	8392
Norge Vest	9960
Norge Midt	10836
Norge Nord	6061
Norge Finn	1818
Total	78236

Forbrukselastisiteten i Basis 2010 er modellert som en trappetrinnsfunksjon med fem trinn, som er tilnærmet eksponentiell. Funksjonen for en slik modellering av elastisiteten er vist i ligning 8 side 51. I den opprinnelige modellen er elastisitetskoeffisienten valgt til  $e = -0,03$ , mens øvre og nedre prisgrense er henholdsvis 50 Eurocent/kWh og 4,5 Eurocent/kWh. Nedre prisgrense tilsvarer den antatte normalprisen. I praksis betyr dette at 93 prosent av forbruket er modellert som uelastisk. Ved en kraftpris på 4,5 Eurocent/kWh reduseres forbruket med 1,4 prosent. Deretter følger fire utkoblingstrinn som hver er 1,4 prosent, opp til 50 Eurocent/kWh [55, s.12].

### Tap

I den opprinnelige modellen deles tapene i tap for over- og underliggende nett. Tap i det underliggende nettet ligger innmodellert med en fast mengde, mens tapet i det overliggende nettet beregnes i Samlast. I denne oppgaven er det kun Samkjøringsmodellen som benyttes. Det er derfor valgt å innmodellere det totale forventede tapet, referert framtidsprognosene for forbruksutvikling og tap. Tapene i det norske kraftsystemet i 2010 er derfor modellert som vist i Tabell 13.

**Tabell 13: Totale elektriske tap i det norske kraftsystemet i Basis 2010, GWh [55, s.14]**

Norge Øst	4869
Norge Sent	1099
Norge Syd	1240
Norge Vest	1333
Norge Midt	1671
Norge Nord	659
Norge Finn	260
Total	11131

De totale elektriske tapene er modellert med den samme priselastisiteten som det alminnelige forbruket. Opprinnelig var det bare tapet i underliggende nett som hadde denne priselastisiteten. Det er imidlertid vurdert som tilstrekkelig nøyaktig å anta den samme elastisiteten i det overliggende nettet.

## Kraftkrevende industri

I Basis 2010 er hele forbruket i kraftkrevende industri modellert som prisavhengige kontrakter. I disse kontraktene er forbruket inndelt etter priselastisitet. Den forventede forbruksutviklingen for den kraftkrevende industrien er vist i Tabell 14, mens priselastisiteten er innmodellert som vist i Tabell 15. Fordelingen i modellen er gjort geografisk etter forbrukets faktiske plassering.

**Tabell 14: Forbruket i den kraftkrevende industrien i Norge i Basis 2010, GWh [55, s.12]**

Norge Øst	0
Norge Sent	2190
Norge Syd	4230
Norge Vest	11607
Norge Midt	7885
Norge Nord	6695
Norge Finn	0
Total	32607

**Tabell 15: Den forventede priselastisiteten for kraftkrevende industri i Basis 2010 [55, s.12]**

Pris	Utkoblingskvantum
45 øre/kWh	4760 GWh
60 øre/kWh	5127 GWh
75 øre/kWh	4772 GWh
300 øre/kWh	18 000 GWh

## Treforedling

I Basis 2010 er forbruket til treforedling modellert som prisavhengige kontrakter. Det er forventet at forbruket til denne kategorien holder seg stabil i Norge fram til 2010. Forbruket i Basis 2010 er vist i Tabell 16. Priselastisiteten for treforedling er modellert slik at halyparten av forbruket fases ut når kraftprisen er 60 øre/kWh, mens det resterende forbruket fases ut når kraftprisen er 80 øre/kWh.

**Tabell 16: Forbruket til treforedling i Norge i Basis 2010, GWh [55, s.13]**

Norge Øst	2778
Norge Sent	300
Norge Syd	300
Norge Vest	0
Norge Midt	1750
Norge Nord	0
Norge Finn	0
Total	5128

## Olje og gassbehandlingsanlegg

I Basis 2010 er forbruket tilknyttet Troll/Kolsnes, Snøhvit og Ormen Lange innmodellert. Tallene som legges til grunn følger de banene som er angitt i basisscenariet fra Statnetts nettviklingsplan for 2006. Det forventede forbruket i denne kategorien i 2010 er vist i Tabell 17.

**Tabell 17: Forbruket til olje- og gassbehandlingsanlegg i Norge i Basis 2010, GWh [55, s.13]**

Norge Vest	900
Norge Midt	1280
Norge Finn	1700
Total	3880

## Uprioritert kraftforbruk

Denne forbrukskategorien inneholder kjelkraft og annet uprioritert forbruk som for eksempel gartnerier. Det er forventet at kjelkraftforbruket vil være om lag 5 TWh i et normalår. I deler av denne forbrukskategorien er imidlertid priselastisiteten meget høy, noe som gir store årlige variasjoner. Det er imidlertid en del av dette forbruket som ikke responderer på høye kraftpriser overhodet, og 1746 GWh er derfor modellert som totalt uelastisk. Det maksimale uprioriterte kraftforbruket er vist i Tabell 18.

**Tabell 18: Maksimalt uprioritert kraftforbruk i Norge i Basis 2010, GWh [55, s.14]**

Norge Øst	4989
Norge Sent	1752
Norge Syd	1112
Norge Vest	175
Norge Midt	1957
Norge Nord	551
Norge Finn	169
Total	10705

## 6.2.5 Overføring mellom delområder

Simuleringsresultatene fra en flerområdemodell er i stor grad avhengig av overføringskapasitetene mellom delområdene. Disse kapasitetene varierer imidlertid, avhengig av den aktuelle driftssituasjonen. I tillegg optimaliserer Samkjøringsmodellen bruken av disse linjene i større grad enn hva man kan oppnå i en reell driftssituasjon. For å få en best mulig modellering av systemet, må det korrigeres for disse faktorene.

I oppgaven er det valgt å ta utgangspunkt i de overføringskapasitetene som ligger til grunn i Basis 2010. Av stabilitetshensyn må imidlertid importen til Midt – Norge reduseres i en tørrårssituasjon. Erfaringsmessig vil også importen til Norge fra Sverige reduseres i et slikt tilfelle. I Samkjøringsmodellen er det ikke mulighet for å endre overføringskapasitetene fra år til år. Det er derfor valgt å endre modelleringen av disse kapasitetene, slik at kapasiteten blir redusert i alle år. Dette reduserer friheten i modellen betraktelig, men siden oppgaven primært omhandler svært anstrengte kraftsituasjoner, er det likevel vurdert som hensiktsmessig. Anslagene for hva som er mulig å importere til Midt – Norge i en tørrårssituasjon i 2010, varierer fra 1200 MW til 1600 MW. Som nevnt optimaliserer Samkjøringsmodellen bruken av overføringslinjene. Det er derfor valgt å benytte den nedre grensen for import til Midt – Norge. Det er valgt å gjøre en forholdsmessig reduksjon i importkapasiteten fra alle delområdene med forbindelse til Midt-Norge. Den totale importreduksjonen fra Sverige er forholdsvis usikker, men erfaringsmessig har man registrert tilfeller hvor importen reduseres til det halve av tilgjengelig kapasitet. Det er derfor valgt å halvere importen fra Sverige til Østlandet i modellen. I tillegg reduseres importen fra Sverige til Midt – Norge på grunn av de nevnte stabilitetsproblemene i regionen [16, s.9][55, s.24].

Overføringskapasitetene i Basis 2010 er vist i Tabell 19. I de tilfellene der det er foretatt en reduksjon av kapasiteten i denne oppgaven, står de opprinnelige verdiene i parentes. Overføringskapasiteten mellom de resterende delområdene i Norden er uendret fra Basis 2010.

**Tabell 19: Overføringskapasitet mellom delområder [55, s.24]**

Område 1		Område 2		Kapasitet (MW)	
				Fra 1 til 2	Fra 2 til 1
1	Norge Øst	10	Sver - SNO3	2050	(2050) 1000
3	Norge Syd	15	Jyll - Nord	1040	1040
3	Norge Syd	19	Nederland	700	700
5	Norge Midt	9	Sver - SNO2	1200	(1200) 465
6	Norge Nord	8	Sver - SNO1	600	600
6	Norge Nord	9	Sver - SNO2	350	350
7	Norge Finn	12	Fin - Nord	100	100
1	Norge Øst	2	Norge Sent	5500	5500
1	Norge Øst	4	Norge Vest	1100	1100
1	Norge Øst	5	Norge Midt	(700) 271	700
2	Norge Sent	3	Norge Syd	800	1000
2	Norge Sent	4	Norge Vest	5500	5500
3	Norge Syd	4	Norge Vest	2000	2200
4	Norge Vest	5	Norge Midt	(200) 77	200
5	Norge Midt	6	Norge Nord	1000	(1000) 387
6	Norge Nord	7	Norge Finn	150	150



## 6.2.6 Kalibrering av modellen

Resultatet av simuleringer med Samkjøringsmodellen er i stor grad avhengig av hvor godt modellen blir kalibrert. Kalibreringsprosessen er i utgangspunktet brukerstyrt, men i denne oppgaven er det benyttet et program for automatisk kalibrering av Samkjøringsmodellen. Dette skal sikre en mest mulig objektiv kalibrering, i tillegg til at scenarier som skal sammenlignes kan kalibreres på samme måte. Programmet er utviklet ved Sintef Energiforskning [56].

Programmet kalibrerer Samkjøringsmodellen ut fra ønsket om høyest mulig samfunnsøkonomisk overskudd. Det benyttes en trinnvis prosess hvor man endrer en av kalibreringsfaktorene av gangen. Videre undersøkes det hvordan denne endringen påvirker det økonomiske resultatet. Dersom programmet finner en forbedring, endres den aktuelle faktoren et trinn til i samme retning. Er resultatet dårligere, tilbakestilles faktoren til den opprinnelige verdien. Rekkefølgen faktorene endres i, størrelsen på trinnene og antallet gjennomkjøringer bestemmes av brukeren.

Ved bruk av programmet må man være oppmerksom på at programmet kan finne lokale optimum for kalibreringsfaktorene. I oppgaven er det tatt hensyn til dette ved å bruke resultatet fra simuleringen med en rasjoneringspris på 120 øre/kWh som utgangspunkt for de resterende kalibreringene. I tillegg er det kontrollert at magasindisponeringen er tilfredsstillende etter at den automatiske kalibreringen er foretatt.

Resultatet av kalibreringen er også avhengig av antallet prisavsnitt som legges til grunn i kalibreringsprosessen. Dersom man benytter fem prisavsnitt i kalibreringsprosessen i stedet for ett, viser gjennomførte kontrollsimuleringer at behovet for rasjonering reduseres betraktelig. Det er likevel valgt å bruke ett prisavsnitt innenfor uken når modellen kalibreres. Hovedgrunnen til dette er ønsket om å kompensere for Samkjøringsmodellens tendens til å optimalisere kraftsystemet i for stor grad, i tillegg til at det er vesentlig mer tidkrevende å kalibrere modellen med fem prisområder innenfor uken.

## 6.3 Gjennomførte simuleringer med flermagasinmodellen

### 6.3.1 Endring av rasjoneringspris

For å kvantifisere effekten av endringer i rasjoneringsprisen på en bedre måte enn det man er i stand til ved å benytte en enmagasinmodell, er tilsvarende simuleringer som de omtalt i kapittel 5.3 *Gjennomførte simuleringer med enmagasinmodellen*, utført med en flermagasinmodell. I disse simuleringene er det også lagt vekt på hvordan rasjoneringsprisen påvirker vannverdiene, og dermed magasindisponeringene i forkant av anstrengte og svært anstrengte kraftsituasjoner. Videre er det sett på hvordan en økt rasjoneringspris påvirker flomtap og vannkraftproduksjon i det norske kraftsystemet.

I utgangspunktet er Basis 2010 modellert med en priselastisitet som reduserer inntil 7 prosent av det faste forbruket og hele industriforbruket dersom prisene blir tilstrekkelig høye. Priselastisiteten er vist i kapittel 6.2.4 *Forbruk*. I oppgaven er det lagt til grunn at en forbruksreduksjon utover 7 prosent av det faste forbruket og 45 prosent av kraftkrevende industri, kan betraktes som ufrivillig rasjoning. De gjenværende 55 prosentene av forbruket i den kraftkrevende industrien tilsvarer det siste priselastisitetstrinnet i Tabell 15.

For enkelhets skyld er det modellert slik at hele industriforbruket, inkludert forbruket i olje- og gasssektoren kobles ut før alminnelig forbruk reduseres mer enn 7 prosent. Dette er gjort for å forenkle modellen. Dersom det skulle oppstå en situasjon hvor det blir behov for rasjoning i Norge, vil det ligge en politisk beslutning til grunn for hvem som må redusere forbruket sitt. I denne oppgaven tas det derfor ikke stilling til hvor sannsynlig den modellerte rasjoneringsfordeling er, eller hva som vil bli det faktiske resultatet i en virkelig tørrårssituasjon.

Det er benyttet 9 forskjellige prisnivåer for rasjoning i det norske kraftsystemet: 120 øre/kWh, 150 øre/kWh, 200 øre/kWh, 300 øre/kWh, 400 øre/kWh, 500 øre/kWh, 600 øre/kWh, 700 øre/kWh og 800 øre/kWh. Dette er noen flere trinn enn det som ble benyttet i enmagasinmodellen. Når kraftprisen når det aktuelle prisnivået, reduseres forbruket tilstrekkelig til å sikre balanse mellom tilbud og etterspørsel. *Rasjoneringsprisen i oppgaven vil derfor være den prisen hvor myndighetene griper inn i markedet og tvangsreducerer forbruket.*

For scenariene med rasjoneringspriser under 400 øre/kWh, er priselastisiteten i modellen begrenset til det nivået man kan forvente ved den aktuelle rasjoneringsprisen. Dette er gjort fordi man ikke vil kunne nyttegjøre seg den priselastisiteten som først inntreffer ved en høyere pris enn rasjoneringsprisen. I praksis betyr dette at en rasjoneringspris på 120 øre/kWh maksimalt gir en forbruksreduksjon på grunn av priselastisitet i alminnelig forbruk på 3,57 prosent av det totale forbruket. For rasjoneringspriser høyere enn 400 øre/kWh er det valgt å holde den totale priselastisiteten på 7 prosent. Dette er antagelig et konservativt anslag, fordi ekstremt høye kraftpriser erfaringsmessig vil gi økt reduksjon av forbruket. I tilfeller hvor denne problemstillingen blir reell, er det i oppgaven er det valgt å se på forbruksreduksjonen utover den antatte priselastisiteten som rasjoning. Det kan imidlertid diskuteres om rasjoning ved hjelp av ekstreme priser egentlig er en form for priselastisitet. Dette er også kommentert i kapittel 4.2.1 *Rasjoning*.

### 6.3.2 SAKS – tiltak

For å kvantifisere effekten av de to nye SAKS - tiltakene som er implementert i det norske kraftsystemet denne vinteren, er de analysert ved hjelp av samkjøringsmodellen. Tiltakene er omtalt i kapittel 4.2.2 *Tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner*. I disse simuleringene er det forsøkt å kartlegge hvordan de aktuelle tiltakene påvirker vannverdiene, og dermed magasindisponeringen i forkant av og under en svært anstrengt kraftsituasjon.

Simuleringene er gjennomført med de aktuelle tiltakene hver for seg, og med begge tiltakene implementert i samme modell. Dette er gjort å avdekke i hvor stor grad de påvirker hverandre. Det er i utgangspunktet en prinsipiell forskjell mellom tiltakene, fordi opsjonene i forbruk sikrer enn forutbestemt utkobling av kraftforbruket dersom de blir aktivert, mens reservekraftverkene tilfører ny kapasitet på produksjonssiden. Dette betyr at opsjonene senker etterspørselssiden av priskrysset, mens reservekraftverkene senker tilbudssiden. Dette skal i prinsippet ikke påvirke prisdannelsen, og for å forenkle implementeringen i modellen er valgt å modellere begge tiltakene som kjøpskontrakter. Dette gjør at forbruksendringene i kraftintensiv industri må korrigeres for det benyttede opsjonsvolumet.

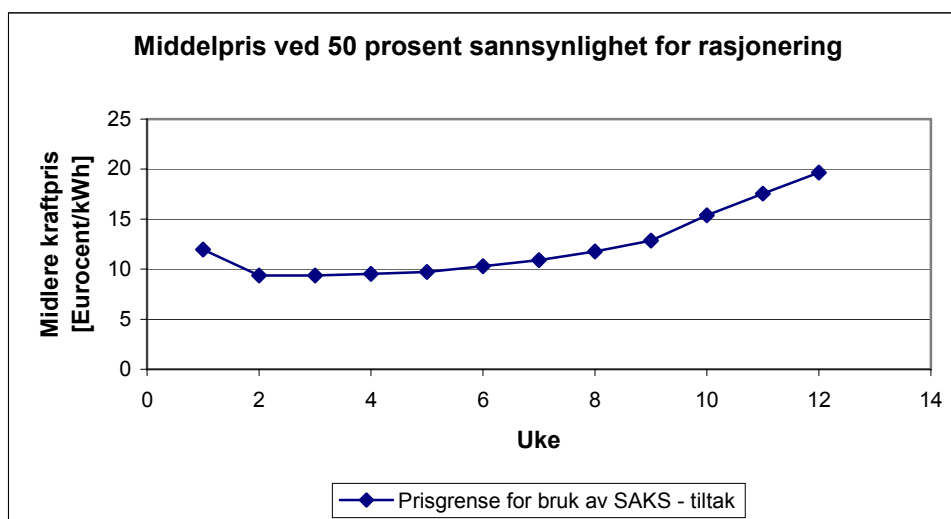
Det er valgt å sette rasjoneringsprisen til 37,5 Eurocent/kWh i disse simuleringene, noe som i praksis betyr at dette er den høyeste kraftprisen man kan oppnå. Før det oppstår en Saks - situasjon kan man ikke vite ved hvilket prisnivå myndighetene vil gripe inn, men det anses som sannsynlig at det vil bli iverksatt tiltak på dette nivået, dersom det holdes over en lengre tidsperiode. En rasjoneringspris på 37,5 Eurocent/kWh har også blitt lagt til grunn i enmagasinsimuleringene i denne oppgaven, og i tilsvarende simuleringer som tidligere er utført ved Sintef Energiforskning [25]. Basert på resultatene fra simuleringene med enmagasinmodellen, er det valgt å implementere tiltakene i perioden fra uke 1 til uke 18.

#### Kriterier for bruk av SAKS - tiltakene

Fra Statnett er det signalisert at det overordnede kravet ved vurdering av forskjellige SAKS – tiltak er ”*at eksistensen av virkemidlet bare skal ha minimale og i praksis neglisjerbare virkninger på prisdannelsen i normale situasjoner*”[38, s.76]. For opsjoner i forbruk og reservekraftverk er dette kravet imidlertid ikke uten videre oppfylt. Eksistensen av disse tiltakene kan påvirke prisdannelsen dersom ikke kriteriene for bruk er tilstrekkelig restriktive. Det er imidlertid klart kommunisert fra myndighetene at høye priser i seg selv ikke vil utløse rasjoning eller bruk av disse tiltakene [38, s.76]. Statnett uttaler derfor at tiltakene kan bli iverksatt, dersom sannsynligheten for rasjoning overstiger 50 prosent [57, s.9]. Dette legges også til grunn for modelleringen i denne oppgaven.

I Samkjøringsmodellen må imidlertid innkoblingen av tiltakene gjøres i forhold til kraftpris. Dette er løst ved at den totale magasinfyllingen i den aktuelle uken endres slik at en parallellsimulering av de 70 tilsigsårene, gir rasjoning i halvparten av årene. Dette gjøres for hver av ukene 1 til 12. Basert på den aktuelle magasinfyllingen finner man videre den midlere ukeprisen. I de tilfellene hvor kraftprisen når disse nivåene i seriesimuleringene av det opprinnelige datasettet, antas det at sannsynligheten for rasjoning er over 50 prosent, og de aktuelle SAKS – tiltakene kobles inn. Fra uke 12 til 18 er det valgt å beholde en innkoblingspris. Dette er gjort fordi det i disse ukene er vanskelig å fremprovosere rasjoning i halvparten av tilsigsårene, uansett magasinfylling ved inngangen til perioden. Grunnen til dette er at det så sent i tappeperioden bare er et fåtall år som gir rasjoning. Disse er

imidlertid de mest ekstreme. De aktuelle prisgrensene for innkobling av tiltakene vil variere fra uke til uke som vist i Figur 27.



Figur 27: Midlere ukepris ved 50 prosent sannsynlighet for rasjonering

Denne modelleringen kan gi noe hyppig innkobling av tiltakene. Bakgrunnen for dette er at tiltakene bare kan modelleres med en innkoblingspris over uken, mens simuleringene gjøres med fem prisavsnitt innenfor uken. Man kan derfor risikere korte perioder hvor prisen blir så høy at tiltaket kobles inn, selv om uken som helhet har lavere middelpris enn det som i utgangspunktet er grensen for å benytte tiltakene. Det er heller ikke tatt hensyn til rasjoneringsmengden i disse beregningene. Dersom det stilles krav om sannsynlighet for en gitt rasjoneringsmengde, vil innkoblingsprisen økes.

Det er valgt å benytte samme innkoblingspris for begge SAKS - tiltakene. Ved simulering av de forskjellige tiltakene er det valgt å ikke kalibrere modellen mellom hvert forsøk. Dette betyr at kalibreringsfaktorene er de samme for de forskjellige modellene. På den måten tas det hensyn til at disse tiltakene ikke er tenkt å påvirke det ordinære kraftmarkedet, i tillegg til at dette gjør det mulig å sammenligne de forskjellige resultatene på et mest mulig likt grunnlag. I modellen hvor begge tiltakene implementeres, er det valgt å kjøre en automatisk kalibrering av modellen i tillegg. På den måten avdekkes det hvordan markedet reagerer når tiltakene innmodelleres.

### Opsjoner i forbruk

Opsjoner i forbruk er i denne delen av oppgaven modellert som et eget kjøpstrinn med en jevn fordeling av opsjonsvolumet over perioden fra uke 1 til uke 18. Denne modelleringen gjør at forbruket i kraftintensiv industri må dette korrigeres for det opsjonsvolumet som benyttes. Statnett har inngått avtale om frivillig tilbakekjøp av maksimalt 890 GWh kraft gjennom denne type kontrakter [46]. Fordelt på 18 uker tilsvarer dette 49,5 GWh/uke, eller ett jevnt effektuttak på 294 MW. Dette er godt under effektbegrensningen på 370 MW.

Kraftsystemet er også simulert med en kontrakt kalt Opsjon 2. Her er det effektbegrensningen som er gjort dimensjonerende. Opsjon 2 er modellert med et konstant uttak på 370 MW. Dette gjør at hele energimengden taes ut over en kortere periode. Dette er gjort for å vise at bruken av tiltakene i en anstrengt periode ikke er likegyldig. I de resultatgrafene der det ikke er noen forskjell mellom de to opsjonsmodellene, er det valgt å presentere bare den ene.

Innkoblingen av begge disse opsjonsmodelleringene gjøres basert på kraftverdiene i Figur 27. I tillegg er hele opsjonsvolumet modellert inn i Midt-Norge. Dette er en forenkling i forhold til det virkelige kraftsystemet, hvor den geografisk spredningen av tiltakene er god [47, s.7]. Tiltakene kan derfor ha større innvirkning i disse simuleringene, enn det som vil observeres i en reell situasjon.

### **Reservekraftverk**

Statnett undertegnet i desember 2006 en intensjonsavtale om kjøp av 300 MW reservekraft. Halvparten av denne effekten skal være klar til drift på Tjellbergodden 1. januar 2008. Den resterende effekten skal være tilgjengelig senere samme vinter. Lokaliseringen av denne blir på Nyhamna i Aukra kommune [48]. På bakgrunn av dette er tiltaket modellert inn i datasettet i Midt-Norge.

I denne oppgaven er dette tiltaket modellert som et varmekraftverk som leverer 300 MW i perioden fra uke en til uke 18. Dette tilsvarer en maksimal energimengde på 907,2 GWh. Tilgjengeligheten for kraftverket i denne perioden er satt til 100 prosent. Innkoblingen av SAKS – tiltaket gjøres basert på kraftverdiene i Figur 27.

Dersom det benyttes reservegasskraftverk i regionen øker den lokale kraftproduksjonen, og dermed kan også importen til Midt-Norge økes uten at stabilitetsmarginene reduseres. Det er imidlertid usikkert hvor mye importen kan økes. Det er derfor valgt å beholde overføringsbegrensningene fra basisscenariet i disse simuleringene.

### **6.3.3 Strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge**

Med streng regulering av kraftmagasinene menes det at man holder tilbake mer vann gjennom året for å være bedre rustet mot en knapphetssituasjon. Dette betyr at magasinene brukes mer aktivt som tørrårssikring enn hva som er tilfellet i dag. Det kan holdes tilbake mer vann i magasinene ved å øke vannverdiene i det aktuelle delområdet. Ved høyere vannverdier vil vannkraftproduksjon utsettes i påvente av høyere kraftpriser, og dermed økes fyllingsgraden i magasinene.

I dette tilfellet er vannverdiene hevet ved å øke tilbakekoblingsfaktoren. Hvordan denne påvirker vannverdien er vist i ligning 9 i kapittel 6.1.3 *Kalibrering*. Med utgangspunkt i basiskalibreringen ble det funnet at dersom tilbakekoblingsfaktoren for Midt-Norge økes fra 0,7 til 0,85 reduseres rasjoneringsmengden til 0 for alle tilsigsår. Alle andre kalibreringsverdier er holdt uendret.



## 7 Resultater

### 7.1 Enmagasinsimuleringene i Vansim

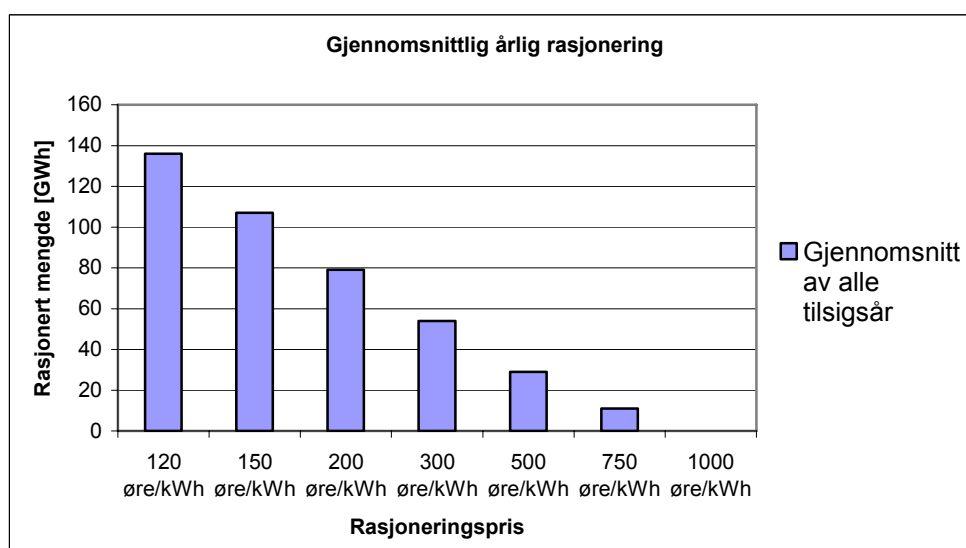
Resultatene som presenteres i dette kapittelet baserer seg på simuleringer med en enmagasinmodell. En slik modell vil alltid være en forenkling av virkeligheten, og kvantifiseringen av resultatene fra de forskjellige tiltakene er derfor beheftet med en betydelig grad av usikkerhet. Simuleringene er imidlertid gjort med det samme datasettet, og intern sammenligning av data vil derfor gi et riktig bilde av utviklingen. Argumentet for å benytte denne type simuleringer, er at de på en god måte kan vise prinsipielle sammenhenger mellom iverksatte tiltak og den generelle magasindisponeringen. En mer nøyaktig kvantifisering av virkningene av de forskjellige tiltakene, vil bli gjort ved bruk av Samkjøringsmodellen.

Det er valgt å presentere resultatene fra de tilsigsårene som gir rasjonering alene. Bakgrunnen for dette er å vise at tiltakene kan slå ut noe forskjellig, avhengig av hvor stor tilsigssvikten er, og hvor mange tørrår man får etter hverandre.

#### 7.1.1 Endring av rasjoneringspris

##### Endringer i rasjoneringsmengden

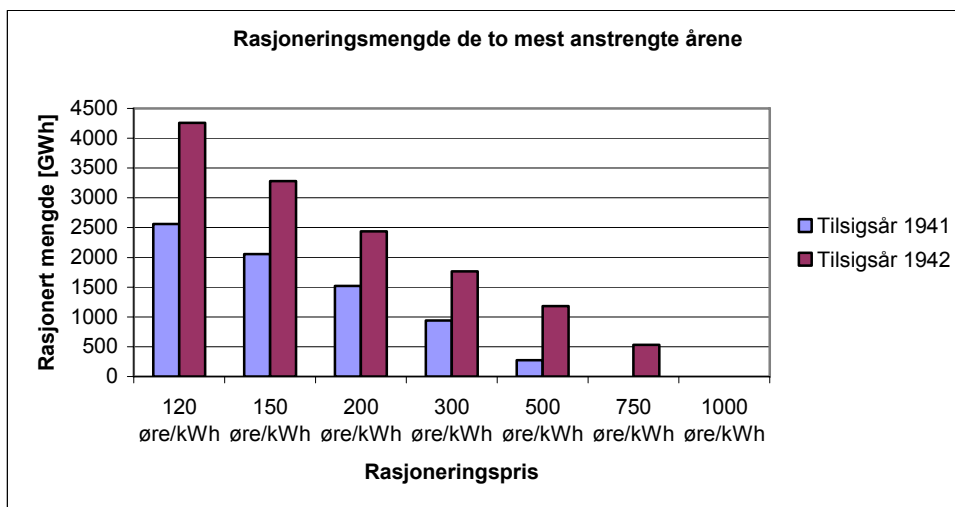
Endringen av den gjennomsnittlige rasjoneringen som funksjon av rasjoneringsprisen, er vist i Figur 28. Figuren baserer seg på de årlige tilsigene fra 1931 til 1980, og den viser en klar sammenheng mellom det prisnivået man forventer at det offentlige griper inn i markedet, og den mengden som må rasjoneres. I simuleringene faller den gjennomsnittlige årlige rasjoneringsmengden fra 139 GWh til 0 GWh, når rasjoneringsprisen økes fra 120 øre/kWh til 1000 øre/kWh.



Figur 28: Gjennomsnittlig årlig rasjoneringsmengde

Figur 29 viser rasjoneringen i de to mest anstrengte årene i denne tilsigsperioden. Fordi magasinfyllingen er lavest ved inngangen til 1942, er det i løpet av denne våren man registrer den største rasjoneringsmengden. Dette gjør at det er her man behøver den høyeste

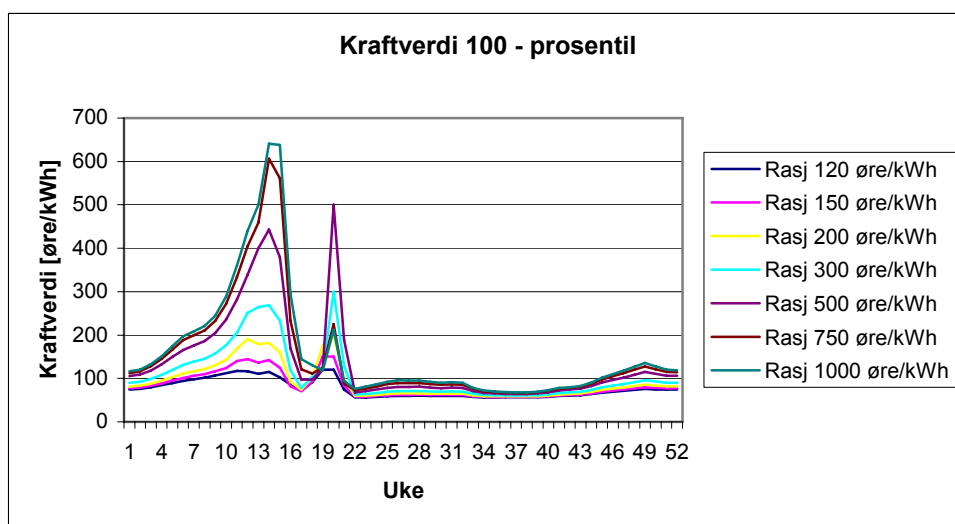
rasjoneringsprisen, dersom man ønsker å unngå alle former for rasjonering. Økes rasjoneringsprisen fra 120 øre/kWh til 1000 øre/kWh, reduseres rasjoneringsbehovet i 1942 fra 4260 GWh til 0 GWh.



Figur 29: Rasjoneringsmengde de to mest anstrengte årene

### Kraft- og vannverdier

Kraftverdiens 100 – prosentil vises i Figur 30. De scenarioene som har høyest rasjoneringspris, har den høyeste kraftverdien allerede fra uke 45. Den maksimale kraftverdien oppnås omkring uke 15. Figuren viser i tillegg et lokalt toppunkt omkring uke 20. Dette kommer av at den kritiske perioden i de to mest anstrengte årene i denne simuleringen ikke inntreffer samtidig. I 1942 var perioden med rasjoneringen, og dermed høye kraftpriser over ved utgangen av uke 16. I 1941 varte den kritiske perioden fra uke 18 til uke 21. De høyeste verdiene i uke 20 får man for rasjoneringspriser inntil 500 øre/kWh. Grunnen til dette kan være at rasjoneringspriser over dette nivået er tilstrekkelig for å klarere markedet i 1941 uten rasjonering, og dermed uten ekstreme priser.

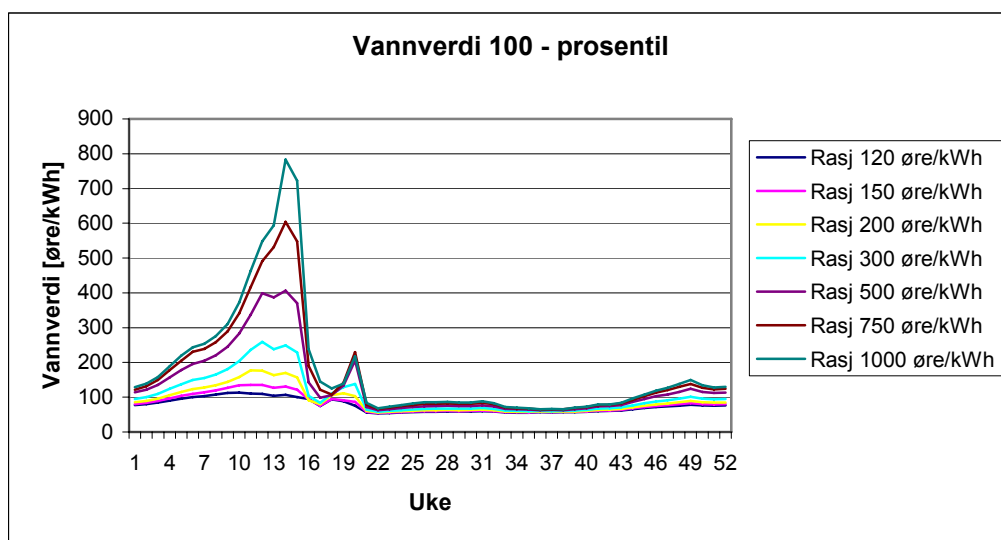


Figur 30: Kraftverdi 100-prosentil for forskjellige rasjoneringspriser



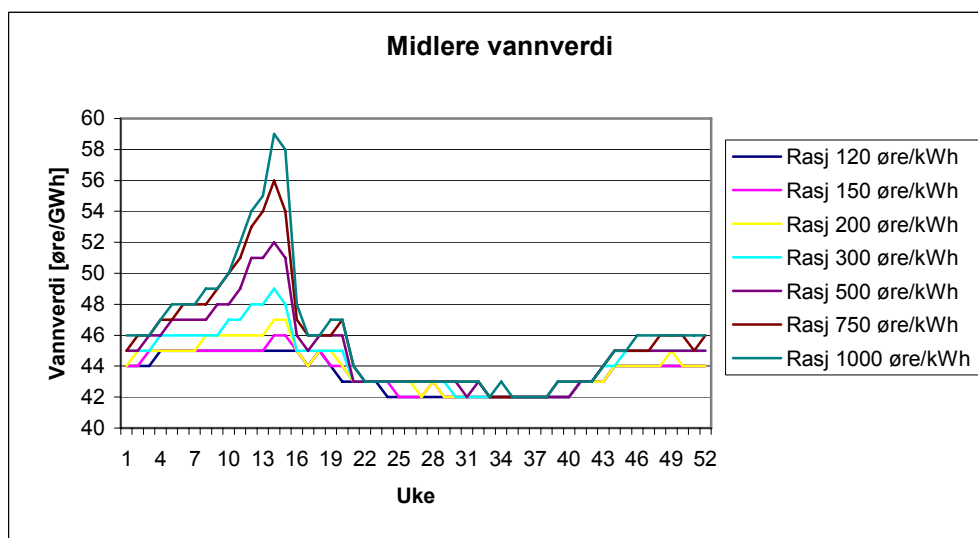
I toppunktet som observeres i uke 15, er kraftverdien 640 øre/kWh når rasjoneringsprisen er 1000 øre/kWh. I utgangspunktet er dette noe lavere enn forventet, siden simuleringene har vist at en rasjoneringspris på 750 øre/kWh ikke er tilstrekkelig for å hindre rasjonering. Forklaringen er imidlertid at det er benyttet ukentlige prisavsnitt i denne figuren for å bedre lesbarheten. Dersom man deler uken inn i fire prisavsnitt, blir den maksimale kraftprisen i denne uken 783 øre/kWh.

Figur 31 viser 100 – prosentilet for vannverdien ved de forskjellige rasjoneringsprisene. På samme måte som for kraftverdiene, øker forskjellen i vannverdi mellom de forskjellige scenarioene allerede fra uke 45. Vannverdien har også et lokalt toppunkt i uke 20, i tillegg til det globale toppunktet i uke 15.



Figur 31: Vannverdi 100-prosentil for forskjellige rasjoneringspriser

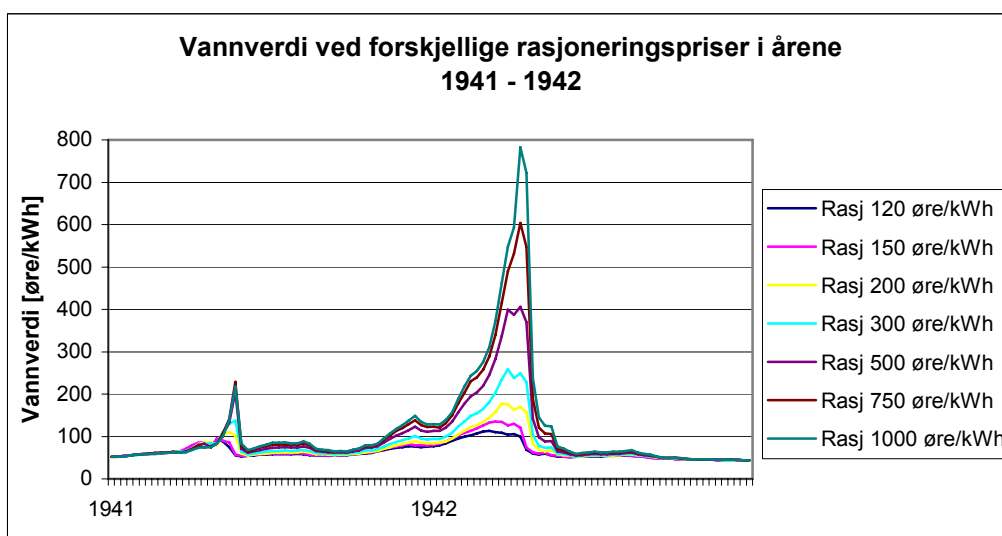
Figur 32 viser hvordan den midlere årlige vannverdien endres, dersom man benytter forskjellige nivåer for rasjoneringsprisen. Høyere rasjoneringspris gir jevnt over noe høyere vannverdi, bortsett fra perioden rundt uke 37, hvor vannverdien ikke ser ut til påvirkes av rasjoneringsprisen.



Figur 32: Midlere vannverdi som funksjon av rasjoneringsprisen

Figuren viser at forskjellen i vannverdier er størst i siste del av tappesesongen. Det er i denne perioden man gjennomgående har de knappeste vannmagasinene, og dermed den høyeste prisen. I de tørreste årene gir denne perioden derfor den laveste fyllingsgraden, noe som igjen fører til at kraftprisen nærmer seg grensen for rasjonering. Tillates høye kraftpriser i perioden, viser figuren at resultatet blir høyere vannverdier gjennom hele tappeperioden.

Figur 33 viser vannverdien i de mest ekstreme tørrårene i denne tilsigsserien. Tar man utgangspunkt i at en høy rasjoneringspris alene skal sikre tørrårsforsyningen, er det nødvendig at vannverdien øker fra i underkant av 60 øre/kWh i et middels tilsigsår til over 780 øre/kWh i et ekstremt tørrår. Dette observeres dersom man sammenligner Figur 32 og Figur 33. I disse simuleringene benyttes en rasjoneringspris på 1000 øre/kWh. Skal man få så høye vannverdier, må man godta tilsvarende høye kraftverdier.

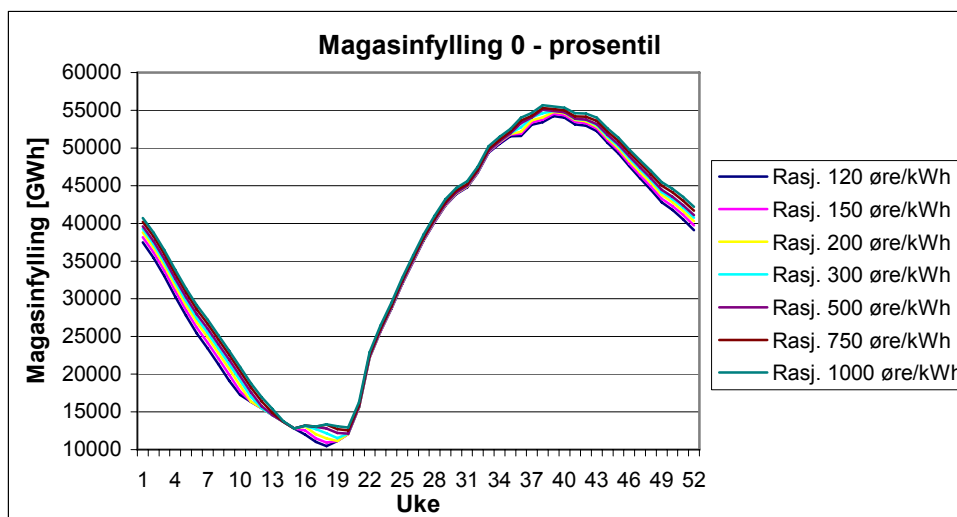


Figur 33: Vannverdi ved forskjellige rasjoneringspriser i årene 1941 og 1942

## Magasindisponering

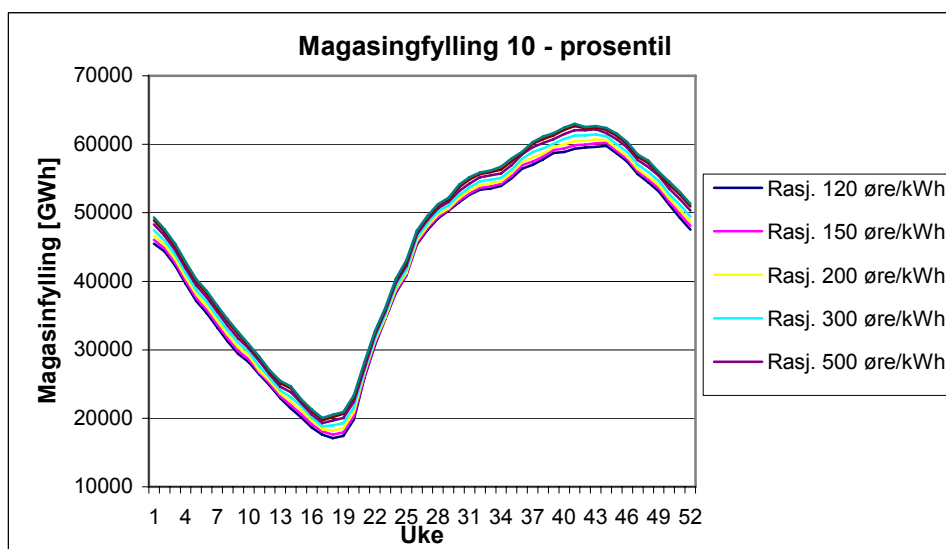
Endringer i vannverdiene fører til at magasin vannet blir disponert på en annen måte. Bakgrunnen for dette er at høye vannverdier bygger på forventning om høye framtidige kraftpriser, og dermed har kraftprodusentene et insentiv til å spare vann til disse periodene. Resultatet av denne effekten for magasin fyllingen er vist i Figur 34, Figur 35 og Figur 36.

Figur 34 viser magasin fyllingens 0 – prosentil. Dette tilsvarer den til enhver tid laveste magasin fyllingen i kraftsystemet. Som det framgår av figuren gir en økt rasjoneringspris en høyere magasin fylling fra slutten av fyllingsperioden, og fram til uke 13 det påfølgende året. Etter uke 15 flater magasin fyllingskurven for de høyeste rasjoneringsprisene ut, mens for de lave rasjoneringskurvene fortsetter den å falle. Dette gjør at forskjellen i magasin fylling mellom høyeste og laveste rasjoneringspris i uke 18, er på omtrent 2800 GWh.



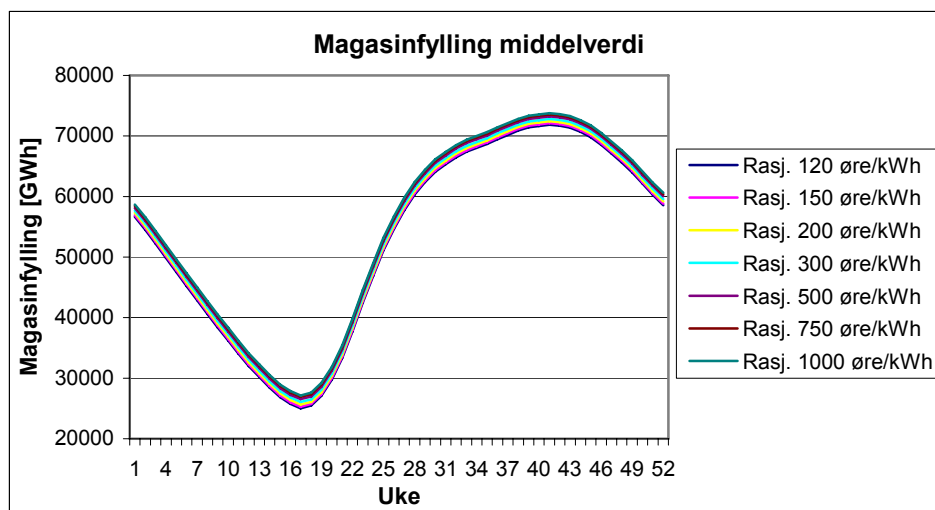
Figur 34: Magasinfylling 0 - prosentil

Magasinfyllingens 10 – prosentil vises i Figur 35. Dette tilsvarer de til en hver tid 10 prosent laveste registrerte magasinfyllingene. Her er tendensen med en høyere magasinfylling for høye rasjoneringspriser tydeligere, også tidlig i fyllingsperioden. I uke 41 er forskjellen i magasinfylling for rasjoneringspriser på henholdsvis 120 øre/kWh og 1000 øre/kWh, omtrent 3100 GWh. Det kan synes som om tappingen begynner litt tidligere dersom rasjoneringsprisen er 1000 øre/kWh. Dette gjør at differansen ved inngangen til tappesesongen er redusert til 2600 GWh. Denne forskjellen holder seg imidlertid hele tappesesongen, og i uke 18 er forskjellen i magasinfyllingen igjen økt til omtrent 3400 GWh. Dette gir også en økning i forhold til 0 – prosentilet på 600 GWh.



Figur 35: Magasinfylling 10 – prosentil

Figur 36 viser forskjellen i magasinfyllingen dersom man legger et middels tilsigsår til grunn. I dette tilfellet er forskjellen i magasinfylling redusert til 1900 GWh ved inngangen til tappesesongen og 1800 GWh ved slutten av tappesesongen. Selv om effekten her er redusert i forhold til de mest anstrengte situasjonene, har man fortsatt en betydelig buffer mot tilsigssvikt dersom rasjoneringsprisen holdes høy.



Figur 36: Magasinfylling middelerdi

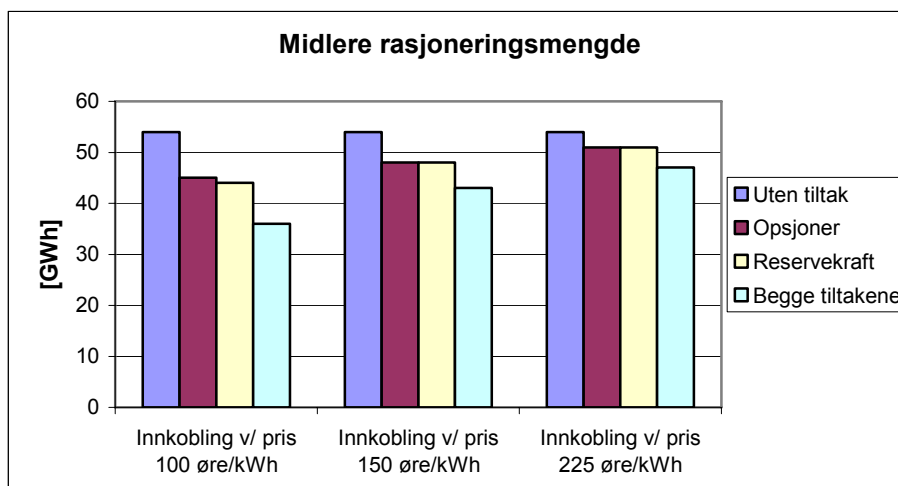
### 7.1.2 SAKS – tiltak

Modelleringen av SAKS – tiltakene er vist i kapittel 5.3.2 SAKS – tiltak. På grunnlag av disse modellene er det gjort enmagasinsimuleringer for å vise hvordan tiltakene påvirker den generelle magasindisponeringen. Det presiseres at disse enmagasinsimuleringene er gjort med grunnlag i et forenklet datasett, og at det kvantumet som blir resultatet av simuleringene derfor har en betydelig usikkerhet. Resultatene kan likevel sammenlignes for å fremstille de prinsipielle sammenhengene. I simuleringene er rasjoneringsprisen satt til 300 øre/kWh.

#### Endringer i rasjoneringsmengden

Dersom man legger hele tilsigsserien på 50 år til grunn, blir den midlere rasjoneringsmengden slik det er vist i Figur 37. Figuren viser den reduksjonen i rasjoneringsmengde man kan forvente ved bruk av et eller flere SAKS – tiltak, avhengig av hvilken innkølingspris man velger for tiltaket. Uten noen form for tiltak, vil den gjennomsnittlige rasjoneringsmengden bli 54 GWh/år ved en rasjoneringspris på 300 øre/kWh. Dette er vist i Figur 28. Avhengig av på hvilket prisnivå man velger å iverksette tiltakene, endres rasjoneringsmengden. Et lavt prisnivå for innkobling av tiltak, fører til redusert behov for rasjoneringsmengde. Dersom tiltaket benyttes allerede fra en kraftpris på 100 øre/kWh, reduseres den midlere rasjoneringsmengden fra 54 GWh/år til 36 GWh/år. For en innkølingspris på 150 øre/kWh eller 225 øre/kWh, reduseres rasjoneringsmengden til henholdsvis 43 GWh/år eller 47 GWh/år.

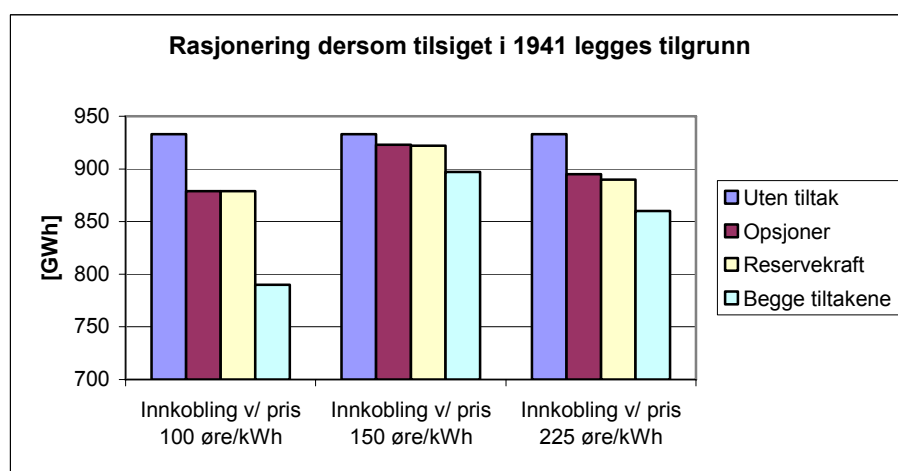
Ved bruk av SAKS – tiltakene fra en kraftpris på 100 øre/kWh, observeres det en forskjell i rasjoneringsmengde avhengig av om man bruker opsjoner eller reservegasskraftverk. Dette skyldes at den totale tilgjengelige energimengden fra reservegasskraftverkene er modellert noe større enn den tilgjengelige energimengden fra opsjonene. Maksimal bruk av bare ett av tiltakene i et lengre tidsrom vil derfor føre til noe lavere rasjoneringsmengde, dersom man benytter reservekraftverket.



Figur 37: Midlere rasjoneringsmengde for alle SAKS – tiltakene ved forskjellige innkoblingspriser

Det observeres at man ved bruk av begge tiltakene ikke klarer å utnytte hele potensialet de to tiltakene har hver for seg. Dersom innkoblingsprisen settes til 100 øre/kWh, vil opsjonene og reservekraftverkene hver for seg gi en redusert rasjoning på henholdsvis 9 GWh og 10 GWh. Dersom begge tiltakene benyttes, er reduksjonen imidlertid bare på 18 GWh, noe som tilsvarer et fall på 1 GWh. Dette er også tilfellet for de andre innkoblingsprisene.

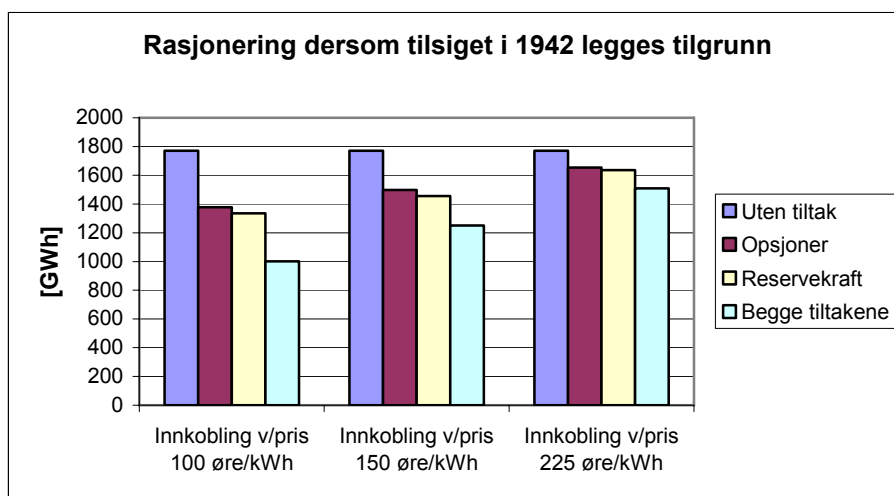
Figur 38 og Figur 39 viser hvordan de enkelte SAKS – tiltakene påvirker rasjoning i de to tilsigsårene i denne tilsigsserien som gir rasjoning. Figur 38 viser rasjoning i dagens kraftsystem dersom tilsiget fra 1941 legges til grunn. Figuren skiller seg fra de andre ved at rasjoning er høyest ved en innkobling på 150 øre/kWh, mens det for de resterende sammenligningene er funnet at rasjoning blir størst ved den høyeste innkoblingsprisen. Videre gir simuleringene av 1941 tilsiget en større reduksjon i rasjoneringsmengden, dersom begge SAKS – tiltakene benyttes samlet. Dette er ikke tilfellet for de andre simuleringene, og disse observasjonene er derfor kommentert mer utfyllende i kapittel 7.1.2 *SAKS – tiltak*.



Figur 38: Rasjoning i tilsigsåret 1941 for alle SAKS – tiltakene ved forskjellige innkoblingspriser

I simuleringen av dette scenarioet ble det også registrert et lite rasjoneringsvolum i uke 21. Av modellmessige årsaker er imidlertid tilgjengeligheten for SAKS - tiltakene begrenset til perioden fra uke en til uke 20. På bakgrunn av dette er det mulig at rasjoning i 1941 kan reduseres ytterligere ved en utvidelse av modellen. Volumendringen er imidlertid så begrenset, at det er valgt å beholde den samme modelleringen som for resten av oppgaven.

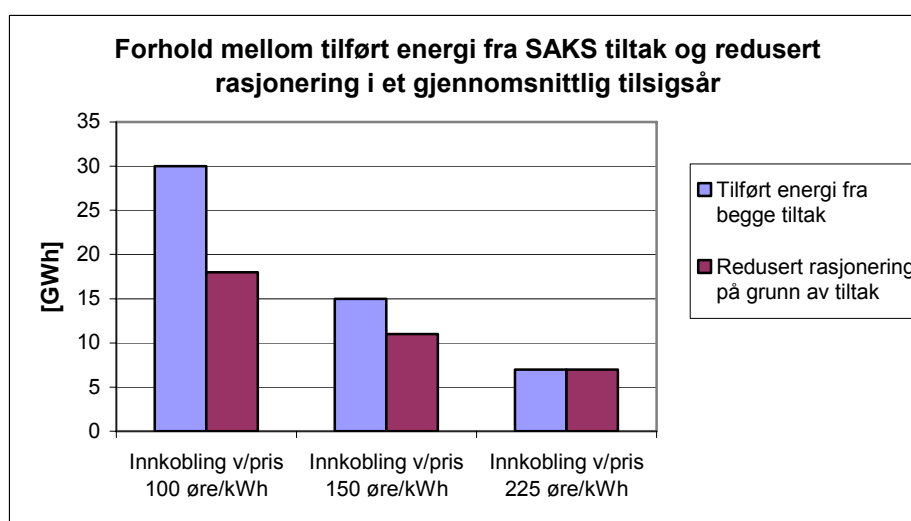
Dersom man legger tilsiget i 1942 til grunn, vil rasjoneringen i simuleringene av denne modellen bli som vist i Figur 39. Her reduseres den totale rasjoneringen ved fallende innkøblingspris. Ved bruk av tiltakene fra de to laveste prisnivåene, gir summen av tiltakene brukt hver for seg en større reduksjon i rasjoneringen enn begge tiltakene brukt samtidig.



Figur 39: Rasjonering i tilsigsåret 1942 for alle SAKS – tiltakene ved forskjellige innkøblingspriser

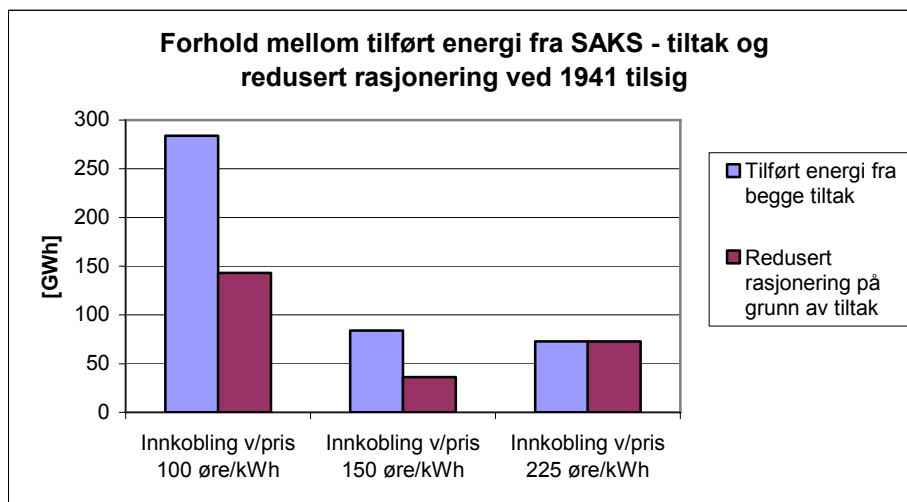
### Forholdet mellom tilført energi og redusert rasjonering

Hvor mye av den energien som tilføres fra SAKS – tiltakene som brukes til å redusere rasjoneringen, avhenger av fra hvilket prisnivå man velger å benytte tiltakene. I et gjennomsnittlig tilsigsår viser Figur 40 at bruk av tiltakene fra 100 øre/kWh gjør at man tilfører 30 GWh for å redusere rasjoneringen med 18 GWh. Dette tilsvarer en forskjell med en faktor på omtrent 1,7. For hver GWh redusert rasjonerings, må man altså tilføre 1,7 GWh fra SAKS – tiltakene. Dette forholdstallet reduseres ettersom innkøblingsprisen øker, og figuren viser at ved en meget restriktiv bruk av tiltakene, vil omtrent all tilført energi benyttes direkte til reduksjon av rasjoneringen.



Figur 40: Forhold mellom tilført energi fra SAKS tiltak og redusert rasjonering i et middels tilsigsår

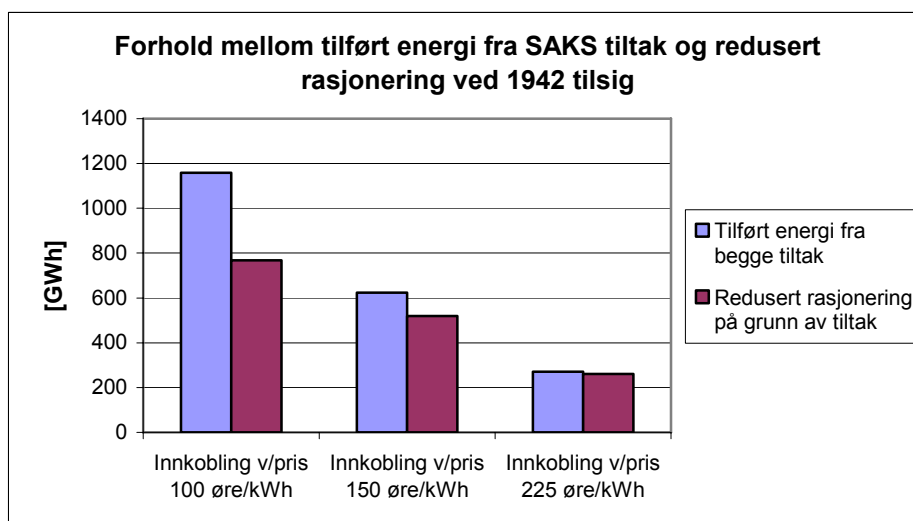
I spesielle tilfeller kan imidlertid bruken av tiltakene få særlig ugunstige resultater. Figur 41 viser hvordan forholdet mellom tilført energi fra SAKS – tiltakene og redusert rasjonering vil være ved 1941 tilsig. Ved bruk av tiltakene fra 100 øre/kWh er forholdet på omtrent 2, mens det for en innkobling ved 150 øre/kWh er 2,3. Dette betyr at man må tilføre mer en dobbelt så mye energi i forhold til reduksjonen i rasjoneringsvolumet.



Figur 41: Forhold mellom tilført energi og redusert rasjonering i 1941

Videre viser figuren at den tilførte energien ved en innkobling på 150 øre/kWh og 225 øre/kWh er omtrent den samme, mens rasjoneringsreduksjonen er størst for en innkobling på 225 øre/kWh. Dette avviker fra hva man i utgangspunktet kunne forvente seg. For nærmere drøfting henvises det til kapittel 8.1.2 *SAKS – tiltak*.

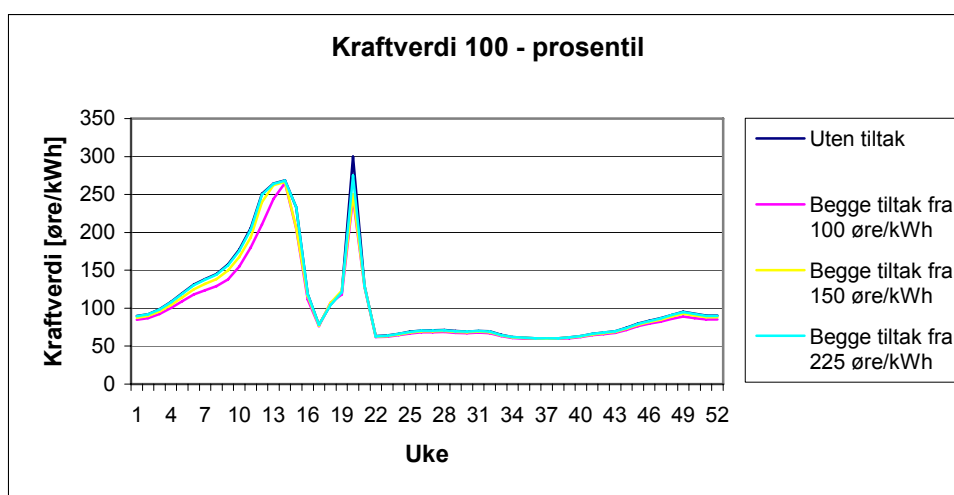
Figur 42 viser forholdet mellom tilført energi fra SAKS – tiltak, og redusert rasjonering i det simulerte kraftsystemet dersom man legger 1942 tilsiget til grunn. Forholdstallet endres her fra 1,5 ved innkobling ved 100 øre/kWh, til omtrent 1 ved innkobling ved 225 øre/kWh. Forskjellen er mindre markant her sammenlignet med hva som var tilfellet for tilsigsåret 1941.



Figur 42: Forhold mellom tilført energi fra SAKS tiltak og redusert rasjonering i 1942

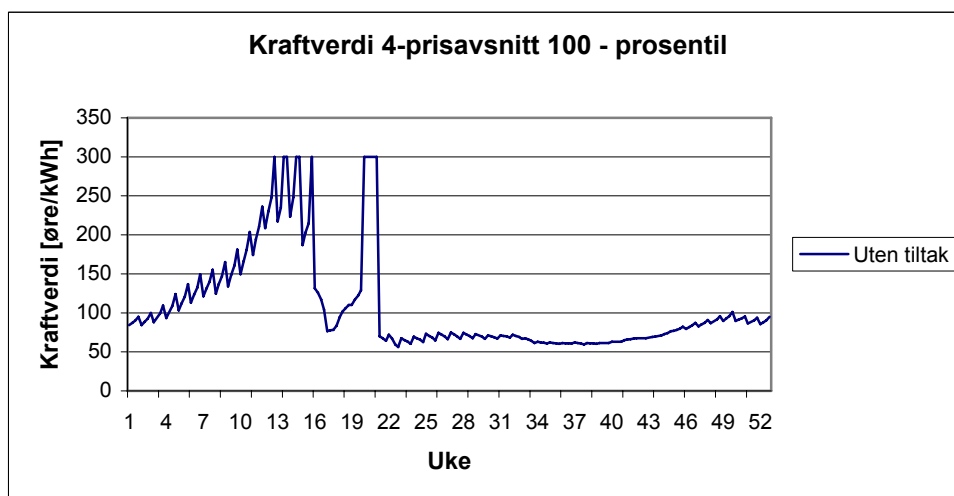
## Kraft- og vannverdier

Kraftverdiens 100 – prosentil ved forskjellige innkoblingspriser for SAKS – tiltakene er vist i Figur 43. Dersom SAKS – tiltakene benyttes fra 100 øre/kWh, viser figuren en marginal forskjell i kraftverdiene allerede fra uke 45. Denne forskjellen forsterkes fra uke 2. I denne perioden gir også bruk av tiltakene fra kraftprisen er 150 øre/kWh, en merkbar forskjell i kraftverdien. Svært restriktiv bruk av tiltakene ser imidlertid ikke ut til å påvirke kraftverdien i nevneverdig grad.



Figur 43: Kraftverdi ukemiddel 100 – prosentil ved forskjellig innkoblingspris

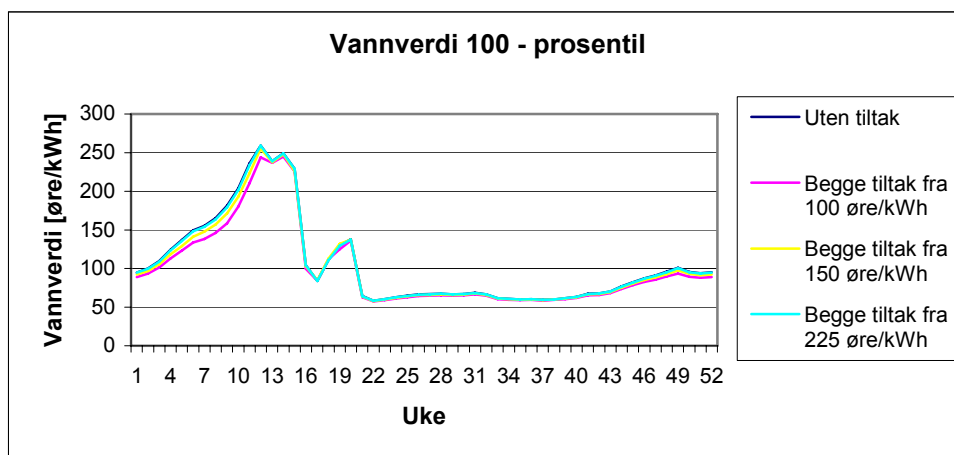
De to toppene i Figur 43 skyldes at de mest anstrengte periodene i 1941 og 1942 ikke inntreffer i de samme ukene. I denne figuren er det valgt å presentere ukemiddelpriser for å bedre lesbarheten. Dersom prisavsnittene i modellen benyttes, blir kraftverdien uten noen form for SAKS – tiltak slik det er vist i Figur 44. Den anstrengte perioden i 1942 kom tidligere, og varte noe lenger enn hva som var tilfellet i 1941. Dette gjorde at prisen holdt seg over innkoblingsprisen for tiltakene i en lengre periode, og dermed ble det tilført mer energi fra SAKS – tiltakene dette året. Dette gjorde også at det totale rasjoneringsvolumet var størst i 1942.



Figur 44: Kraftverdi 4-prisavsnitt 100 – prosentil

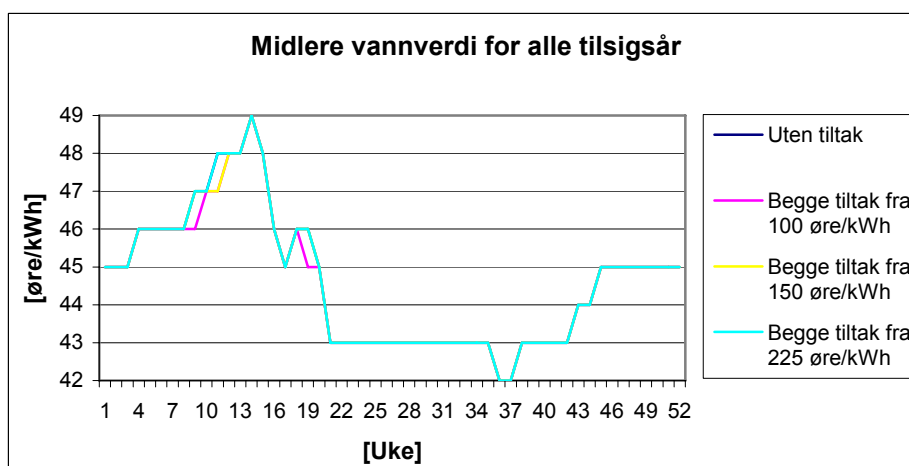


Figur 45 viser vannverdiens 100 – prosentil. På samme måte som for kraftverdiene observeres det en forskjell i vannverdiene fra uke 45. Denne forskjellen øker fra uke 2 og utover. Vannverdiene har også to topper, men det ser ut som den anstrengte perioden i 1941 kom så sent, at vannverdiene ikke steg like mye som i 1942. Grunnen til dette er at man her forventer en vårflokk i nær framtid. Dermed påvirker ikke kraftprisen vannverdien i like stor grad. De høye kraftprisene påvirker forbruket i den anstrengte perioden, men vannverdiene holdes ikke like høye fordi den framtidige verdien av lagret vann er liten rett før vårløsningen.



Figur 45: Vannverdi 100 – prosentil ved forskjellig innkoblingspris

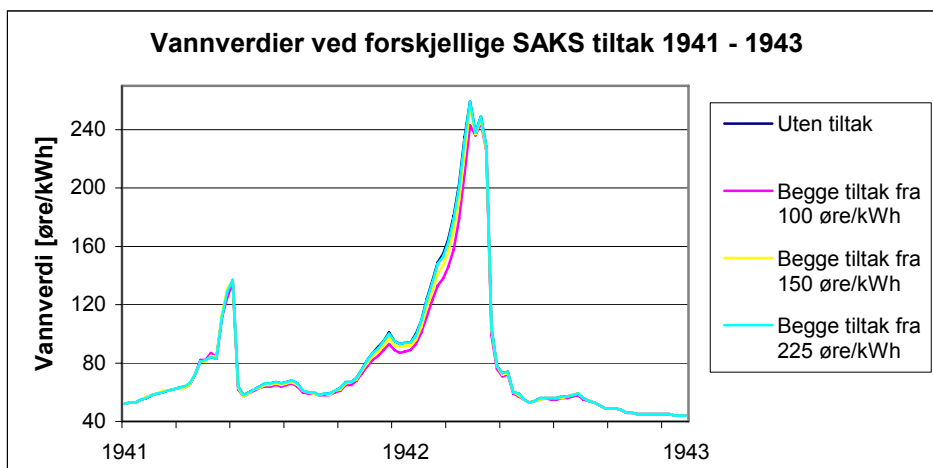
Figur 46 viser hvordan den midlere vannverdien endres som en følge av varierende bruk av SAKS – tiltakene. Forholdsvis få år med rasjonering gjør at middelverdiene over året ikke påvirkes i særlig stor grad. Figuren viser imidlertid at i de tilfellene hvor SAKS – tiltakene brukes fra de laveste prisnivåene, økes kraftprisene noe senere ved inngangen til den mest anstrengte perioden i året. Dersom begge tiltakene benyttes fra en kraftpris på 100 øre/kWh, forsinkes økningen i vannverdi med omtrent en uke fra nivået i uke 9 og ytterligere en uke fra uke 11. Dersom tiltakene benyttes fra 150 øre/kWh, forsinkes økningen med en uke fra inngangen til uke 11. Fra uke 12 er det ingen forskjell.



Figur 46: Midlere vannverdi for alle tilsigsår

Fram mot inngangen til fyllingssesongen, viser figuren at vannverdien i en uke reduseres fortere dersom man benytter begge SAKS – tiltakene. Ellers er det ingen forskjell. Tiltakene påvirker således ikke maksimalverdien for den midlere vannverdien basert på alle 50 tilsigsårene.

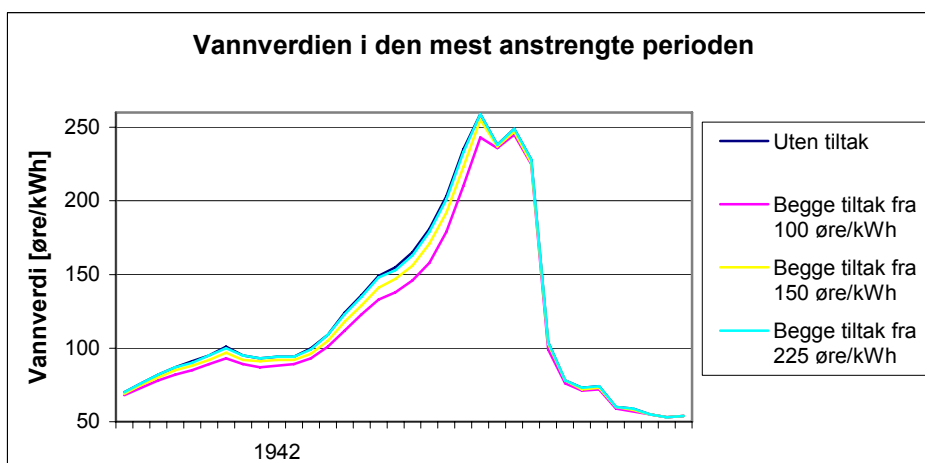
Den midlere vannverdien påvirkes bare i liten grad av SAKS – tiltakene. Påvirkningen er imidlertid mye mer framtrødende i de mest anstrengte kraftsituasjonene. Figur 47 viser hvordan vannverdiene endres som en følge av forskjellig bruk av SAKS – tiltakene i perioden 1941 til 1943. I det første tørråret er forskjellene marginale, men ved inngangen til den svært anstrengte kraftsituasjonen i begynnelsen av 1942, er det avhengig av hvor restriktivt tiltakene benyttes, en markert forskjell i vannverdien.



Figur 47: Vannverdier ved forskjellige SAKS tiltak 1940 – 1943

Figur 48 viser et utsnitt fra de første ukene av 1942 i Figur 47. Figuren viser at vannverdiene i den svært anstrengte kraftsituasjonen i stor grad blir påvirket av hvordan SAKS – tiltakene benyttes. Fra slutten av 1941 og fram til omtrent uke 20 i 1942 ligger vannverdien lavere dersom man benytter begge SAKS – tiltakene fra 100 øre/kWh og fra 150 øre/kWh. Benyttes SAKS – tiltakene fra en kraftverdi på 225 øre/kWh, er forskjellen i vannverdi mellom simuleringene marginal.

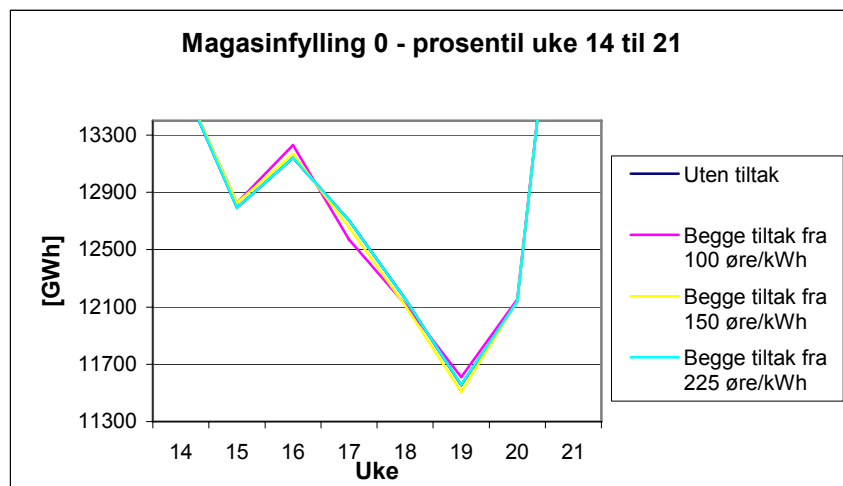
Den største forskjellen i vannverdien finner man i uke 12. Uten tiltak vil vannverdien i denne uken være 25 øre/kWh høyere enn hva som er tilfellet dersom begge tiltakene benyttes fra kraftprisen er 100 øre/kWh, og 12 øre/kWh høyere enn dersom begge tiltakene benyttes fra 150 øre/kWh. I denne situasjonen nådde vannverdien sin topp i uke 13. Forskjellen var da på henholdsvis 16 øre/kWh og 4 øre/kWh mellom et kraftsystem uten SAKS – tiltak, og et kraftsystem hvor begge SAKS – tiltakene blir benyttet fra 100 øre/kWh og fra 150 øre/kWh.



Figur 48: Vannverdien i den mest anstrengte perioden

## Magasindisponering

Figur 49 viser magasinfyllingens null – prosentil i den mest anstrengte perioden fra uke 14 til uke 21. Figuren viser at i den vanskeligste perioden er det liten forskjell mellom de ulike alternativene.

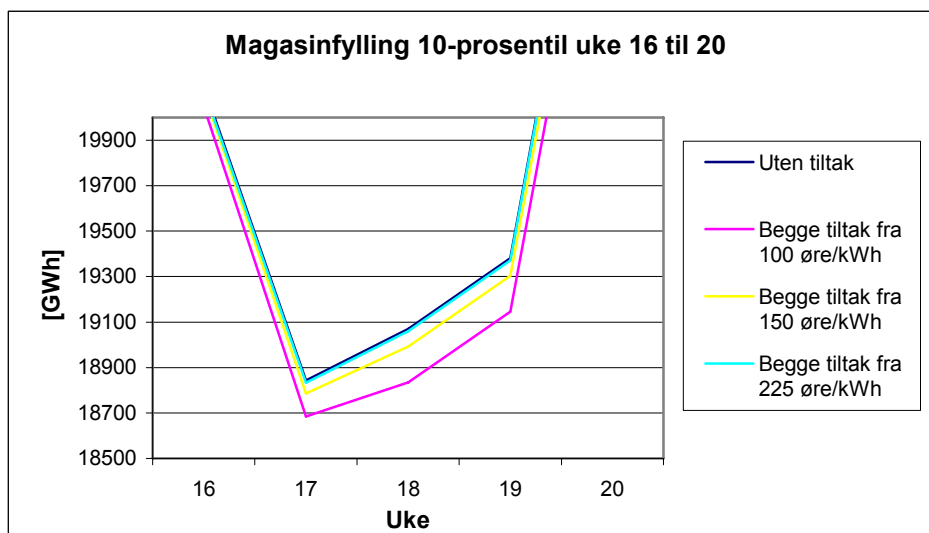


Figur 49: Magasinfylling 0 – prosentil fra uke 16 til 21

Figuren viser også at man har en lokal bunn i uke 15, mens den globale bunnen nåes i uke 19. Grunnen til dette er at man i denne simuleringen bare har rasjonering i 1941 og 1942. Bunnen i disse periodene kommer imidlertid ikke i samme uke. I 1942 rasjoneres forbruket fram til uke 15. Etter denne uken klarer markedet selv. I 1941 kommer rasjoneringen noe senere, og den laveste magasinfyllingen registreres i uke 19.

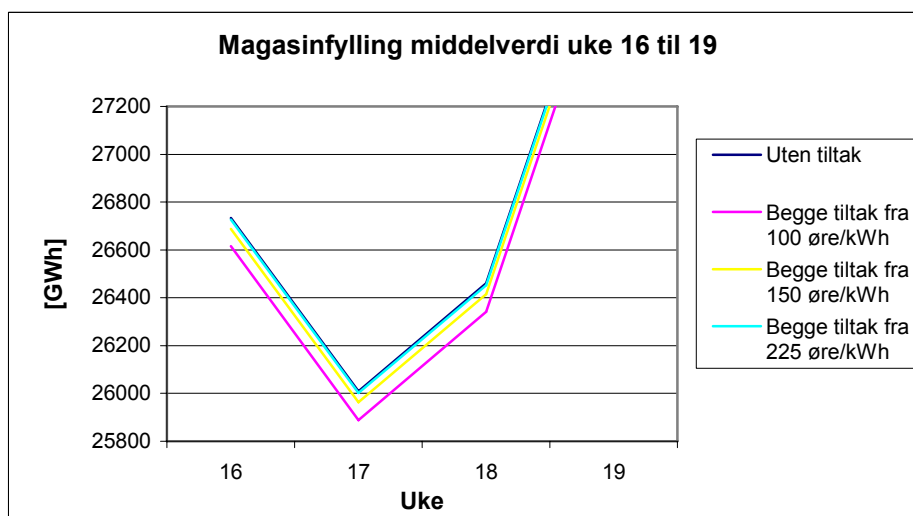
Det observeres at den laveste magasinfyllingen i 1942 er vesentlig høyere enn den laveste magasinfyllingen i 1941. Likevel er rasjoneringen størst i 1942. Videre viser figuren at utnyttelse av begge tiltak fra kraftprisen er 100 øre/kWh, gir den høyeste magasinfyllingen i uke 19. Den laveste magasinfyllingen i samme periode får man dersom begge SAKS – tiltak benyttes fra kraftprisen er 150 øre/kWh. Mellom disse fyllingsgradene skiller det 104 GWh i uke 19. Disse observasjonene avviker fra hva man kunne forvente i den gitte situasjonen, og de er derfor drøftet i kapittel 8.1.2 *SAKS – tiltak*.

Dersom man tar utgangspunkt i magasinfyllingens 10 prosentil endrer bildet seg noe. Figur 50 viser denne situasjonen. Den laveste magasinfyllingen i denne resultatpresentasjonen finner man i uke 17. Forskjellen i magasinfylling mellom tiltakene er også størst denne uken. Høyest magasinfylling får man her dersom man simulerer kraftsystemet uten SAKS – tiltak. Omtrent like høy fyllingsgrad oppnår man med en meget restriktiv bruk av virkemidlene. Dersom begge tiltakene brukes fra en kraftpris på 150 øre/kWh, faller magasinfyllingen i uke 17 med 59 GWh, mens bruk av tiltakene fra en kraftpris på 100 øre/kWh gir et fall i magasinfyllingen på 159 GWh. I uke 18 øker forskjellen i magasinfyllingen mellom simuleringen uten tiltak og begge tiltak, fra en kraftpris på 100 øre/kWh til 235 GWh. Den maksimale forskjellen observeres i uke 20. Da er forskjellen på 259 GWh. Resten av året er magasinfyllingen for simuleringen med begge tiltakene fra 100 øre/kWh, 100 GWh til 200 GWh lavere enn systemet ville vært uten noen form for tiltak.



Figur 50: Magasinfylling 10 – prosentil fra uke 16 til uke 20

Figur 51 viser magasinfyllingens middelerdi i uke 16 til 19. Den laveste magasinfyllingen observeres i uke 17. Her er forskjellen mellom høyeste og laveste simulering på 121 GWh. På samme måte som for magasinfyllingens 10 – prosentil, gir simuleringene med bruk av SAKS-tiltak en lavere magasinfylling gjennom hele året. Dersom tiltakene benyttes fra kraftprisen er 100 øre/kWh, holder denne forskjellen seg forholdsvis jevnt på litt i overkant av 100 GWh.



Figur 51: Magasinfylling middelerdi fra uke 16 til 19

## 7.2 Flermagasinsimuleringene i Samkjøringsmodellen

Resultatene som presenteres i dette kapitlet, baserer seg på simuleringer av flerområdemodellen Basis 2010. Disse simuleringene er gjort for å kvantifisere virkningene av de forskjellige tiltakene på en bedre måte enn hva som er mulig i en enmagasinmodell. Forbedringspotensialet kommer av at flerområdemodellen beskriver kraftsystemet mer nøyaktig enn det som er tilfellet i enmagasinmodellen. Dette gjør imidlertid at resultatene fra dette kapitlet, ikke uten videre kan sammenlignes med resultatene fra kapittel 7.1 *Enmagasinsimuleringene i Vansim*.

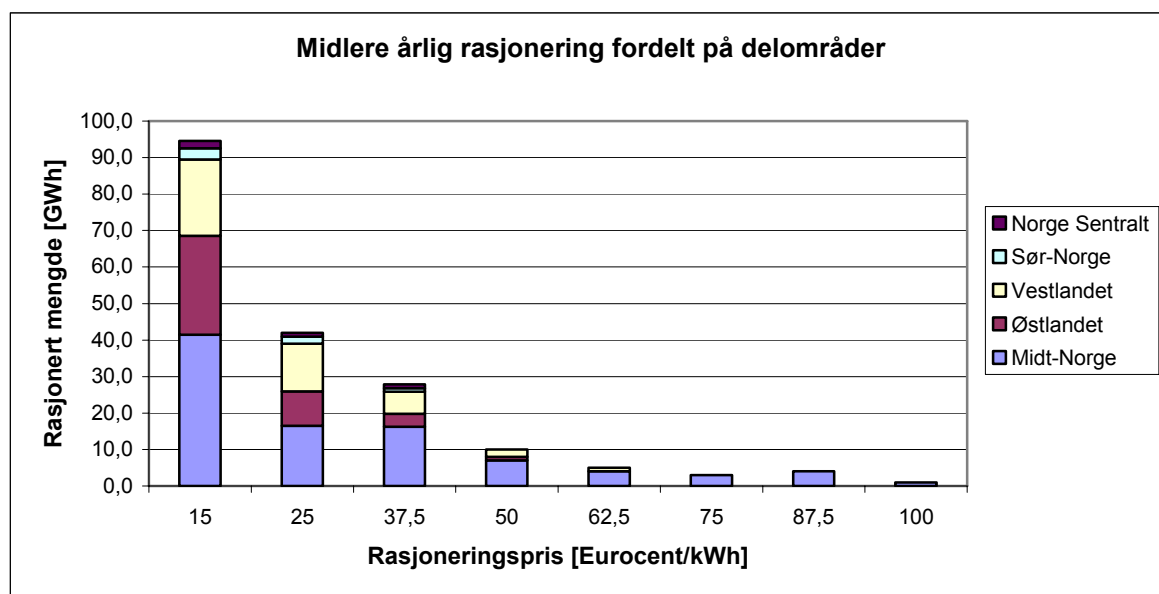
Det presiseres at en flerområdemodell vil være en forenkling av det virkelige systemet. Modellen som brukes her er også bearbeidet, slik at den på en bedre måte skal representere de forholdene en kan forvente å møte i en tørrårssituasjon. Endringene som er gjort, er vist i kapittel 6.2 *Datasettet som er benyttet i flermagasinsimuleringene*. Dette gir resultatene en viss usikkerhet, samtidig som andre simuleringer av samme system kan gi resultater som er noe forskjellig fra det som observeres her.

I datasettet som ligger til grunn for simuleringene i denne delen av oppgaven, var alle priser gitt i Eurocent/kWh. Det er valgt å beholde denne enheten i resultatpresentasjonen.

### 7.2.1 Endring av rasjoneringspris

#### Endringer i rasjoneringsmengden

Den midlere årlige rasjoneringen i det norske kraftsystemet er vist i Figur 52. Resultatene baserer seg på de årlige tilsigene fra 1931 til 2000. Som det går fram av figuren er det en klar sammenheng mellom rasjoneringsmengden og rasjoneringsprisen. Den største delen av rasjoneringen vil komme i Midt-Norge, men også andre deler av landet får problemer ved de laveste rasjoneringsprisene.

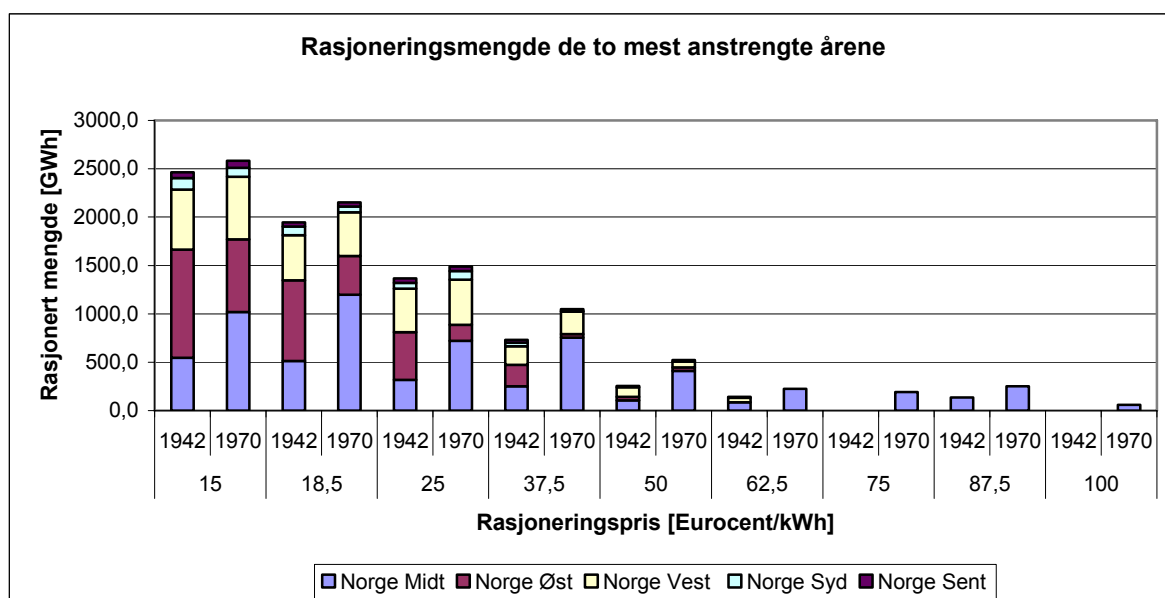


Figur 52: Midlere årlig rasjonering fordelt på områder

Rasjoneringsmengden er mest følsom for endringer når rasjoneringsprisen er på et lavt nivå. Dersom rasjoneringsprisen heves fra 15 Eurocent/kWh til 50 Eurocent/kWh, reduseres den midlere rasjoneringsmengden fra 94 GWh til 10 GWh. Rasjoneringsmengden fortsetter likevel å falle dersom rasjoneringsprisen økes ytterligere. Det absolutte fallet er imidlertid av et mer begrenset omfang. Dersom rasjoneringsprisen settes til 100 Eurocent/kWh, reduseres den midlere rasjoneringsmengden til 1 GWh/år.

I denne simuleringen observeres det at rasjoneringsmengden øker dersom rasjoneringsprisen endres fra 75 Eurocent/kWh til 87,5 Eurocent/kWh. Dette trendbruddet er antatt å komme som et resultat av rekalkibreringen av modellen mellom hver simulering. Det er benyttet automatisk kalibrering av modellen, men denne kan ha funnet et annet lokalt optimum slik det er beskrevet i kapittel 6.3.2 *SAKS – tiltak*.

Figur 53 viser rasjoneringsmengden i de to mest anstrengte årene for de forskjellige delområdene. De aktuelle årene er 1942 og 1970, hvor 1970 er det mest anstrengte. Dette resulterer i at det er i 1970 man må ha den høyeste rasjoneringsprisen, dersom man ønsker å unngå alle former for rasjoning med kun dette tiltaket.

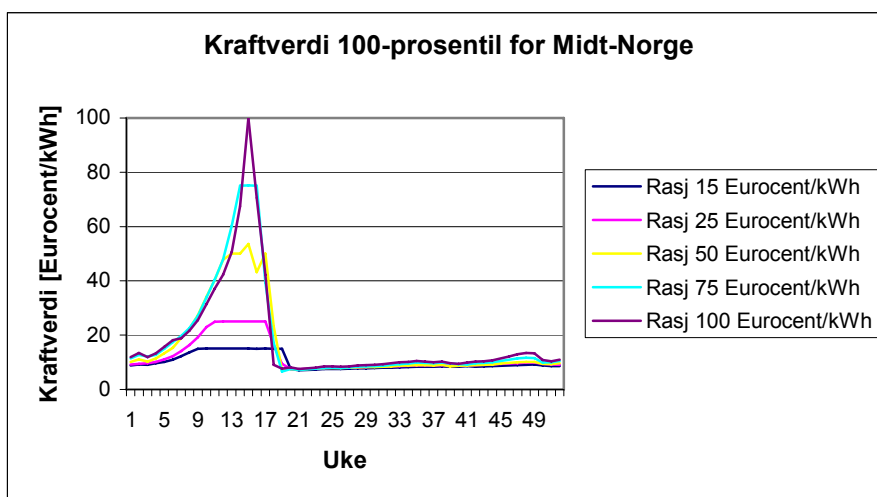


Figur 53: Rasjoneringsmengde de to mest anstrengte årene

Figuren viser at totalrasjoning faller dersom rasjoneringsprisen økes. For rasjoning innenfor enkelte delområder er det imidlertid noen avvik fra denne sammenhengen. I Midt-Norge observeres det blant annet at rasjoning øker når rasjoneringsprisen økes fra 15 Eurocent/kWh til 18,75 Eurocent/kWh. Dette skyldes antagelig kalibreringen. Dersom det er samfunnsøkonomisk optimalt å lagre vannet i andre delområder når rasjoneringsprisen økes, vil den automatiske kalibreringen sørge for dette. I så fall vil den totale rasjonerte mengden reduseres, samtidig som situasjonen forverres i enkelte områder. Disse får da en økt belastning i en anstrengt situasjon, sammenlignet med hva som har vært tilfelle tidligere.

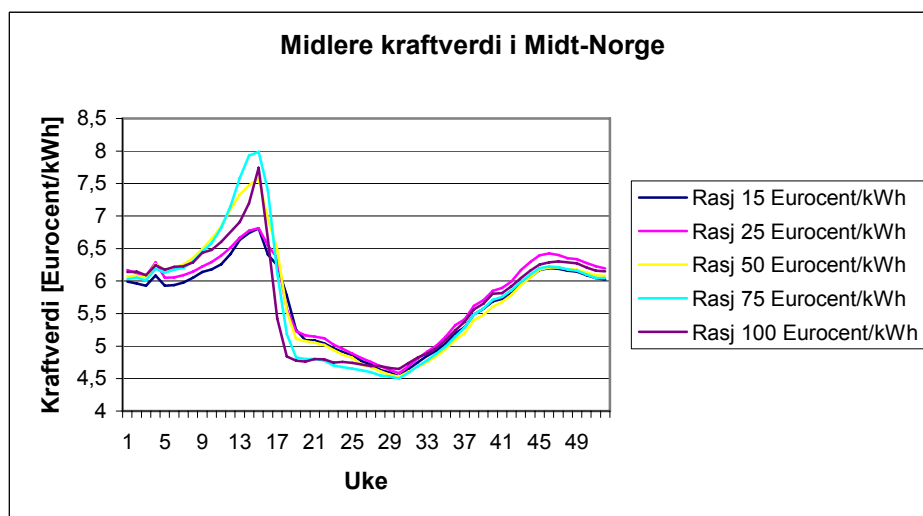
## Kraft- og vannverdier

Figur 54 viser hvordan den maksimale kraftverdien i Midt-Norge påvirkes av endringer i rasjoneringsprisen. Dersom rasjoneringsprisen økes, viser figuren at man kan forvente en tilsvarende økning av kraftprisen i den mest anstrengte perioden. Dette betyr at rasjoneringsprisen er avgjørende for hvor høy kraftprisen kan bli. I perioden fra uke 9 til uke 18, observeres det at grafene for de laveste rasjoneringsprisene er horisontale. Dette tilsvarer de tilfellene der kraftprisen når det aktuelle prisnivået for rasjoning.



Figur 54: Kraftverdi 100-prosentil for Midt-Norge

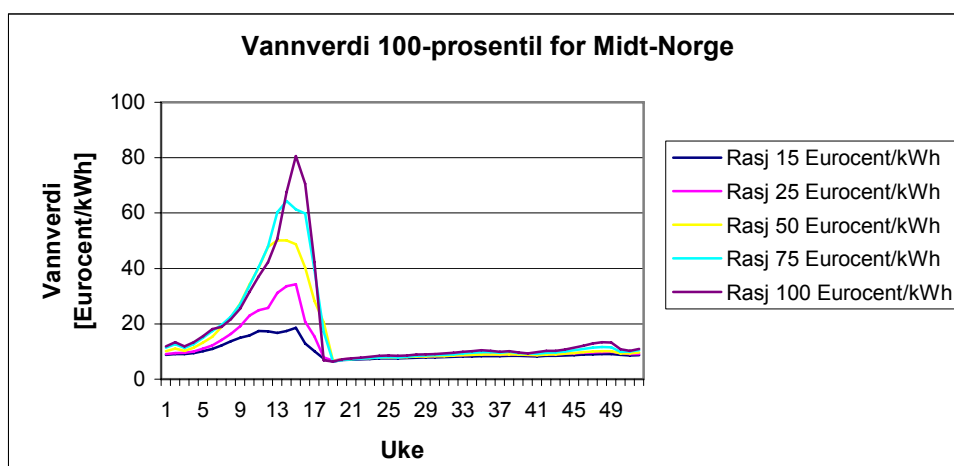
For en rasjoneringspris på 50 Eurocent, observeres det at man får to korte perioder med rasjoning. Grunnen til dette er antagelig at 100 – prosentilet gir den til enhver tid høyeste kraftverdien. Ved en så høy rasjoneringspris som 50 Eurocent/kWh, er det kun i 1942 og 1970 disse simuleringene gir rasjoning. Rasjoneringsperioden i disse årene kom imidlertid i forskjellige uker. Det er derfor nærliggende å anta at den første perioden med rasjoning kommer som en følge av 1970 – tilsiget, mens den siste rasjoneringsperioden kommer som et resultat av tilsiget i 1942. Dersom rasjoneringsprisen økes til 75 Eurocent/kWh blir det ingen rasjoning i 1942, og av den grunn gir dette scenarioet kun en periode med rasjoning.



Figur 55: Midlere kraftverdi for Midt-Norge

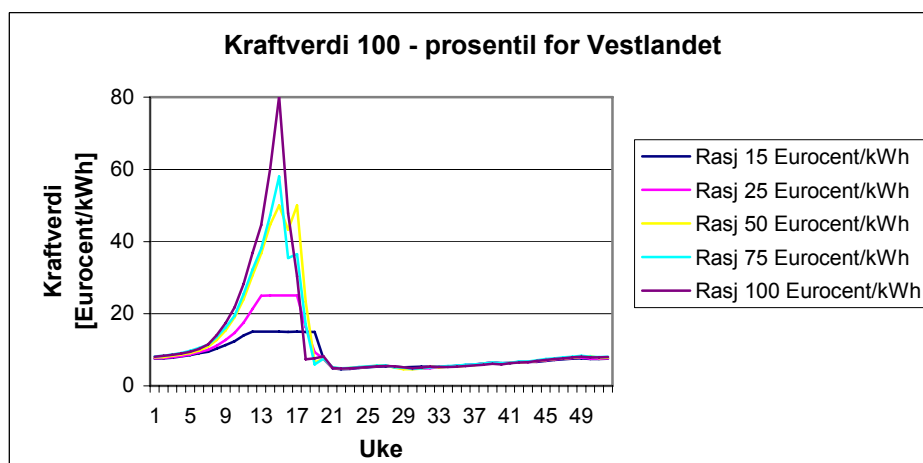
Den midlere kraftverdien for Midt-Norge er vist i Figur 55. På samme måte som for 100 – prosentilet, øker den midlere kraftverdien fram mot vårløsningen dersom rasjoneringsprisen øker. Unntaket er den midlere kraftprisen dersom rasjoneringsprisen økes til 100 Eurocent/kWh. Det observeres også at den midlere kraftprisen etter vårløsningen er noe lavere for simuleringene med den høyest rasjoneringsprisen. Disse observasjonene er nærmere drøftet i kapittel 8.2.1 *Endring av rasjoneringspris*.

Forskjellen som observeres i kraftverdien for simuleringene med forskjellige rasjoneringspriser, påvirker vannverdien. Figur 56 viser 100 – prosentilet for vannverdien i Midt-Norge. Her går det fram at høye rasjoneringspriser gir økte vannverdier. Det observeres imidlertid at vannverdiene ikke øker like mye som kraftverdiene i scenariene med høyest rasjoneringspris. Dette er nærmere drøftet i kapittel 8.2.1 *SAKS – tiltak*.



Figur 56: Vannverdi 100-prosentil for Midt-Norge

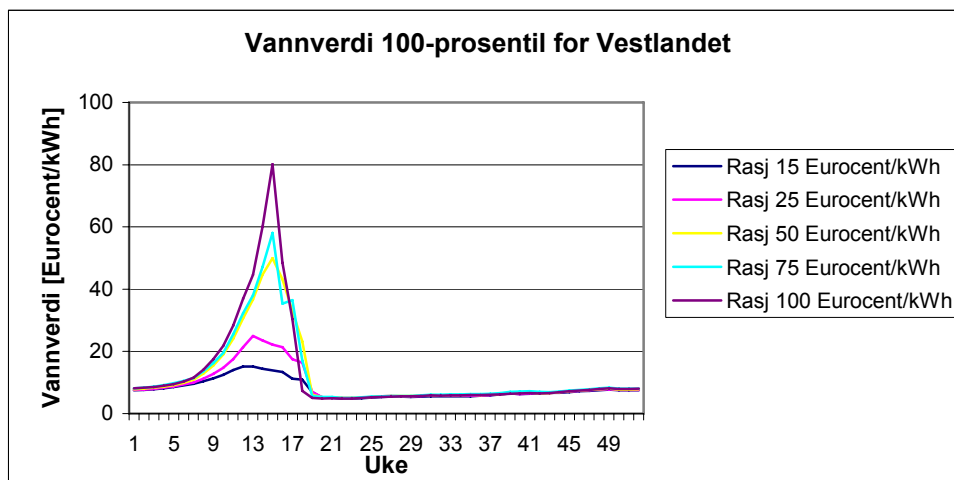
Figur 57 viser 100 – prosentilet for kraftverdien på Vestlandet. På samme måte som for Midt-Norge observeres det at økte rasjoneringspriser gir høyere kraftverdi. Kraftbalansen for Vestlandet er imidlertid bedre enn hva som er tilfellet for Midt-Norge. Dette gjør at mens Midt-Norge får rasjering, og dermed rasjoneringspriser helt opp til 100 Eurocent/kWh, klarer markedet på Vestlandet fra en rasjoneringspris på 50 Eurocent/kWh og oppover. Dette gjør at rasjoneringspriser på henholdsvis 75 Eurocent/kWh og 100 Eurocent/kWh, ikke fører til like høye kraftverdier i dette delområdet.



Figur 57: Kraftverdi 100 – prosentil for Vestlandet



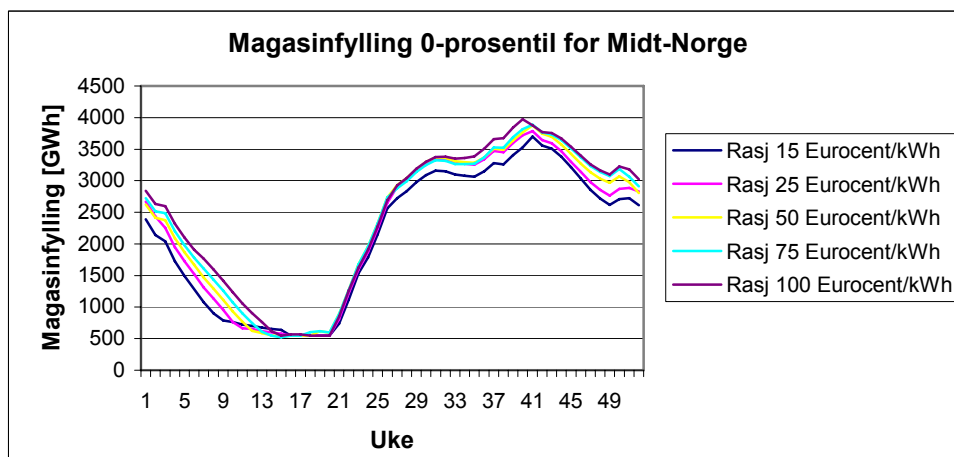
Den observerte kraftverdien på Vestlandet gir grunnlaget for vannverdiene som gjengis i Figur 58. Figuren viser 100 – prosentilet for vannverdien på Vestlandet. De høyeste vannverdiene i disse simuleringene observeres når rasjoneringsprisen er 100 Eurocent/kWh. I dette scenarioet når vannverdien en topp i uke 15 på rett i underkant av 80 Eurocent/kWh. Dette er omtrent like mye som den høyeste vannverdien som ble registrert i Midt – Norge.



Figur 58: Vannverdi 100 – prosentil for Vestlandet

## Magasindisponering

Forskjellene som observeres i vannverdiene fører til noe forskjellig magasindisponering. Figur 59 viser magasinutfyllingens null – prosentil for Midt-Norge. Her går det klart fram at en høy rasjoneringspris gir en høyere minstemagasinutfylling nesten hele året.

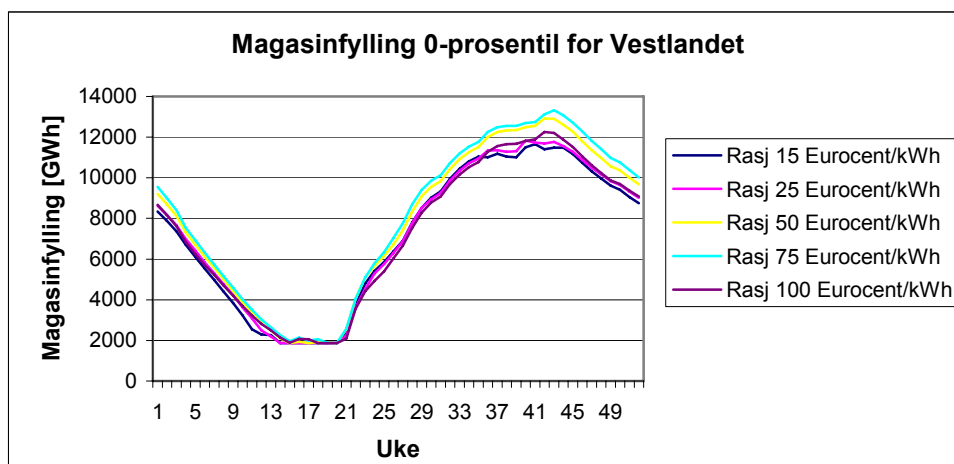


Figur 59: Magasinutfylling 0 – prosentil for Midt-Norge

Fra uke 25 og resten av fyllingssesongen ligger magasinutfyllingens kurve for en rasjoneringspris på 100 Eurocent/kWh over de andre magasinutfyllingens kurver. Dersom man sammenligner magasinutfyllingens kurve for en rasjoneringspris på 100 Eurocent/kWh med en rasjoneringspris på 15 Eurocent/kWh, fører dette til 447 GWh mer i magasinene ved inngangen til tappesesongen. Fra uke 1 er forskjellen i magasinutfylling for disse scenarioene 450 GWh. Resultatet av dette er tydelig dersom man studerer perioden hvor magasinutfyllingens kurve ligger på den nedre grensen. I uke 8 er forskjellen i magasinutfylling for scenarioene 691 GWh, noe som resulterer i at for den laveste

rasjoneringsprisen ligger magasinet ned mot grensen for rasjoning fra uke 7, mens for en rasjoneringspris på 100 Eurocent/kWh utsettes dette til uke 14. For magasinets 10 – prosentil i Midt-Norge observeres fortsatt tendensen til at høyere rasjoneringspris gir høyere magasinfylling. For den midlere magasinfyllingen er forskjellene små, men i enkelte perioder er magasinfyllingen høyest for de laveste rasjoneringsprisene. Dette observeres også for magasinfyllingen for Vestlandet.

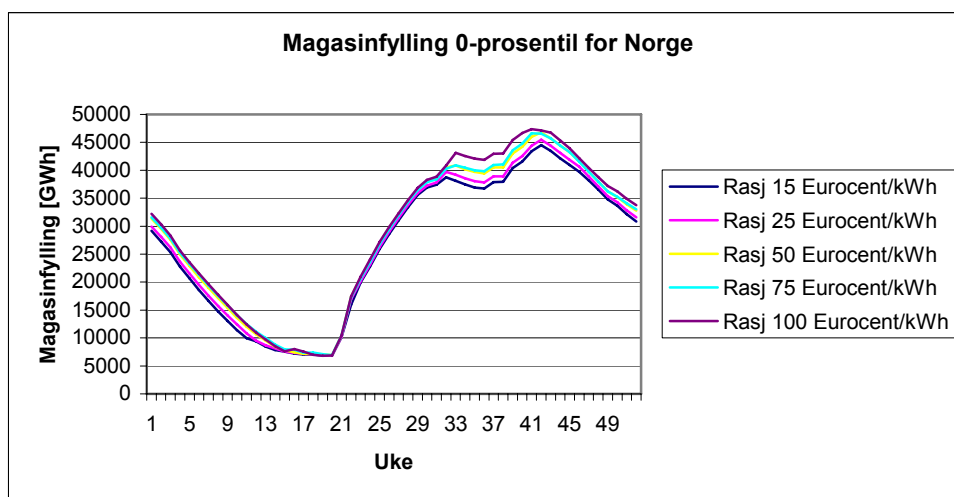
Den samme tendensen finner man for 0 - prosentilet av magasinfyllingen for Vestlandet. Dette er vist i Figur 60. Ved inngangen til tappesesongen i uke 43, er forskjellen mellom høyeste og laveste magasinfylling 1829 GWh. I dette delområdet utjevnes imidlertid forskjellen noe tidligere. Både rasjoneringsperioden og rasjoneringsmengden reduseres likevel dersom det velges en tilstrekkelig høy rasjoneringspris.



Figur 60: Magasinfylling 0-prosentil for Vestlandet

I denne figuren observeres det at magasinfyllingen ikke er høyest for den høyeste rasjoneringsprisen. For nærmere drøfting av dette henvises det til kapittel 8.2.1 *Endring av rasjoneringspris*.

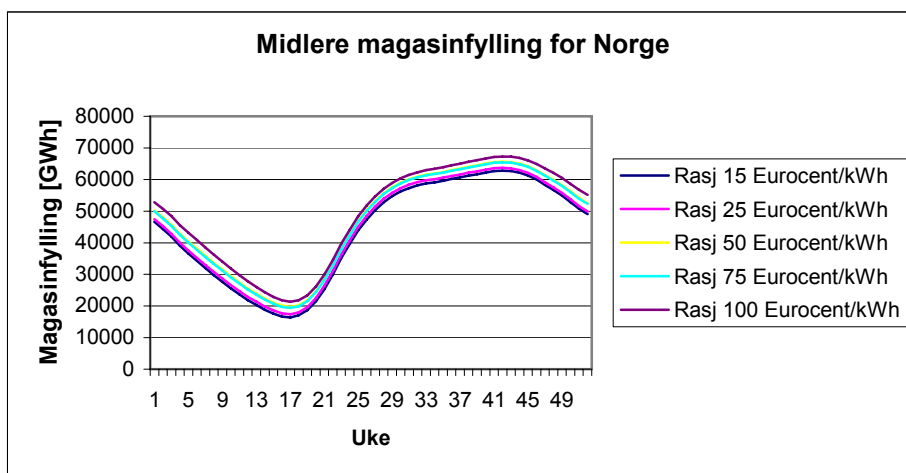
Figur 61 viser at det som ble observert for delområdene Midt-Norge og Vestlandet også gjelder for landet som helhet. Dersom rasjoneringsprisen økes, oppnår man en høyere magasinfylling fra slutten av fyllingssesongen og helt fram til vårløsningen.



Figur 61: Magasinfylling 0-prosentil for Norge

Ved inngangen til tappesesongen i uke 40 viser figuren at det er 5085 GWh mer i magasinene dersom rasjoneringsprisen er 100 Eurocent/kWh, sammenlignet med en rasjoneringspris på 15 Eurocent/kWh. I uke 8 er forskjellen redusert til 2927 GWh. I vårknipa jevner magasinets null – prosentil seg ut i den forstand at alle rasjoneringspriser fører til en fullstendig nedtapping. Forskjellen mellom de forskjellige scenarioene i denne perioden viser seg imidlertid i forhold til lengden av perioden med rasjonering.

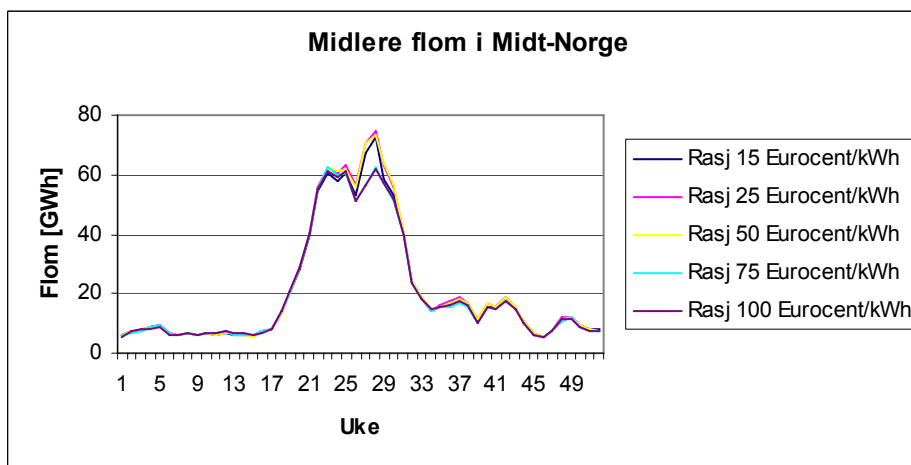
Figur 62 viser hvordan den midlere magasinutfyllingen i Norge endres dersom rasjoneringsprisen økes. Denne figuren understreker tendensen som ble observert i forrige kapittel. Dersom rasjoneringsprisen øker vil produsentene ha et større insentiv til å spare vann, og dermed oppnår man en gjennomgående høyere magasinutfylling gjennom hele perioden.



Figur 62: Midlere magasinutfylling for Norge

### Flom og egenproduksjon

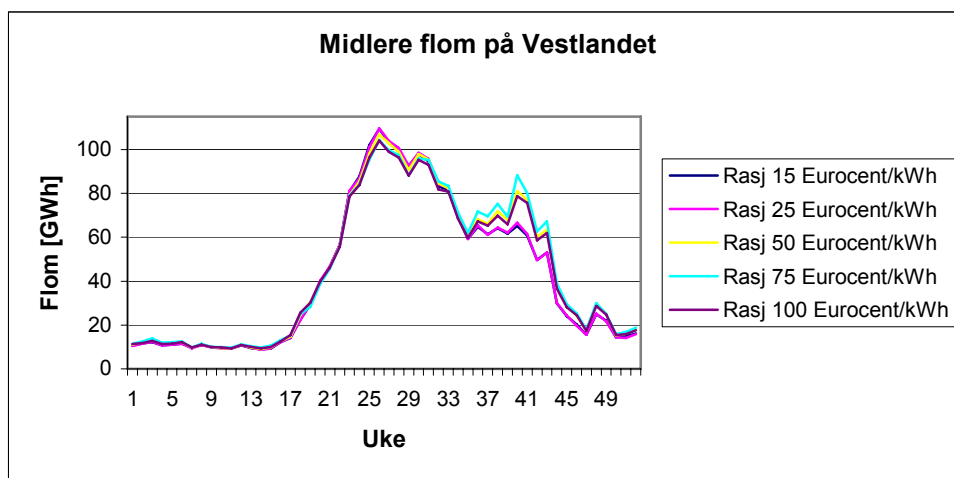
Dersom måten magasinene disponeres, endres vil dette påvirke både flomtapene i vassdraget og vannkraftproduksjonen. For Midt-Norge er den midlere flommen for de forskjellige rasjoneringsprisene vist i Figur 63. Figuren viser at den midlere flommen i dette delområdet i store deler av året er uavhengig av rasjoneringsprisen.



Figur 63: Midlere flom i Midt-Norge

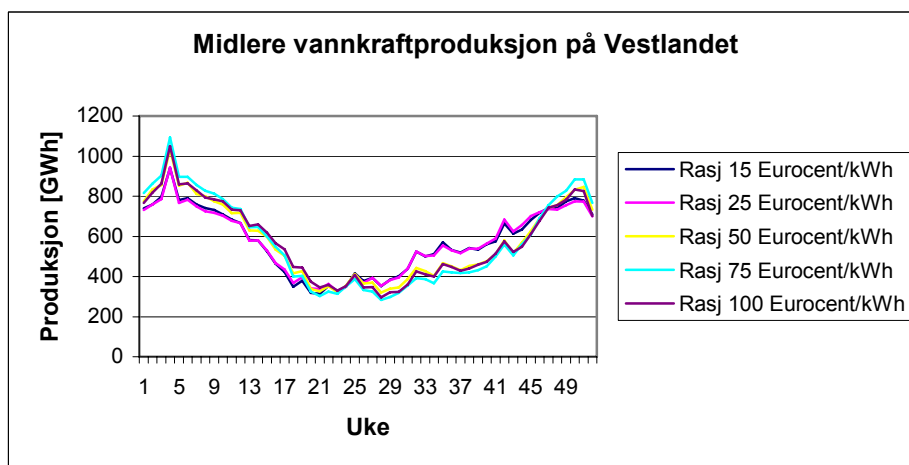
I perioden fra uke 25 til 35 observeres det en flomtopp. Figuren viser imidlertid at en lav rasjoneringspris gir en høyere flomtopp. Dette er i utgangspunktet ikke hva man kunne forvente å finne, og det er derfor nærmere diskutert i kapittel 8.2.1 *Endring av rasjoneringspris*.

Figur 64 viser den midlere flommen på Vestlandet. Dette delområdet har også en flomtopp rundt uke 25. Her er imidlertid forskjellen mellom de forskjellige scenarioene vesentlig mindre enn det som ble observert i Midt-Norge. Det spesielle med Vestlandet i denne sammenhengen, er at den midlere flommen øker igjen på høsten. Høstflommen varer fra uke 35 til uke 43, og i denne perioden påvirkes flommen av rasjoneringsprisen. I enkelte uker er den midlere flommen for de høyeste rasjoneringsprisene over 20 GWh større, enn hva som er tilfellet for scenarioene med de minste rasjoneringsprisene.



Figur 64: Midlere flom på Vestlandet

Endringen av magasinindisponeringen påvirker også vannkraftproduksjonen i de forskjellige delområdene. Figur 65 viser dette for Vestlandet. Her observeres det at produksjonen på høsten er vesentlig høyere for scenarioene med en lav rasjoneringspris. Økes derimot rasjoneringsprisen, viser figuren at det er en tendens til å holde igjen vann hele høsten, slik at man går inn i tappesesongen med en høyere magasinifylling. Dette gir en høyere produksjon fra overgangen til tappesesongen og helt fram til vårløsningen.



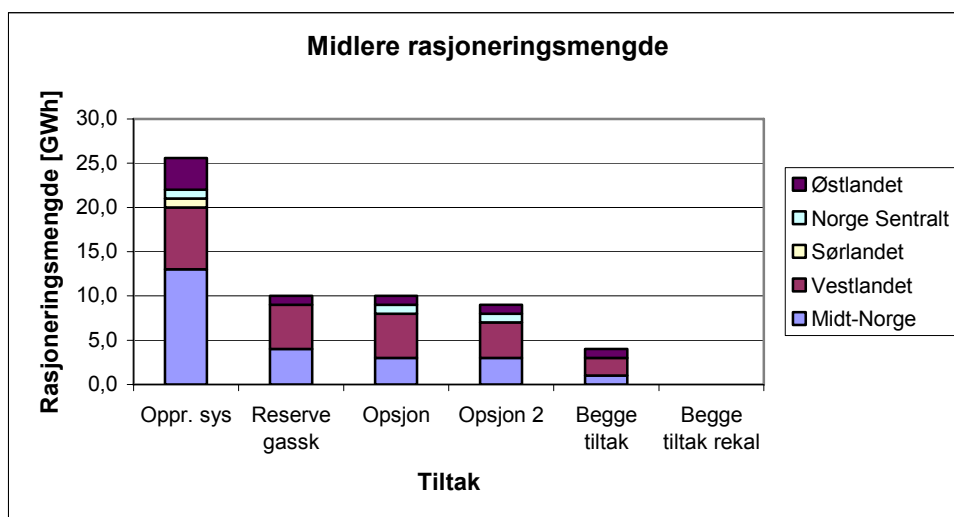
Figur 65: Midlere vannkraftproduksjon på Vestlandet

## 7.2.2 SAKS – tiltak

Modelleringen av SAKS – tiltakene er vist i kapittel 6.3.2 *SAKS – tiltak*. På grunnlag av disse modellene er det kjørt flermagasinsimuleringer for å avdekke i hvor stor grad slike tiltak påvirker den generelle magasinindisponeringen. Rasjoneringsprisen i disse simuleringene er satt til 37,5 Eurocent/kWh. Dette tilsvarer grensen på 300 øre/kWh som ble benyttet i enmagasinsimuleringene.

### Endringer i rasjoneringsmengde

Den midlere rasjoneringsmengden for de forskjellige scenarioene er vist i Figur 66. Det opprinnelige systemet gir en total rasjoning for hele landet på litt i overkant av 25 GWh/år. Rasjoningene reduseres til 10 GWh/år dersom man har mulighet til å benytte reservekraftverk eller opsjoner i forbruk. Den opprinnelige opsjonsmodellen er laget slik at uttaket fordeles jevnt fra uke 1 til uke 18, forutsatt at prisene er tilstrekkelig høye. I modellen Opsjon 2 er effektbegrensningen på de avtalene Statnett har inngått lagt til grunn. Det er derfor gitt mulighet for å ta ut noe mer effekt i en kortere periode. Figuren viser at dette reduserer rasjoneringsmengden ytterligere.



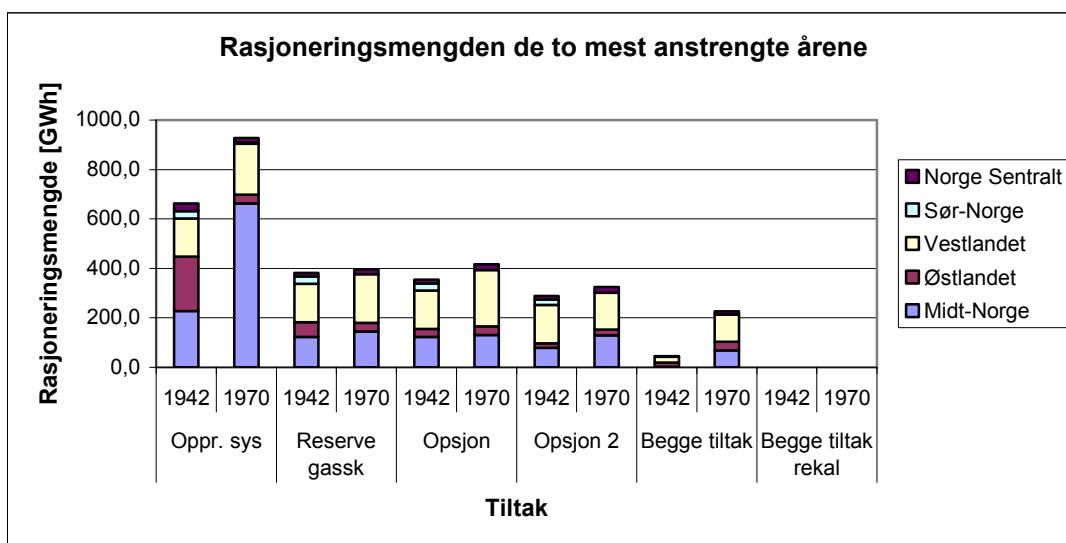
Figur 66: Midlere rasjoneringsmengde ved forskjellige SAKS – tiltak

Dersom begge tiltakene benyttes samtidig, viser figuren at den totale rasjoneringsmengden reduseres til omtrent 4 GWh/år. Dersom modellen recalibreres vil Samkjøringsmodellen tilpasse magasinindisponeringen og SAKS – tiltakene, og på den måten optimalisere bruken av tiltakene. I dette tilfellet reduseres rasjoningene til 0 GWh.

I denne modelleringen er alle tiltakene implementert i Midt-Norge. Av den grunn er det her man får de største reduksjonene i den ufrivillige rasjoningene. Det observeres imidlertid at ettersom situasjonen bedres i Midt-Norge, reduseres også problemene i de andre delområdene i dette datasettet.

Figur 67 viser hvordan de forskjellige tiltakene påvirker rasjoneringsmengden i de to mest anstrengte årene i simuleringene. Tar man utgangspunkt i tallene for 1970 ser man at rasjoneringsmengden synker fra i overkant av 900 GWh i det opprinnelige systemet, til 400 GWh dersom man implementerer ett av SAKS – tiltakene. Implementeres begge SAKS –

tiltakene, reduseres rasjoneringen til 200 GWh i den modellen som ikke ble recalibrert. I de to mest anstrengte årene opphører rasjoneringen dersom man recalibrerer modellen.

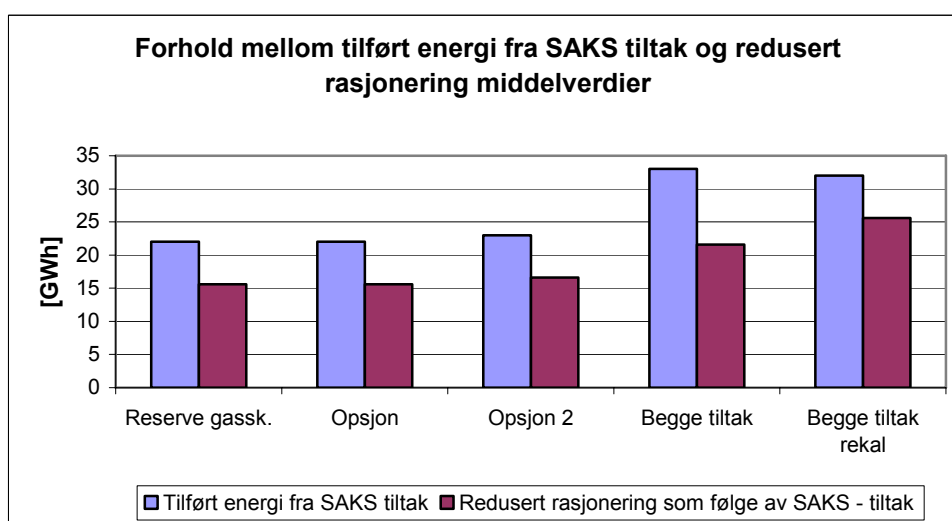


Figur 67: Rasjoneringsmengden i de to mest anstrengte årene ved forskjellige SAKS - tiltak

Figuren viser at tiltakene som er implementert i Midt-Norge også vil virke positivt i andre delområder. Særlig synlig er effekten på Østlandet. Dersom utviklingen fra 1942 legges til grunn, er rasjoneringsmengden i dette delområdet omtrent like stor som i Midt-Norge. Ved implementering av ett SAKS – tiltak i Midt-Norge, reduseres rasjoneringen på Østlandet med omkring 150 GWh dette året.

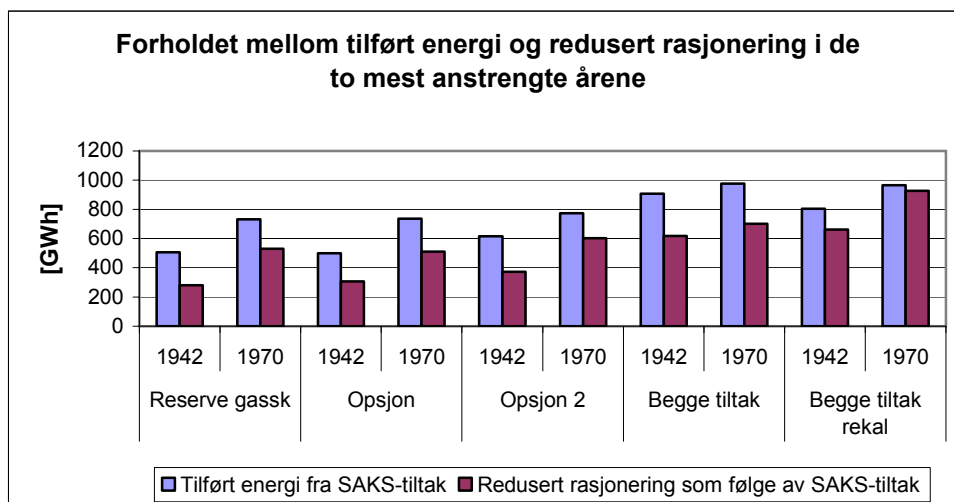
### Forhold mellom tilført energi og redusert rasjonering

Figur 68 viser forholdet mellom tilført energi til kraftsystemet som følge av bruken av de forskjellige SAKS – tiltakene, og reduksjonen i rasjoneringsmengden. Figuren gjengir middelverdiene for de 70 tilsigsårene. Dersom SAKS – tiltakene benyttes individuelt, må det for reservegasskraftverket og opsjoner i forbruk tilføres omtrent 22 GWh i middelåret for å redusere rasjoneringen med 15,6 GWh. Dette tilsvarer en forskjell med en faktor på omtrent 1,4. For begge tiltakene med og uten recalibrering, er faktoren henholdsvis 1,25 og 1,5.



Figur 68: Forholdet mellom tilført energi fra SAKS tiltak og redusert rasjonering - middelverdier

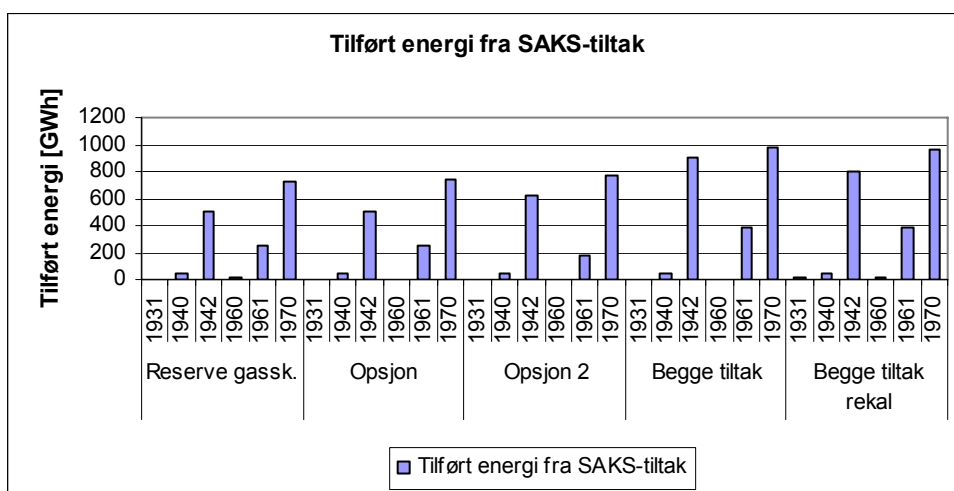
For de to mest anstrengte årene i denne tilsigsserien, er forholdet mellom tilført energi og redusert rasjonering vist i Figur 69. Her er resultatene noe mer varierende, avhengig av tilsigsforløpet i de forskjellige årene. Dersom man bare benytter reservekraftverkene i 1942, viser disse simuleringene at man må tilføre 1,8 ganger mer energi, enn det man oppnår i rasjoneringsreduksjon. Dersom man rekalkulerer for begge tiltakene i 1970, oppnår man en forskjell i tilført energimengde og redusert rasjonering på 1,03.



Figur 69: Forholdet mellom tilført energi og redusert rasjonering i de to mest anstrengte årene

Kriteriet for innkobling av SAKS – tiltakene i denne modellen, er knyttet direkte opp mot høye kraftverdier, og dermed indirekte opp mot faren for rasjonering. Denne sammenhengen bygger på antagelsen om at en stadig strammere kraftsituasjon, og dermed økt fare for rasjonering, vil gi økninger i kraftverdien. Det vil imidlertid være en del år hvor rasjoneringsfaren blir overhengende, men hvor energimarkedet klarer uten at man griper inn med ekstraordinære tiltak.

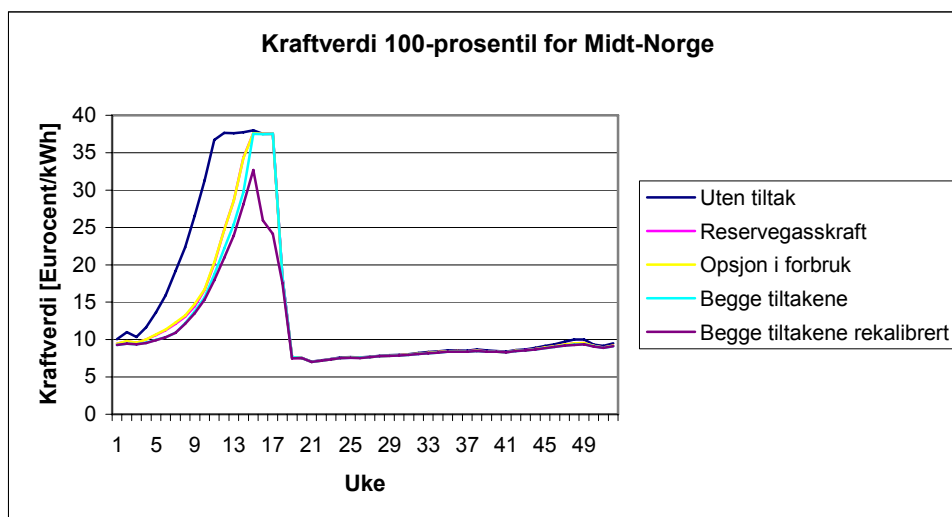
Figur 70 viser hvilke år hvor SAKS – tiltakene blir aktivert i disse simuleringene. Totalt 6 av de 70 simulerte årene gir så høye kraftverdier at tiltakene blir innkoblet. I to av disse årene er situasjonen så alvorlig at det kun er ved implementering og rekalkulering av begge SAKS – tiltakene, modellen klarer å komme gjennom vårknipa uten å benytte rasjonering.



Figur 70: Tilført energi fra SAKS - tiltak

## Kraft- og vannverdier

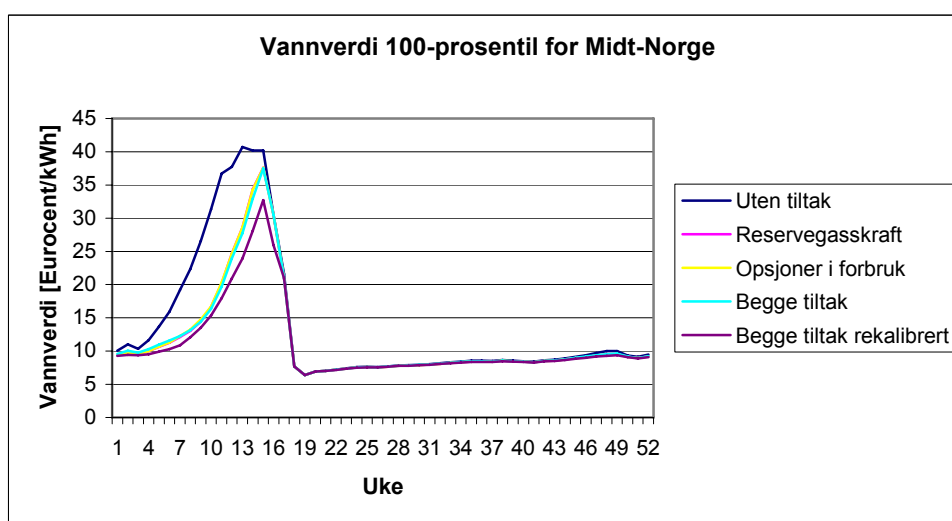
Tiltakene som er simulert i denne oppgaven endrer energibalansen i en knapphetssituasjon, og påvirker derfor kraftverdien i det aktuelle tidsrommet. Fordi tiltakene enten tilfører mer energi til systemet eller reduserer forbrukssiden, flyttes priskrysset og markedet klarer ved en lavere pris enn det som ville vært tilfellet uten tiltakene. Figur 71 viser hvordan kraftverdiens 100 – prosentil for Midt-Norge endres, dersom man implementerer ett eller flere SAKS – tiltak.



Figur 71: Kraftverdi 100-prosentil for Midt-Norge

Dersom systemet simuleres uten tiltak, stiger kraftprisen allerede fra uke fem og når rasjoneringsprisen på 37,5 Eurocent/kWh i uke 11. Dersom ett eller flere SAKS – tiltak benyttes, utsettes den kraftige prisstigningen noe, og rasjoneringsprisen nås i begge tilfeller i uke 16. Dersom begge SAKS – tiltakene implementeres og modellen i tillegg rekaliseres, blir maksimalprisen 32,7 Eurocent/kWh. Kraftverdien i denne figuren er gitt på ukebasis. Flere prisavsnitt innenfor uken kan gi høyere priser enn det som er observert her.

De forholdsvis store forskjellene i kraftverdiene finner man igjen i vannverdiene. Figur 72 viser dette for Midt-Norge. Dersom det ikke benyttes noen form for SAKS – tiltak, følger vannverdiens 100 – prosentil samme bane som kraftverdien.

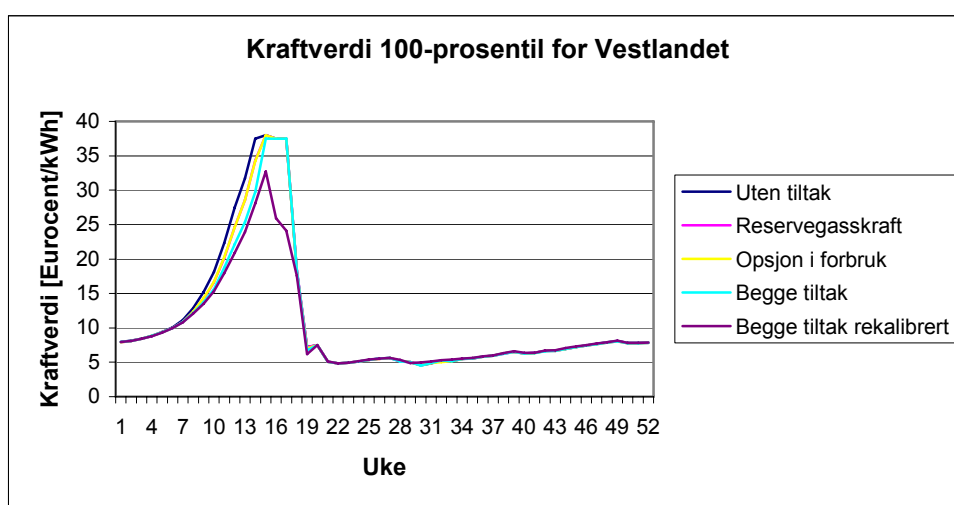


Figur 72: Vannverdi 100 – prosentil for Midt-Norge



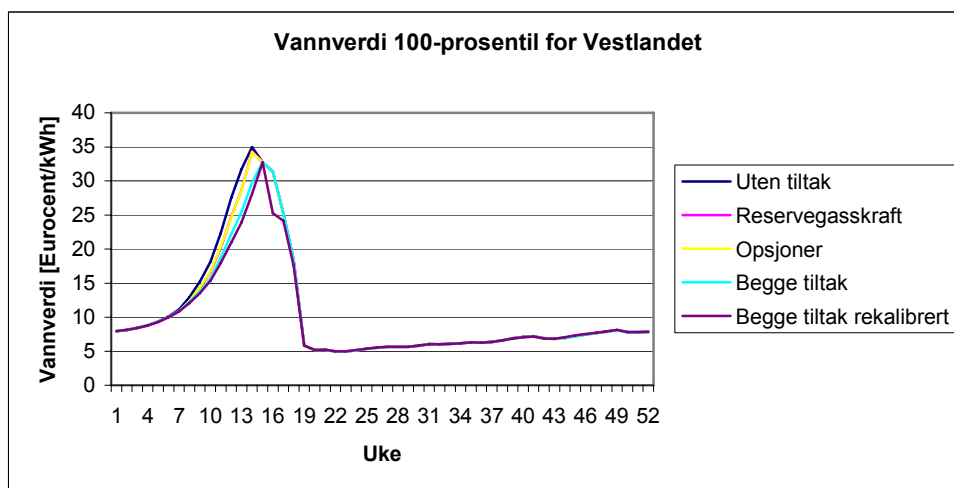
Det observeres at vannverdien i denne simuleringen blir noe høyere enn rasjoneringsprisen, og dermed den høyeste kraftverdien i delområdet. Vannverdiene for de simuleringene der ett eller flere SAKS – tiltak er implementert, er vesentlig lavere enn basisscenariet fra uke fem og fram til vårløsningen. Dersom resultatene fra modellen med bare et SAKS – tiltak legges til grunn, er den observerte forskjellen større for vannverdiene enn hva som er tilfellet for kraftverdiene. Dette er også tilfellet dersom modellen for begge tiltakene ikke recalibreres. I den recalibrerte modellen har imidlertid vannverdien og kraftverdien omtrent samme forløp. For drøfting av observasjonene, henvises det til diskusjonen i kapittel 8.2.2 SAKS – tiltak.

For Vestlandet er ikke påvirkningen på kraftverdiene like store. Figur 73 viser kraftverdiene for dette delområdet. Dersom modellen ikke recalibreres viser figuren av kraftprisene følger hverandre omtrent hele veien. Recalibreres modellen hindres rasjonering, og dermed unngår man de mest ekstreme kraftprisene.



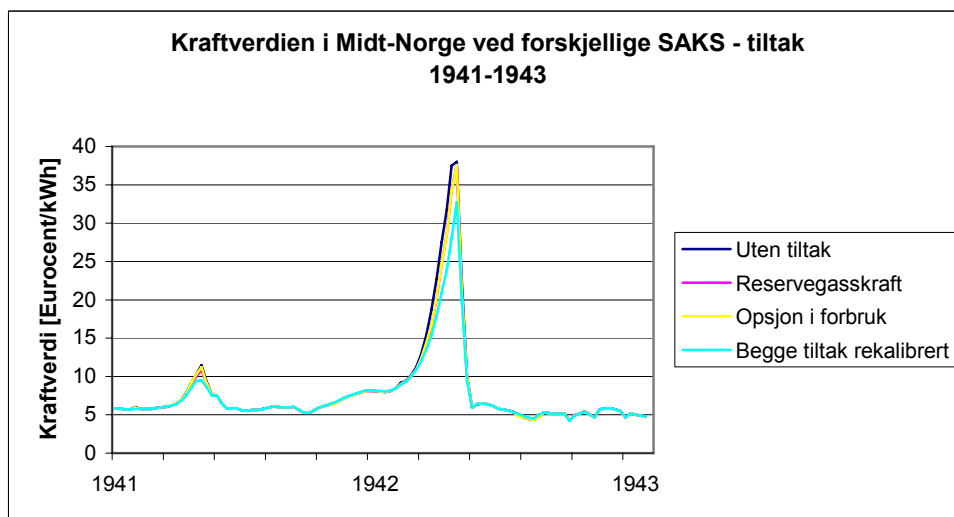
Figur 73: Kraftverdi 100 – prosentil for Vestlandet

Forholdsvis like kraftpriser i de forskjellige scenariene, gjør at 100 – prosentilene for vannverdiene i dette delområdet blir forholdsvis like. Det observeres at de stiger noe fortere i basismodellen og dersom bare ett av SAKS – tiltakene benyttes, sammenlignet med de simuleringene der begge tiltakene brukes. Toppverdien blir også noe lavere dersom begge tiltakene implementeres.



Figur 74: Vannverdi 100 – prosentil for Vestlandet

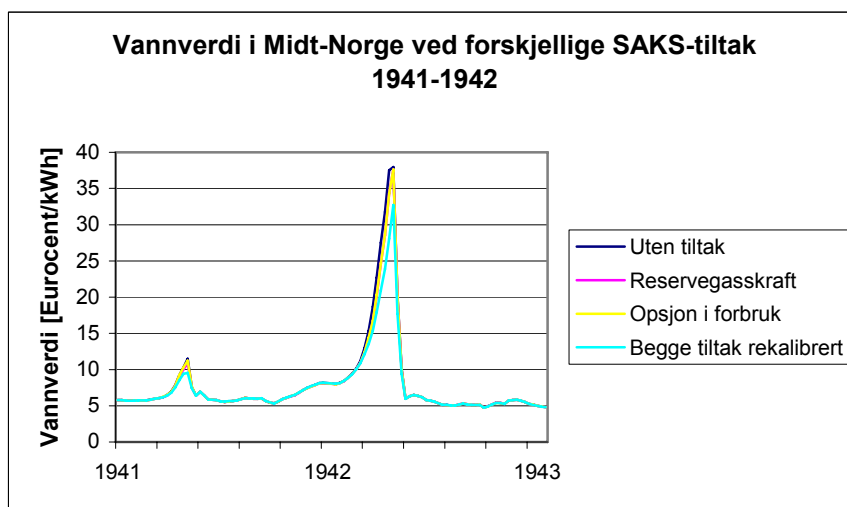
I disse simuleringene er det spesielt to tilsigsperioder som skiller seg ut som svært anstrengte for det norske kraftsystemet. Den første perioden er i 1941 og 1942. Et tørt år i 1941 gir lav fyllingsgrad i magasinene mot slutten av året, og allerede før årsskiftet begynner prisene å stige. Det observeres imidlertid ingen prisforskjell mellom de forskjellige scenarioene så tidlig i perioden. Fram mot vårløsningen i 1942 tilspisses situasjonen ytterligere, noe som fører til rasjonering.



Figur 75: Kraftverdien i Midt-Norge ved forskjellige SAKS – tiltak i perioden 1941 til 1943

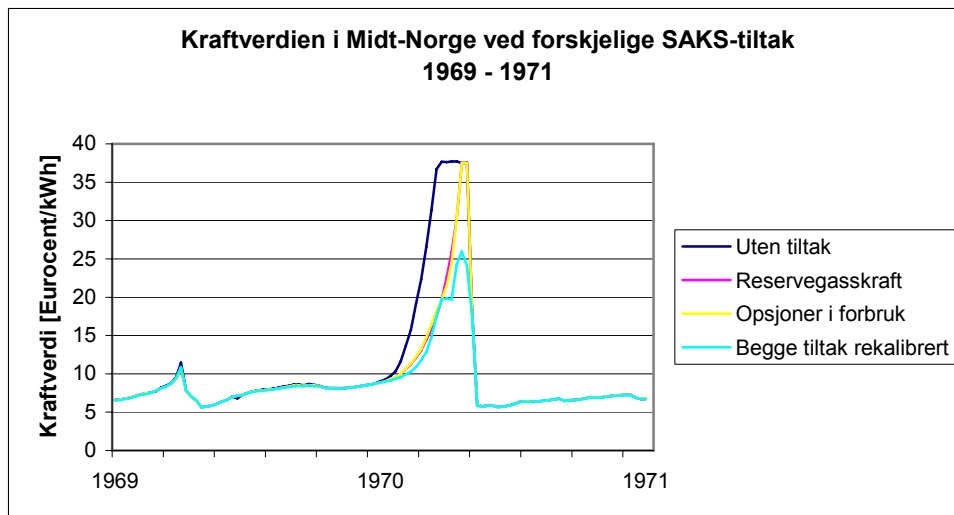
Problemene dette året er imidlertid like store andre steder i landet, og Midt-Norge som i utgangspunktet har den strammeste kraftbalansen, er ikke det delområdet som blir hardest rammet. Situasjonen var likevel alvorlig i en kort periode. Dette kan leses ut av Figur 75 hvor kraftverdien i Midt – Norge når rasjoneringsprisen, før den faller ned til et normalt nivå igjen. De observerte forskjellene mellom de forskjellige scenarioene er forholdsvis små dette året. Dersom begge SAKS – tiltakene implementeres og modellen kalibreres, er dette tilstrekkelig til at markedet klarerer og dermed unngås de mest ekstreme prisene.

Figur 76 viser den samme tendens for vannverdiene i denne perioden. De stiger som følge av den anstrengte situasjonen, og i en forholdsvis kort periode når de rasjoneringsprisen på samme måte som kraftverdien. Etter dette faller de ned til et mer normalt nivå.



Figur 76: Vannverdi i Midt-Norge ved forskjellige SAKS – tiltak i perioden fra 1941 til 1943

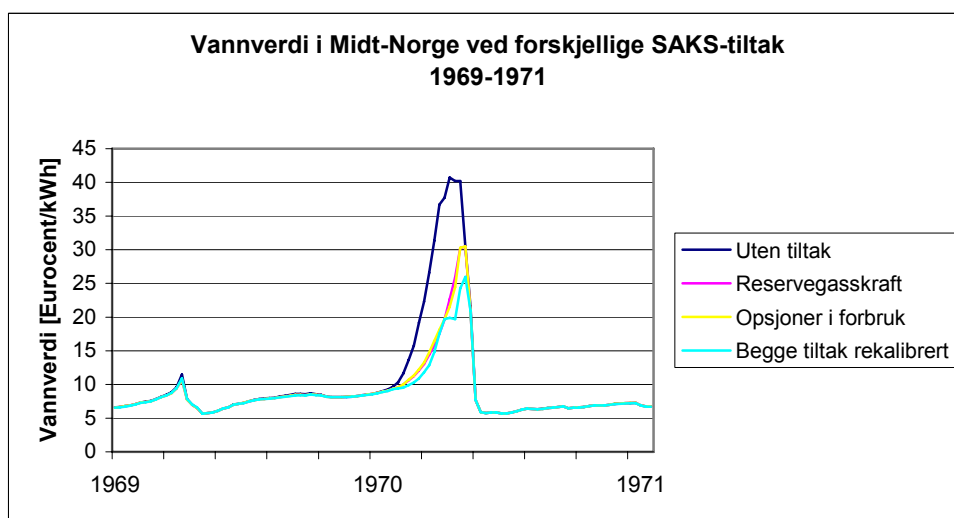
Den andre tilsigsperioden som skiller seg ut som svært anstrengt i disse simuleringene, er perioden rundt 1970. Her er situasjonen verre i Midt-Norge enn hva som var tilfellet i 1942. Dette kan leses i Figur 77. Fra uke fem stiger kraftverdien fort, og i perioden fra uke 11 til vårløsningen i uke 18 tilsvarer kraftverdien rasjoneringsprisen.



Figur 77: Kraftverdien i Midt-Norge ved forskjellige SAKS – tiltak i perioden 1969 til 1971

Mulighetene for å kunne sette inn tiltak for å bedre kraftbalansen i denne situasjonen, påvirker kraftverdiene i stor grad. Dersom begge tiltakene benyttes og modellen recalibreres, blir den høyeste kraftverdien omtrent 25 Eurocent/kWh. Dette er betydelig lavere enn rasjoneringsprisen, men fortsatt meget høyt sammenlignet med den midlere kraftprisen for perioden. Brukes ett av SAKS – tiltakene alene i denne situasjonen, reduseres rasjoneringsperioden. Det er imidlertid ikke tilstrekkelig til å hindre all rasjoning, og dermed når kraftverdien rasjoneringsprisen en kort periode.

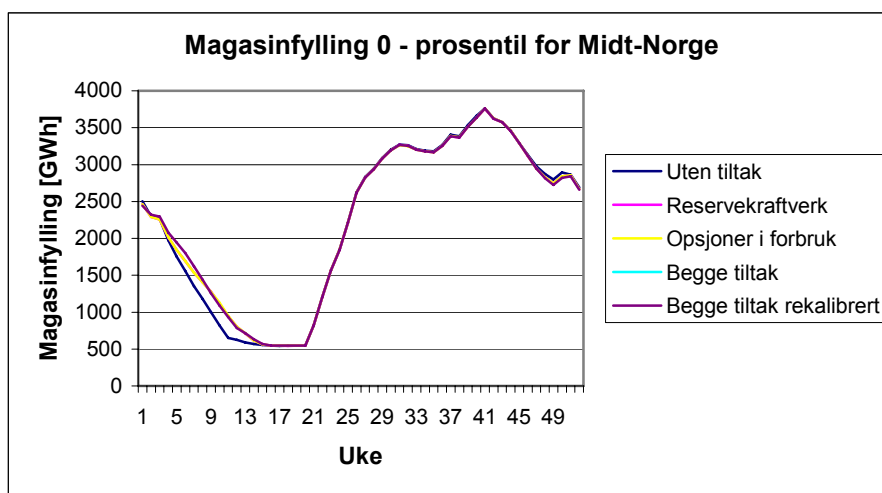
Figur 78 viser vannverdiene i Midt-Norge i denne perioden. På samme måte som for kraftverdien, har det stor betydning for disse om man benytter ett eller flere av tiltakene. Uten noen form for SAKS – tiltak, stiger vannverdien dette året over rasjoneringsprisen, mens med begge tiltakene implementert blir den høyeste vannverdien i overkant av 25 Eurocent/kWh.



Figur 78: Vannverdi i Midt-Norge ved forskjellige SAKS – tiltak i perioden 1969 til 1971

## Magasindisponering

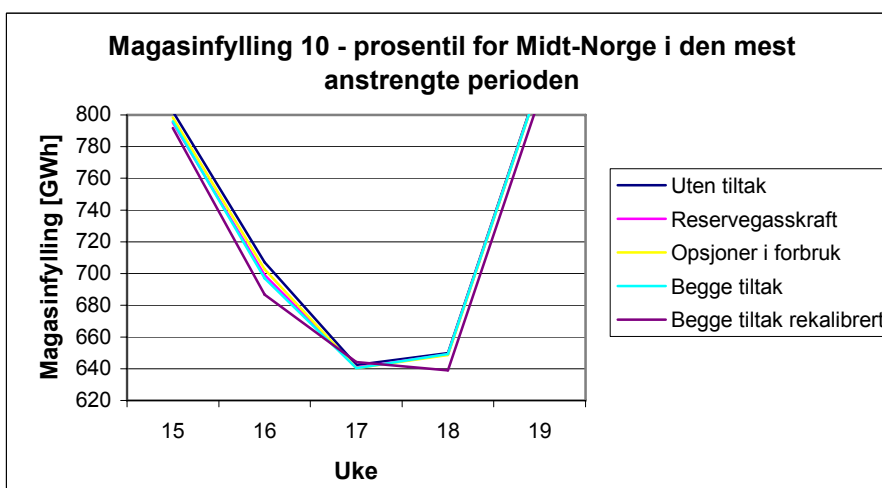
De observerte endringene kraft- og vannverdiene, påvirker også magasindisponeringen i det norske kraftsystemet. Magasinfyllingens 0 - prosentil for Midt-Norge vises i Figur 79. Simuleringen viser at magasinfyllingen ved bruk av begge tiltakene, ligger under den observerte magasinfyllingen i basisscenariet omtrent hele fyllingsperioden. Forskjellen er størst rundt uke 50. Da ligger magasinfyllingen for basis scenarioet 76 GWh over nivået for begge SAKS – tiltakene.



Figur 79: Magasinfyllingens 0-prosentil for Midt-Norge

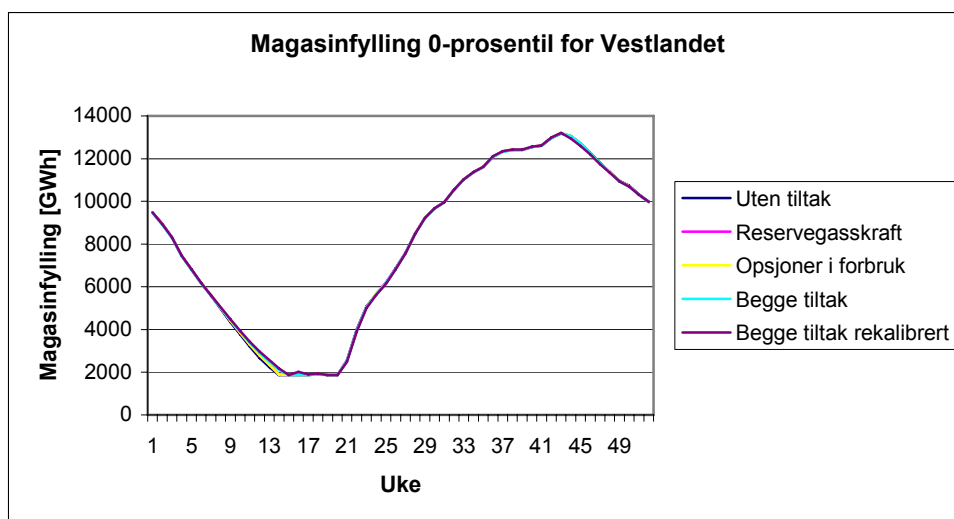
Ettersom situasjonen tilspisser seg endres dette, og fra uke 2 er magasinfyllingen for basisscenariet lavere enn for modellene med ett eller flere SAKS - tiltak. Den største forskjellen observeres i uke 12. Det er da 281 GWh mer i magasinene dersom begge SAKS - tiltakene brukes. For drøfting av denne utviklingen henvises det til kapittel 8.2.2 SAKS – tiltak.

For magasinfyllingens 10 – prosentil er utviklingen noe forskjellig. Her observeres det at den simulerte magasinfyllingen i den mest anstrengte perioden blir lavere for hvert tiltak som iverksettes. Forskjellen mellom basismodellen og simuleringen av begge tiltakene, er størst i uke 16. Den er da 20,3 GWh.



Figur 80: Magasinfyllingens 10 – prosentil for Midt-Norge de siste ukene før vårløsningen

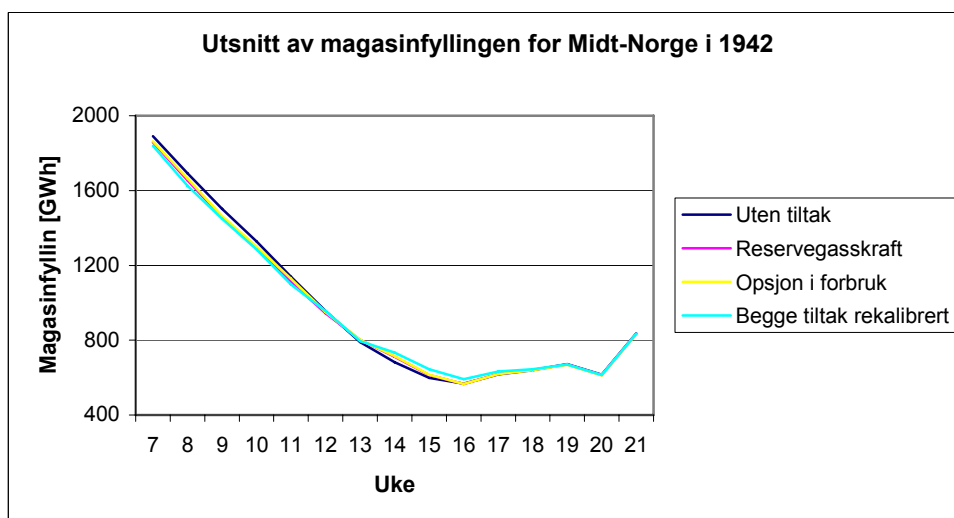
På Vestlandet er situasjonen noe annerledes. Her er ikke forskjellen mellom kraftverdiene i de forskjellige scenariene like stor, og dermed påvirkes heller ikke magasindisponeringen i like stor grad. På samme måte som for Midt-Norge, viser magasinfyllingens 0 - prosentil at fyllingsgraden i den mest anstrengte perioden er høyest, dersom begge SAKS – tiltakene benyttes. Dette er vist i Figur 81. Forskjellen mellom basisscenariet og modellen hvor begge tiltakene benyttes, er høyest i uke 14. Det skiller da 328 GWh mellom tiltakene. I absolutte tall er denne differansen større enn for Midt – Norge, men målt relativt i forhold til den totale magasinkapasiteten er endringen av magasinfyllingen mindre i dette delområdet.



Figur 81: Magasinfyllingens 0 – prosentil for Vestlandet

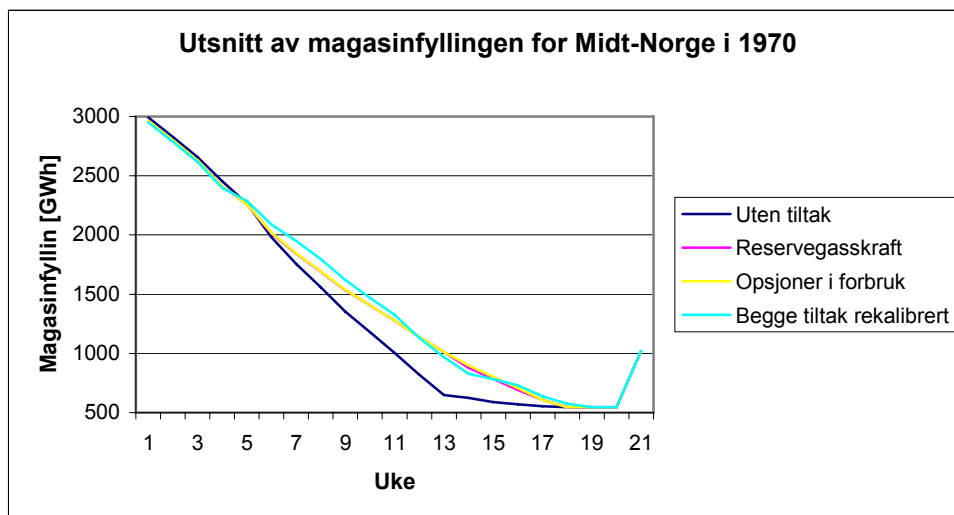
For magasinfyllingens 10 – prosentil for Vestlandet, er forskjellen mellom de forskjellige modellene neglisjerbar.

Utsnitt av utviklingen i magasinfyllingen for de mest anstrengte kraftsituasjonene i den benyttede tilsigsstatistikken, er vist i Figur 82 og Figur 83. For utviklingen i 1942 fram til uke 12, observeres det at magasinfyllingen ligger under nivået for basisscenariet dersom ett eller flere SAKS – tiltak implementeres i modellen. Fra uke 12 til uke 16 er forholdet motsatt.



Figur 82: Utsnitt av magasinfyllingen for Midt-Norge i 1942

I 1970 var situasjonen i Midt-Norge anstrengt over en lengre periode, enn hva som var tilfellet i 1942. Av den grunn faller magasinutfyllingen for basis – scenarioet under nivået for de andre simuleringene allerede rundt uke 5. Dette fører til at magasinene i Midt - Norge ligger på rasjoneringsnivå fra uke 13 til uke 19. Dersom ett eller flere SAKS – tiltak implementeres i denne modellen forbedres kraftbalansen, og dermed reduseres rasjoneringsperioden noe.



Figur 83: Utsnitt av magasinutfyllingen for Midt-Norge i 1970

Disse ukene er de mest anstrengte i hele tilsigsserien, og de danner derfor grunnlaget for magasinets 0 – prosentil denne perioden. Det forklarer likheten mellom de 20 første ukene i Figur 79 og Figur 83.

### SAKS – tiltakenes påvirkning på det samfunnsøkonomiske overskuddet

Tabell 20 viser hvordan det midlere samfunnsøkonomiske overskuddet påvirkes av at ett eller flere SAKS – tiltak implementeres i modellen.

I de tilfellene der kraftsystemet er modellert med reservegasskraftverk, er det samfunnsøkonomiske overskuddet korrigert for to forhold. Det første er investeringskostnaden på 1 milliard kroner [48]. I disse beregningene er det lagt til grunn 20 års levetid og 7 prosent rente. Restverdien etter 20 år er antatt å være 0. Dette gir en årlig kapitalkostnad på 11,8 millioner Euro.

Samtidig vil bruken av SAKS – tiltakene gi større produsentoverskudd enn det Samkjøringsmodellen legger til grunn ved beregning av det samfunnsøkonomiske overskuddet. Grunnen til dette er at reservegasskraftverkene er innmodellert for å brukes ved høye kraftpriser. I disse tilfellene vil imidlertid driftskostnadene være lavere enn innkøpsprisen. Dette betyr at produsentoverskuddet vil øke. I disse beregningene er virkningsgraden satt til 30 prosent og gassprisene til 1,5 kr/Sm<sup>3</sup>. Bruken av reservegasskraftverkene er funnet i bakgrunns materialet til Figur 68. Den gjennomsnittlige bruken er 22 GWh/år, 17 GWh/år og 16 GWh/år for henholdsvis reservegasskraftscenariet, modellen med begge tiltakene og begge tiltakene recalibrert. Den gjennomsnittlige kraftprisen i bruksperioden er estimert på bakgrunn av Figur 71. Denne er funnet til å være 20 Eurocent/kWh. Korrigeringen er gjort som vist i ligning 12.

$$K = P_{e.k} \cdot M - \frac{M}{11,11kWh \cdot \eta} \cdot P_g \quad (12)$$

- $K$  : Korrigerings av det samfunnsøkonomiske overskuddet som en følge av differansen mellom innkøpspris og produksjonskostnad for reservegasskraftverket
- $P_{e.k}$  : Gjennomsnittlig kraftpris i bruksperioden for tiltaket
- $M$  : Tilført energi til kraftsystemet fra reservegasskraftverket
- $P_g$  : Gasspris
- $\eta$  : Virkningsgrad for gasskraftverk
- $1Sm^3 = 11,11kWh$  [58, s.217]

Det andre SAKS – tiltaket som modelleres i denne oppgaven er opsjon i forbruk. I denne modellen er imidlertid opsjonsvolumet modellert som en kjøpskontrakt og ikke et elastisitetstrinn for industrien. Dette betyr at den totale energimengden i systemet øker. Det kan likevel vises at man ikke behøver å korrigere det samfunnsøkonomiske overskuddet. Dette er vist i vedlegg C [59]. Det er heller ikke nødvendig å korrigere for opsjonspremien, siden denne bare er en overføring mellom to parter. Dersom de bedriftene som har inngått en opsjonsavtale med Statnett må investere for å kunne følge opp sin del av avtalen, må det samfunnsøkonomiske overskuddet imidlertid korrigeres for denne investeringskostnaden.

**Tabell 20: Midlere samfunnsøkonomisk overskudd ved bruk av SAKS – tiltak, alle tall i millioner Euro**

Delområde	Basis scenariet	Opsjon	Res.gasskr	Begge tiltak	Begge tiltak rekal
Norge øst	13 229,29	13 228,72	13 229,22	13 230,78	13 237,12
Norge sent	4 445,98	4 445,88	4 445,89	4 445,58	4 444,59
Norge syd	4 579,43	4 579,71	4 579,48	4 579,22	4 578,12
Norge vest	8 059,62	8 054,85	8 058,48	8 058,30	8 058,00
Norge midt	<b>7 044,20</b>	<b>7 048,71</b>	<b>7 040,01</b>	<b>7 040,46</b>	<b>7 040,12</b>
Norge nord	4 042,86	4 042,78	4 042,66	4 042,45	4 042,92
Norge finn	1 425,23	1 425,15	1 425,16	1 425,15	1 424,14
<b>Sum Norge</b>	<b>42 826,61</b>	<b>42 825,80</b>	<b>42 820,90</b>	<b>42 821,94</b>	<b>42 825,01</b>
Total	575 943,31	575 938,80	575 935,26	575 935,24	575 935,40

Tabellen viser det samfunnsøkonomiske overskuddet etter korrigerings for kapitalkostnad og økt produsentoverskudd. For Midt-Norge viser tabellen at det samfunnsøkonomiske overskuddet økes dersom det benyttes opsjoner, mens de resterende tiltakene fører til en reduksjon. Denne reduksjonen skyldes korrigerings for kapitalkostnaden ved investeringen i reservegasskraftverk. Den korte brukstiden for turbinene gjør kapitalkostnaden høy i forhold til den økte inntjeningen.

For landet som helhet fører implementeringen av ett eller flere SAKS – tiltak til en reduksjon av det samfunnsøkonomiske overskuddet. For scenariet med opsjon i forbruk er dette noe uventet. I denne modelleringen tilføres det mer energi til systemet til en lavere kostnad enn det som ellers er tilfellet. Dette tiltaket har heller ingen kapitalkostnader, og det samfunnsøkonomiske overskuddet burde derfor økt som en følge av denne implementeringen. Dataene som ligger til grunn for tabellen viser at særlig konsumentoverskuddet på Vestlandet reduseres som en følge av dette tiltaket. Dette er nærmere diskutert i 8.2.2 *SAKS – tiltak*.

### 7.2.3 Strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge

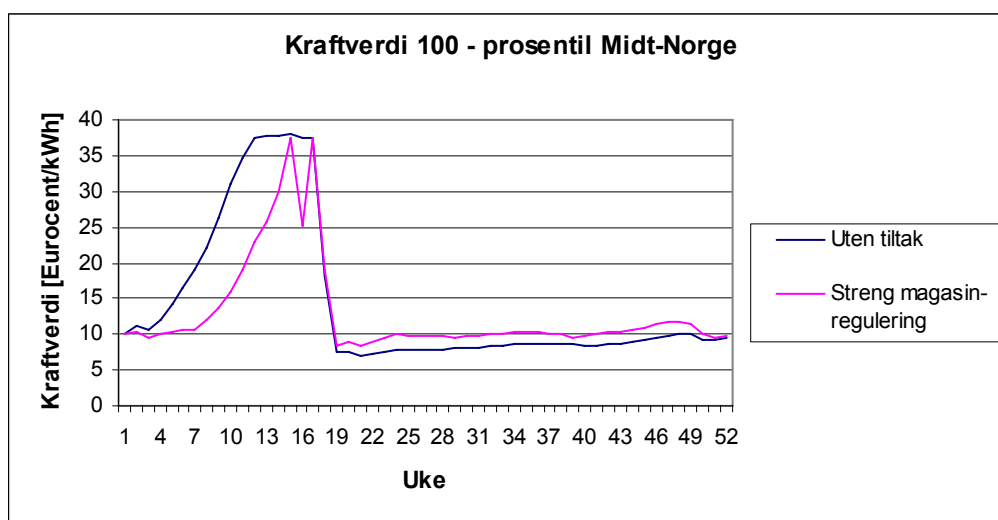
#### Endring av rasjoneringsmengden

I denne modellen ble tilbakekoblingsfaktoren for Midt-Norge økt fra 0,7 med trinn på 0,25. Det viste seg at en tilbakekoblingsfaktor på 0,85 reduserte rasjoneringsmengden i alle år til 0. Alle andre kalibreringsfaktorer er holdt uendret.

Utgangspunktet for disse simuleringene er basisscenariet fra analysen av SAKS – tiltakene. Basisscenariet har en rasjoneringspris på 37,5 Eurocent/kWh, og er simulert uten noen form for tiltak som skal bedre balansen i et tørrår. Den midlere rasjoneringsmengden for det opprinnelige systemet er i overkant av 25 GWh/år, slik det er vist i Figur 66.

#### Kraft- og vannverdier

Kraftverdiens 100 – prosentil for Midt-Norge er vist i Figur 84. Simuleringene av modellen uten tiltak, viser at kraftverdien i den mest anstrengte perioden stiger raskt. I uke 4 er kraftverdien litt i overkant av 10 Eurocent/kWh, mens den i perioden fram til uke 12 stiger opp til rasjoneringsprisen på 37,5 Eurocent/kWh. Dette gir rasjonerings i modellen fra uke 12 til uke 18. Dersom systemet modelleres med en strengere magasinstyring i form av mer restriktiv bruk av vannet, observeres det at modellen unngår rasjonerings. Kraftverdien økes senere i denne simuleringen, men også her når man nesten rasjoneringsprisen. Dette er imidlertid bare for korte perioder, og det er tilstrekkelig energi til å unngå rasjonerings. Disse toppene tilsvarer den mest anstrengte uken i henholdsvis 1942 og 1970.



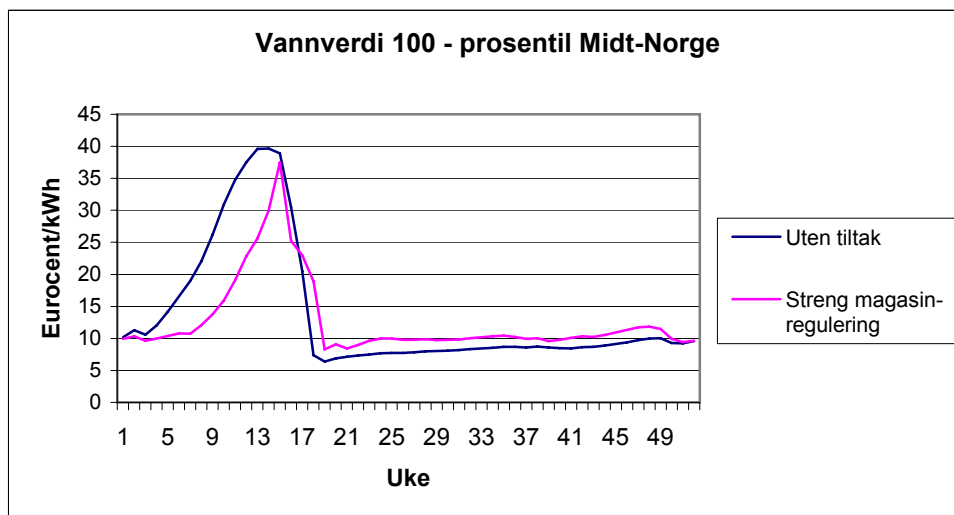
Figur 84: Kraftverdi 100-prosentil for Midt-Norge ved streng magasinregulering

I perioden etter vårløsningen er forholdet mellom kraftverdiene i de to simuleringene motsatt av hva som observeres i den anstrengte perioden. Den strenge magasinreguleringen gir en merkbart høyere kraftverdi i denne perioden.

Dette observeres også for vannverdien. Figur 85 viser 100 – prosentilet for vannverdien i Midt-Norge. Gjennom fyllingssesongen og et stykke ut i tappesesongen, ligger vannverdien høyere for modelleringen av den strenge magasinreguleringen. I den mest anstrengte perioden unngår man imidlertid rasjonerings i dette scenariet. Dette gir vesentlig kortere perioder med

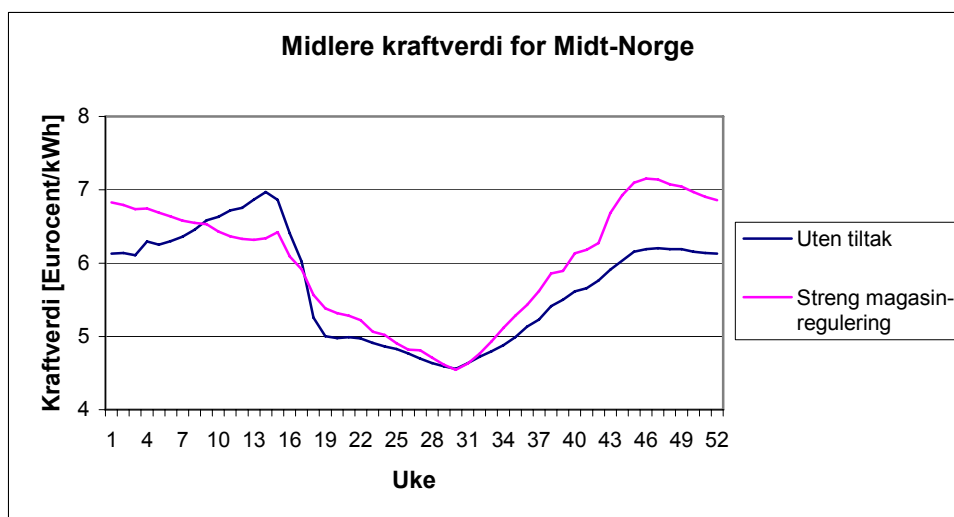


ekstreme kraftverdier, og dermed begrenses også vannverdiene. På samme måte som for SAKS – tiltakene viser 100 – prosentilet for vannverdien i Midt-Norge en høyere vannverdi enn rasjoneringsprisen i basisscenariet. Grunnen til dette er at det ikke er innført noen rasjoneringspris på 37,5 Eurocent/kWh i Sverige. Modellen tar derfor hensyn til eksportmuligheten fra Midt-Norge til Sverige i perioder med ekstreme priser.



Figur 85: Vannverdi 100 – prosentil for Midt-Norge ved streng magasinregulering

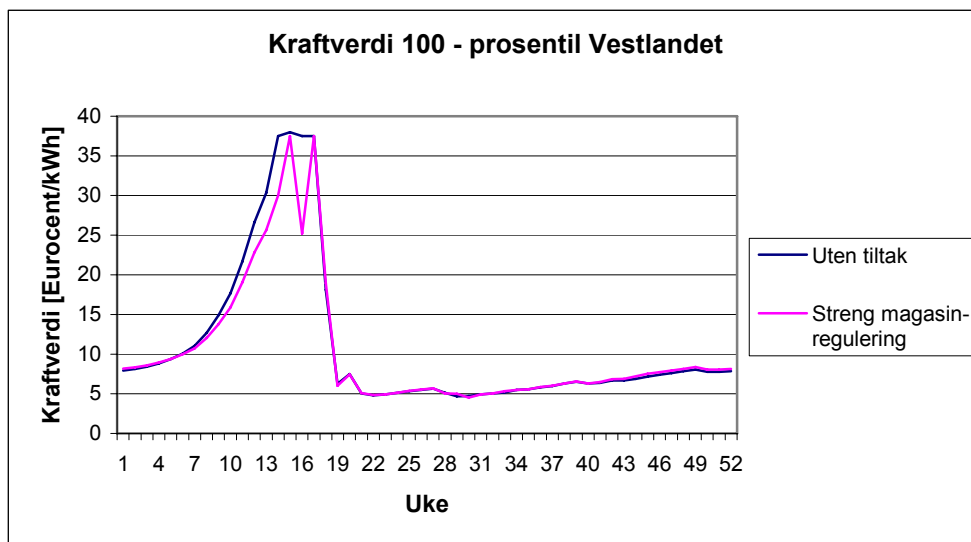
Den midlere kraftverdien for Midt-Norge er vist i Figur 86. Denne påvirkes på samme måte som den maksimale kraftverdien. Fra omkring uke 18 er den midlere kraftverdien for den strenge magasinreguleringen høyere enn hva som er tilfellet dersom modellen simuleres uten tiltak. Denne forskjellen holder seg helt fra til uke 8, bare avbrutt av en kort periode rundt uke 30, hvor den midlere kraftverdien for scenariene er lik.



Figur 86: Midlere kraftverdi for Midt-Norge ved streng magasinregulering

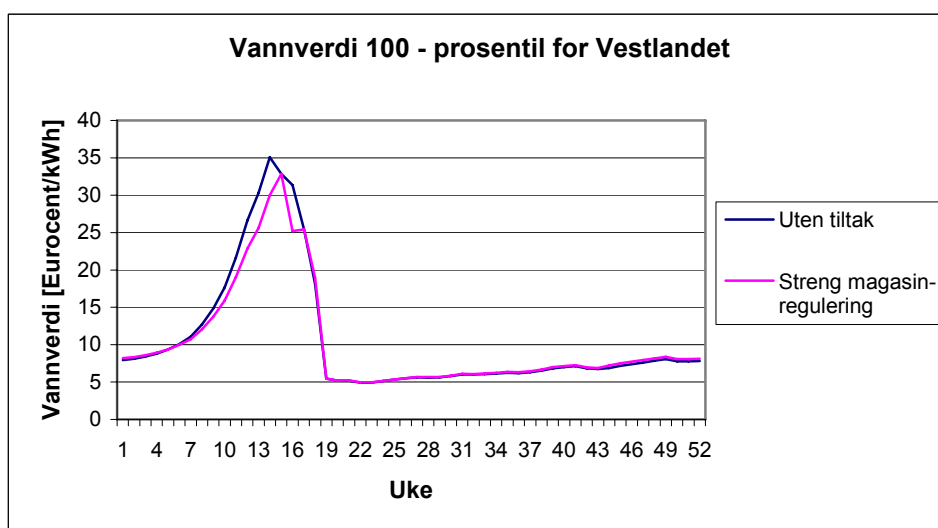
Den midlere kraftverdien for den strenge magasinreguleringen har en toppverdi rundt uke 45. Etter denne uken snur utviklingen, og i den normalt mest anstrengte perioden faller kraftverdien under det som var tilfellet for basisscenariet. Det observeres imidlertid at den midlere kraftverdien for den strengt regulerede modellen er høyere i uke 45, enn den midlere kraftverdien for basisscenariet er rundt uke 15.

En streng magasinstyring i Midt-Norge hindrer også rasjonering på Vestlandet. Figur 87 viser hvordan kraftverdiens 100 – prosentil for Vestlandet endres dersom man velger å innføre en strengere magasinregulering i Midt-Norge. De karakteristiske toppene er identiske med de som observeres i Midt-Norge. En forskjell er imidlertid at kraftverdien på Vestlandet ikke påvirkes gjennom fyllingssesongen.



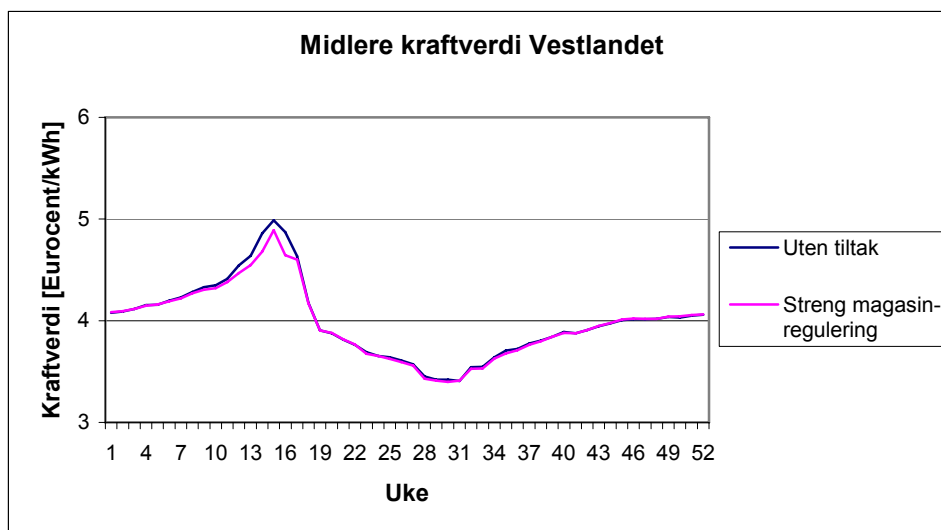
Figur 87: Kraftverdi 100 – prosentil for Vestlandet ved streng magasinregulering

Denne forskjellen observeres også for vannverdien. Figur 87 viser vannverdiens 100 – prosentil for Vestlandet. I utgangspunktet er vannverdien noe lavere her fordi kraftbalansen er bedre i dette delområdet, noe som reduserer sannsynligheten for rasjonering og dermed ekstreme priser. Gjennom fyllingssesongen og i første del av tappesesongen viser figuren at forskjellene mellom de to scenariene er minimale. I den mest anstrengte perioden gir en strengere disponering av magasinene i Midt-Norge noe lavere vannverdier på Vestlandet.



Figur 88: Vannverdi 100 – prosentil for Vestlandet ved streng magasinregulering

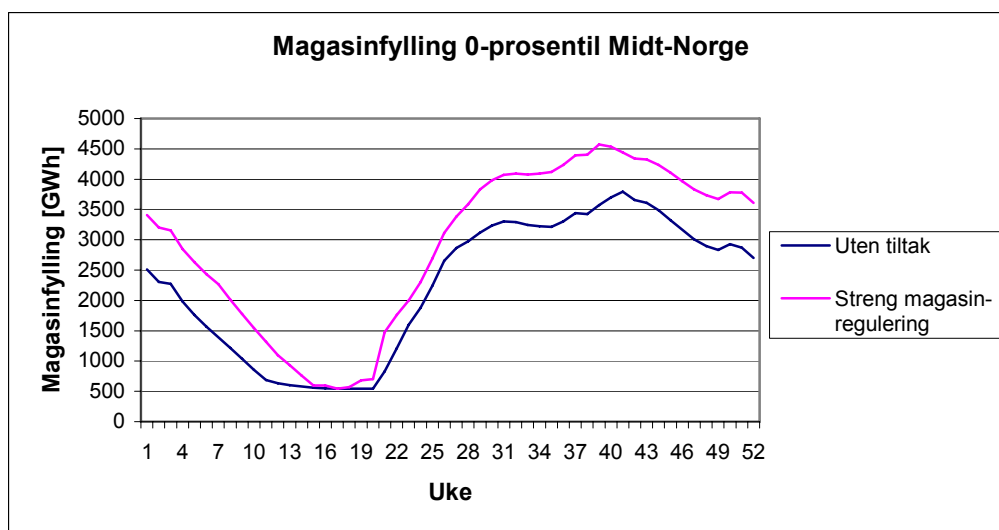
Den forholdsvis lave påvirkningen av de høyeste kraft- og vannverdiene gjør at den midlere kraftverdien på Vestlandet er omtrent uendret som en følge av dette tiltaket. Det observeres at den midlere kraftverdien i den mest anstrengte perioden reduseres noe, ellers er forskjellene mellom de to scenariene minimale.



Figur 89: Midlere kraftverdi for Vestlandet ved streng magasinregulering

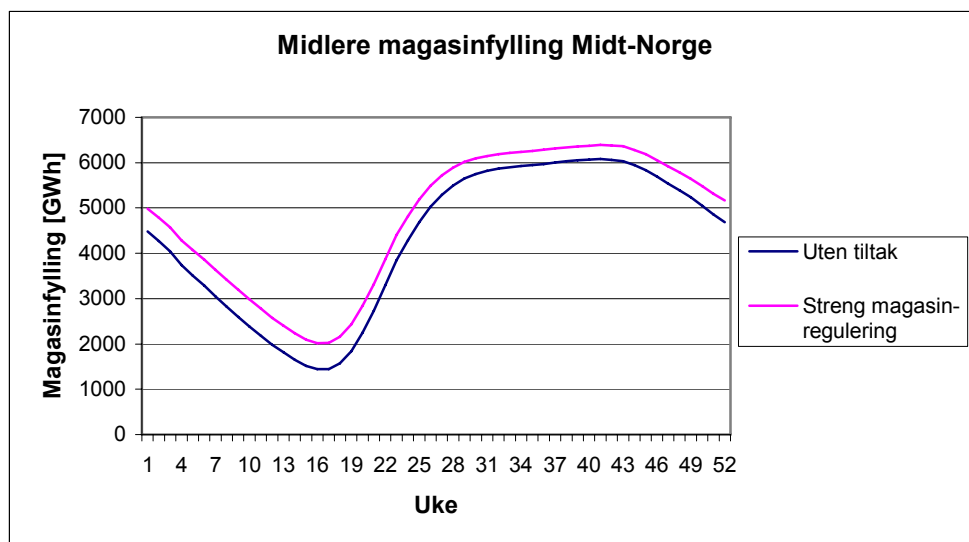
### Magasindisponeringen

De høye kraft- og vannverdiene i Midt-Norge gjennom hele fyllingssesongen hever magasinfyllingen i delområde betraktelig. Figur 90 viser den til enhver tid laveste magasinfyllingen i Midt-Norge. Med unntak av uke 18, er magasinfyllingen høyere i simuleringene av den strenge magasinreguleringen sammenlignet med basisscenariet. Forskjellen er størst ved inngangen til tappesesongen. I uke 39 er magasinfyllingen 1 TWh høyere dersom magasinene styres mer aktivt.



Figur 90: Magasinfylling 0 – prosentil for Midt-Norge ved streng magasinregulering

Dersom den midlere magasinfyllingen for Midt-Norge legges til grunn, er forskjellen noe mindre enn det som ble observert for 0 – prosentilet. Figur 91 viser likevel at magasinfyllingen er betraktelig høyere ved en streng magasinregulering. I dette tilfellet holder forskjellen seg gjennom hele året.

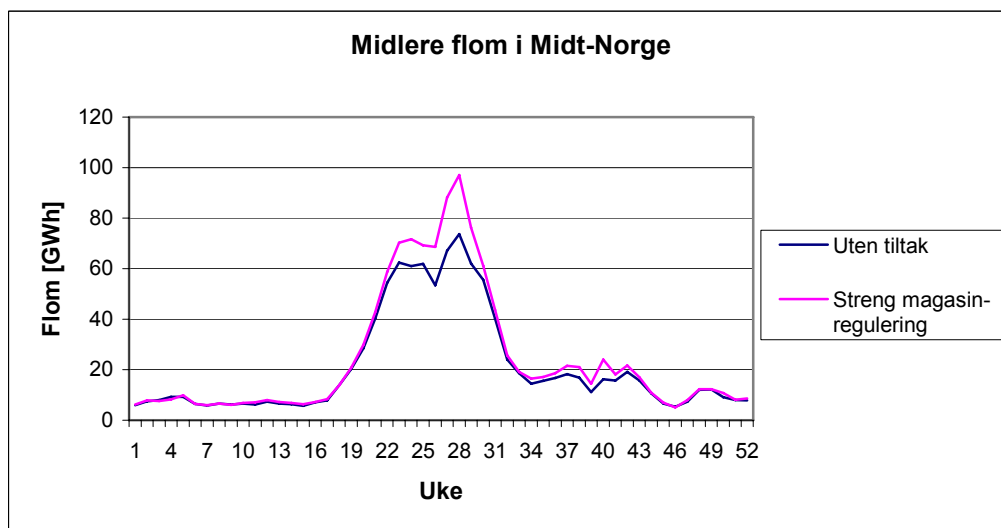


Figur 91: Midlere magasinfyllding for Midt-Norge ved streng magasinregulering

De små utslagene som ble observert for kraft- og vannverdiene på Vestlandet, gjør at påvirkningen på magasinindisponeringen i dette delområdet er omtrent uendret. Dette er tilfellet både for 0-prosentilet og for den midlere magasinfylldingen.

## Flom

Figur 92 viser forskjellen i den midlere flommen i Midt-Norge for de to simuleringene. Dersom magasinindisponeringen endres, slik at tørrårssikringen blir bedre, fører dette til høyere flom. Dette skjer som en følge av en jevnt over høyere magasinfyllding. Figuren viser at forskjellene er størst i perioden fra uke 20 til uke 30. Over året øker den midlere flommen i Midt-Norge med 157 GWh. De midlere flomtåpene i Norge øker med 183 GWh som følge av denne endringen i magasinindisponeringen i Midt-Norge.



Figur 92: Midlere flom i Midt-Norge ved streng magasinregulering

**Tiltakets påvirkning på det samfunnsøkonomiske overskuddet**

Endringen av det samfunnsøkonomiske overskuddet som en følge av en strengere magasindisponering vises i Tabell 21 og Tabell 22. For landet som helhet reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet med 13,45 millioner Euro. Dette er et resultat av at overskuddet for Midt-Norge reduseres med 25,9 millioner Euro. Noe av dette fallet kompenseres ved at andre delområder, blant annet Østlandet får en økning i det samfunnsøkonomiske overskuddet. Særlig kapasitetsinntektene til de delområdene med stor utvekslingskapasitet med Midt-Norge økes. I tillegg økes det samlede konsumentoverskuddet for alle delområder bortsett fra Midt-Norge. Dette skjer antagelig som en følge av noe reduserte kraftverdier for disse delområdene i de mest anstrengte kraftsituasjonene.

**Tabell 21: Midlere samfunnsøkonomisk overskudd for Basis scenario, alle tall i mill Euro**

<b>Basis scenario</b>					
<b>Delområde</b>	<b>Produsent</b>	<b>Konsument</b>	<b>Kapasitetsinnt.</b>	<b>Tapskost</b>	<b>Samf. øk overs</b>
Norge øst	468,60	12 712,39	48,30	-	13 229,29
Norge sent	1 068,84	3 367,54	9,60	-	4 445,98
Norge syd	693,00	3 833,72	61,85	9,14	4 579,43
Norge vest	1 261,32	6 789,82	8,48	-	8 059,62
Norge midt	<b>763,18</b>	<b>6 179,60</b>	101,42	-	<b>7 044,20</b>
Norge nord	682,84	3 314,23	45,79	-	4 042,86
Norge finn	133,74	1 287,54	3,95	-	1 425,23
<b>Sum Norge</b>	<b>5 071,52</b>	<b>37 484,84</b>	<b>279,39</b>	<b>9,14</b>	<b>42 826,61</b>
Total	35 563,86	539 696,70	722,99	40,20	575 943,31

**Tabell 22: Midlere samfunnsøkonomisk overskudd ved streng magasinregulering, alle tall i mill Euro**

<b>Streng magasinregulering</b>					
<b>Delområde</b>	<b>Produsent</b>	<b>Konsument</b>	<b>Kapasitetsinnt.</b>	<b>Tapskost</b>	<b>Samf. øk overs</b>
Norge øst	467,54	12 719,04	51,60	-	13 238,18
Norge sent	1 065,50	3 369,49	9,80	-	4 444,79
Norge syd	691,29	3 835,95	60,94	9,09	4 579,09
Norge vest	1 256,46	6 793,76	9,56	-	8 059,78
Norge midt	<b>795,13</b>	<b>6 106,13</b>	117,04	-	<b>7 018,30</b>
Norge nord	681,70	3 315,34	50,77	-	4 047,81
Norge finn	133,68	1 287,63	3,90	-	1 425,21
<b>Sum Norge</b>	<b>5 091,30</b>	<b>37 427,34</b>	<b>303,61</b>	<b>9,09</b>	<b>42 813,16</b>
Total	35 570,91	539 650,40	751,81	40,08	575 933,10

Endringen i produsent- og konsumentoverskuddet for Midt-Norge er uthevet i tabellene. Det observeres at den strenge magasindisponeringen gir en økning i produsentoverskuddet på 31,95 millioner Euro. Samtidig reduseres konsumentoverskuddet med 73,47 millioner Euro. Figur 86 viser at den midlere kraftverdien for Midt-Norge øker dersom dette tiltaket implementeres i modellen. Dette forklarer omfordelingen av overskuddet mellom produsenter og konsumenter. Grunnen til at disse verdiene likevel ikke oppveier hverandre, er antagelig at denne magasindisponeringen fører til økte flomtap.

For produsentene viser dette imidlertid at økningen i de midlere prisene mer enn oppveier tapet av at periodene med ekstreme kraftpriser reduseres.



## 8 Diskusjon

### 8.1 Enmagasinsimuleringene i Vansim

#### 8.1.1 Endring av rasjoneringspris

De gjennomførte simuleringene viser en klar sammenheng mellom den kraftprisen man forventer at myndighetene vil gripe inn ved, og den totale rasjoneringen i et tørrår. Dette vises i Figur 28 og Figur 29. Dersom man tillater at kraftprisen blir 1000 øre/kWh, vil man med det kraftsystemet som er simulert i denne oppgaven og tilsigsstatistikk for perioden 1931 til 1980, redusere den gjennomsnittlige årlige rasjoneringen fra 139 GWh til 0 GWh.

I utgangspunktet kan det synes som et forholdsvis lite utslag, tatt i betraktning den ekstreme kraftprisen som må tillates. Hovedgrunnen til dette er imidlertid at det i den benyttede tilsigsstatistikken, kun er to år som gir faktisk rasjonerings i det simulerte kraftsystemet. Tar man utgangspunkt i det mest anstrengte året, reduseres rasjoneringsbehovet fra 4260 GWh ved en rasjoneringspris på 120 øre/kWh til 0 GWh dersom rasjoneringsprisen er 1000 øre/kWh. Hadde rasjonerings vært fordelt over flere tilsigsår, er det grunn til å anta at man ikke vil behøve like ekstreme priser for å unngå rasjonerings. En grunn til disse forholdsvis store rasjoneringsmengdene kan være simuleringen med prisområder i Vansim. Logikken for beregning av prisavsnittene er ikke den samme i Vansim som i de andre programmene. Her beregnes ett og ett prisavsnitt med vannverdien i slutten av uken. Dette betyr at man kan oppleve at rasjonerings blir lagt til lavlastperioder, mens markedet klarer i høylast.

Bakgrunnen for at rasjoneringsprisen har så stor innvirkning på rasjoneringsbehovet i et tørrår, er måten vannverdien beregnes på. Begrepet vannverdi er definert i kapittel 3.1 *Vannverdiberegninger* som, forventingsverdien av den marginale kilowattimen som ligger lagret i egne vannmagasiner. Det prisnivået hvor myndighetene griper inn i kraftmarkedet, vil gi den maksimale prisen man kan forvente å selge elektrisk kraft for. Dersom man forventer at myndighetene griper inn ved en forholdsvis lav kraftpris, vil dette gi en lavere forventningsverdi for alt vann som lagres gjennom året, enn om man forventer at kraftprisen kan bli ekstremt høy. Det forutsettes at energisystemet styres slik at det er den energikilden med til en hver tid lavest marginalkostnad som benyttes. I så fall kan høyere vannverdi føre til at andre energikilder benyttes først. Dersom det ikke er nok andre tilgjengelige energikilder til å dekke etterspørselen, vil kraftprisene øke. Dette gir økt import i tillegg til noe redusert forbruk, og resultatet er at mer vann vil bli lagret for fremtidig bruk.

Figur 32 viser hvordan den midlere vannverdien endres dersom systemet simuleres med forskjellige rasjoneringspriser. Særlig store forskjeller er det i perioden fra uke 1 til uke 20. Dette er siste del av tappesesonen, og den perioden i året hvor situasjonen blir mest anstrengt, noe som igjen gir de høyeste kraftprisene. Dersom markedsaktørene forventer at myndighetene griper inn mot høye priser i denne perioden, svekkes insentivet til å spare vann tidligere i tappesesonen. Videre er det u hensiktsmessig å gå inn i fyllingssesonen med for stor magasinifylling, siden dette vil kunne føre til økt flomtap. Dette fører til lavere buffer dersom det skulle oppstå en tilsigssvikt. Samtidig fører en lavere vannverdi gjennom året til lavere kraftpriser, og dermed økt forbruk og redusert import. Dette gir ytterligere reduksjon av bufferen mot tilsigssvikt.

Sammenhengen mellom vannverdi og kraftverdi er vist i Figur 30 og Figur 31. Her går det fram at dersom man tillater at kraftprisen blir høy, vil vannverdien øke i forkant av de anstrengte situasjonene, og helt fram til tappesesongen er slutt. Dette gjør at man vil observere en noe høyere midlere kraftverdi. Det er likevel i de mest ekstreme situasjonene man får det største utslaget. Simuleringene av de forskjellige rasjoneringsprisene i denne modellen, viser at man må godta meget høye kraftpriser i korte perioder dersom rasjoneringsprisen alene skal være tilstrekkelig for å sikre kraftsystemet mot rasjonering i et tørrår. I simuleringene av denne modellen, er det registrert kraftverdier over 780 øre/kWh i korte perioder. Dette kan være noe høyere enn hva man kan forvente i en virkelig situasjon. Grunnen til det er at kraftsituasjonen i denne modellen, er gjort noe strammere enn hva som er tilfellet i det virkelige kraftsystemet. I tillegg er det ikke tatt høyde for at priselastisiteten kan øke når kraftverdiene blir ekstremt høye.

Figur 33 viser at en rasjoneringspris på 1000 øre/kWh gir vannverdier på over 780 øre/kWh, dersom 1942 - tilsiget legges til grunn. Kraftverdien i denne perioden har en maksimalverdi på 640 øre/kWh, dersom man simulerer med ett prisavsnitt innenfor uken. Dersom dette økes til fire, blir den maksimale kraftprisen 783 øre/kWh. Med så høye kraftpriser er det ikke utenkelig at elastisiteten i kraftforbruket viser seg å være større enn det som er antatt i denne modellen. Om dette ikke skulle være tilfelle, er det i hvert fall nærliggende å anta at den elastisiteten man har observert i tidligere knapphetsituasjoner vil inntreffe. Det kan videre diskuteres om så høye kraftpriser egentlig er en form for rasjonering i seg selv, slik det er beskrevet i kapittel 4.2.1 *Rasjonering*. Uansett gjør høye kraftpriser at de som verdsetter sitt elektrisitetsforbruk minst, reduserer forbruket først. Dermed hindres ufrivillig rasjonering i det lengste.

Hvordan vannverdien og dermed rasjoneringsprisen påvirker magasindisponeringen, kommer klart fram i Figur 34, Figur 35 og Figur 36. Høye rasjoneringspriser gir høyere vannverdi, og dermed økt insentiv til å spare vann i perioder med lav kraftpris. Dette reduserer det prisavhengige forbruket og øker importen. For magasinfyllingens 0 – prosentil ser man forskjellen tydelig, ved at det bare er rasjoneringsprisen på 1000 øre/kWh som gjør at kraftsystemet unngår rasjonering. De andre rasjoneringsprisene gir en lavere magasinfylling, og dermed øker rasjoneringsperioden og rasjoneringsvolumet. Figur 34 viser utviklingen av magasinfyllingen i den mest anstrengte perioden. Fra uke 10 til uke 17 viser figuren magasinfyllingen i 1942, mens det laveste punktet for magasinfyllingen i 1941 vises i uke 18. I 1942 var magasinfyllingen uvanlig lav allerede tidlig i sesongen. Dermed økte kraft- og vannverdiene tidligere i perioden, noe som igjen førte til rasjonering på et tidligere tidspunkt. I dette tilfellet ble det rasjonert, selv om magasinfyllingen var høyere enn minstemagasinfyllingen fra 1941. Grunnen til dette er at den anstrengte perioden kommer noen uker før. Dette betyr at tidsrommet fram til en normal vårløsning, og dermed nytt tilsig er lenger. I perioden med den laveste magasinfyllingen observeres det at en høy rasjoneringspris er tilstrekkelig for å hindre rasjonering. Dette stemmer overens med Figur 29 som viser at rasjoneringsmengden i 1941 er 0 dersom rasjoneringsprisen er høyere enn 500 øre/kWh.

For magasinfyllingens 10 – prosentil, er forskjellen på magasinfyllingen mellom en rasjoneringspris på 120 øre/kWh og 1000 øre/kWh i uke 18 på 3400 GWh. Her observeres det enda tydeligere at resultatet av høyere rasjoneringspriser, er betydelig høyere magasinfylling mot slutten av tappesesongen.



En høy rasjoneringspris tilfører imidlertid ikke systemet mer energi, men fører til en noe høyere kraftpris gjennom lengre perioder. Dette er med på å redusere forbruket, på grunn av den priselastisiteten som finnes i kraftmarkedet. I tillegg fører høyere priser til økt import fra våre naboland. I de mest ekstreme tørrårene ser man imidlertid at man må godta meget høye kraftpriser i forholdsvis lange perioder, for å hindre all rasjonering. Det er derfor ikke gitt at det alltid er hensiktsmessig å la kraftmarkedet klarere ved bruk av ekstremt høye priser. Bakgrunnen for dette er at ekstremt høye kraftpriser over lengre tid også har en samfunnsøkonomisk kostnad, på samme måte som rasjonering har det. Dette er beskrevet i kapittel 4.2.1 *Rasjonering*.

Det er også mulig at flere år med rasjonering vil gi et annet resultat enn det som er funnet i denne oppgaven. På grunn av dette kan det vise seg å være hensiktsmessig å finne andre tiltak, som også kan bedre kraftbalansen i en svært anstrengt kraftsituasjon. Blant annet vil det dempe den politiske støyen i en slik situasjon, dersom kostnadene ved tiltaket i større grad kan fordeles over en lengre periode, slik at det ikke virker så ekstremt på forbrukerne dersom et tørrår skulle oppstå. En slik spredning av kostnadene vil imidlertid redusere prisgjennomslaget til forbrukerne, og dermed reduseres elastisiteten i de mest anstrengte periodene.

### 8.1.2 SAKS – tiltak

Det er antatt at myndighetene på ett eller annet tidspunkt i en svært anstrengt kraftsituasjon, vil gripe inn i markedet for å sikre at systemet ikke bryter sammen. Et slikt sammenbrudd kan komme som et resultat av ubalanse mellom det faktiske effektforbruket, og den effekten det er mulig å stille til rådighet i den gitte situasjonen. Statnett legger til grunn at slike inngrep i form av SAKS – tiltak, vil iverksettes dersom sannsynligheten for rasjonering i et område overstiger 50 %. Det er likevel nærliggende å anta at myndighetene også vil gripe inn dersom kraftprisen blir tilstrekkelig høy over en lengre periode. I oppgaven er det lagt til grunn at myndighetene vil gripe inn med tvungen rasjonering, dersom prisen passerer 300 øre/kWh. Dette er ikke noe man kan si sikkert før den anstrengte kraftsituasjonen inntreffer, men et tilsvarende prisnivå er blant annet brukt i tilsvarende simuleringer utført av Sintef Energiforskning [25].

De to SAKS – tiltakene som er simulert i denne oppgaven, er opsjoner i produksjon og reservekraftverk. Tiltakene er modellert på to forskjellige måter. Opsjonene i forbruk er modellert som en gjenkjøpskontrakt med kraftintensiv industri, mens reservekraftverkene er modellert som egne varmekraftverk. Fra myndighetenes side er det presisert at høye kraftpriser alene ikke er tilstrekkelig for å gripe inn i markedet [36, s.35]. Det er likevel valgt å knytte oppstarten av disse tiltakene opp mot kraftprisen i den aktuelle perioden. Grunnen til dette er at dersom man ikke skal benytte tiltaket en fast periode hvert år, er kraftpriser det eneste innkoblingskriteriet det er mulig å benytte i Vansim. Tiltakene har den samme innkoblingsprisen i de tilfellene de simuleres sammen. Dette gjør at tiltakene påvirker kraftbalansen på omtrent samme måte. De er likevel ikke identiske, og en forskjell i det faktiske energivolumet som kan leveres fra det enkelte tiltaket, gjør at rasjoneringsvolumet i noen tilfeller endres dersom man i en gitt situasjon bytter tiltak. Denne forskjellen er særlig framtrepende dersom tiltakene benyttes for fullt over en lengre periode.

I simuleringene er det valgt å se på hvordan kriteriene for bruk av tiltakene påvirker den generelle magasindisponeringen. En restriktiv bruk av tiltakene vil i denne sammenhengen si

at det bare ved svært høye kraftpriser er aktuelt å tilføre ny energi til systemet. Her er bruk av tiltaket fra 225 øre/kWh eller høyere, ansett som en restriktiv anvendelse. Videre er det valgt å innføre et trinn på 150 øre/kWh, og et lite restriktivt trinn på 100 øre/kWh.

Tar man utgangspunkt i at tiltakene bare skal brukes fra uke 1 til uke 20, påvirkes mengden av energien som tilføres kraftsystemet i stor grad av hvilket prisnivå man velger som nedre grense for aktivering av de aktuelle SAKS – tiltakene. Lavest rasjonering får man ved bruk av tiltaket fra 100 øre/kWh. Dette kommer av at energimengden som kan tilføres i løpet av en uke er begrenset, og derfor er man avhengig av høye priser i et visst tidsrom for å kunne utnytte tiltakene fullt ut. Dersom tiltakene kobles inn fra en lavere pris, vil den totale tiden tiltaket benyttes og dermed den totale energien man tilfører kraftsystemet, økes.

Et unntak fra denne sammenhengen, finner man for tilsigsåret 1941. Her gir en innkobling ved 150 øre/kWh høyere rasjonering enn en innkobling ved 225 øre/kWh, slik det er vist i Figur 38. En av grunnene til dette er at tiltakene bare ble benyttet i en kort periode denne våren. I tillegg viser Figur 44 at kraftprisen ved inngangen til den anstrengte perioden stiger hurtig. Dette gjør at tiltakene benyttes omtrent like lenge, uavhengig av om innkoblingsprisen er 150 øre/kWh eller 225 øre/kWh. Dette kan leses av Figur 41, hvor den tilførte energimengden fra tiltakene er identisk for de to høyeste innkoblingsprisene.

Rasjoneringsmengden vil da avgjøres av magasindisponeringen i forkant av knapphetssituasjonen. En lav innkoblingspris påvirker vannverdien i større grad enn hva som er tilfellet ved en restriktiv bruk av tiltakene. Dermed endres magasindisponeringen ved lite restriktiv bruk av tiltakene, slik at tørrårssikringen blir dårligere. Resultatet av dette er lavere vannmagasiner i eventuelle knapphetssituasjoner, og derfor behov for å tilføre mer energi fra SAKS – tiltaket for å kompensere for manglende vann. Slik kan man oppleve høyere rasjoneringsmengde ved for lite restriktiv bruk av SAKS - tiltakene, selv om tidligere innkobling av tiltaket i utgangspunktet var ment å bedre situasjonen. Dette viser at effekten av tiltakene i noen situasjoner, kan reduseres betraktelig dersom de ikke brukes kritisk.

Simuleringene viste også at bruken av begge tiltakene samtidig, i noen tilfeller førte til mindre rasjoneringsreduksjon enn summen av tiltakene brukt hver for seg skulle tilsi. Dette er tilfellet dersom man ser på de to laveste innkoblingsprisene for midlere rasjoneringsmengde i Figur 37, og rasjoneringsmengdene fra tilsigsåret 1942 i Figur 39. Det samme observeres for en meget restriktiv bruk av tiltakene basert på tilsigsåret 1941 i Figur 38. For de resterende simuleringene er forholdet motsatt. En av hovedgrunnene til dette er antagelig at man ved bruk av begge tiltakene stiller så mye energi til disposisjon, at kraftprisene i den aktuelle perioden reduseres noe. Dermed kobles tiltakene ut igjen, og den totale tilførte energien reduseres. Fordi det er mulig å gripe inn i markedet, vil også kraft- og vannverdiene kunne reduseres i forkant av eventuelle anstrengte situasjoner. Dette kan gjøre at tiltakene kobles inn på et senere tidspunkt, og dermed reduseres den total tilførte energimengden.

I utgangspunktet viste simuleringene at rasjoneringen ble mest redusert dersom man benyttet tiltakene lite restriktivt. Det er imidlertid ikke gitt at dette er det optimale for den totale driften av kraftsystemet. Dersom man ser på forholdet mellom tilført energi og redusert rasjonering, ser man at innkobling av SAKS – tiltakene ved en lav pris, gjør at forholdet mellom tilført energi og redusert rasjonering øker. Dette betyr at man må tilføre mer energi for hver GWh man skal redusere rasjoneringen, dersom man benytter en lav innkoblingspris. Benytter man derimot tiltakene restriktivt, vil omtrent hele den tilførte energimengden benyttes til å redusere rasjoneringen, slik det går fram av Figur 40.

Bruken av tiltakene slår særlig uheldig ut i tilsigsåret 1941, slik det er vist i Figur 41. Dersom man benytter tiltakene fra det tidspunktet kraftprisen passerer 100 øre/kWh dette tilsigsåret, må man tilføre omtrent dobbelt så mye energi fra SAKS – tiltakene som man oppnår i redusert rasjonering. Ved bruk av tiltakene fra 150 øre/kWh, må man tilføre 2,3 GWh energi for å redusere rasjoneringen med 1 GWh. Dette viser at en del av den tilførte energien utlignes, fordi forbruket øker og importen minker når man benytter SAKS – tiltak for å kompensere for tilsigssvikt. At man kommer så uheldig ut i 1941 har også sammenheng med de forholdene som observeres i Figur 38. Siden tiltakene i dette tilfellet brukes like mye uavhengig om innkoblingsprisen er 150 øre/kWh eller 225 øre/kWh, vil reduksjonen i rasjoneringen avgjøres av magasindisponeringen i forkant av den anstrengte situasjonen. En restriktiv bruk av tiltaket vil da være en fordel, fordi dette i mindre grad reduserer vannverdien og dermed magasinutfyllingen i forkant av perioden.

Dersom 1942 tilsiget legges til grunn, forlenges perioden med rasjonering. Dette gjør at en mindre restriktiv bruk av tiltakene kommer bedre ut. Sammenligner man situasjonen i 1941 og 1942, viser dette at til tross for at tiltakene har samme oppstartskriterium, kan det bli store variasjoner i den faktiske nytten av tiltaket. Dermed er det enda vanskeligere å definere oppstartsbetingelser og tiltak som har den tiltenkte nytten uansett magasinsituasjon.

SAKS – tiltakene har ikke like stor påvirkning på de midlere vannverdiene, som det som ble observert ved endring av rasjoneringspriser. Simuleringene viser likevel at vannverdien i noen tilfeller øker noe senere og reduseres noe raskere, dersom tiltakene benyttes fra et lavt prisnivå. Dette er vist i Figur 46. I en knapphetssituasjon endres dette, slik det går fram av Figur 47 og Figur 48. For tilsigsåret 1942 observeres det en lavere vannverdi dersom SAKS – tiltakene benyttes fra et lavt prisnivå allerede ved inngangen til året. Denne trenden forsterkes ettersom situasjonen blir mer kritisk, og den største forskjellen observeres i uke 12. I denne uken var vannverdien i en simulering uten SAKS – tiltak 25 øre/kWh høyere enn det som var tilfellet dersom man benyttet begge tiltakene fra en kraftpris på 100 øre/kWh. Dette viser at en omfattende bruk av SAKS – tiltakene kan føre til en lavere kraftpris, og dermed økt forbruk og redusert import. Til tross for påvirkningen av vannverdiene er imidlertid kraftverdien så høy i den anstrengte perioden, at man antagelig kan regne med en import opp mot de fysiske overføringsbegrensningene. Utfordringen ved bruk av SAKS – tiltakene er heller den påvirkningen av magasindisponeringen som kan oppstå i forkant av den anstrengte perioden.

En slik påvirkning observeres til en viss grad. For magasinets 10 – prosentil er magasinutfyllingen ved bruk av begge tiltakene fra 100 øre/kWh, lavere enn en situasjon der ingen av tiltakene benyttes overhodet. Forskjellen er størst i uke 20. Her skiller det 259 GWh mellom de forskjellige simuleringene. Ved magasinets laveste fyllingsgrad i uke 17, er forskjellen på 235 GWh. Selv om forskjellen er størst i den mest anstrengte perioden, gjør SAKS – tiltakene at magasinutfyllingen i de mest anstrengte årene gjennomgående er noe lavere. Dette gjør at en situasjon med flere tørrår på rad, slik det var tilfellet i 1941 og 1942, forverres ytterligere dersom SAKS – tiltakene brukes med for liten forsiktighet. Er bruken av SAKS – tiltakene derimot restriktiv, kan det synes som om påvirkningen på vannverdiene er så liten, at magasindisponeringen er uendret i forhold til referansescenariet. Det samme forholdet observeres for midlere magasinutfylling. Dersom dette er tilfellet, vil en slik bruk av SAKS – tiltaket bedre situasjonen i et tørrår. Utfordringen er imidlertid at en slik bruk krever meget høye kraftpriser før man kan gripe inn. I forkant av en slik situasjon vil kraftverdiene være høyere enn hva man har opplevd til nå. Dette kan føre til et ikke ubetydelig politisk press om at tiltakene skal taes i bruk tidligere, siden investeringen allerede er gjort.

Magasinfyllingens 0 – prosentil skiller seg fra de foregående, ved at den tilsynelatende har et lokalt bunnivå i uke 15 og et globalt bunnivå i uke 20. Grunnen til dette er at figuren viser minstemagasinfylling i 1941 og 1942. Den mest anstrengte perioden er imidlertid ikke felles for disse årene. I 1942 opphørte rasjoneringen i uke 15, mens i 1941 var uke 16 til 21 den vanskeligste perioden. Det observeres også at forbruket i 1942 rasjoneres før man har tappet magasinene helt ned. Grunnen til dette kan være at modellen rasjonerer forbruket basert på priser. Tidlig på året i 1942 observeres det raskt stigende vann- og kraftverdier. Dette gjør at kraftverdiene når rasjoneringsprisen tidlig på året, og dermed starter rasjoneringen selv om magasinene ikke er tomme. I 1941 var faren for rasjonering mindre tidlig på året, men situasjonen forverret seg raskt de siste ukene før vårløsningen. Dermed steg kraftprisene opptil rasjoneringsprisen.

Denne forskjellen påvirker også tappingen av magasinet. Fram til uke 17 er magasinfyllingen lavest for de simuleringene hvor begge tiltakene brukes fra 100 øre/kWh. Fram mot uke 19 endrer dette seg, og magasinfyllingen ved bruk av tiltaket fra 100 øre/kWh er nå høyere enn det som er tilfellet dersom bruken av tiltakene er mer restriktiv, eller systemet simuleres uten tiltak. Dette gjør at ved minimumsfyllingen i uke 19 gir en lite restriktiv bruk av tiltaket større magasinfylling, enn hva som er tilfellet for de andre simuleringene. Hovedgrunnen til dette er antagelig den korte perioden med rasjonering i 1941. Dersom tiltakene kobles inn fra 100 øre/kWh, vil de benyttes i ett lengre tidsrom. Dette går fram av Figur 43 som viser perioden hvor kraftverdien er over henholdsvis 100 øre/kWh og 150 øre/kWh. Dermed tilføres mer energi til kraftsystemet enn hva som er tilfellet for de andre scenariene, noe som forbedrer magasinsituasjonen noe.

## 8.2 Flermagasinsimuleringene i Samkjøringsmodellen

### 8.2.1 Endring av rasjoneringspris

De gjennomførte simuleringene i samkjøringsmodellen viser en klar sammenheng mellom den kraftverdien man forventer at myndighetene vil gripe inn i markedet i form av rasjoning, og disponeringen av vannmagasinene. Sammenhengen er ekstra framtrødende i perioder hvor kraftsituasjonen er anstrengt eller svært anstrengt. Simuleringene i samkjøringsmodellen kan derfor sies å underbygge de resultatene som ble funnet i enmagasinsimuleringene i første del av oppgaven.

Sammenhengen mellom rasjoneringsprisen og den rasjonerte mengden, vises i Figur 52 og i Figur 53. Dersom kraftprisen tillates å øke fra 15 Eurocent/kWh til 100 Eurocent/kWh, vil den midlere årlige rasjoningens mengde reduseres fra 94 GWh/år til 1 GWh/år. Den samme tendensen observeres for rasjoningens mengde i de to mest anstrengte årene. Det er valgt å gi rasjoneringsprisen en øvre grense på 100 Eurocent/kWh. Grunnen til dette er at sammenhengen mellom rasjoneringspris og rasjoningens mengde, synes klar allerede etter forholdsvis få forsøk. Det anses derfor ikke som nødvendig å øke rasjoneringsprisen ytterligere for å belyse de prinsipielle sidene i denne delen av oppgaven.

Simuleringene viser den forventede sammenhengen mellom rasjoneringspris og rasjoningens mengde for totalsystemet. Det er imidlertid påfallende hvor stor del av den totale rasjoningens mengde som kommer i andre områder enn Midt-Norge. De siste årene har man stort sett fokusert på at det er i Midt-Norge det store energiunderskuddet vil gjøre seg gjeldende i et tørrår. Disse simuleringene viser at det er i denne regionen underskuddet er størst, men at man samtidig får problemer i andre deler av landet. Det kan være flere grunner til dette. Blant annet er det ikke utenkelig at situasjonen i de forskjellige delområdene er modellert mer anstrengt enn det som vil være tilfellet i virkeligheten. I denne modellen er nedre magasingrense for alle delområder satt til 10 prosent fyllingsgrad uansett tidspunkt, i tillegg er importkapasiteten fra Sverige til Østlandet satt til halvparten av den normale kapasitet. Importkapasiteten til Midt-Norge er satt til 1200 MW. Disse endringene er beskrevet i kapittel 6.2 *Datasettet som er benyttet i flermagasinsimuleringene*. Det er også mulig at den svake energibalansen i Midt-Norge spres til de andre delområdene gjennom kalibreringsprosessen. En indikasjon på dette får man dersom man velger å modellere et dummyområde, som regulerer import og eksport til og fra Midt-Norge slik det er vist i kapittel 10 *Videre arbeid*. Det er imidlertid ikke gjort omfattende forsøk med forskjellige modelleringsalternativer for Midt-Norge i denne oppgaven.

Den maksimale kraftprisen for Midt-Norge for de forskjellige scenarioene, er vist i Figur 54. I disse simuleringene vil det fortsatt være nødvendig med noe rasjoning, selv om rasjoneringsprisen settes til 100 Eurocent/kWh. Dette gjør at den maksimale kraftprisen i Midt-Norge vil være lik rasjoneringsprisen i en kort periode. For den midlere kraftprisen i Midt-Norge, observeres det imidlertid at man ikke oppnår de høyeste verdiene ved en rasjoneringspris på 100 Eurocent/kWh. Dette er vist i Figur 55. Middelverdien for dette scenariet er bare marginalt høyere enn hva som blir midlere kraftpris dersom rasjoneringsprisen er 50 Eurocent/kWh, og klart lavere enn midlere kraftpris i scenariet med rasjoneringspris på 75 Eurocent/kWh. Grunnen til dette kan være at antall år med rasjoning og dermed ekstremt høye kraftpriser, reduseres så mye dersom det godtas priser opp mot 100 Eurocent/kWh, at den midlere kraftprisen reduseres noe. Dersom dette er tilfellet, vil en høy

rasjoneringspris føre til ekstremt høye priser i de mest anstrengte årene, men gi jevnt over noe lavere middelveier sammenlignet med den nest høyeste raseringsprisen i denne oppgaven. Den samme figuren viser at den midlere kraftverdien faller fortere, dersom raseringsprisen er høy. En mulig forklaring på dette er at høye raseringspriser fører til at man lagrer mer vann fram mot vårløsningen. Dersom det viser seg at det er tilstrekkelig vann på slutten av tappesesongen, vil dette resultere i høy produksjon for å hindre flom i vårløsningen, noe som igjen gir lavere kraftpriser.

På samme måte som for enmagasinmodellen, viser disse simuleringene at en øvre begrensning på kraftverdien har en direkte påvirkning på vannverdiene. 100 – prosentilet for vannverdien i Midt-Norge er vist i Figur 56. For de lave raseringsprisene viser figuren at vannverdiene blir like høye som kraftverdien. Grunnen til dette er antagelig forventningen om rasjering, og dermed kraftpriser på samme nivå som raseringsprisen i lengre perioder.

For en raseringspris på 15 Eurocent/kWh og 25 Eurocent/kWh observeres det høyere vannverdi enn kraftverdi i den mest anstrengte perioden. Dette skyldes antagelig muligheten for handel med Sverige. I denne modellen er ikke de maksimale kraftverdiene i de andre nordiske landene endret. Dette betyr at i en anstrengt situasjon for det nordiske kraftsystemet, gir modellen høyere kraftpriser i Sverige enn i Norge dersom raseringsprisene i Norge er for lave. Dette kan i teorien gi eksport fra Norge til Sverige, selv om situasjonen kanskje er mest alvorlig i Norge. For å hindre dette må man eventuelt regulere overføringen mellom landene. Da har man imidlertid grepet inn i kraftmarkedet på en slik måte at det påvirker et større område enn bare Norge. Dette viser hvor vanskelig det vil være å regulere det norske markedet, uten at man påvirker de andre landene i det nordiske samarbeidet. I disse simuleringene er det nettoimport til Norge fra Sverige i alle de mest anstrengte ukene, og selv med lave raseringspriser i Norge er importen til Midt-Norge nesten konstant lik den modellerte importbegrensningen.

Dersom raseringsprisen settes lik 75 Eurocent/kWh eller 100 Eurocent/kWh, observeres det at vannverdien i Midt-Norge ikke blir like høy som kraftverdien. Dette kan komme av at rasjeringen bare forekommer i en meget begrenset periode i disse simuleringene. I tillegg er dette nivået på kraftverdiene høyere enn det høyeste trinnet på priselastisitetsskurven for Sverige. Dermed vil slike kraftverdier sikre full import fra Sverige, uansett hvordan situasjonen er der.

For Vestlandet observeres det ikke like ekstreme kraftpriser som i Midt-Norge. Til tross for at raseringsprisen heves til 100 Eurocent/kWh, er den maksimale kraftverdien på Vestlandet 80 Eurocent/kWh, uavhengig om man ser på ukeverdier eller med prisavsnitt. En av grunnene til dette er antagelig at kraftbalansen er noe bedre for Vestlandet. Samtidig viser 0 – prosentilet for magasinfyllingen på Vestlandet, at den automatiske kalibreringen gir andre føringer for lagring av vannet når raseringsprisen er 100 Eurocent/kWh. Det kommer som et resultat av at situasjonen på Vestlandet har blitt bedret noe, som en følge av den økte raseringsprisen. Dette vises også i Figur 52 og i Figur 53, hvor raseringsmengden for Vestlandet blir 0 for raseringspriser fra 75 Eurocent/kWh og oppover. Det samme observeres for den midlere magasinfyllingen i Midt-Norge.

Denne flyttingen av vannet mellom delområder, kommer av kalibreringsprosessen mellom de forskjellige scenarioene. På Vestlandet inntraff dette når raseringsprisen ble økt fra 75 Eurocent/kWh til 100 Eurocent/kWh. Denne endringen gav modellen høyere samfunnsøkonomisk overskudd, dersom mer av vannet ble lagret i andre delområder enn

Vestlandet. Dette resulterte i at magasinfyllingen i dette området ble noe lavere. For Midt-Norge er forskjellene små, men den midlere magasinfyllingen viser et tilsvarende skifte når rasjoneringsprisen er mellom 50 Eurocent/kWh og 75 Eurocent/kWh. Denne flyttingen av vann bekreftes dersom man ser på totalmagasinet for Norge som helhet. Dette er vist i Figur 61 og Figur 62. Her går det fram at den totale magasinfyllingen gjennom året øker dersom rasjoneringsprisen øker. Dette er helt i tråd med de observasjonene som er gjort tidligere i oppgaven.

En stor forskjell i magasinfyllingen gjennom året, observeres også i Midt-Norge. Figur 59 viser hvordan en økt rasjoneringspris fører til økt magasinfylling i dette delområdet, fra midten av fyllingsperioden og til uke14. I uke 8 er forskjellen mellom scenariene maksimal. Da skiller det 691 GWh mellom simuleringene av modellene med rasjoneringspriser på henholdsvis 15 Eurocent/kWh og 100 Eurocent/kWh. Figur 53 viser imidlertid at rasjeringen i Midt-Norge reduseres fra omtrent 1000 GWh til 61 GWh for 1970 tilsiget, når rasjoneringsprisen økes fra 15 Eurocent/kWh til 100 Eurocent/kWh. Dette er vesentlig mer enn forskjellen i magasinfyllingen. En grunn til dette kan være at prisene stiger tidligere, og blir høyere ved høye rasjoneringspriser. Dermed utnyttes en større del av priselastisiteten i modellen i ett lengre tidsrom, noe som gir redusert forbruk og dermed redusert rasjoning.

Høyere magasinfylling er imidlertid ikke helt problemfritt. Flomtapene vil normalt være avhengig av magasinfyllingen på det aktuelle tidspunktet. Dette betyr at dersom magasinfyllingen i utgangspunktet er høy, vil en våtere periode enn det som må kunne karakteriseres som normalt, føre til økt flomtap. Hvor store flomtap man får, henger derfor i stor grad sammen med magasinfyllingen i den aktuelle perioden. Figur 63 viser flomtapene for Midt-Norge. Her går det fram at høy rasjoneringspris ikke alltid gir den høyeste flommen. I simuleringene ble det imidlertid observert at de laveste rasjoneringsprisene gav den høyeste midlere magasinfyllingen gjennom fyllingssesongen. Dermed vil man også oppleve de største flomtapene i disse scenariene. Høstflommen på Vestlandet endrer seg slik det er forventet. Her gir de høye rasjoneringsprisene høyere magasinfylling mot slutten av fyllingssesongen, noe som igjen fører til økt flom på høsten.

Figur 65 viser hvordan produksjonen forskyves dersom rasjoneringsprisen øker. Dette kommer som et resultat av høyere vannverdi, og dermed økt lagring av vann gjennom fyllingssesongen. Fra uke 25 viser figuren at vannkraftproduksjonen på Vestlandet reduseres til fordel for økt lagerbygging. Resultatet av denne produksjonsvridningen, er at magasinfyllingen er høyere hele tappesesongen. Dette fører til økt produksjon gjennom tappesesongen, men det gir samtidig en økt buffer mot tilsigssvikt eller en sen vårløsning. Dersom denne vridningen blir for stor, kan det imidlertid føre til for høye magasiner, og dermed økte flomtap og lavere priser.

Simuleringene viser at dersom det tillates høye kraftpriser, noe som vil bli resultatet dersom myndighetene ikke griper inn i kraftmarkedet når situasjonen er i ferd med å bli anstrengt, gir dette produsentene et insentiv til å spare vann i påvente av de høye prisene. Dette er det samme som at vannverdien øker. Resultatet av denne tilpasningen, er at magasinfyllingen forsøkes holdt på et noe høyere nivå ved inngangen til tappesesongen, noe som igjen gir økt tørrårssikring. Dette oppnås ved å holde tilbake vann gjennom fyllingssesongen, noe som fører til redusert produksjon i denne perioden. Reduksjonen kompenseres enten med økt import eller redusert forbruk. Kostnaden man betaler for dette er en tendens til økte flomtap, dersom høsten får mer nedbør enn hva som kan karakteriseres som normalt.

## 8.2.2 SAKS – tiltak

På samme måte som for enmagasinmodellen, er det gjort flermagasinsimuleringer med SAKS – tiltakene opsjoner i forbruk og reservegasskraftverk. I tillegg er det laget en Opsjon 2 – modell for simuleringene i Samkjøringsmodellen. På den måten undersøkes det hvor stor betydning det vil ha dersom man utnytter effektpotensialet i opsjonskontraktene, i stedet for å spre uttaket utover hele den aktuelle perioden. Det er valgt å beholde rasjoneringsprisen som ble lagt til grunn for simuleringen i enmagasinmodellen. Denne er 300 øre/kWh. Dette tilsvarer 37,5 Eurocent/kWh dersom kursen settes til 8 NOK pr. EURO.

Simuleringene i Samkjøringsmodellen er gjort for å finne i hvor stor grad de forskjellige tiltakene vil påvirke den generelle magasindisponeringen, og dermed kraftsystemets iboende evne til å takle tilsigssvikt. På samme måte som for simuleringene i Vansim, er det lagt til grunn at innkoblingen av tiltakene gjøres på bakgrunn av kraftverdier. Det er imidlertid presisert fra myndighetene, at kriteriene for bruk av disse tiltakene skal baseres på vurdering av sannsynligheten for rasjonering. I Samkjøringsmodellen er det ikke mulig å bruke sannsynlighet for rasjonering som et oppstartskriterium. I kapittel 6.3.2 *SAKS – tiltak* er det beskrevet hvordan man i denne oppgaven har funnet middelpriiser i perioden fra uke 1 til uke 18, forutsatt at sannsynligheten for rasjonering er 50 prosent. Disse prisene er brukt som innkoblingskriterium for alle simuleringene i denne delen av oppgaven.

Prisene som ligger til grunn for innkobling av tiltakene de første ukene av året, er kanskje noe lavere enn det man i utgangspunktet kunne forvente. Ukemiddelpriiser på i overkant av 10 Eurocent/kWh, tilsvarer en innkoblingspris på litt over 80 øre/kWh. Utover i perioden heves imidlertid innkoblingsprisen, og fra uke 12 er den 20 Eurocent/kWh. Dette ligger noe over det midlere innkoblingstrinnet fra enmagasinmodellen. Grunnen til at innkoblingsprisen øker utover i perioden, er at usikkerheten reduseres fordi stadig færre år gir rasjonering. Dersom sannsynligheten for rasjonering skal være 50 prosent, må halvparten av tilsigsårene ved de gitte betingelsene, få en eller annen form for rasjonering. Mot slutten av tappesesonen er det flere år hvor man unngår rasjoneringsgrader nesten uansett fyllingsgrad i den aktuelle uken. De årene som fortsatt gir rasjonering i disse simuleringene er ekstreme, målt i både fyllingsgrad og kraftverdi. Dette presser middelpriisen for scenariene med 50 prosent sannsynlighet for rasjonering oppover i de aktuelle ukene.

Ved modelleringen av SAKS – tiltakene er det tatt utgangspunkt i et felles basisscenario, og kalibreringsfaktorene herfra er brukt i de videre simuleringene. Dette er gjort for å sikre at resultatene er mest mulig sammenlignbare. Dersom man rekalibrerer modellen, risikerer man at vannressursene fordeles på en annen måte mellom delområdene, noe som gjør det vanskelig med intern sammenligning i etterkant. Dersom modellen ikke rekalibreres ved innføringen av en ny energikilde, vil fordelingen og påvirkningen mellom delområdene ikke endres. Det er imidlertid beregnet nye vannverdier mellom hver kjøring av modellen. Dette gjør at magasindisponeringen innenfor delområdet kan påvirkes noe.

I de scenariene der begge SAKS – tiltakene er modellert samtidig, er det valgt å simulere både med og uten kalibrering i forhold til basisscenariet. Dette gir et bilde av hvordan rekalibreringen påvirker disponeringen av de forskjellige kontraktene. I dette tilfellet reduseres den gjennomsnittlige rasjonering fra 4 GWh/år til 0 GWh/år. Grunnen til dette er at rekalibreringen integrerer tiltakene i modellen, slik at totalsystemet utnyttes mer optimalt. Det kan argumenteres for at dette gir det mest riktige bilde av hva man kan forvente i



virkeligheten. Bakgrunnen for dette er at de andre markedsaktørene vil vite om, og dermed tilpasse seg de nye tiltakene.

Simuleringene viser at den midlere rasjoneringsmengden reduseres omtrent like mye, uavhengig om man bruker opsjon i forbruk eller reservekraftverkene. I utgangspunktet burde reservegasskraftverkene gi en noe større reduksjon av rasjoneringsmengden, fordi disse er modellert med mulighet for noe større energiuttak innenfor uken. Det er imidlertid snakk om små forskjeller, og det faktum at det er snakk om middelveier kan være tilstrekkelig til at forskjellen forsvinner. Ser man på situasjonen i det mest anstrengte året, kommer forskjellen mellom opsjon i forbruk og reservegasskraftverk frem. Her benyttes tiltaket over tid, noe som gjør at rasjoneringsmengden reduseres mest med bruk av reservegasskraftverket. Dersom modellen Opsjon 2 benyttes, oppnår man en ytterligere reduksjon av rasjoneringsmengden. Dette kommer av at den maksimale effekten økes fra 300 MW for reservegasskraftverkene, til 370 MW for disse opsjonene. Forskjellene var imidlertid så små at det ikke ble vurdert som hensiktsmessig å gå videre i simuleringene med to opsjonskontrakter.

Ved modelleringen av opsjonskontraktene er det lagt til grunn at alle avtalene er inngått med bedrifter lokalisert i Midt-Norge. Dette er ikke tilfellet. Hvilke bedrifter det dreier seg om er imidlertid ikke offentliggjort, og av den grunn er det uansett ikke mulig å fordele opsjonskontraktene mellom de forskjellige delområdene på en realistisk måte. Dette kan imidlertid tenkes å påvirke resultatene fra opsjonsmodellene noe, sammenlignet med hva som vil være tilfellet ved virkelig bruk av disse virkemidlene. Den observerte rasjoneringsreduksjonen i disse simuleringene, er vist i Figur 66 og i Figur 67.

Forholdet mellom tilført energi fra SAKS – tiltakene og redusert rasjoning, viser at recalibrering gjør utnyttelsen av tiltakene bedre. Nyten av tiltakene er størst når begge implementeres i modellen samtidig. Det er imidlertid disse simuleringene som gir størst påvirkning på magasindisponeringen. Dersom tiltakene benyttes med samme kalibreringsparametere som basisscenariet, må det tilføres 1,5 kWh for å redusere rasjoning med 1 kWh. Rekalibreres modellen, synker dette forholdet til 1,25 kWh tilført energi for hver kWh redusert rasjoning.

Dette gir en forholdsvis god utnyttelse av tiltakene, men så lenge forholdet ikke er en til en, tyder det på at tiltakene påvirker den generelle magasindisponeringen. Dette får man bekreftet dersom man studerer hvordan kraft- og vannverdiene i systemet endres ved implementeringen av de forskjellige tiltakene. For Midt-Norge er dette vist i Figur 71 og i Figur 72. Det opprinnelige systemet gir her rasjoning, og dermed blir kraftverdien lik rasjoneringsprisen. Dette er også tilfellet dersom bare ett SAKS – tiltak settes i drift, eller modellen ikke recalibreres dersom begge tiltakene benyttes. Her observeres imidlertid en forsinkelse i prisoppgangen, fordi ny energi stilles til rådighet. Grunnen til at det likevel blir rasjoning, er at modellen ikke klareres fordi det ikke tilføres nok energi. Dersom tiltakene samlet tilfører en energimengde som er tilstrekkelig til å hindre rasjoning, viser figuren at den maksimale kraftverdien påvirkes. For 100 – prosentilet for Midt-Norge, reduseres toppverdien med omtrent 5 Eurocent/kWh. Dette tilsvarer 40 øre/kWh.

For Midt-Norge er forskjellen i vannverdi mellom basisscenariet og simuleringene med begge SAKS – tiltakene, større enn det som observeres for kraftverdien. I tillegg blir vannverdien i basisscenariet høyere enn den modellerte rasjoneringsprisen. Dette kommer av at forbruket på svensk side har priselastisitetstrinn helt opp til 50 Eurocent/kWh. Det er valgt å ikke endre dette, siden en innføring av en rasjoneringspris i Norge ikke uten videre vil bli implementert i

Sverige. Det observeres imidlertid at forskjellene i vannverdiene mellom de forskjellige scenariene er små før uke 1. Dermed påvirkes ikke insentivene til å lagre vann i magasinene gjennom høsten i særlig stor grad, og de største endringer i magasindisponeringen som kommer som en følge av SAKS – tiltakene, gjør seg først gjeldende på sen vinteren.

Siden alle SAKS – tiltakene er implementert i Midt-Norge, er det her rasjoneringen reduseres mest, og påvirkningen på kraft- og vannverdiene derfor er størst. Det viser seg imidlertid at påvirkningen for de andre delområdene også kan være forholdsvis stor, avhengig av overføringskapasiteten mellom dem. Dette resulterer blant annet i at rasjoneringsmengden reduseres med omtrent 150 GWh på Østlandet ved 1942 - tilsig, dersom det implementeres et SAKS – tiltak i Midt-Norge.

For Vestlandet er påvirkningen noe mindre. Kraft- og vannverdien i dette delområdet påvirkes også, men da i langt mindre grad enn i Midt-Norge. I de scenarioene som gir rasjonering, blir den maksimale kraftverdien fortsatt lik rasjoneringsprisen. Perioden med rasjonering er imidlertid vesentlig kortere enn det som ble observert for Midt-Norge, og av den grunn blir de maksimale vannverdiene heller ikke så høye i dette delområdet. Reduksjonen i rasjoneringsmengden på Vestlandet er imidlertid liten før begge tiltakene implementeres og modellen recalibreres. Ved bruk av bare opsjon i forbruk i Midt-Norge, observeres det at rasjoneringen på Vestlandet økes med 21 GWh ved 1970 – tilsig. Dette er det ikke funnet noen sikker forklaring på, men det kan være et resultat av de nye vannverdiberegningene.

Dette gjør at utslaget i magasindisponeringen for de to delområdene, blir forholdsvis forskjellig. Magasinetts 0 – prosentil for Midt-Norge er vist i Figur 79. Denne viser at reduksjonen i vannverdiene fører til en noe mindre magasinbefylling mot slutten av året. Forskjellene er imidlertid ikke store. I uke 50 skiller det 76 GWh mellom høyeste og laveste magasinbefylling. Denne forskjellen holder seg fram til uke 2. Etter dette synker magasinbefyllingen for basisscenariet brått. Grunnen til dette er at 0 – prosentilet viser den til enhver tid laveste magasinbefyllingen, og dermed det mest kritiske forløpet. Ser man kraftverdiens 100 – prosentil i sammenheng med magasindisponeringens 0 – prosentil, viser dette at man til tross for lav magasinbefylling, ikke har noe annet valg enn å fortsette og produsere disse ukene. Kraftverdien når rasjoneringsprisen tidlig i perioden i basisscenariet. Dermed fortsetter man produksjonen for å hindre ytterligere rasjonering. Dersom man i en slik situasjon kan supplere markedet med ekstra energi fra ett eller flere SAKS – tiltak, viser magasinbefyllingens 0 – prosentil at magasinene tappes senere ned. Dette forklarer hvorfor kraftverdien for Midt-Norge stiger senere dersom SAKS - tiltakene implementeres i modellen. Samtidig som det viser at SAKS – tiltakene avhjelper situasjonen i de aller mest anstrengte periodene.

Tar man hensyn til noen flere forløp ved å se på magasinbefyllingens 10 – prosentil for Midt-Norge, viser denne et litt annet bilde. Her går det fram at den påvirkningen som SAKS – tiltakene har på kraft- og vannverdiene, gjør at magasinbefyllingen reduseres som en følge av tiltakene. Dermed må det tilføres noe mer energi for å kompensere for reduksjonen i magasinbefyllingen. Utslagene i simuleringene er imidlertid små, noe som skyldes den forholdsvis restriktive bruken av tiltakene. Dette viser likevel at tiltakene påvirker kraftsystemet, og det er grunn til å anta at for stor bruk av tiltakene vil slå uheldig ut på magasindisponeringen.

På Vestlandet er påvirkningen fra tiltakene som er implementert i Midt-Norge, forholdsvis små. En av grunnene til dette er antagelig den dårlige overføringskapasiteten mellom disse

områdene. Den samme tendensen til en forbedring av magasinsituasjonen i de mest anstrengte periodene, finner man også i dette delområdet. Ser man på magasinfyllingens 10 – prosentil, er imidlertid påvirkningen fra SAKS – tiltakene neglisjerbar.

De to mest anstrengte årene i simuleringene danner i all hovedsak grunnlaget for det som er observert og kommentert for kraft- og vannverdiens 100 – prosentil, og magasinfyllingens 0 – prosentil. Både ved inngangen til 1942 og 1970 er magasinfyllingen lav, og dermed begynner kraftverdien å stige. Situasjonen er imidlertid mest anstrengt i basisscenariet. Dette påvirker vannverdien, og dermed magasindisponeringen. Innledningsvis til den anstrengte kraftsituasjonen ligger vannverdiene, dersom SAKS – tiltakene implementeres, noe lavere enn hva som er tilfellet for basisscenariet. Dermed blir også magasinfyllingen i modellene som inkluderer tiltakene, noe dårligere. Når situasjonen blir svært anstrengt, tilføres imidlertid mer energi fra tiltakene enn den reduksjonen i magasinfylling som ble registrert på forhånd. Dermed bedres situasjonen i de simuleringene der SAKS – tiltakene er implementert.

Den formen for tørrårssikring som SAKS – tiltakene representerer, reduserer rasjoneringsmengden i de mest anstrengte kraftsituasjonene. Beregninger av det samfunnsøkonomiske overskuddet viser imidlertid at påvirkningen fra tiltakene er negativ. Alle tiltakene gir et lavere samfunnsøkonomisk overskudd i Norge. Særlig for opsjonene i forbruk er dette uventet. Disse er modellert slik at det tilføres ekstra energi til kraftsystemet, til en lavere kostnad enn det som er tilfellet for alternativet som er rasjonering. Opsjonene har en positiv innvirkning på det samfunnsøkonomiske overskuddet i Midt-Norge, men dette utjevnes av at konsumentoverskuddet på Vestlandet reduseres. Den samme effekten observeres imidlertid ikke dersom det implementeres reservegasskraftverk i Midt-Norge.

Det er ikke funnet noen åpenbar forklaring på denne utviklingen på Vestlandet. Det registreres at rasjoneringsmengden for Vestlandet økes noe i dette scenariet, men denne endringen er ikke stor nok til å forklare hele reduksjonen i konsumentoverskuddet. De nye vannverdiregningene og den komplekse optimaliseringsprosessen samkjøringsmodellen bygger på, kan også resultere i uforutsette effekter på fordelingen i modellen. I tillegg er Vestlandet en eksportregion, noe som gjør at prisreduksjoner som følge av ny produksjon vil være uheldig. Dette burde imidlertid påvirke produsentoverskuddet i større grad enn konsumentoverskuddet.

Det samfunnsøkonomiske overskuddet reduseres også som en følge av implementeringen av reservegasskraftverket. I utgangspunktet øker det samfunnsøkonomiske overskuddet ved implementeringen av dette tiltaket fordi det tilføres ny energi til kraftsystemet. De årlige kapitalkostnadene på 11,79 millioner Euro er imidlertid større enn den opprinnelige gevinsten.

Den samme utviklingen observeres dersom begge tiltakene benyttes. Her reduseres nytten av opsjonene, fordi midlere bruk av tiltaket reduseres fra 22 GWh/år til 16 GWh/år. Dermed blir økningen av det samfunnsøkonomiske overskuddet mindre for dette tiltaket. Bruken av reservegasskraftverket reduseres også når begge tiltakene benyttes sammen. Dette fører til at forskjellen mellom de årlige kapitalkostnadene og den faktiske nytten av tiltaket reduseres ytterligere. Dermed reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet for Midt-Norge i forhold til basisscenariet. Den minste reduksjonen i samfunnsøkonomisk overskudd observeres imidlertid når begge tiltakene benyttes og modellen rekalkuleres. Utviklingen er fortsatt negativ, men rekalkuleringen gjør at fordelingen mellom delområdene forbedres. Dette ser man for eksempel på Østlandet. Her fører rekalkuleringen til at det samfunnsøkonomiske overskuddet økes med 8 millioner Euro.

Det er imidlertid usikkert hva som vil være den faktiske samfunnsøkonomiske kostnaden ved rasjonering. Det kan derfor argumenteres for at den samfunnsøkonomiske kostnaden for rasjonering er høyere enn det som kommer fram i basisscenariet. Dette vil for eksempel være tilfellet dersom den faktiske samfunnsøkonomiske kostnaden er lik KILE – kostnadene slik det er argumentert for i 4.2.1 *Rasjonering*. I basismodellen legges rasjoneringsprisen på 37,5 Eurocent/kWh til grunn ved beregningen av det samfunnsøkonomiske overskuddet. KILE – kostnadene er vist i Tabell 4. Den laveste verdien her er 87,5 Eurocent/kWh. Dette tilsvarer en kostnadsøkning på 50 Eurocent/kWh i forhold til rasjoneringsprisen. Basisscenariet gir en rasjonering på 25 GWh/år. En verdi på 50 Eurocent/kWh for denne energimengden tilsvarer 12,5 millioner Euro. Dersom disse beregningene legges til grunn gir basisscenariet det laveste samfunnsøkonomiske overskuddet i disse simuleringene.

### 8.2.3 Strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge

Simuleringene av en strengere regulering av kraftmagasinene, gir en reduksjon av den midlere rasjoneringsmengden fra 25 GWh/år til 0 GWh/år. Dette viser at en annen magasindisponering kan virke som buffer mot tilsigssvikt.

Modelleringen som ligger til grunn for disse simuleringene, bygger på en økning av tilbakekoblingsfaktoren. Dette fører til at en større del av fastkraften i det aktuelle delområdet, tas med når vannverdiene skal beregnes. Dermed vil samkjøringsmodellen lagre mer vann i delområdet som en buffer mot tilsigssvikt. Ved seriesimuleringen av kraftsystemet, er imidlertid fastkraftforbruket i Midt-Norge uendret. Dermed er det tatt hensyn til ønsket om en strengere regulering av kraftmagasinene i delområdet, ved at magasinfyllingen heves uten at forbruket økes.

De økte vannverdiene gjennom året fører til økte kraftverdier, noe som igjen reduserer forbruket og øker importen. Samtidig gir de høye vannverdiene et økt insentiv til produsentene om å lagre vann. Dermed økes magasinfyllingen gjennom hele året. I de mest anstrengte periodene resulterer dette i at man har en større buffer mot tilsigssvikt, og dermed unngås rasjonering.

Bakdelen ved denne magasindisponeringen er imidlertid at kraftverdiene gjennom året og midlere flomtap øker. Figur 86 viser utviklingen av den midlere kraftverdien. Denne figuren viser at dersom magasinene skal styres strengt, vil kraftprisene bli høyere i alle deler av året bortsett fra vårløsningen. Dette gjør at den høyeste midlere kraftprisen ikke lenger inntreffer i vårløsningen, men mot slutten av fyllingssesongen. Figuren viser også at toppverdien for den midlere kraftprisen er høyere ved den strenge magasindisponeringen. I tillegg til økte kraftverdier, gir den strenge styringen av kraftmagasinene økte flomtap. Dette skjer som en følge av at magasinfyllingen gjennom året økes. En gjennomgående høyere magasinfylling reduserer derfor faren for rasjonering, men den øker faren for flom. I simuleringene øker den midlere flommen i Midt-Norge med omtrent 113 GWh i perioden fra uke 20 til uke 30. Det observeres også at høstflommen økes noe. Til sammen gir dette en økning i de midlere flomtapene på 157 GWh/år.

For Vestlandet observeres det at dette tiltaket bare i liten grad påvirker kraftsystemet. I de mest anstrengte periodene reduseres kraft- og vannverdiene noe, men dette er ikke tilstrekkelig til å påvirke magasindisponeringen i nevneverdig grad. Det samme gjelder for den midlere kraftverdien på Vestlandet. I den mest anstrengte periodene reduseres denne noe,

men gjennom det meste av året er den upåvirket av den strenge magasindisponeringen i Midt-Norge.

Endringen av kraftverdiene i Midt-Norge fører til en omfordeling av overskuddet mellom produsenter og konsumenter. I de mest anstrengte periodene reduseres prisene noe dersom magasinene styres strengt. Dette gir en økning av konsumentoverskuddet, og en tilsvarende reduksjon av produsentoverskuddet. Den omfordelingen som registreres i de mest anstrengte periodene oppveies imidlertid av at de midlere kraftprisene gjennom året øker, noe som gir økt produsentoverskudd og redusert konsumentoverskudd. I utgangspunktet påvirker ikke en slik omfordelingen mellom produsenter og konsumenter det samfunnsøkonomiske overskuddet. Likevel observeres det at det samfunnsøkonomiske overskuddet for Midt-Norge reduseres med 25 millioner Euro.

Hovedgrunnen til dette antas å være forholdet mellom endringen i midlere rasjoneringsmengde og midlere flom. Ved innføringen av dette tiltaket reduseres den midlere rasjoneringsmengden med 25 GWh/år. Samtidig økes den midlere flommen med 157 GWh/år. At rasjoneringsmengden reduseres, er positivt for det samfunnsøkonomiske overskuddet. Dette betyr at man har mer energi i de knappeste situasjonene. Hoveddelen av denne økningen tilfaller produsentene, siden kraftprisene i en rasjonerings situasjon vil være ekstremt høye, samtidig som konsumentnyttens regnes lik rasjoneringsprisen, og ikke lik KILE – kostnadene.

De økte flomtapene vil på den andre siden føre til et samfunnsøkonomisk tap. For konsumentene er det uheldig at det blir flomtap, siden dette fører til mindre energi og dermed høyere pris i andre perioder av året. For produsentene er påvirkningen mer usikker. I utgangspunktet er flomtap negativt fordi det er en tapt produksjonsmulighet. Samtidig kan flomtap nå føre til lavere magasinbefylling og dermed høyere strømpriser i andre perioder.

### **8.3 Samlet vurdering av de forskjellige tiltakene**

I oppgaven er det benyttet to forskjellige simuleringsprogram og datasett. Dette betyr at verdiene for rasjoneringsreduksjon, kraftverdier, vannverdier og magasininfylling ikke kan sammenlignes direkte. I tillegg er det en del modellmessige forskjeller. Det er blant annet benyttet forskjellige tilsigsserier i de to programmene. I Vansim er det benyttet en serie som går fra 1930 til 1980, mens for Samkjøringsmodellen er det benyttet en tilsigsserie fra 1930 til 2000. Enmagasinmodellen har heller ingen nettbegrensninger innad i Norge, samtidig som handelen med våre naboland er basert på prisrekker. Her er Samkjøringsmodellen mye mer detaljert. Dette kan være noe av forklaringen på at det ikke er de samme årene som er de mest anstrengte. I Vansim er det 1941 og 1942 som gir rasjonering, mens i Samkjøringsmodellen er det 1942 og 1970 som er mest anstrengt. En annen forklaring på dette kan være at tilsigsstatistikk og metoder er forskjellig i de to modellene.

Grunnen til at det likevel er valgt å benytte to forskjellige simuleringsprogram, er at enmagasinmodellen er egnet til å få fram de prinsipielle sammenhengene, mens man i Samkjøringsmodellen vil kunne kvantifisere effekten av tiltakene på en bedre måte.

#### **8.3.1 Vurdering av endringer i rasjoneringsprisen**

I begge modellene ble det funnet en klar sammenheng mellom rasjoneringsprisen og rasjoneringsmengden. Med rasjoneringspris menes det i denne oppgaven, den kraftverdien hvor myndighetene vil gripe inn i markedet med rasjonering for å hindre ytterligere prisstigning. Rasjoneringsprisen blir dermed den høyeste kraftprisen produsentene kan oppnå.

I simuleringene med lave rasjoneringspriser, var rasjoneringen størst i enmagasinmodellen. En av grunnene til dette kan være at vannverdien i flermagasinmodellen i disse simuleringene ble høyere enn den maksimale kraftverdien. Dette skjer antagelig som en følge av handelsmulighetene i Samkjøringsmodellen. Dersom kraftverdien i Norge holdes kunstig lav, vil vannverdiene bli høyere enn kraftverdiene fordi det fortsatt er mulig å eksportere kraften til de andre landene i Norden. Dermed sparte modellen mer vann enn det man i utgangspunktet skulle forvente. Likevel var kraft- og vannverdiene lave, noe som gav høyt forbruk og lite import, i tillegg til at insentivene for å lagre vann i magasinene ble redusert. Dermed var man dårlig rustet mot tørre perioder, og resultatet ble en høy rasjoneringsmengde også for flermagasinmodellen.

Ettersom rasjoneringsprisen økte, ble behovet for rasjonering redusert. En høy rasjoneringspris gir høye kraftverdier i knapphetssituasjoner, og dermed høyere vannverdier i påvente av slike perioder. Dette kommer klart fram i begge modellene. Den økte vannverdien fører til høyere magasininfylling gjennom omtrent hele fyllingsperioden, og dermed er man bedre sikret dersom det skulle oppstå svikt i tilsiget. Kostnadene man betaler for dette, er imidlertid noe høyere flomtap om høsten i enkelte områder.

I enmagasinmodellen ble rasjoneringsprisen økt, slik at markedet klarerte uten noen form for ekstraordinære tiltak. Rasjoneringsprisen måtte da økes til 1000 øre/kWh. Dette ble ikke forsøkt i flermagasinmodellen, men det ble observert at det fortsatt var noe rasjonering ved en rasjoneringspris på 100 Eurocent/kWh. Dette tilsvarer 800 øre/kWh. Disse prisene er ekstremt høye, og de samfunnsmessige og politiske kostnadene vil være så store at man etter all

sannsynlighet velger å gripe inn på et mye tidligere tidspunkt. Det er også trolig at man vil observere en mye større elasticitet på forbrukersiden lenge før prisene når disse nivåene.

Simuleringene av disse nivåene for rasjoneringsprisene er derfor ikke gjort fordi det anses som sannsynlig at dette vil bli løsningen i en svært anstrengt kraftsituasjon, men for å vise den prinsipielle sammenhengen mellom rasjoneringspris og rasjoneringsmengde. Til tross for den lave elasticiteten på forbrukssiden, viser dette at dersom prisene tillates å bli tilstrekkelig store, vil markedet klarere av seg selv. Grunnen til dette er at magasinene styres etter vannverdier, som igjen bygger på forventningsverdier om fremtidige kraftpriser. Dersom prisen kan bli ekstremt høy, vil magasinfyllingen holdes høyere i påvente av knapphetssituasjoner, fordi gevinsten ved å produsere en ekstra kWh da vil være stor.

### 8.3.2 Vurdering av SAKS – tiltakene

I denne oppgaven er SAKS – tiltak brukt som en samlebetegnelse for de to nye tiltakene Statnett har fått til disposisjon for tørrårssikring. Tiltakene er reservegasskraftverk og opsjoner i forbruk. Ved simulering av tiltakene er det gjort noen forskjeller mellom enmagasin- og flermagasinsimuleringene. I Vansim er det benyttet forskjellige kriterier for oppstart av tiltakene. I Samkjøringsmodellen er det forsøkt å modellere ett oppstartskriterium, basert på uttalelser fra Statnett om at kravet for å bruke tiltakene, er over 50 prosent sannsynlighet for rasjonering.

Begge tiltakene tilfører kraftsystemet mer energi i en knapphetssituasjon. Reservegasskraftverket i form av høyere produksjonsevne i totalsystemet, mens opsjonene sikrer utkobling av industriforbruk. Av den grunn gir tiltakene det samme resultatet i simuleringene. Ved implementering av tiltakene i det fysiske kraftsystemet, kan det imidlertid argumenteres for at opsjonen bare sørger for å koble ut forbruk som uansett ville forsvinne på grunn av priselastisiteten. I oppgaven er det imidlertid lagt vekt på simuleringene av tiltakene. Eventuelle markedspsykologiske utslag som kommer som følge av tiltakene, taes det derfor ikke hensyn til.

Siden tiltakene tilfører kraftsystemet mer energi i en knapphetssituasjon, vil de påvirke kraftverdiene i den aktuelle perioden. Dette vil igjen påvirke vannverdiene og dermed magasinindisponeringen i forkant av den anstrengte situasjonen. Utfordringen er derfor å utforme, og å bruke tiltakene på en slik måte at denne påvirkningen blir minst mulig. Denne problemstillingen er utgangspunktet for Statnett sitt oppstartskriterium på 50 % sannsynlighet for rasjonering. I enmagasinmodellen er dette problemet belyst ved å gjennomføre flere simuleringer med forskjellig oppstartsverdi. Resultatene herfra viser at for lav oppstartspris og dermed mye bruk av tiltakene, fører til at man må tilføre opp mot to ganger mer energi fra tiltakene enn det man får i redusert rasjonering. Samtidig fører for restriktiv bruk av tiltaket, til at rasjoneringsmengden blir unødvendig stor. Bakgrunnen for dette er at innkoblingen da kommer for sent, og det derfor ikke er fysisk mulig å tilføre nok energi til at kraftsystemet skal komme gjennom perioden uten rasjonering.

I Samkjøringsmodellen er det for uke 1 til uke 12 gjort simuleringer for å finne midlere ukepriser, når sannsynligheten for rasjonering i perioden fra den aktuelle uken og fram til vårløsningen er 50 %. Resultatene fra disse simuleringene tilsvarer i store deler av perioden, det scenarioet som er betegnet som middels restriktivt i enmagasinmodellen.

I de mest anstrengte årene var rasjoneringen for enmagasinmodellen vesentlig større enn hva som ble observert i flermagasinmodellen. Av den grunn klarte man ikke å unngå rasjonering i enmagasinmodellen, til tross for at begge tiltakene ble implementert. I flermagasinmodellen tilføres også noe mer energi fra SAKS – tiltakene, enn det som var tilfellet i enmagasinmodellen. Den største forskjellen mellom modellene, var imidlertid utviklingen av vannverdien. Tar man utgangspunkt i situasjonen i 1942, påvirkes denne i større grad i enmagasinmodellen enn i flermagasinmodellen. Den påvirkes også i en lengre periode. Dette gjør at påvirkningen av magasindisponeringen, er noe større i enmagasinmodellen.

Simuleringene viser at vannverdien blir påvirket dersom man implementerer SAKS – tiltakene. Dersom bruken av tiltakene er forholdsvis restriktiv, virker det imidlertid som om påvirkningen er forholdsvis beskjeden. Det viktigste er likevel at det kan synes som om den største påvirkningen av vannverdiene, først opptrer når man er inne i den anstrengte situasjonen. Dette gjør at magasinutfyllingen ikke er vesentlig redusert i forkant av situasjonen. Dermed går mye av den energien som tilføres fra SAKS – tiltakene til å redusere den faktiske rasjoneringsmengden. Samtidig viser simuleringen at vannverdiene påvirkes mer dersom tiltakene brukes mer. Det er derfor all grunn til å være restriktiv ved innkobling av tiltakene.

Det observeres også at det samfunnsøkonomiske overskuddet reduseres dersom ett eller begge SAKS – tiltakene implementeres i modellen. Dette forutsetter imidlertid at man baserer seg på en rasjoneringspris på 37,5 Eurocent/kWh. Dersom KILE – kostnadene legges til grunn for beregningen av det samfunnsøkonomiske tapet ved rasjonering av energi, vil en implementering av SAKS – tiltakene være positivt.

### **8.3.3 Strengere regulering av kraftmagasiner eller bruk av SAKS – tiltak**

Fra flere hold er det tatt til orde for å benytte en strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge som tørrårssikring, i stedet for de foreslåtte SAKS – tiltakene. Hovedargumentene for dette er at man kan bruke eksisterende vannkraftkapasitet, og på den måten slippe å investere i dyre og forurensende reservegasskraftverk.

Simuleringen av en modell med streng regulering av kraftmagasinene, viser at en annen magasindisponering kan virke som buffer mot tilsigssvikt. En slik regulering er imidlertid ikke helt problemfri. Blant annet vil høyere middelpriiser på kraft og økte flomtap være noen av konsekvensene ved en slik magasindisponering. Dette er vist i Figur 86 og i Figur 92. Bortsett fra den tradisjonelt mest anstrengte perioden, ligger de midlere kraftprisene for den strenge magasinreguleringen høyere enn basisscenariet hele året. Flomtapene øker mest fra uke 20 til uke 30, men også senere på høsten registreres det økte tap. Summerer man flomtapene gjennom året, gir den nye magasindisponeringen en økning i tapene på 157 GWh.

Tabell 23 viser det samfunnsøkonomiske overskuddet for modellene hvor det er benyttet reservegasskraftverk, begge SAKS – tiltakene og en streng magasinregulering i Midt-Norge. Det samfunnsøkonomiske overskuddet reduseres uansett tiltak, men tabellen viser at endringen er størst dersom man benytter den strenge magasinregulering. For Norge reduseres da det samfunnsøkonomiske overskuddet med 13,5 millioner Euro. Det samfunnsøkonomiske tapet for hele modellen er omtrent 10 millioner Euro. Det samfunnsøkonomiske overskuddet for basisscenariet er funnet med utgangspunkt i rasjoneringsprisen på 37,5 Eurocent/kWh.



Tabell 23: Midlere samfunnsøkonomisk overskudd ved forskjellige tørrårstiltak

Delområde	Basisscenariet	Res.gasskr	Begge tiltak rekal	Streng mag.reg.
Norge øst	13 229,29	13 229,22	13 237,12	13 238,18
Norge sent	4 445,98	4 445,89	4 444,59	4 444,79
Norge syd	4 579,43	4 579,48	4 578,12	4 579,09
Norge vest	8 059,62	8 058,48	8 058,00	8 059,78
Norge midt	<b>7 044,20</b>	<b>7 040,01</b>	<b>7 040,12</b>	<b>7 018,30</b>
Norge nord	4 042,86	4 042,66	4 042,92	4 047,81
Norge finn	1 425,23	1 425,16	1 424,14	1 425,21
<b>Sum Norge</b>	<b>42 826,61</b>	<b>42 820,90</b>	<b>42 825,01</b>	<b>42 813,16</b>
Total	575 943,31	575 935,26	575 935,40	575 933,10

For Midt-Norge sin del gir en innføring av strengere magasinstyring enda større utslag. Her reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet med 25,9 millioner Euro i disse simuleringene. Ved implementering av reservegasskraftverk er det tilsvarende fallet på 44,2 millioner Euro. For hele modellen sett under ett er forskjellene mellom de forskjellige tiltakene mindre. Ved implementering av SAKS – tiltakene faller det totale samfunnsøkonomiske overskuddet med 8 millioner Euro, mens en strengere magasinregulering som nevnt gir et fall på 10,2 millioner Euro. Dette viser at en strengere magasinindisponering fører til et større samfunnsøkonomisk tap enn SAKS – tiltakene.

Det andre argumentet for å benytte en strengere magasinindisponering som tiltak for å sikre kraftsystemet mot tilsigssvikt, er miljøhensynet. Det er ingen tvil om at bruk av reservegasskraftverkene vil føre til økte utslipp av blant annet klimagasser. En lav virkningsgrad fører også til at forurensningen per produserte enhet, er større for disse kraftverkene enn det som vil være tilfellet i et stort konvensjonelt gasskraftverk. Dersom magasinindisponeringen endres, gir dette ingen direkte økning av forurensningen. Problemet er at de midlere flomtapene øker med 157 GWh/år. Denne energimengden må da produseres på en annen måte, og siden det er dansk kullkraft som balanserer det nordiske markedet, er det ikke urimelig å anta at den må komme herfra. Dette betyr at man med dette tiltaket unngår å produsere i overkant av 20 GWh/år i reservegasskraftverkene, men at man øker annen termisk produksjon med 157 GWh/år.



## 9 Konklusjon

Det nordiske kraftsystemet skiller seg fra de fleste andre kraftsystem i verden, på grunn av den høye andelen vannkraftproduksjon. Dette gir helt spesielle utfordringer i forhold til hvordan man skal sikre systemet mot energimangel i perioder med redusert tilsig. Fokuset på denne problemstillingen har vært spesielt høy i Norge de siste årene. Hovedgrunnen til dette er at det er her vannkraftandelen i produksjonssystemet, og dermed er sårbarheten i forhold til tørrår, er størst.

Før restruktureringsprosessen av det norske kraftsystemet begynte på 1990 – tallet, ble forsyningssikkerhetsproblematikken løst ved at hver produsent hadde oppdeckningsplikt innenfor sitt område. Denne ansvarsfordelingen gav imidlertid ingen garanti for at man ville unngå rasjonering i alle situasjoner, og den reelle rasjoneringsfaren hadde derfor forholdsvis stor påvirkning på magasindisponeringen før restruktureringsprosessen startet. Sammenligner man magasinutfyllingen relativt til det årlige forbruket, viser det seg at man har en lavere magasinutfylling ved inngangen til tappesesongen i dag, enn hva man hadde på begynnelsen av 1990 – tallet. Disse sammenligningene bygger på forutsetningen om at forbruksprofilen ikke har endret seg disse årene. Samtidig har importmulighetene til den norske kraftsystemet økt i denne perioden. Dette betyr at man ikke uten videre kan si om sårbarheten i forhold til tilsigssvikt har økt som en følge av restruktureringen eller ikke.

I denne oppgaven er det simulert tre forskjellige måter for å forbedre magasinsituasjonen i en svært anstrengt kraftsituasjon. Den første metoden er å øke rasjoneringsprisen. Simuleringene viser at lave rasjoneringspriser gir økt rasjoneringsmengde. Økes rasjoneringsprisene blir vannverdiene gjennomgående høyere, og dermed heves kraftverdien. Dette fører til redusert forbruk på grunn av den priselastisiteten som finnes i kraftmarkedet. I tillegg gir høyere kraftpriser økt import fra våre naboland. I sum gir dette sparing av vann, og dermed høyere fyllingsgrad i magasinene. Dette reduserer rasjoneringsfaren, men øker de midlere flomtapene.

I prinsippet vil markedet klarere dersom rasjoneringsprisen ikke begrenses og forbruket har en viss priselastisitet. Dette krever imidlertid at kraftverdien tillates å bli ekstremt høy i perioder. I disse simuleringene er det vist at kraftverdien må bli mellom 8 kr/kWh og 10 kr/kWh, dersom dette tiltaket alene skal klarere de mest anstrengte kraftsituasjonene. Slike kraftverdier vil imidlertid ha både politiske og samfunnsøkonomiske kostnader. Av den grunn er det usikkert om dette tiltaket vil være tilstrekkelig for å sikre det norske kraftsystemet i en svært anstrengt kraftsituasjon. Dette tiltaket krever også at knapphetssituasjonen bygger seg opp over tid. I tilfeller hvor en teknisk feil fører til en hurtig forverring av kraftsituasjonen, vil ikke en høy rasjoneringspris være tilstrekkelig for å sikre kraftsystemet.

En høy rasjoneringspris tilfører ikke systemet mer energi, men fører til en noe høyere kraftpris gjennom lengre perioder. Dette skiller seg klart fra de foreslåtte SAKS – tiltakene. SAKS – tiltakene kjennetegnes ved at de brukes etter fastsatte retningslinjer, og at de ved behov sikrer systemet en bedre energibalanse. Energibalansen bedres enten ved innkobling av ny produksjon eller avtalt reduksjon av industriforbruk. Faren ved å implementere denne type tiltak er at vannverdiene i forkant av en knapphetssituasjon kan reduseres, fordi markedet regner med et økt energitilskudd i en anstrengt situasjon. De resultatene som er funnet her tyder imidlertid på at vannverdiene bare påvirkes i liten grad før situasjonen blir virkelig anstrengt. De implementerte SAKS – tiltakene gir derfor bare en liten påvirkning av

magasinfyllingen i forkant av en anstrengt kraftsituasjon, og simuleringene av SAKS – tiltakene viser at disse bidrar med vesentlig mer energi enn den magasinreduksjonen man observerer i forkant av den anstrengte situasjonen. Dette forutsetter imidlertid at tiltakene brukes meget restriktivt. For stor bruk av tiltakene gjorde at man måtte tilføre mer energi pr enhet redusert rasjonering.

Fra Statnett er det uttalt at tiltakene skal brukes når sannsynligheten for rasjonering er over 50 prosent. Dette kan imidlertid ikke brukes som et innkoblingskriterium i samkjøringsmodellen, og det er derfor beregnet en kraftpris som indikerer denne rasjoneringsfaren. På nyåret er denne kraftverdien funnet til å være omtrent 100 øre/kWh. Den økes imidlertid fort, og fram mot vårløsningen er den satt til omtrent 160 øre/kWh. Noen av simuleringene indikerer at lave innkoblingspriser og dermed økt bruk av tiltakene, vil slå negativt ut på den generelle magasinbalansen. Det er imidlertid ikke utenkelig at det politiske presset for å starte reservegasskraftverkene tidligere enn det disse prisnivåene indikerer, vil bli forholdsvis stort. Det vil i så fall bety mindre restriktiv bruk av tiltakene, og dermed større påvirkning på den generelle magasindisponeringen.

I den norske forsyningssikkerhetsdebatten er det fra enkelte hold tatt til orde for at man skal benytte vannmagasinene mer aktivt for å unngå kraftkriser. Dette vil i praksis bety at man må gå inn i tappesesongen med høyere magasinfylling, for på den måten sikre at det er tilstrekkelig energi til å komme gjennom vårløsningen. Simuleringene av dette tiltaket viser at man i prinsippet kan man lagre så mye vann i Midt-Norge om høsten, at all rasjonering i vårknipa unngås. Dette gjør imidlertid at magasinfyllingen i et gjennomsnittså vil være høy når vårlommen begynner, og dermed vil flomtapene øke. Over året øker de midlere flomtapene i Midt-Norge med 157 GWh som en følge av dette tiltaket, mens de midlere flomtapene for Norge øker med 183 GWh.

For å oppnå den økte vannlagringen må kraftprisene i regionen økes. Dette tiltaket gir derfor en økning av den midlere kraftprisen i Midt-Norge hele året, bortsett fra i vårknipa. Dette sikrer lavt forbruk og stor import. Denne magasindisponeringen kommer imidlertid uheldig ut dersom man ser på det samfunnsøkonomiske overskuddet. Sammenlignet med basisscenariet reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet for hele landet uansett tiltak. En strengere magasinregulering gir likevel den største reduksjonen av de simulerte tiltakene.

Dersom begge SAKS – tiltakene implementeres og modellen recalibreres, observeres den minste reduksjonen i det samfunnsøkonomiske overskuddet i disse simuleringene. Dette kommer av at de områdene som før fikk en anstrengt balanse som en følge av situasjonen i Midt-Norge, nå kommer bedre ut av perioder med tilsigsvikt. Grunnen til at reservegasskraftverkene kommer forholdsvis dårlig ut målt etter samfunnsøkonomisk overskudd, er at de store investeringskostnadene ikke står i forhold til den antatte brukstiden.

Siden basisscenariet gir det høyeste samfunnsøkonomiske overskuddet, kan det synes som om man ikke bør benytte noen form for tiltak for å sikre energisystemet i en tørrårssituasjon. I oppgaven er imidlertid rasjoneringsprisen satt til 300 øre/kWh, og det er ikke foretatt noen korrigerende for hva de faktiske samfunnsøkonomiske kostnadene i en rasjoneringssituasjon vil være. Dersom disse er høyere enn 300 øre/kWh, noe de over tid kan antas å være, vil resultatene kunne bli annerledes. Det er derfor mulig at den beste sikringen av kraftsystemet mot tilsigsvikt vil være en kombinasjon av en høy rasjoneringspris, og restriktiv bruk av SAKS – tiltakene.

## 10 Videre arbeid

### SAKS – tiltak

I denne oppgaven er det simulert tre alternative måter å sikre kraftsystemet i et tørrår. Utviklingen og utprøvingen av SAKS – tiltak vil imidlertid være en kontinuerlig prosess. En naturlig videreføring av dette arbeidet vil derfor være å finne nye tiltak, i tillegg til å analysere nye kombinasjoner allerede foreslåtte tiltak. Eksempler på slike tiltak vil kunne være elastiske krav til minstemagasinnivå, eller kombinasjon av opsjoner i produksjon med krav til minste magasinnivå.

Etter hvert som brukserfaringen med dagens SAKS – tiltak øker vil det også være interessant å studere hvordan tiltakene skal brukes optimalt sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. I denne oppgaven er det fokusert på at tiltakene ikke må brukes for mye. Det kan imidlertid tenkes at det i gitte situasjoner også vil være aktuelt å sikre at de faktisk brukes i tilstrekkelig grad.

I denne sammenheng vil den faktiske samfunnsøkonomiske kostnaden av rasjonering være essensiell. I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt en rasjoneringspris på 300 øre/kWh. Dette er antagelig mindre enn den faktiske avsavnskostnaden. Et alternativ er KILE – kostnadene. Disse er imidlertid etablert for å fange opp de kortsiktige kostnadene av ikke levert energi. En rasjoneringsssituasjon kan trekke ut mer i tid, og da er det grunn til å tro at de samfunnsøkonomiske kostnadene øker ytterligere.

### Modellering av Midt-Norge

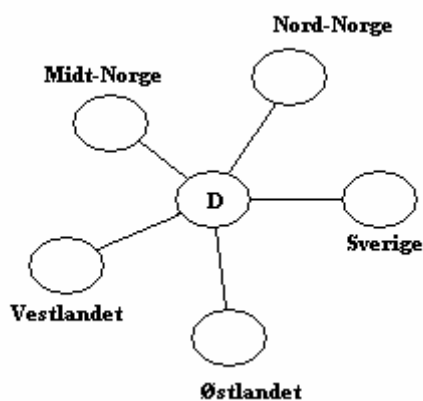
Datasettet som ligger til grunn for simuleringene i denne oppgaven er modellert uten noe form for dummy – området mellom Midt-Norge og resten av delområdene. Energi- og effektsituasjonen i Midt-Norge er imidlertid forholdsvis spesiell, og det kan derfor argumenteres for at dette vil være en god måte å modellere systemet på. Grunnen til det er at importmulighetene til Midt-Norge vil reduseres i et tørrår. Dette må imidlertid modelleres som en fast begrensning i overføringskapasiteten i dagens utgave av samkjøringsmodellen.

Ved driften av systemet er det i utgangspunktet ikke gitt hvilke delområder som vil eksportere til Midt-Norge. I denne oppgaven er det derfor valgt å redusere alle linjene forholdsmessig, slik det er vist i Tabell 19. Benytter man et dummyområde kan kapasiteten herfra til delområdet Midt-Norge reduseres, samtidig som kapasiteten mellom de andre delområdene og dummy – området holdes uendret.

Tabell 24 viser hvordan den rasjonerte mengden endres dersom det innføres et dummy – område slik det er skissert i Figur 93. Det er mulig at denne forbedringen kommer av at dummyområdet blir en transportkanal for energi fra nord til sør. Dette er imidlertid ikke undersøkt nærmere. I disse simuleringene er kapasitetsreduksjonen mellom Midt-Norge og dummyområdet satt til 1200 MW. Fra de andre områdene er overføringsbegrensningen uendret. En annen mulig forklaring er at Samkjøringsmodellen fordeler problemene til andre delområder fordi det søkes like forhold over alt. Dette er vanskeligere dersom det implementeres et dummy – området.

Tabell 24: Sammenligning av rasjoneringsvolum med og uten dummy – området. [GWh]

Årstall	Basis scenario		Basis m/dummy - området	
	1942	1970	1942	1970
Østlandet	225,50	35,00	-	-
Norge Sentral	31,00	21,00	-	-
Sør-Norge	34,00	5,00	-	-
Vestlandet	194,00	233,00	-	-
Midt-Norge	211,00	693,00	-	622,00



Figur 93: Modellering av kraftsystemet med Dummy – området

Uten dypere analyser er det vanskelig å si hva hvilken av modelleringene som gir de mest sannsynlige resultatene. Dette viser at en grundig gjennomgang av modelleringen av Midt-Norge kunne vært en fordel.

### Samkjøringsmodellen

For å modellere kraftsystemet på en best mulig måte, ville det vært en fordel om overføringskapasitetene mellom delområdene kunne endres underveis. I denne oppgaven er det foretatt en permanent reduksjon av overføringskapasiteten for å tilpasse simuleringene til en tørrårssituasjon. En mulig løsning vil være å gjøre overføringsbegrensningene avhengig av den faktiske produksjonen i et delområde. Dette vil også redusere behovet for å implementere dummy – områder for å kontrollere importen til enkelområder.

Kraftkrevende industri er i denne oppgaven simulert med tre trinn på priselastisitetsskurven. Det observeres derfor at man i perioder omtrent halverer forbruket i kraftkrevende industri fra en uke til den neste. Dette er antagelig ikke en realistisk utvikling, og det antas at en jevnere avstengning av industrien vil øke rasjoneringsproblematikken ytterligere. Dette er imidlertid ikke undersøkt.

## 11 Referanser

- [1] Wangensteen, I., *Power System Economics – the Nordic Electricity Market*. Trondheim: Tapir academic press, 2007
- [2] Wilson, R., Architecture of Power Markets: *Econometrica*, Vol. 70, Nr. 4 Juli 2002, s.1299 -1340.
- [3] Aam, S., Wangensteen, I., *Deregulation of the Norwegian electricity supply industry expectations and experience*, [online], 1998. Tilgjengelig fra: World Energy Council: [http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech\\_papers/17th\\_congress/1\\_4\\_04.asp](http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/1_4_04.asp) [Besøkt 25. jan 2007]
- [4] Statnett, ”*Kraftsystemutredningen for Sentralnettet 2006 – 2025.*”, Teknisk rapport 2006, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftsystemutredning%20for%20sentralnettet%202006-2025\\_040906\\_dynamisk.pdf](http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftsystemutredning%20for%20sentralnettet%202006-2025_040906_dynamisk.pdf) [Besøkt 27.okt 2006]
- [5] Pilskog, G., I spenninga mellom energi og politikk, [online] (Hovedoppgave i historie, Universitetet i Bergen, 1996). Tilgjengelig fra: <http://www.ub.uib.no/elpub/1996/h/506004/pilskog/geir.html> [Besøkt 25. jan 2007]
- [6] Samkjøringen, Årsberetning 1992.
- [7] Statkraft SF, *SystemForandringen 1992 – 2002*, 2002, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.statkraft.no/Images/1992-2002\\_tcm3-1917.pdf](http://www.statkraft.no/Images/1992-2002_tcm3-1917.pdf) [Besøkt 25. jan 2007]
- [8] Norges vassdrags- og energidirektorat, *NVEs historie 1950 – 1999*, 2003, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=5745](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=5745) [Besøkt 25. jan 2007]
- [9] Bye, T., Hansen, P. V., Aune, F. R., ”*Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002-2003.*” Statistisk Sentralbyrå, 2003, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp\\_200321/rapp\\_200321.pdf](http://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp_200321/rapp_200321.pdf) [Besøkt 25.sept 2006]
- [10] Haug, T.E., ”*Eierkonsentrasjon og markedsrett i det norske kraftmarkedet.*”, Statistisk Sentralbyrå, 2004, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp\\_200408/rapp\\_200408.pdf](http://www.ssb.no/emner/01/03/10/rapp_200408/rapp_200408.pdf) [Besøkt 3.okt 2006]
- [11] Bye, T., Von Der Fehr, N. H. M., Riis, C., Sørgård, L., *Kraft og Makt – En analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet*, 2003, [online]. Tilgjengelig fra: <http://odin.dep.no/archive/aadbilder/01/08/Kraft070.pdf> [Besøkt 8. feb 2007]
- [12] ECON, ”Tørrår i norden - Kraftsystemets robusthet. Hva er problemet og hva kan gjøres.” Notat nr. 11/03, 2003, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.econ.no/modules/trykksak/publication\\_detail.asp?iProjectId=6202](http://www.econ.no/modules/trykksak/publication_detail.asp?iProjectId=6202)

- [Besøkt 25. sept. 2006]
- [13] Wethelund, T., Svært Anstrengte Kraftsituasjoner. Prosjektoppgave ved NTNU, 2006
- [14] Statnett, ”Kraftsystemutredningen for Sentralnettet 2006 – 2025.”, Teknisk rapport 2006, [online]. Tilgjengelig fra:  
[http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftsystemutredning%20for%20sentralnettet%202006-2025\\_040906\\_dynamisk.pdf](http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftsystemutredning%20for%20sentralnettet%202006-2025_040906_dynamisk.pdf) [Besøkt 27.okt 2006]
- [15] Nordel, “*Energy Balances 2009 and Power Balances 2009/10.*” Teknisk rapport, 2006, [online]. Tilgjengelig fra:  
<http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=129> [Besøkt 17.sept. 2006]
- [16] Statnett, ”Statnetts SAKS analyse – Workshop 09.11.05”  
Power Point Presentasjon, 2005
- [17] EFTA Surveillance Authority, *Energy Sector Inquiry – Concluding report*, 2007, [online]. Tilgjengelig fra:  
<http://www.eftasurv.int/information/reportsdocuments/competitionreports/dbaFile10775.pdf> [Besøkt 9. feb 2007]
- [18] Norges vassdrags og energidirektorat, ”*Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4 kvartal 2006.*”, Markedsrapport 2007, [online]. Tilgjengelig fra:  
[http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=7842](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=7842)  
[Besøkt 12. feb 2007]
- [19] Norges vassdrags og energidirektorat, ”*Kraftbalansen i Norge mot 2020.*”  
Teknisk rapport, 2005, [online]. Tilgjengelig fra:  
<http://www.nve.no/FileArchive/310/Kraftbalansen-mot-2020.pdf> [Besøkt 19.sept 2006]
- [20] Olje og Energidepartementet, ”*Energi og Vannressurser i Norge.*”, Faktahefte 2006, [online]. Tilgjengelig fra:  
[http://www.odin.no/oed/norsk/dok/andre\\_dok/brosjyrer/026021-120010/dok-bn.html](http://www.odin.no/oed/norsk/dok/andre_dok/brosjyrer/026021-120010/dok-bn.html)  
[Besøkt 14.sept. 2006]
- [21] Statnett, 2006 ”*Prognoser for maksimallast, vinter 2006/2007*”  
UI Notat 06 – 35, 2006
- [22] Statnett, ”*Kraftsystemutredningen for Sentralnettet 2005 – 2020.*”, Teknisk rapport, rev des. 2005, [online]. Tilgjengelig fra:  
<http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202006/Kraftsystemutredning%202005%20revidert.pdf>
- [23] Samkjøringen, Årsberetning 1982
- [24] Nord Pool, *Reservoir Content for Norway*, 2007, [online]. Tilgjengelig fra:  
<http://www.nordpool.no/> [Besøkt 26. jan 2007]



- [25] Flatabø, N., Haugstad, A., Huse, E. S., ”*Utredning vedrørende vannmagasindisponeringen 2002-2003*”, Teknisk rapport, 2003, Sintef Energy Research TR F5851
- [26] Statens Forurensningstilsyn, ”*Klimaendringene er menneskeskapt*”, 2007, [online]. Tilgjengelig fra: [http://sft.no/artikkel\\_40036.aspx](http://sft.no/artikkel_40036.aspx) [Besøkt 14. feb 2007]
- [27] Statens Forurensningstilsyn, ”*Klimaet i Norge*”, 2007, [online]. Tilgjengelig fra: [http://sft.no/nyheter/dokumenter/ippc\\_faktaark\\_norge020207.pdf](http://sft.no/nyheter/dokumenter/ippc_faktaark_norge020207.pdf) [Besøkt 14. feb 2007]
- [28] Mo, B., Doorman, G., Grinden, B., ”*Climate Change – Consequences for the Electricity System*”, 2006, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.os.is/cefiles/energy/Report\\_CE5.pdf](http://www.os.is/cefiles/energy/Report_CE5.pdf) [Besøkt 14. feb 2007]
- [29] Sintef Energiforskning, ”*VANSIMTAP – Dokumentasjon Brukerveiledning*”
- [30] Sintef Energiforskning, ”*Samkjøringsmodellen – Dokumentasjon Brukerveiledning*”
- [31] Fosso, O.B., Gjengedal, T., Doorman, G.L., ”*Produksjonsplanlegging i vannkraftbaserte systemer*”, 2006, Institutt for Elkraftteknikk – NTNU
- [32] NVE, ”*Samlet plan for vassdrag*”, 2005, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=8919](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=8919) [Besøkt 9. mar 2007]
- [33] ECON, ”*Emissions trading and power prices*”, 2004, [online]. Tilgjengelig fra: <http://ceps01.link.be/files/Rapport2004-020ENG.pdf> [Besøkt 9. mai 2007]
- [34] Aune, F., Bye, T., Johnsen, T.A., ”*Hva betyr en gjennomføring av Kyotoprotokollen for det norske og nordiske kraftmarkedet*”, *Økonomiske Analyser nr. 7*, 1998, Statistisk Sentralbyrå, [online]. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/0798/aune.pdf> [Besøkt 9. mai 2007]
- [35] Hveding, V., Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem, *Elektroteknisk Tidsskrift*, 80. årgang, nr. 25, 1967
- [36] Doorman Gerard, Kjølle Gerd, Uhlen Kjell, Huse Einar Ståle, Flatabø Nils, ”*Vulnerability of the Nordic Power System.*”, Teknisk rapport 2004, SINTEF Energy Research, TR A5962
- [37] Nordel, ”*Evaluering av kraftmarkedet vinteren 2002/2003.*” Teknisk rapport 2003.
- [38] Statnett, ”*SAKS – Hovedrapport.*” 2005, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202005/SAKS%20Rapport%20Endelig%20\\_NVE\\_%2012%2012%2005%20doc.pdf](http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202005/SAKS%20Rapport%20Endelig%20_NVE_%2012%2012%2005%20doc.pdf) [Besøkt 8.nov 2006]
- [39] Ericson, T., Halvorsen, B., ”*Har vi en potensiell kraftkrise i Midt-Norge?*”, *Økonomiske Analyser nr. 3*, 2007, Statistisk Sentralbyrå, [online]. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200703/halvorsen.pdf>

- [40] Olje og energidepartementet, 2003. "Om forsyningssikkerheten for strøm mv." St. meld. nr. 18 (2003-2004), [online]. Tilgjengelig fra: <http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/regpubl/stmeld/026001-040010/ind-bn.html> [Besøkt 7.nov 2006]
- [41] ECON, "Konsekvenser av langvarige strømutfall og høye kraftpriser i flere måneder" Rapport, 2005, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.econ.no/modules/trykksak/publication\\_detail.asp?iProjectId=6496](http://www.econ.no/modules/trykksak/publication_detail.asp?iProjectId=6496) [Besøkt 3. nov. 2006]
- [42] Forsvarets forskningsinstitutt, "SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER AV BORTFALL AV ELEKTRISK KRAFT – Hva skjer med oss når strømmen blir borte?" Rapport, 2001, [online]. Tilgjengelig fra: <http://rapporter.ffi.no/rapporter/2001/01867.pdf> [Besøkt 2. nov. 2006]
- [43] Norges vassdrags og energidirektorat, "KILE-satser fra 01.01.2003 til 31.12.2006." 2006, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=5967](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=5967) [Besøkt 2. nov. 2006]
- [44] Flatabø, N., Grinden, B., Haugstad, A., Huse, E. S., Wangensteen, I., "Utredning vedrørende vannmagasindisponeringen 2002-2003 Del 2: Energiopsjoner og mobile kraftverk", Sintef Energy Research TR F5880, 2003
- [45] Bye, T., Larsson, J., "Lønnsomhet ved tilbakesalg av kraft fra kraftintensiv industri i et anstrengt kraftmarked?" *Økonomisk Forum*, nr. 1 2003
- [46] Statnett, "Frivillige avtaler om reduksjon av forbruket", 2006 [online] Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=12092> [Besøkt 23. mars 2007]
- [47] Statnett, "Evaluering av forsøksordning for energiopsjoner i forbruk 2006/2007" Rapport, 2007, [online]. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=12201>
- [48] Statnett, "Statnett anskaffer reservekraftanlegg", 2006, [online]. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=12097>
- [49] Adresseavisen, "Vannkraft kan bli krisetiltak", 11.05 2007, [online]. Tilgjengelig fra: <http://www.adressa.no/nyheter/okonomi/article861323.ece> [Besøkt 12. juni 2007]
- [50] SINTEF, "Hydro-thermal scheduling", 2005, Sintef Energiforskning, Tapir trykk, Notat
- [51] Samkjøringen, Årsberetning 1990
- [52] NVE, "NVE's korttidsstatistikk Desember 2006." [online]. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/FileArchive/154/2006%20-%2012.pdf> [Besøkt 13. mars 2007]

- [53] Doorman, G., "Oppdatering av markedsbeskrivelsen i Samkjøringsmodellen", 2005, Sintef Energiforskning, Notat.
- [54] Statnett, Kraftutveksling, [online]  
<http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1069> [Besøkt 27. feb 2007]
- [55] Statnett, "Statnetts basismodeller Samlast", internt notat, 2006
- [56] Wolfgang, O. "Automatisk kalibrering av Samkjøringsmodellen", 2007, Sintef Energiforskning.
- [57] Gimmetad, I., "SAKS (Svært Anstrengte Kraft Situasjoner)." Fordrag fra Statnetts System Operatør Forum 15. juni 2006, [online]. Tilgjengelig fra:  
[http://statnett.no/Resources/Filer/Systemopertorforum%20juni%202006/Svært%20Anstrengte%20Kraftsituasjoner\\_Idar%20Gimmetad.pdf](http://statnett.no/Resources/Filer/Systemopertorforum%20juni%202006/Svært%20Anstrengte%20Kraftsituasjoner_Idar%20Gimmetad.pdf)
- [58] Olje- og Energidepartementet, "Faktahefte 2007 – Norsk Petroleumsvirksomhet", 2007, [online]. Tilgjengelig fra: [http://www.npd.no/NR/rdonlyres/1C718AB7-3ABF-440B-91D7-EDD7B1F06BC0/0/Fakta\\_2007\\_nynorsk.pdf](http://www.npd.no/NR/rdonlyres/1C718AB7-3ABF-440B-91D7-EDD7B1F06BC0/0/Fakta_2007_nynorsk.pdf) [Besøkt 15. juni 2007]
- [59] Wolfgang, O., "Støtte til forbrukerfleksibilitet - virkning på samfunnsøkonomisk overskudd", 2004, Arbeidsnotat AN 04.12.20, SINTEF Energiforskning.



## Vedlegg A – Datasett for enmagasinmodellen

### A1 Startmagasin

Tabell 1 viser hvordan startmagasinet for dette datasettet er beregnet. Det er tatt utgangspunkt i totalmagasinet for 2007 og 1990. Så er den prosentvise magasinfyllingen for 1990 funnet, og overført til 2007 magasinet.

Tabell 1: Beregning av startmagasin

Totalmagasin 2007	84300 GWh
Totalmagasin 1990	79056 GWh
Startmagasin 1990	52700 GWh
Magasinfyllingsgrad startmagasin 1990 [%]	66,7
<hr/>	
Startmagasin 2007 ved 66,7 % fylling:	56195,73 GWh

### A2 Beregning av øvre magasingrense

Tabell 2: Beregning av øvre magasingrense [GWh]

Dagens magasin grense		84300
1990 magasin grense		79687,28
Korreksjons faktor		1,057885274
Uke nr.	Øvre mag.gr. 1990	Korrigert øvre mag.gr.
1	79 552,95	84 157,89
10	79 199,61	83 784,10
13	79 081,83	83 659,50
14	79 043,61	83 619,07
15	79 004,34	83 577,53
17	79 164,14	83 746,58
18	79 497,83	84 099,58
19	79 499,28	84 101,12
22	79 522,86	84 126,06
23	79 513,19	84 115,83
29	79 560,34	84 165,71
33	79 591,78	84 198,97
34	79 590,34	84 197,45
35	79 598,19	84 205,75
36	79 614,77	84 223,29
37	79 629,03	84 238,38
39	79 644,77	84 255,03
40	79 661,91	84 273,16
41	79 687,28	84 300,00
47	79 669,42	84 281,11
48	79 665,39	84 276,84
49	79 683,67	84 296,18
52	79 597,14	84 204,64

Beregningen av den øvre magasingrensen baseres på forholdet mellom den totale magasinkapasiteten i 1990 og magasinkapasiteten i 2007. Forskjellen mellom disse er 1,06. Denne faktoren er brukt til å heve den øvre magasingrensen for datasettet.

### A3 Beregning av øvre produksjonsgrense

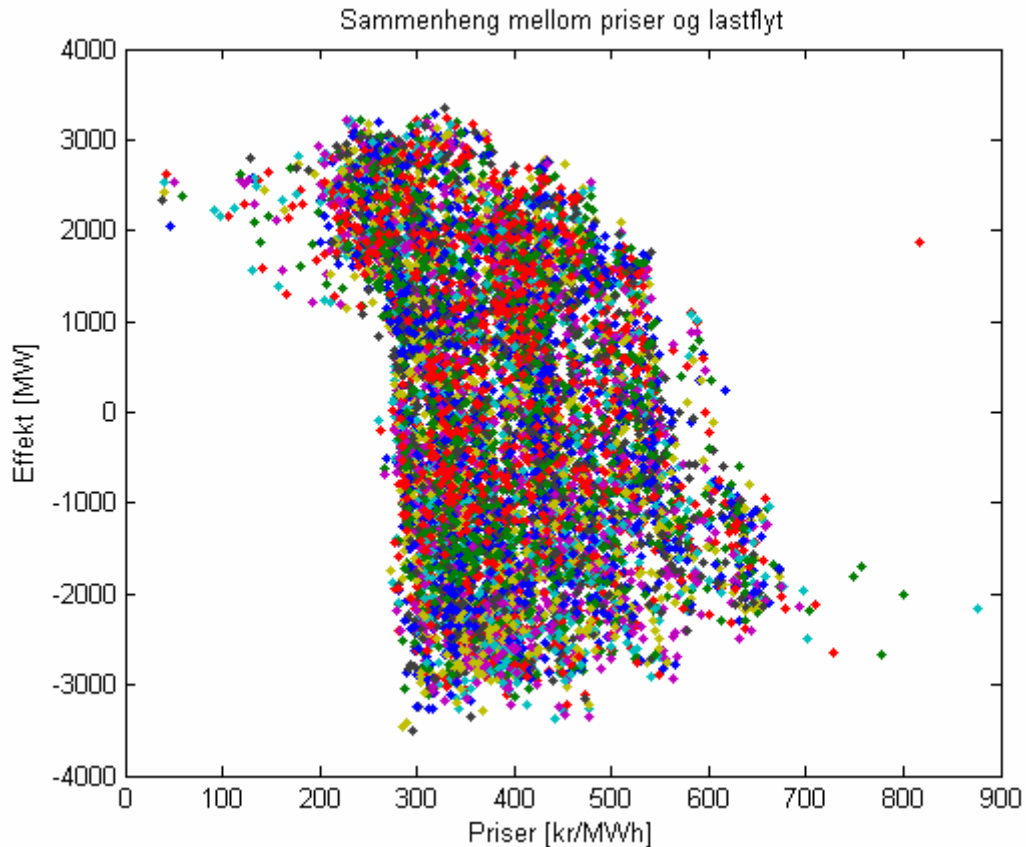
Ved beregningen av den øvre produksjonsgrensen er det tatt utgangspunkt i endringen i den installerte effekten. Denne endringsfaktoren er brukt til å skalere opp den øvre produksjonsgrensen.

Tabell 3: Beregning av øvre produksjonsgrense

Installert effekt 2006 [MW]		28 300,00
Installert effekt 1990 [MW]		26 722,00
Korreksjons faktor		1,06
Uke nr	Øvre prod.gr. 1990	Korrigert øvre prod.gr.
1	4 229,80	4 479,58
8	4 229,80	4 479,58
9	4 225,87	4 475,42
10	4 225,87	4 475,42
11	4 227,97	4 477,64
14	4 227,82	4 477,48
15	4 218,95	4 468,09
16	4 219,17	4 468,32
17	4 219,63	4 468,81
18	4 214,71	4 463,60
20	4 215,75	4 464,70
21	4 216,52	4 465,52
22	4 214,02	4 462,87
23	4 188,19	4 435,51
24	4 157,85	4 403,38
26	4 158,89	4 404,48
27	4 190,27	4 437,72
30	4 191,84	4 439,38
31	4 228,05	4 477,73
36	4 230,66	4 480,49
37	4 236,55	4 486,73
39	4 237,60	4 487,84
40	4 245,07	4 495,75
43	4 246,70	4 497,48
44	4 245,15	4 495,84
45	4 290,96	4 544,35
46	4 291,53	4 544,96
50	4 293,40	4 546,94
51	4 284,42	4 537,43
52	4 275,04	4 527,49

#### A4 Sammenheng mellom kraftpris og lastflyt mellom Norge og Sverige

Figur 1 viser sammenhengen mellom kraftprisene og lastflyten mellom Norge og Sverige for hver enkelt time i 2006. Figuren viser at både import- og eksportkapasiteten mot Sverige benyttes opp mot full belastning, selv om prisene må anses å være innenfor et normalt område. Fargene har ingen betydning utover det å gjøre det letter å skille de forskjellige timene fra hverandre.



Figur 1: Sammenheng mellom kraftpriser og lastflyt mellom Norge og Sverige

**A5 Nye importbegrensninger for datasettet i tørrår****Tabell 4: Importbegrensninger fra Sverige til Norge i et tørrår**

Opprinnelig grunnpris:		9 øre/kWh			
Ny grunnpris:		26 øre/kWh			
Faktor for importøkning		2,60			
Periodevis sum import for alle uker i året					
1 til 17	18 til 30	31 til 39	40 til 52		
1 810,71	1 361,90	1 547,62	1 810,71		
<b>Import 1</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-17)	9,00	-	26,00	-	-
2 (18-30)	9,00	46,00	26,00	119,60	711,90
3 (31-52)	9,00	-	26,00	-	-
<b>Import 2</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-30)	11,00	-	31,78	-	-
2 (30-39)	11,00	34,00	31,78	88,40	526,19
3 (40-52)	11,00	-	31,78	-	-
<b>Import 3</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-17)	13,00	21,00	37,56	54,60	325,00
2 (18-30)	13,00	25,00	37,56	65,00	386,90
3 (31-39)	13,00	-	37,56	-	-
4 (40-52)	13,00	21,00	37,56	54,60	325,00
<b>Import 4</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-17)	14,00	5,00	40,44	13,00	77,38
2 (18-30)	14,00	-	40,44	-	-
3 (31-39)	14,00	31,00	40,44	80,60	479,76
4 (40-52)	14,00	5,00	40,44	13,00	77,38
<b>Import 5</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-17)	15,00	17,00	43,33	44,20	263,10
2 (18-30)	15,00	17,00	43,33	44,20	263,10
3 (31-39)	15,00	-	43,33	-	-
4 (40-52)	15,00	17,00	43,33	44,20	263,10



Svært anstrengte kraftsituasjoner

<b>Import 6</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-17)	18,00	22,00	52,00	57,20	340,48
2 (18-30)	18,00	-	52,00	-	-
3 (31-39)	18,00	35,00	52,00	91,00	541,67
4 (40-52)	18,00	22,00	52,00	57,20	340,48
<b>Import 7</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-17)	26,00	35,00	75,11	91,00	541,67
2 (18-39)	26,00	-	75,11	-	-
3 (40-52)	26,00	35,00	75,11	91,00	541,67
<b>Import 8</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris (øre/kWh)	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1 (1-17)	40,00	17,00	115,56	44,20	263,10
2 (18-39)	40,00	-	115,56	-	-
3 (40-52)	40,00	17,00	115,56	44,20	263,10
<b>Import 9</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	12,00	-	34,67	-	-
2,00	12,00	12,00	34,67	31,20	185,71
3,00	12,00	-	34,67	-	-

Tabell 5: Import til Norge fra Danmark

Opprinnelig grunnpris:		14,00	øre/kWh		
Ny grunnpris:		26,00	øre/kWh		
Faktor for importøkning		2,00			
<b>Import 1 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	14,00	16,80	26,00	33,60	200,00
<b>Import 2 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	18,00	16,80	33,43	33,60	200,00
<b>Import 3 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	21,00	25,20	39,00	50,40	300,00
<b>Import 4 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	30,00	25,20	55,71	50,40	300,00

Tabell 6: Import til Norge fra Russland og Finland

Opprinnelig grunnpris:		9,50	øre/kWh		
Ny grunnpris:		26,00	øre/kWh		
Faktor for importøkning fra Russland		3,00			
<b>Import Russland</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	9,50	1,68	26,00	5,04	30,00
Faktor for importøkning fra Finland		1,65			
<b>Import Finland</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)*	(MW)
1,00	15,00	10,00	41,05	16,80	100,00
2,00	9,00	10,00	24,63	16,80	100,00
3,00	13,00	10,00	35,58	16,80	100,00
4,00	15,00	10,00	41,05	16,80	100,00
* Dette er maks importkapasitet fra Finland					

## A6 Nye eksportbegrensninger for datasettet

Tabell 7: Eksport til Sverige fra Norge

Opprinnelig grunnpris:		4,00	øre/kWh		
Ny grunnpris:		26,00	øre/kWh		
Faktor for eksportøkning		1,60	1,06		
Periodevis sum eksport (MW)					
1 til 17	17 til 30	30 til 39	39 til 52		
3 047,62	1 695,24	1 695,24	3 047,62		
<b>Eksport 1</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	14,00	17,00	91,00	27,20	161,90
2,00	14,00	-	91,00	-	-
3,00	14,00	17,00	91,00	27,20	161,90
<b>Eksport 2</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	12,00	17,00	78,00	27,20	161,90
2,00	12,00	-	78,00	-	-
3,00	12,00	17,00	78,00	27,20	161,90
<b>Eksport 3</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	10,00	17,00	65,00	27,20	161,90
2,00	10,00	-	65,00	-	-
3,00	10,00	17,00	65,00	27,20	161,90
<b>Eksport 4</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	9,00	15,00	58,50	24,00	142,86
2,00	9,00	16,00	58,50	25,60	152,38
3,00	9,00	15,00	58,50	24,00	142,86
<b>Eksport 5</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	8,00	51,00	52,00	81,60	485,71
2,00	8,00	15,00	52,00	24,00	142,86
3,00	8,00	15,00	52,00	24,00	142,86
4,00	8,00	51,00	52,00	81,60	485,71

Svært anstrengte kraftsituasjoner

**Eksport 6**

Periode	Pris (øre/kWh)	Mengde (GWh/uke)	Ny pris (øre/kWh)	Ny mengde (GWh/uke)	Ny mengde (MW)
1,00	7,00	97,00	45,50	155,20	923,81
2,00	7,00	50,00	45,50	80,00	476,19
3,00	7,00	50,00	45,50	80,00	476,19
4,00	7,00	97,00	45,50	155,20	923,81

**Eksport 7**

Periode	Pris (øre/kWh)	Mengde (GWh/uke)	Ny pris (øre/kWh)	Ny mengde (GWh/uke)	Ny mengde (MW)
1,00	6,00	-	39,00	-	-
2,00	6,00	97,00	39,00	155,20	923,81
3,00	6,00	-	39,00	-	-

**Eksport 8**

Periode	Pris (øre/kWh)	Mengde (GWh/uke)	Ny pris (øre/kWh)	Ny mengde (GWh/uke)	Ny mengde (MW)
1,00	5,00	106,00	32,50	169,60	1 009,52
2,00	5,00	-	32,50	-	-
3,00	5,00	106,00	32,50	169,60	1 009,52

**Eksport 9**

Periode	Pris (øre/kWh)	Mengde (GWh/uke)	Ny pris (øre/kWh)	Ny mengde (GWh/uke)	Ny mengde (MW)
1,00	4,00	-	26,00	-	-
2,00	4,00	74,00	26,00	118,40	704,76
3,00	4,00	-	26,00	-	-

Tabell 8: Eksport til Danmark fra Norge

Opprinnelig grunnpris:		7,00	øre/kWh		
Ny grunnpris:		26,00	øre/kWh		
Faktor for eksportøkning		1,85			
<b>Eksport 1 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	13,00	16,80	48,29	31,08	185,00
<b>Eksport 2 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	11,00	16,80	40,86	31,08	185,00
<b>Eksport 3 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	9,00	16,80	33,43	31,08	185,00
<b>Eksport 4 Danmark</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	7,00	33,60	26,00	62,16	370,00

Tabell 9: Eksport til Finland fra Norge

Faktor for eksportøkning		1,60			
<b>Eksport Finland</b>					
Periode	Pris	Mengde	Ny pris	Ny mengde	Ny mengde
	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(øre/kWh)	(GWh/uke)	(MW)
1,00	11,00	10,00	35,75	16,00	95,24
2,00	8,00	10,00	26,00	16,00	95,24
3,00	8,00	10,00	26,00	16,00	95,24
4,00	11,00	10,00	35,75	16,00	95,24

## Vedlegg B – Nye tilsigsserier for de svenske delområdene

Tabell 10: Ny tilsigsserier for de svenske delområdene

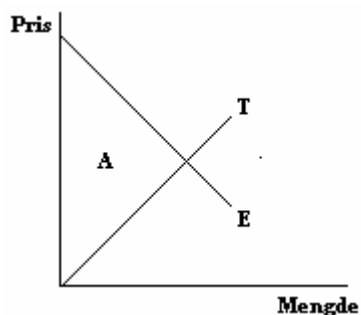
Delområde	Navn	Ny tilsigsserie	Delområde	Navn	Ny tilsigsserie	
SNO1	Vittjaerv	9812-A	SNO2	Mørsil	9809-A	
	Laxede	9812-A		Hekren	9809-A	
	Porsi	9812-A		Storsjon	9809-A	
	Letsijaure	9812-A		Mjølkvatn	9809-A	
	Vaikijaure	9805-A		Oldsjon	9809-A	
	Randijaure	9805-A		Landsjon	9809-A	
	Parkijaure	9805-A		Stensjoarna	9809-A	
	Tjaktajaure	9805-A		Kvarnfallet	9809-A	
	Messaure	9812-A		Hotagen	9809-A	
	Ligga	9805-A		Midskog	9812-A	
	Harspranget	9805-A		Gesunden	9812-A	
	Lulejaure	9805-A		Hammarforsen	9802-A	
	Satis	9805-A		Svartholf	9802-A	
	Sourva	9805-A		Holleforsen	9802-A	
	Sitas	9812-A		Jorkvissle	9802-A	
	Sikfors	9812-A		Bergeforsen	9802-A	
	SNO2	Kvistforsen		9812-A	Flesjon	9808-A
		Selsfors		9812-A	Trengfors	9808-A
		Batfors		9812-A	Retan	9808-A
		Rengard		9812-A	Havern-Msjon	9812-A
Vargfors		9807-A	Holmsjon	9812-A		
Sto/Hornavan		9807-A	Parteboda	9802-A		
Grytfors		9807-A	Holmsjo-Leiri	9802-A		
Rebinsjaure		9807-A	Nederde	9802-A		
Saedvajaure		9807-A	Skallbolle	9802-A		
Stornorrfors		9812-A	Lossen	9801-A		
Pengfors		9812-A	Grundsjoarna	9801-A		
Harrsele		9812-A	Halvfari	9801-A		
Bjurfors		9812-A	Vikarsjoarna	9812-A		
Tuggen		9812-A	Svegssjon	9801-A		
Betsele		9812-A	Krokstrømmen	9812-A		
Balforsen		9807-A	Storstrømmen	9812-A		
Rusfors		9807-A	Laforsen	9802-A		
Storuman		9807-A	Arbysjoarna	9802-A		
Gardiken		9807-A	Alfta	9812-A		
Ajaure		9807-A	Landafors	9802-A		
Klippen		9812-A	Bergviken	9802-A		
Abelvattnet		9807-A	Gideabacka	9802-A		
Solleftea		9802-A	Gidea	9802-A		
Hjalta		9802-A	Bjorna	9802-A		
Forse		9802-A	Stennas	9802-A		
Graningesjon		9812-A	SNO3	Hormundsval	9801-A	
Edsele		9812-A		Lima	9801-A	
Ramsele		9812-A		Hummelfors	9801-A	
Storfinnfors		9812-A		Venjan	9801-A	
Stromvatt	9809-A	Mockfjord	9812-A			

Svært anstrengte kraftsituasjoner

Hetogeln-fag	9809-A		Trengsletsjo	9801-A
Kvarnbergsva	9809-A		Isen	9801-A
Jormsjon	9809-A		Spjutmo	9801-A
Blasjo	9809-A		Vessinjeri	9801-A
Limingen	9809-A		Skattungen	9801-A
Kilforsen	9802-A		Siljan	9801-A
Borgforsen	9812-A		Forshovud	9812-A
Ormsjon	9809-A		Amungen	9812-A
Flasjon	9809-A		Balungen	9812-A
Hoting	9809-A		Runn	9812-A
Tasjo	9809-A		Lønghaug	9810-A
Korselbrenn	9809-A		Mønsbo	9810-A
Dabbsjon	9809-A		Nes	9810-A
Borgasjon	9809-A		Untra	9810-A
Storjouten	9812-A		Lanforsen	9810-A
Forsmo	9802-A		Elvkarleby	9810-A
Moforsen	9802-A		Letten	9801-A
Namforsen	9802-A		Holjes	9801-A
Lasele	9812-A		Tjøsan	9801-A
Langbjørn	9812-A		Edfors-Skog	9810-A
Degerforsen	9812-A		Ulvøn	9810-A
Hallby	9809-A		Munkfor	9810-A
Stenkulfor	9809-A		Nors - Byelven	9810-A
Volgsjon	9809-A		Venern	9810-A
Vomsjon	9809-A		Trollhæltan	9810-A
Malgomaj	9809-A		Lilla Edet	9810-A
Kultsjon	9809-A		Smaaland	9810-A
Ransaren	9809-A		Ostergotland	9810-A
Anjan/Storre	9809-A		Ost Svealand	9810-A
Torron	9809-A	SNO4	Ovr. Sydsver	9810-A
Juvelen	9809-A		Bolmen	9810-A
Kallsjon	9809-A		Asunden	9810-A

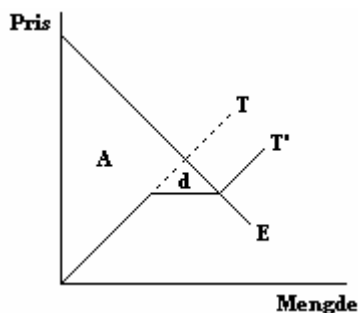
## C Korrigering av samfunnsøkonomisk overskudd

I simuleringene av flermagasinmodellen er opsjonene lagt til som et nytt kjøpstrinn til tross for at de i utgangspunktet reduserer forbruket.



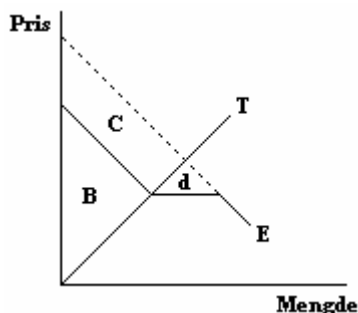
Figur 2: Opprinnelig priskryss

Dersom tilbudssiden økes vil det samfunnsøkonomiske overskuddet økes slik det er vist i Figur 2. Etter endringen er det samfunnsøkonomiske overskuddet  $A + d$ .



Figur 3: Økning av tilbudssiden ved høy kraftverdi

Dersom opsjonene modelleres som en reduksjon i forbruket vil det samfunnsøkonomiske overskuddet i utgangspunktet beregnes lik areal B. Det kan imidlertid vises at man må korrigere dette overskuddet ved å legge til områdene C og d [59]. Det korrigerte samfunnsøkonomiske overskuddet blir da lik  $B + C + d$ . Dette tilsvarer  $A + d$ . Av den grunn slipper man å korrigere det samfunnsøkonomiske overskuddet, dersom opsjonene modelleres som et nytt kjøpstrinn i stedet for en økning i elastisiteten.



Figur 4: Trinnsvis økning av elastisiteten ved et gitt prisnivå