

Insentiv for samfunnsansvarleg disponering av vasskraftmagasin

Terje Skrede

Master i energi og miljø

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileidar: Ivar Wangensteen, ELKRAFT

Noregs teknisk-naturvitskaplege universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgåvetekst

Det går føre seg ein diskusjon om i kva grad disponering av vasskraftmagasin er optimal sett frå eit samfunnsansvarleg perspektiv. Bakgrunnen for diskusjonen er at dei ulempene og kostnadane som blir påført forbrukarane i tilfelle rasjonering (rasjoneringskostnaden), ikkje blir tatt omsyn til når tappinga av magasinane blir avgjort. Dette var inkludert i planlegginga før Energilova kom, og undersøkingar som er gjort indikerer at vassmagasinane blei disponert meir forsiktig før innføringa av Energilova. Undersøk kva verkemiddel som kan bli brukt for å gi vasskraftprodusentar insentiv til å disponere magasinane på ein slik måte at rasjonering blir unngått i ein tørrårssituasjon. Det blir lagt vekt på verkemiddel som fungerer saman med ei marknadsløysing. Ved gjennomføring av prosjektet blir det føreset bruk av simuleringmodellen Samkjøringsmodellen.

Følgjande deloppgåver er inkludert:

1. Beskriv den grunnleggjande problemstillinga, og referer resultat frå undersøkingar som allereie er gjort. Litteraturstudium
2. Beskriv modellverktøy, (prinsipp og føresetnadane som ligg til grunn for modelleringa) og korleis alternative insentivmekanismar kan bli inkludert i modelleringa.
3. Gjennomfør ei avgrensa mengd simuleringar.
4. Evaluer/diskuter resultat og foreslå – om mogleg – tiltak

Forord

Eg rettar ein stor takk til rettleiaren min, Ivar Wangensteen, for formulering av problemstilling og med hjelp til å finne relevant litteratur, samt konstruktive tilbakemeldingar. Eg vil også takke Ove Wolfgang og Geir Warland ved SINTEF Energi AS for mykje hjelp med Samkjøringsmodellen, og gode innspel til oppgåva. Takk til SINTEF Energi AS for at eg fekk nytte Samkjøringsmodellen og datasettet. Til slutt vil eg takke kjærasten min, Ingeborg, og systema mi, Solveig, for hjelp med korrekturlesing av oppgåva.

Sidan eg aldri hadde brukt Samkjøringsmodellen tidligare, tok det lang tid å sette seg inn i korleis programmet verka. Det er eit stort og omfattande program med mange detaljar, funksjonar og moglegheiter. Eg har enda ikkje fått den fulle forståinga av programmet og alle detaljane i det, og resultatata må derfor sjåast i lys av det.

Terje Skrede

24. Juni 2012

Samandrag

Vassverdiar blir brukt til å optimalisere disponering av vasskraftmagasin. Eit vassmagasin har den unike eigenskapen at det kan lagre energi i form av vatn. Vassmagasinet lagrar energi i ein periode, for så å seinare bruke det i ein periode der ein har bruk for energien. I Noreg blir vatn lagra i løpet av sommaren og hausten, for at det skal vere nok energi tilgjengeleg på vinteren. Dersom kraftprodusentar ikkje klarar å lagre nok vatn før vinteren, vil kraftsituasjonen bli krevjande, og kraftprisen høg. Seinast vintrane 2009/2010 og 2010/2011 var kraftsituasjonen i Norden svært vanskeleg.

På grunn av høg kraftpris og ein usikker kraftsituasjon i dei nemnte vintrane, starta det ein diskusjon om i kva grad disponering av vasskraftmagasin er samfunnsansvarleg. Ei rekke personar syntest det burde bli innført nye restriksjonar eller nye insentivordningar på vasskraftdisponering, og enkelte har komme med nye forslag til endring av Energilova. Fagpersonar har lagt fram forslag som er tilpassa kraftmarknaden, til dømes energiopsjon i produksjon, energisertifikat og ei ordning som straffar kraftprodusentar som går tomme for vatn. Desse fagpersonane er svært kritiske til å innføre ein restriksjon for kor låg fyllingsgraden kan vere i vassmagasina. Andre fagpersonar meiner at kraftprodusentane har gode nok insentiv i dagens Energilov, til å disponere vassmagasina samfunnsansvarleg.

Tidlegare utarbeida rapportar, av blant anna SINTEF Energi, Frischsenteret og Noregs vassdrags- og energidirektorat(NVE), har konkludert med at det ikkje er mogleg å hevde at vasskraftdisponeringa er uforsvarleg, sett i eit samfunnsansvarleg perspektiv. SINTEF kommenterte i sin rapport at det har skjedd ei endring i disponeringa etter innføringa av Energilova av 1990, men dette kan like gjerne vere på grunn av endringar i kraftsystemet, som at den fastsette rasjoneringsprisen forsvann med Energilova. NVE konkluderer i sin rapport med at organiseringa av kraftmarknaden har fungert under dei krevjande vintrane, med det er også rom for forbetring. Undersøkingar i denne masteroppgåva kan heller ikkje vise til at det er ei uansvarleg disponering, men det er indikasjonar på at det kan vere forbetripotensial i utnyttinga av vasskraftmagasin. Denne indikasjonen er svært usikker på grunn av uventa resultat i utrekninga av samfunnsøkonomisk overskot frå resultatprogrammet i Samkjøringsmodellen. Resultatet frå programmet gav høgare overskot når ein restriksjon blei lagt til i datasettet.

Samkjøringsmodellen er ein modell som først reknar ut vassverdiar og legg ein strategi for å disponere vassmagasin, for så å simulere strategien med historiske tilsigsseriar. Modellen har blitt brukt i denne masteroppgåva for å undersøkje ulike verkemiddel, for å unngå rasjonering i ein tørrårssituasjon. Først blei det laga eit referansecase som skulle etterlikne kraftsituasjon som faktisk har vore, men det viste seg at det var vanskeleg å få ei heilt korrekt etterlikning. Referansecase gir likevel eit greitt samanlikningsgrunnlag for å undersøkje ulike verkemiddel, spesielt med tanke på utviklinga i fyllingsgraden til vassmagasin. Ved å bruke referansecasen er det mogleg å samanlikne den verkelege disponeringa mot ei mogleg endring i disponering, som ei følgje av dei nye verkemidla som er foreslått.

I denne masteroppgåva er det i hovudsak simulert tre ulike endringar i Samkjøringsmodellen, med den hensikta å undersøkje verknaden av ulike verkemiddel. I den første casen blir det satt ei nedre grense for magasinfylingsgraden i ulike delar av året, ei minimumsgrense for fyllingsgraden. I case nummer to blir rasjoneringsprisen endra for å etterlikne ei insentivordning som straffar vasskraftprodusentane som har tappa magasin for langt ned, slik at dei ikkje kan produsere energi. I den siste casen har korreksjonsfaktorane i Samkjøringsmodellen blitt endra for å få ei høgare fyllingsgrad i vassmagasina, og casen er meint til å gi ein indikasjon på verknaden av energiopsjon og energisertifikat i produksjonen. I tillegg er det gjort ei simulering som autokalibrerer modellen for å finne høgast samfunnsøkonomisk overskot. Autokalibreringa gir ikkje samfunnsansvarleg disponering, sidan den gir ein svært låg fyllingsgrad i mange år i simuleringsperioden.

Energisertifikat i produksjon er verkemiddelet som er mest spennande med tanke på å gi vasskraftprodusentar insentiv til å disponere vassmagasin på ein slik måte at rasjonering blir unngått i ein tørrårssituasjon. Insentivordninga bør bli undersøkt nærmare i tilfelle det blir aktuelt å innføre strengare restriksjonar på disponering av vasskraftmagasin. Verknadane av dette insentivet er framleis litt usikkert, men dette verkemiddelet vil mest sannsynleg vil vere det verkemiddelet som vil fungere best i ein marknadssituasjon, av dei insentiva som er undersøkt i denne masteroppgåva.

Abstract

Water values are used to optimize the hydro power scheduling. Hydro reservoirs have the unique property to store energy in the form of water. A hydro reservoir can store energy in one period and then use it in another period where the energy is needed. In Norway, water is stored during the summer and autumn in order to have enough water available for energy production in the winter. If power producers don't manage to store enough water for the winter, the power situation will be demanding, and prices for energy high. This has been the situation in past winters, most recently in the winters of 2009/2010 and 2010/2011.

Because of high energy prices and the uncertainty in the power situation in the winters mentioned above, a discussion started concerning the question whether the hydro power scheduling is responsible. A number of persons thought that new restrictions or new incentive schemes should be imposed on the hydro power producers, and some came up with new proposals to amend the Energy Act. Professionals have submitted proposals that are adapted to the power market, such as energy option in production, energy certificate and an incentive scheme that penalizes energy producers that runs out of water. These professionals are very critical to introduce a restriction on how low the reservoir level can be in the reservoirs. Other professionals believe that the hydro power producers have good enough incentive in today's Energy Act to manage reservoirs socially responsible.

Reports from SINTEF Energy Research, Ragnar Frisch Centre and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) have concluded that one can't argue that hydro power scheduling is unreasonable, seen from society responsible perspective. SINTEF's comment in their report that there has been a change in the hydro power scheduling after the introduction of the Energy Act of 1990, but this could be because of changes in the power system, rather than that the set rationing price has been omitted in the Energy Act. NVE's report concludes that the organization of the electrical power market has functioned during the demanding winters, but there is also room for improvement. Also, studies in this thesis can't conclude that the hydro power scheduling is irresponsible, but that there are indications that there may be potential for improvement in the utilization of the hydro power reservoirs. This indication is very uncertain because of unexpected results in the calculation of socioeconomic surplus from the results program in EMPS (EFI's Multi-area

Power market Simulator), where an implantation of a restriction give a higher surplus than the simulated optimal socioeconomic surplus for the model.

EMPS is a model that first calculates the water values and lays a strategy for how to utilize the hydro reservoirs, and then it simulates the strategy with historical inflow series. The model has been used in this thesis to examine various incentive schemes to avoid rationing in a demanding power situation. First, a reference case was made that would try to copy the power situation that has actually been, but it turned out to be difficult to get a completely accurate copy. Despite that the Reference Case gives a good enough basis for comparison to examine the various incentive schemes, especially with regard to the envelopment in the reservoirs. By using the Reference Case it is possible to compare the actual hydro power scheduling against a possible change, as a result of the new incentive schemes that is imposed.

In this thesis, it is simulated three cases with different changes in the EMPS, in order to investigate the effect of the different incentive schemes. The first case sets a lower limit of the reservoir filling in various parts of the year, a minimum limit for the filling. The second case changes the rationing price to imitate an incentive scheme that penalizes hydro power producers who have drained the reservoirs too much so they can't produce energy. The third case has changed a correction factor in the EMPS to get a higher reservoir level, and is meant to give an indication of the incentive schemes of energy options and energy certificate in production. In addition, it carried out a simulation that auto calibrates the model to find the highest socioeconomic surplus. The Auto Calibration Case thus not provide a responsible hydro power scheduling, since it gives a very low filling ratio in the reservoir for many years in the simulation period.

Energy Certificate in production is the most interesting incentive scheme in order to provide hydro power producers an incentive to manage reservoirs in such a way that rationing is avoided in a critical power situation. This should be examined further in case it becomes necessary to impose restrictions on the hydro power scheduling. Effects of this incentive is still a bit uncertain, but this incentive scheme will most likely work best in a power market situation, of the incentive schemes that are studied in this thesis.

Innholdsliste

1. Innleiing.....	1
2. Bakgrunn	3
2.1 Vassmagasindisponering	3
2.2 Kraftsystemets historie og utvikling	7
2.2.1 Kraftsystemet før og etter Energilova.....	7
2.2.2 Endringar i kraftsystemet dei neste åra	10
3. Incentiver.....	13
3.1 Kraftsituasjonen vinteren 2009/2010 og 2010/2011.....	13
3.2 Nedre grense for fyllingsgrad i vassmagasin	16
3.3 KILE-ordning for vasskraftprodusentar	17
3.4 Energiopsjonar i produksjon.....	19
3.5 Andre incentivforslag.....	21
3.6 Incentivet ligg i prisen.....	23
4. Samkjøringsmodellen	25
4.1 Teoretisk bakgrunn.....	25
4.1.1 Strategifasen	25
4.1.2 Simuleringsfasen	26
4.1.3 Modellering	26
4.1.4 Kalibrering	28
4.2 Datasettet	31
4.3 Modellering av incentiv i Samkjøringsmodellen	36
4.3.1 Minimumsfyllingsgrad	36
4.3.2 Endring i rasjoneringsprisen.....	37
4.3.3 Endring av korreksjonsfaktorane	38
5. Simuleringar i Samkjøringsmodellen.....	39

5.1	Referansecasen	39
5.2	Minimumsfyllingsgrad	45
5.3	Endring i rasjoneringsprisen	49
5.4	Endring av korreksjonsfaktorane	53
5.4.1	Manuell endring av korreksjonsfaktorane	54
5.4.2	Autokalibrering.....	55
6.	Diskusjon	57
7.	Konklusjon	63
8.	Vidare arbeid	65
	Kjeldeliste	67
	Vedlegg.....	1
A.	Fyllingsgrad i startmagasin	1
B.	Korreksjonsfaktorar	3
C.	Simuleringsresultat.....	8
	Referansecasen	8
	Minimumsfyllingsgrad.....	10
	Endring i rasjoneringsprisen.....	19
	Endring i korreksjonsfaktorane	25
D.	Samfunnsøkonomisk overskot	28

Tabelliste

Tabell 4.2-1 Overføringskapasitet mellom delområde	32
Tabell 4.2-2 Maksimal magasinkapasitet	33
Tabell 4.2-3 Prisavsnitt	34
Tabell 4.2-4 Fastkrafteigenskapar i datasettet	35
Tabell 5.2-1 Utveksling av energi i Noreg.....	46
Tabell 5.2-2 Vasskraftproduksjon i Noreg.....	46
Tabell 5.2-3 Samfunnsøkonomisk overskot for simuleringscasane med spesifisert minimumsfyllingsgrad	48
Tabell 5.3-1 Utveksling i Noreg, 1990-2005	50
Tabell 5.3-2 Vasskraftproduksjon i Noreg, 1990-2005.....	52
Tabell 5.3-3 Korrigert samfunnsøkonomisk overskot	52
Tabell A-1 Opprinelige startmagsin i datasettet	1
Tabell A-2 Startmagasin brukt i referansecasen	2
Tabell B-1 Korreksjonsfaktorar og fastkraft før kalibrering	3
Tabell B-2 Korreksjonsfaktorar og fastkraft etter grovkalibrering.....	4
Tabell B-3 Korreksjonsfaktorar og fastkraft etter finkalibrering.....	5
Tabell B-4 Korreksjonsfaktorar og fastkraft etter endring av tilbakekoplingsfaktorane	6
Tabell B-5 Korreksjonsfaktorar og fastkraft etter autokalibrering	7
Tabell C-1 Simuleringsresultat frå AVREGN for referansecasen [TWh]	8
Tabell C-2 Restriksjonar i dei ulike casane med minimumsfylling	10
Tabell C-3 Resultat frå AVREGN for strengaste minimumsgrensecasen [TWh].....	12
Tabell C-4 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense minus fem prosentpoeng casen [TWh]	13
Tabell C-5 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense minus ti prosentpoeng casen [TWh] ..	14
Tabell C-6 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense minus femten prosentpoeng casen [TWh].....	15
Tabell C-7 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense berre på våren [TWh]	16
Tabell C-8 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense berre på hausten [TWh]	17
Tabell C-9 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 9,375 eurocent/kWh [TWh].....	19

Tabell C-10 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 18,75 eurocent/kWh [TWh].....	20
Tabell C-11 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 75 eurocent/kWh [TWh].....	21
Tabell C-12 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 150 eurocent/kWh [TWh].....	22
Tabell C-13 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 300 eurocent/kWh [TWh].....	23
Tabell C-14 Simuleringsresultat frå AVREGN for casen med manuelt endra korreksjonsfaktor [TWh].....	25
Tabell C-15 Simuleringsresultat frå AVREGN for autokalibreringscasen [TWh]	26
Tabell D-1 Ukorrigert samfunnsøkonomisk overskot	28
Tabell D-2 Korrigert samfunnsøkonomisk overskot for rasjoneringscasane	29

Figurliste

Figur 2.1-1 Spot pris og magasinsituasjon i 2006, i Noreg [4].....	4
Figur 2.1-2 Gjennomsnittleg, minimalt og maksimalt tilsig og forbruk i Noreg [4]	4
Figur 3.1-1 Registrert magasinfyllingsgrad i norske vassmagasin i perioden 2009-2011, samt median og ekstremverdiar i perioden 1990-2007 [21].....	14
Figur 4.1-1 Skjematisk framstilling av eit delområde [38]	26
Figur 4.1-2 Standard vasskraftmodul [38].....	27
Figur 4.1-3 Program som blir brukt for å kalibrere Samkjøringsmodellen [38].....	29
Figur 4.2-1 Geografisk framstilling av kopling mellom delområda	31
Figur 4.3-1 Grenser for minimumsfyllingsgrad	36
Figur 4.3-2 Illustrasjon av korreksjonen av samfunnsøkonomisk overskot ved endring i rasjoneringsprisen	37
Figur 5.1-1 Simulert middelerverdi av magasinfyllingsgrad i perioden 1990-2005 og registrert median av magasinfyllingsgraden i perioden 1990-2006 for Noreg [21]	40
Figur 5.1-2 Simulert middelerverdi av magasinfyllingsgrad i perioden 1990-2005 og registrert median av magasinfyllingsgraden i perioden 1990-2007 for Norden [39].....	40
Figur 5.1-3 Magasinffyllingsgraden i Norge 1998-2005 [21].....	41
Figur 5.1-4 Netto forbruk i Noreg, 1990-2005 [3].....	41
Figur 5.1-5 Import til Noreg, 1990-2005 [3].....	42
Figur 5.1-6 Eksport frå Noreg, 1990-2005 [3]	42
Figur 5.1-7 Vasskraftproduksjon i Noreg, 1990-2005 [3].....	43
Figur 5.1-8 Utvikling av systemprisen for Norden frå Nordpool [40] og kraftprisen for Norden i referansecasen.	43
Figur 5.2-1 Magasinffyllingsgraden i eit middelår i Noreg, perioden 1990-2005, for simuleringsscasane med minimumsgrense.....	45
Figur 5.2-2 Differanse i fyllingsgrad for minimumsgrense på fyllingsgraden mot referansecasen	45
Figur 5.2-3 Differanse i vasskraftproduksjon i Noreg.....	47
Figur 5.2-4 Kraftprisutvikling i Norden, 2002-2005.....	47
Figur 5.3-1 Middelår fyllingsgrad i Norden 1990-2005	49
Figur 5.3-2 Differanse til referansecasen for magsinfyllingsgrad i Noreg, 1990-2005	50
Figur 5.3-3 Kraftprisutvikling i Norden, 2002-2004.....	51

Figur 5.4-1 Fyllingsgrad i Noreg i perioden 1999-2005 med endra korreksjonsfaktorar	53
Figur 5.4-2 Kraftprisen i Norden med endret korreksjonsfaktorar	53
Figur C-1 Magasinfyllingsgrad i Noreg for Referansecasen og registrert fyllingsgrad frå NVE..	9
Figur C-2 Kraftpris i Norden i referansecasen, saman med systempris frå Nordpool	9
Figur C-3 Nedre grenser for minimumsfyllingsgraden i restriksjonscasane	10
Figur C-4 Magasinfyllingsgrad i Noreg for minimumsfyllingsgradcasane	18
Figur C-5 Kraftpris i Norden for minimumsgrensecasane, saman med referanscasen og systemprisen frå Nordpool.....	18
Figur C-6 Magasinfyllingsgraden for casane med endra rasjoneringspris	24
Figur C-7 Kraftpris i Norden for casane med endra rasjoneringspris.....	24
Figur C-8 Magasinfyllingsgrad i Noreg for casane med endra korreksjonsfaktor.....	27
Figur C-9 Kraftpris i Norden for casane med endra korreksjonsfaktor, samt referansecasen og systemprisen i Norden	27

1. Innleiing

Denne masteroppgåva om insentiv for samfunnsansvarleg vassmagasindisponering er skrevet ved Institutt for elkraftteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet, NTNU. Målet med oppgåva er å undersøkje om insentiv ordningar kan gjere disponeringa av vasskraftmagasin betre, ut i frå eit samfunnsansvarleg synspunkt.

Som følgje av at det har vore krevjande kraftsituasjonar dei siste åra, har straumprisane vore svært høge om vinteren. Dette har ført til ein diskusjon om i kva grad disponering av vasskraftmagasina er optimal, frå eit samfunnsansvarleg synspunkt. I Teknisk Ukeblad [1] i januar, 2011, gjekk energirådgivar Svein Roar Brunborg ut og meinte at kraftprodusentar må bli straffa økonomisk dersom vasskraftmagasina går tomme. Bakgrunnen er at dei ulempene og kostnadane som blir påført forbrukarane i tilfelle rasjoneringskostnaden er inkludert i planleggingsprosessen til kraftprodusentane før innføringa av Energiloven av 1990. I forskjellige undersøkingar og rapportar har det kome fram at det har skjedd ei endring i disponeringa etter at den nye Energilova blei innført. Spørsmålet er om disponeringa er samfunnsøkonomisk optimal slik den er i dag, eller om det er tid for endringar i Energilova.

Kapittel to gir ei forklaring på kva disponering av vasskraftmagasin er, og karakteristiske trekk ved disponering i Noreg. I kapittelet vil også relevante deler av kraftmarknadens historie, utvikling og framtid bli klargjort. I tillegg vil det bli sett på korleis rasjoneringskostnaden var inkludert i Energilova før 1990, samt kommentere tidlegare utarbeida rapportar om disponering av vasskraftmagasin.

Det tredje kapittelet omhandlar debatten som har vore omkring vasskraftdisponering og insentivordningar. Først vil dei krevjande kraftsituasjonane vintrane 2009/2010 og 2010/2011 bli skildra, sidan høge kraftprisar desse vintrane var ein utløyssande faktor til diskusjonen om disponering av vasskraftmagasin. Gjennom debatten har det komme fram ulike synspunkt kring vasskraftmagasindisponering. Blant anna meiner enkelte at ein bør endre Energilova for å sikre at kraftprodusentane ikkje disponerer vasskraftmagasina uforsvarleg. Desse har komme med fleire forslag til endringar av Energilova. Forslaga vil

bli lagt fram i dette kapitlet, og det blir fokusert på i kva grad desse har støtte blant politikarar og fagpersonar.

Fjerde kapittel gir ei kort teoretisk innføring av Samkjøringsmodellen. Her blir hovudpunkta for korleis modellen fungerer, korleis ein har modellert ulike delar av kraftsystemet og viktige faktorar for å kalibrere modellen gjennomgått. I tillegg vil føresetnadane og viktige eigenskapar for datasettet bli framstilt. Til slutt vil det bli gjort greie for modelleringa av insentivordningane i Samkjøringsmodellen.

I kapittel fem er resultata frå simuleringane i Samkjøringsmodellen framstilt. Referansecasen skal prøve å skildre den faktiske disponeringa av vasskraftverk i dag, samt danne eit samanlikningsgrunnlag for dei andre simuleringsscasane. Ein viktig del av arbeidet med referansecasen er å kalibrere modellen slik at den oppfører seg korrekt og dermed gir eit godt bilete av vasskraftmagasindisponering. Kalibrering av Samkjøringsmodellen krev mykje erfaring med Samkjøringsmodellen og datasettet, og det er ei krevjande oppgåve å få ein god referansecase.

Diskusjonen i kapittel seks vil fokusere på resultata frå simuleringane. Viktige spørsmål er om disponeringa av vasskraftmagasin er samfunnsansvarleg slik den er i dag, og om det er mogleg å gjere disponeringa betre ved å bruke insentivordningar. Det blir også fokusert på kvaliteten og usikkerheita i simuleringresultata.

Til slutt vil det bli gitt ein konklusjon på oppgåva, samt forslag til vidare arbeid.

2. Bakgrunn

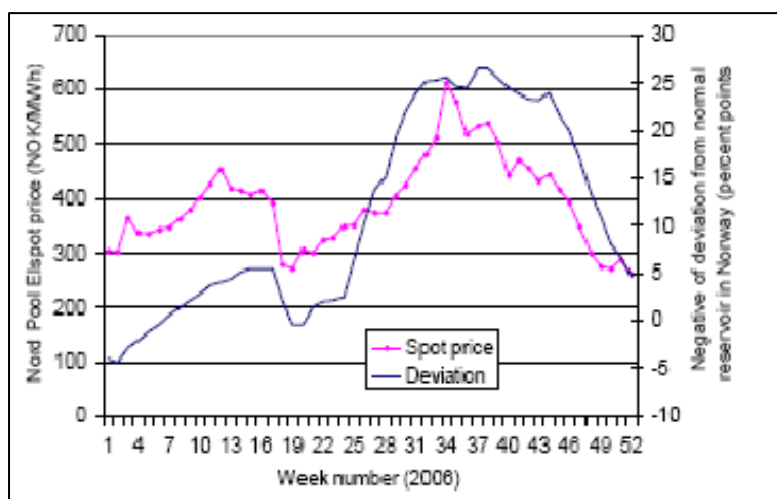
2.1 Vassmagasindisponering

Denne teoretiske delen er basert på SINTEF Energiforskning [2] sin rapport om vassmagasindisponering før og etter Energilova av 1990.

Den norske kraftproduksjonen består i hovudsak av vasskraft. I Noreg var 94,8 prosent av all kraftproduksjon i 2010 frå vasskraftverk [3], og disponering av vasskraftmagasin er dermed svært viktig for energisituasjonen. I den tradisjonelle optimaliseringa av vassmagasindisponering er målet for ein planleggingsperiode å maksimere det samfunnsøkonomiske overskotet. Det betyr at ein ynskjer å maksimere summen av overskotet både til produsentar og forbrukarar.

Vasskraftmagasin har den eigenskapen at det kan lagre energi i form av vatn. I periodar når tilsiget av vatn er høgare enn forbruket til energiproduksjon, fyller vassmagasina seg opp. På den måten kan vatn bli lagra, slik at det kan bli bruk i periodar med mindre tilsig. I vasskraftmagasindisponering skil ein mellom to sesongar, fyller- og tappesesongen. Tappesesongen byrjar tidleg på vinteren, og varar fram til vårløysinga, normalt i april/mai. I denne perioden minkar fyllingsgraden, mengda vatn, i magasina. Fyllingssesongen byrjar ved vårløysinga og varer ut hausten, i denne perioden er det mykje tilsig til magasina og vatn blir lagra.

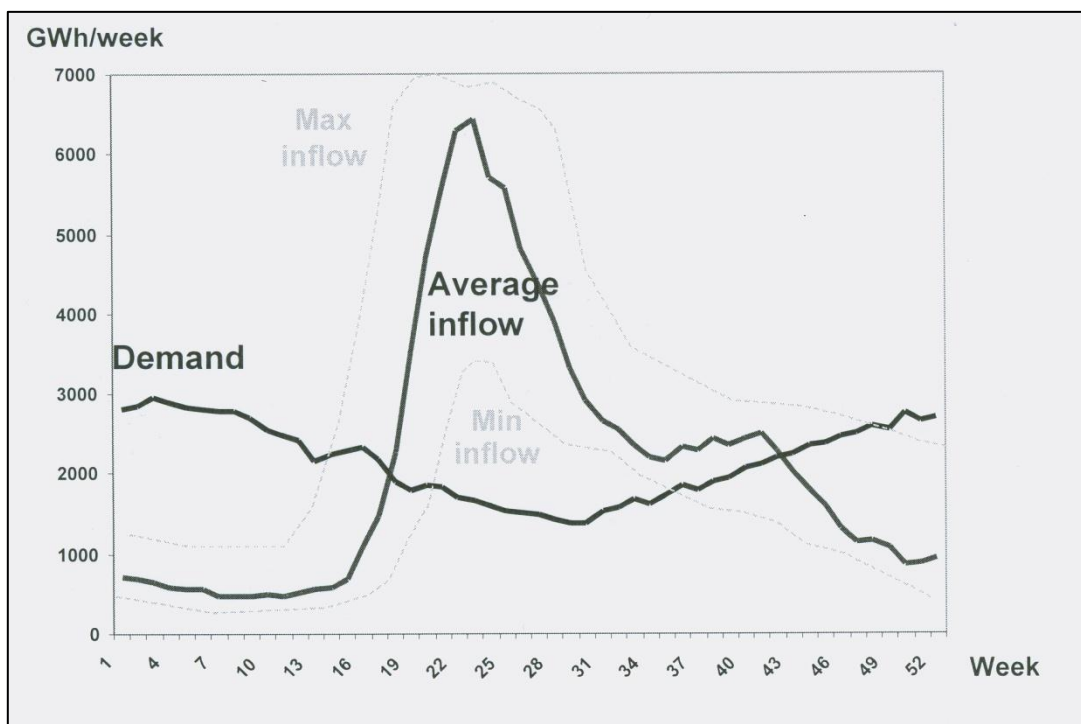
Disponering av vassmagasin blir styrt av kraftprisen, og kraftprisen avheng av tilsig og mengda vatn i magasina. Prisen på kraft er ofte høg når det er lite vatn i vassmagasina, medan kraftprisen som regel er låg når vatn held på å renne over demningane. Figur 2.1-1 viser ein korrelasjon mellom endring i spotpris for kraft og negativ endring i fyllingsgraden.



Figur 2.1-1 Spot pris og magasinsituasjon i 2006, i Noreg [4]

Figuren viser gjennomsnittet av vekeprisane på spotmarknaden saman med negativt prosentpoengavvik frå normalen til magasinfullingsgrad i norske vassmagasin. Av dette ser ein at kraftprisen i Noreg er sterkt påverka av vassmagasindisponering.

I Noreg er ei av utfordringane med vasskraftdisponering den dårlige korrelasjonen mellom forbruk og tilsig, sjå Figur 2.1-2. Energiforbruk er størst om vinteren, fordi mykje energi går med til oppvarming av rom. Samstundes er tilsiget lågast om vinteren, nedbøren kjem som snø, og endar først i vassmagasina når snøen smeltar om våren [4].



Figur 2.1-2 Gjennomsnittleg, minimalt og maksimalt tilsig og forbruk i Noreg [4]

I tillegg til at tilsiget er størst når forbruket er minst, varierer tilsiget mykje frå år til år, og påverkar kraftproduksjonen mykje. Den årlege middelvarden av vasskraftproduksjon i Noreg mellom 1989 og 2009 var 121 TWh, men den faktiske produksjonen varierte mellom 104,1 og 142,3 TWh [3]. Også gjennom året varierer tilsiget, som nemnt tidligare er det lite tilsig om vinteren, medan det meste av tilsiget kjem med "vårflaumen" og med regnet i hauststormane.

I vasskraftdisponering vil kraftprodusentane prøve å flytte vatn frå periodar med låg pris til periodar med høg pris, sidan dei då vil få ein høgare pris for vatnet som blir brukt i energiproduksjonen. I inngangen til tappesesongen ynskjer produsentane å ha mest mogleg vatn i vassmagasina, men med eit fullt vassmagasin risikerer dei flaum, der konsekvensen er at flaumvatnet går til spille, og resultatet er eit inntektstap for kraftprodusentane. Kraftprodusentane har to val i planlegging av vassmagasindisponering; vatnet kan bli produsert no med det same, eller det kan bli lagra for å bli produsert i ei anna periode med ein mogleg høgare kraftpris. Den optimale disponeringa er ein balansegang mellom å flytte mest mogleg vatn til periodar med høg pris, og samtidig unngå flaum.

Det er mange usikre faktorar som spelar inn på kraftprisen. Det er ei krevjande problemstilling å vite kor mykje vatn det er optimalt å flytte, og på kva tidspunkt det er gunstig å produsere straum. Kraftprisen endrar seg i løpet av året, og er forskjellig frå år til år. Den blir påverka av blant anna tilsig, temperatur, vind, endringar i prisen for fossilt brensel, utfall av kraftverk og forbruket i andre land. I tillegg spelar andre nasjonale og globale hendingar inn.

Av det som er nemnt over ser ein at problemstillinga med optimal vasskraftdisponering har mange usikre faktorar, og er dermed eit stokastisk problem. I tillegg er problemstillinga dynamisk sidan inntening i ein periode avheng av inntening i ein annan periode.

Ein mykje brukt metode for å finne ei optimal vasskraftdisponering, er vassverdimetoden. Metoden set ein forventet marginalverdi, vassverdi, på vatnet som er lagra i eit vassmagasin. Dette betyr at vassverdien gir ein forretningsverdi på vatnet som må bli brukt i produksjonen av den neste kWh. Vassverdien avhenger av eigenskapar i det lokale vasskraftsystemet, som tilsig, magasinkapasitet, og hydrauliske koplingar. Sidan vatnet

som blir brukt i produksjon, eller som blir forbitappa, renn vidare til vassmagasin nedanfor, blir også vassverdien i nedanfor liggande magasin påverka av disponeringa av ovanfor liggande vassmagasin og kraftstasjonar. Magasinfyllingsgraden i andre vassmagasin påverkar også vassverdien til eit vassmagasin, fordi det seier noko om framtidig produksjonskapasitet i det aktuelle området og landet.

Vassverdimetoden løyser problemet ved stokastisk-dynamisk programmering og er også brukt i Samkjøringsmodellen. I ei vassverdimatrise blir marginalverdien for ulike fyllingsgradar i ulike veker og for ulike område lagra. Den optimale strategien for vasskraftdisponering kjem implisitt frå denne vassverdimatrisa. Strategien blir brukt i simulering av det stokastiske systemet, ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Her har vassverdien nesten tilsvarande funksjon for vasskraftproduksjon, som marginalkostnaden har for termisk kraftproduksjon. Vasskraftproduksjonen er ikkje berre avhengig av vassverdien, men også av fysiske-, tekniske- og reguleringsrestriksjonar, og faktorar som fallhøgde og verknadsgrada til generatoren ved ulike produksjonsnivå. I Samkjøringsmodellen blir det brukt detaljert regelbasert tappefordeling for å fordele vatn i dei enkelte magasinane og for produksjonen i kraftverka.

Samkjøringsmodellen blir brukt til langtidsplanlegging av vasskraftproduksjon, som er fokuset for undersøkingar i dette prosjektet.

2.2 Kraftsystemets historie og utvikling

2.2.1 Kraftsystemet før og etter Energilova

Dagens kraftmarknad i Noreg kom som følgje av Energilova, som blei vedtatt i Stortinget 29. juni 1990 [5]. Lova førte til at Noreg blei det andre landet i Europa med ein deregulert kraftmarknad med fri konkurranse på produksjon og omsetning av elektrisk kraft. Først ut i Europa var England og Wales som året før bestemte seg for deregulering, og i tillegg å privatisere kraftmarknaden. I 1996 følgde Sverige etter Noreg, og blei deregulert. Dermed blei det danna eit opent kraftmarknad mellom landa, som den første opne kraftmarknaden på tvers av land i verda. Finland blei deregulert i 1998, og knyta seg til den norsk/svenske kraftmarknaden, som no blei ein nordisk kraftmarknad. Danmark som er delt i to separate nett, eit kopla til kontinentet og eit til det nordiske nettet, blei med i den nordiske kraftmarknaden i 2000. [6]

I Noreg og i resten av Skandinavia blei ikkje eigarforholdet i kraftselskapa påverka av dereguleringa. Det blei ikkje privatisering som i England og Wales, men framleis mange statleg eigde selskap, og ein desentralisert organiseringsstruktur. [6]

Før Energilova tredde i kraft i Noreg i 1991 hadde alle kraftselskap eit forsyningsansvar, og ei plikt til å levere energi til alle forbrukarane i sitt ansvarsområde. Forsyningsplikta blei ikkje tolka slik at det aldri kunne vere innskrenkingar på energileveransen, sjølv om forbruket ikkje blei påverka av endringar i kraftprisen i kraftmarknaden (samkjøringsprisen). Dette var ikkje fordi forbruket var uelastisk, men fordi det blei unngått å bruke prismetriser som påverka forbruket. Kraftselskapa brukte ein rasjoneringspris i planlegginga av drift og utbygging, som tok omsyn til dei kostnadane og ulempene som blei påført forbrukarane ved leveringsinnskrenking. Rasjoneringsprisen var ikkje ein pris som oppsto i marknaden, men blei fastsett av Samkjøringa av kraftverka i Noreg og var ein kostnad som var med i planlegginga hjå kraftselskapa. [2]

Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt, EFI, som er forgjengaren til SINTEF Energi AS, kommenterte i ein sluttrapport [7], i 1974, at med tidas kraftsituasjon var det nødvendig at kvart enkelt elverk opptredde som sjølvstendige økonomiske einingar, også når det gjaldt driftsplanlegging. Grunnen var rasjoneringsloven av 9. juli 1962, som sa at det berre var ekstraordinære forhold som ein ikkje kunne vente at elverka skulle kunne gardere seg

mot, som gjorde at elverka kunne vise til force majeure [7]. Force majeure vil seie at ein er fritatt frå kontraktsforpliktingar på grunn av uventa hendingar som ikkje kunne bli avverja [8]. Det skulle svært mykje til for at vassmangel eller anleggsfeil blei sett på som ekstraordinære forhold.

Elverka som var i ein underskotsituasjon kunne ikkje regne med hjelp frå andre samankopla elverk, med mindre det var på grunn av ekstraordinære forhold. Kvant enkelt elverk hadde ansvar for å ha ei tilfredsstillande leveringsikkerheit til etterspørselen i sitt område. Dette måtte bli sikra gjennom eiga utbygging, eller gjennom fastkraftskontrakter og samkjøringsavtalar. [7]

Rasjoneringsprisen påverka disponeringa av vassmagasina. Høg rasjoneringspris gav høg vassverdi og dermed blei meir vatn halde att i magasina. Då Energilova blei innført i 1991 blei den offentlege rasjoneringsprisen fjerna, men den er truleg med i planlegginga hjå kraftprodusentane, men no som ein intervensjonspris. Produsentane forventar at myndigheitene skal gripe inn i svært krevjande kraftsituasjonar, og innføre tiltak for å sikre fysisk balanse, blant anna reservekraft. Men det er ukjent når eller i kva situasjon myndigheitene vil gripe inn i marknaden. Dermed er intervensjonsprisen ukjent for kraftprodusentane, og dei må gjette seg til kva prisen er når dei planlegg disponeringa av vasskraftmagasina. [2]

På oppdrag frå Olje- og energidepartementet(OED) utførte SINTEF Energiforskning [2] i 2007 ein analyse av magasinindisponering før og etter Energilova av 1990. Ved å studere statistikk for magasinfyllingsgraden frå 1980 til 2005, såg dei at den gjennomsnittlege fyllingsgraden i vasskraftmagasin var redusert etter innføringa av Energilova i 1991. Dei undersøkte om variasjonar i tilsiget var grunnen til at fyllingsgraden var lågare, men deira analyse viste at ein ikkje kunne skulde på tilfeldig variasjon i tilsiget. Konklusjonen var at det har skjedd ei viss endring i vasskraftmagasinindisponering etter at Energilova blei innført.

Hovudårsaka til at disponeringa har endra seg var, i følgje SINTEF, at kraftsystemet har endra seg sidan innføringa; auka utvekslingskapasitet, auka forbrukarelastisitet og fleire år med mykje nedbør er lagt til tilsigsstatistikken. Auka utvekslingskapasitet gjer tilgangen til energi betre, sjølv i år med lite nedbør. Analysane til SINTEF viste at kraftprodusentar

disponerer meir forsiktig dersom overføringskapasiteten blir redusert. Analysane viste også at eit stivt forbruk ville gi meir forsiktig disponering.

Innføringa av Energilova fekk konsekvensar for forbrukarane. Før Energilova betalte forbrukarane ein fastpris som elverka ikkje kunne endre, men etter Energilova varierer sluttbrukarprisen med endringane i spotmarknadsprisen. Desse hovudendringane kan ikkje forklare heile reduksjonen i fyllingsgraden. I SINTEF-rapporten blir det påpeika at produsentane seier dei held tilbake vatn for å ta ansvar for forsyningssikkerheita, men det er ikkje urimeleg å anta at den holdninga er redusert i forhold til tidlegare då ansvaret var formelt. [2]

Hovudkonklusjonen i rapporten til SINTEF er at dei ikkje hadde grunnlag for å hevde at vasskraftmagasinindisponering gav ein for låg magasinfylingsgrad, samanlikna med ei samfunnsøkonomisk optimal disponering ved kraftmarknadssituasjonen i 2007 [2]. Statkraft støttar denne konklusjonen i ei høyringsuttale til OED [9]. Statkraft skriv:

”Den regulerte vannkraften er bygd ut for å utnytte forventet historisk tilsig på en optimal måte innefor akseptable miljømessige rammer. ... Vi mener at liberaliseringa av kraftmarkedene har medført økt forbrukerfleksibilitet og lettere tilgang på kraft fra våre naboland i tørre år. Etter vår oppfatning har man ikke grunnlag for å konkludere med at magasinfyllingen i de kritiske periodene (tørre år) har blitt forverret som følge av Energiloven.” [9]

I høyringsuttalen er Statkraft også svært kritisk til nye restriksjonar på disponering av vasskraftmagasin. Ved å stille strengare krav til nivået på fyllingsgrada ved ein gitt dato om våren eller sommaren, vil dette få svært uheldige samfunnsøkonomiske innverknadar, til dømes på produksjonsevna om vinteren, risikoen for flaum, høgare kraftprisar og handtering av nye uregulerbare energikjelder. [9]

Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning skreiv ein rapport om utnytting av vasskraftmagasin i 2003. [10] I rapporten argumenterer dei for at ein desentralisert marknadsøkonomi vil utnytte vasskraftmagasina samfunnsøkonomisk optimalt, men dersom kraftprodusentar har marknadsmakt og tilsiget er kjent, vil disponeringa ikkje

vere samfunnsøkonomisk optimal. Dette gir ein indikasjon på at disponering ikkje vil vere optimal ved utøving av marknadsmakt, også når tilsiget er ukjent. [10]

2.2.2 Endringar i kraftsystemet dei neste åra

Hensikta med dette avsnittet er å gi ei kort innføring i kva for nokre endringar i kraftsystemet som kan påverke disponeringa av vasskraftmagasin.

Sverige blei 1. november 2011 delt inn i fire prisområde, for kjøp og sal av kraft, på kraftmarknaden. Målet med denne inndelinga var å få ei sikrere drift av det svenske kraftsystemet, samt gi ei sikrere straumforsyning til Sør-Sverige og Sjælland, og ein høgare kraftimport til Sør-Noreg og Sør-Sverige i periodar med høgt forbruk. [11]

Med denne inndelinga er det forventa at kraftprisane, i midtre og nordre delar av Noreg og Sverige, blir lågare enn før, når forbruket er høgt i Sør-Sverige. I tillegg skal inndelinga gi meir presise prissignal til produksjon og forbruk i Sverige, og redusere utfordringane med utveksling av energi til andre land [11]. Det er litt uklart kva konsekvensar denne inndelinga av Sverige vil ha for disponeringa av vasskraftmagasin, men truleg vil det ikkje gi veldig store endringar i forhold til disponeringa i dag.

Elsertifikat, eller "grønesertifikat", blei innført i Noreg den 1. januar 2012, med eit mål om å auke produksjonen av fornybar energi. Saman med Sverige, som har hatt elsertifikat sidan 2003, dannar Noreg no ein felles elsertifikatmarknad. Dette er ei finansieringsordninga der straumkundane, med eit påslag i straumprisen, skal vere med å bidra til investeringar i fornybar energi. [12] Målet er å auke kraftproduksjonen basert på fornybar energi med 26,4 TWh i Noreg og Sverige fram til 2020. [13]

Kraftleverandørar og visse straumkundar blir pålagt å kjøpe elsertifikat for ein del av straumen dei kjøper og bruker. Kraftprodusentar som investerer og bidreg til aking av fornybar energi, får tildelt eit elsertifikatet for kvar "fornybar" MWh dei produserer. Desse kan bli selt og dermed gi ei ekstrainttekt, i tillegg til straumprisen. [13]

Ny fornybar energi i form av vindkraft og små vasskraftverk gir meir uregulert energiproduksjon. Det vil gi større variasjonar i produksjon av elektrisk energi på grunn av variasjon i vêr og vind. Dette gir nye utfordringar for vasskraftprodusentar, som får fleire faktorar å ta omsyn til ved disponeringa av vasskraftmagasin. I hovudsak er likevel

elsertifikat med på å sikre Noreg betre og meir stabil kraftforsyning med ny fornybar energi. [12]

Statnett har ein ambisjon om at neste generasjons sentralnett skal vere etablert innan 2030. Nettdrift og situasjonar i nettet dei siste åra har vist at marginane har blitt mindre enn tidligare, og sårbarheita større. I 2010 innførte Statnett nye dimensjoneringskriterium for nettplanlegging. Hovudprinsippet for drifta av sentralnettet er at feil på ein enkelt komponent normalt ikkje skal gi avbrot for sluttbrukaren, N-1 kriteriet. Dette skal gi større forsyningssikkerheit, og vere ein sterk pådrivar for nettutvikling. [14]

Utbygginga av nettet vil knytte landsdelane sterkare saman, og gi likare kraftprisar. I tillegg vil nye bindingar til utlandet gi større moglegheiter for utveksling av kraft. Til saman vil dette legge til rette for verdiskaping over heile landet, og gi ein meir stabil situasjon for både produsentar og forbrukarar [14]. Vasskraftprodusentar får større moglegheit for utveksling av straum, som gjer at konsekvensane av lite tilsig blir mindre.

Den neste store endringa i kraftsystemet i Noreg dei kommande åra er innføringa av AMS, avanserte måle- og styringssystem. Innan 1. januar 2017 skal alle nettselskap ha installert AMS [15]. Desse målarane registrerer straumforbruket på timesbasis, og sender informasjonen automatisk til nettselskapa. For kunden blir dermed straumrekninga meir presis og ein treng ikkje lenger "å lese av straumen". I kraftmarknaden bidreg AMS først og fremst til ein meir effektivt sluttbrukarmarknad, økt leveringssikkerheit og betre forsyningsbalanse [16]. For vasskraftprodusentar kan AMS gi utslag i forbrukarelastisitet. I ein svært krevjande kraftsituasjon vil forbruket kanskje bli meir redusert med AMS.

I mars 2012 kom siste energiutgreiing til Olje- og energidepartementet [17], som vurderer energi- og kraftbalansen i Noreg fram mot 2030 og 2050. Rapporten framhevar at Noreg i framtida vil få vidare auking i elektrisitetsforbruket, mest på grunn av auke i folketalet, og elektrisitet vil dessutan få ei viktigare rolle i energisystemet. Systemet blir meir sårbart for avbrot, og kravet til forsyningssikkerheit blir større. Ny fornybar kraft vil gi lågare kraftprisar i Noreg enn på kontinentet, samtidig vil nye overføringslinjer gjere kraftmarknadane meir integrerte. [17]

3. Insentiver

Gjennom ein diskusjon om samfunnsansvarleg disponering av vasskraftmagasin har ulike aktørar fremma forskjellige forslag til korleis ein kan endre disponeringa. I dette kapittelet vil desse forslaga bli presentert, ein vil sjå kva grad av støtte forslaget har blant fagpersonar, samt nokre politikarar. Det meste av diskusjonen er henta frå ulike artiklar i Teknisk Ukeblad.

3.1 Kraftsituasjonen vinteren 2009/2010 og 2010/2011

Dette avsnittet er eit kort samandrag av Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE, sine rapportar om kraftsituasjonen vinteren 2009/2010 [18], og kraftsituasjonen vinteren 2010/2011 [19]. Her blir dei viktigaste årsakene til kraftsituasjonen dei siste åra poengtert.

Det går føre seg ein diskusjon om i kva grad disponering av vasskraftmagasin er optimal sett frå eit samfunnsansvarleg perspektiv. I byrjinga av 2011 var det til stadigheit artiklar i Teknisk Ukeblad som omhandla tema om disponering av vasskraftmagasin i Noreg. NRK hadde i programmet Brennpunkt den 8. november 2011 ein reportasje om mytar kring kraftproduksjonen og kraftforbruket i Noreg, etter innføringa av Energilova av 1990 [20]. Bakgrunnen for den pågåande diskusjonen er kraftsituasjonane dei siste vintrane, som har hatt høge kraftprisar og låg magasinutfyllingsgrad.

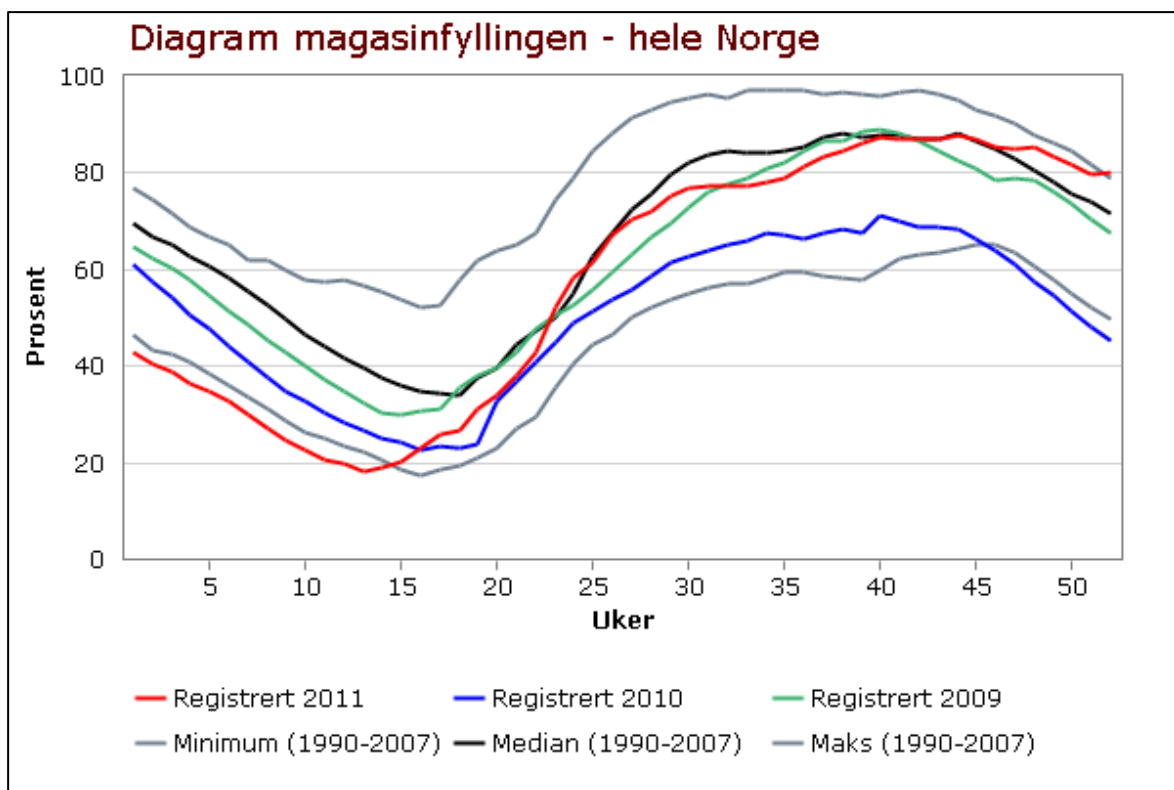
Vinteren 2009/2010 blei det sett rekordar både i høgast kraftpris og høgast forbruk. Kraftprisen var i enkelte timar i løpet av vinteren oppe i nesten 12 kr/kWh. Den høgaste registrerte prisen i Noreg nokon gong var i time 18 den 17. desember i 2009, og var då heile 11,797 kr/kWh. I tillegg var det også svært høge kraftprisar den 8. januar og 22. februar i 2010 [18]. Desse prisane gjaldt høgprisområda; Midt-Noreg, Nord-Noreg, Sverige, Finland og Sjælland. Det var i denne same perioden kraftig redusert overføringskapasitet mellom Sør-Noreg og Sverige. Sør-Noreg som var eit overskotsområde hadde derfor ikkje like høg kraftpris som resten av Norden.

Grunnen til dei høge kraftprisane var ei følgje av svært låg kjernekraftproduksjon i Sverige, og svært kaldt vêr i Norden. I tillegg var det eit svært stivt forbruk, som ikkje endra seg noko nemneverdig med den høge prisen. Det kalde vêret gav eit svært høgt forbruk og det blei registrert eit rekordforbruk i Noreg den 6. januar 2010 i time 9 på heile

23 994 MWh [18]. Dette er det høgaste registrerte forbruket i ein enkelt time nokon gong.

Sidan kjernekraftproduksjonen var låg og forbruket høgt, gav dette full produksjon av vasskraft. Saman med eit lågt tilsig gjennom perioden gav dette svært sterk nedtapping av magasinane, og dermed låg magasinutfyllingsgrad.

Gjennom sommaren 2010 var kraftprisen også høg, noko som resulterte i at importen til Noreg var høgare enn normalt. Likevel klarte ikkje vasskraftprodusentane å hindre at magasinutfyllingsgraden blei rekordlåg ved inngangen til vinteren 2010/2011. [19]



Figur 3.1-1 Registrert magasinutfyllingsgrad i norske vassmagasin i perioden 2009-2011, samt median og ekstremverdiar i perioden 1990-2007 [21]

Figur 3.1-1 viser at magasinutfyllingsgraden mot slutten av 2010 går under tidlegare registrert minimumsverdi. I denne perioden, før årsskiftet, var vêret svært kaldt, og i Noreg blei det meldt om kulderekordar i fleng i november månad [22]. Dette gav eit høgt forbruk, og derfor var magasinutfyllingsgraden rekordlåg ved inngangen til vinteren. Gjennom vinteren var kraftprisen i snitt høgare enn året før, men likevel var det ikkje like høge pristoppar i denne perioden. Den høge prisen gjennom vinteren gav meir import enn normalt, samt eit lågare forbruk. Problem i det svenske kraftnettet gjorde at

kraftoverføring mellom Sør-Noreg og Sør-Sverige var svært liten, noko som medverka til ytterligere nedtapping av vassmagasin i Noreg. Noreg unngjekk ei kraftkrise på grunn av tidleg snøsmelting, og eit mildt vêr i april. I veke 15 i 2011 var magasinfyllingsgraden over tidligare registrert minimumsverdi i registreringsperioden. 2011 var eit "vått" år, og i løpet av sommaren og hausten auka magasinfyllingsgraden. I utgangen av året var fyllingsgraden faktisk høgare enn registrert maksimumsverdi for perioden 1990 til 2007, sjå Figur 3.1-1. [23]

Hausten 2011 kom NVE med ein rapport som vurderte magasinindisponeringa dei to føregåande vintrane. Rapporten blei utarbeida ved å undersøkje korleis magasinane var disponert, ved hjelp av detaljert magasindata. I tillegg blei det gjort vurderingar av kor god ressursituasjonen var til ei kvar tid, basert på prognoser og utrekningar framover i tid. På bakgrunn av dette fant ikkje NVE kritikkverdige forhold knytt til kraftprodusentane sine disponeringsavgjersler. Gitt det gjeldande marknadssystemet og informasjonen som var tilgjengeleg til ei kvar tid, hadde kraftprodusentane tilpassa produksjonen etter det. [24]

NVE konkluderer, på bakgrunn av denne undersøkinga, med at organiseringa av marknaden fungerte vintrane 2009/2010 og 2010 /2011, med det er rom for forbetring i framtida. Dei viser til at det kan vere store ulikskapar i magasindata mellom ulike vassdrag og ulike deler av landet, og innan eit prisområde. NVE meiner det bør bli undersøkt om fleire prisområde og meir offentleggjering av informasjon om detaljert magasindata, vil gi ein betre vassmagasinindisponering. Fleire prisområde saman med meir informasjon kan gi meir presise prissignal til vasskraftprodusentane. Dette kan gi meir effektiv handsaming av flaskehalsar, lette systemoperatørane sitt arbeid med drift av nettet og dermed gi betre forsyningssikkerheit. [24]

3.2 Nedre grense for fyllingsgrad i vassmagasin

Det er mange som vil leggje restriksjonar på vasskraftprodusentane for å unngå ei kraftkrise. Det er foreslått å sette ei nedre grense på fyllingsgraden i vassmagasin [1]. Formålet med dette forslaget er å unngå at vassmagasin blir tappa uforvarleg langt ned, og i tilfelle rasjonering vil det vere ein ekstra reserve i vatnet som er lagra. Det er ulike forslag til korleis denne grensa skal setjast, om det skal vere ei konstant nedre grense eller om det skal vere ei dynamisk grense, som endrar seg gjennom året. Ved å fastsetje ein minimumsfyllingsgrad for kvar enkelt veke i året, blir vassmagasindisponering regulert gjennom året, og det er då alltid tilstrekkeleg med vatn i vassmagasina. [25]

Dette forslaget har møtt svært kritiske røyster, blant anna meiner Svein Roar Brunborg at ein må unngå dette for ein kvar pris, fordi det øydelegg dynamikken i marknaden. *”Administrative disposjoner fjerner prissignal, og da fjerner man også insentiv til fleksibilitet. Det vil gjøre systemet mindre robust og mindre dynamisk”* [1].

Ketil Solvik-Olsen, Fremskrittspartiet sin tidlegare energipolitiske talsmann, var også kritisk til forslaget om ein minimumsfyllingsgrad for vassmagasina. Han kommenterte at dynamikken forsvinn om kraftselskapa ikkje kan ta omsyn til vêrvarslinga når dei skal planleggje disponering, og at ein heller må planleggje ut frå ein detaljstyrt kraftmarknadspolitik. [26]

Sosialistisk Venstreparti (SV) støttar forslaget om ei nedre grense, og under landsmøtet i mars i 2011 uttalte dei at *”En ny energilov må sikre myndighetene langt større muligheter for å styre energiselskapene, spesielt når det gjelder størrelsen på reserver og omsetningstidspunkt for energi”* [27].

Forslaget om ei nedre grense, har fått blanda mottaking hjå politikarane, medan fagpersonar er sterkt kritiske, sidan det ikkje er i samsvar med marknadsmekanismane.

3.3 KILE-ordning for vasskraftprodusentar

Svein Roar Brunborg, tidlegare byråsjef og avdelingsdirektør i Olje- og energidepartementet, har vore kritisk til å ha fast nedre grense på vassmagasin. Han meiner ein må ta i bruk ei insentivordning som er marknadsbasert, og som "straffar" kraftselskap som tappar vassmagasina tomme. [1]

Brunborg viser til at nettselskapa blir straffa når sluttbrukarane ikkje har tilgang på straum på grunn av feil i kraftnettet [1]. Denne ordninga blir kalla KILE-ordninga, kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikkje levert energi. Ordninga trådde i kraft 1. januar 2001, og er ei insentivregulering som skal sikre at nettselskapa driftar og bygger kraftnettet med mål om samfunnsøkonomisk optimal leveringspålitelegheit. Den skal gi nettselskapa økonomisk motivasjon til å bruke ressursane sine riktig, innanfor dei rammene og vilkåra som myndigheitene har gitt. [28]

KILE-ordninga "straffar" nettselskapa for alle avbrot i høgspenningsnettet. Ordninga gjer at sluttbrukarane sine kostnader ved avbrot blir tatt med i dei økonomiske vurderingane hjå bedriftene. Sidan nettselskap er i ein monopolsituasjon, har myndigheitene gitt ei inntektsramme. KILE-kostnadane inngår i inntektsramma til nettselskapa, som ein del av selskapets kostnadsgrunnlag og normkostnad, på same måte som andre kostnader. Det som eigentleg skjer er at inntektsramma blir redusert på grunn av avbrot (ikkje levert energi), og selskapet tener mindre ved avbrot i nettet. [28]

Sluttbrukarane er delt opp i seks ulike sluttbrukargrupper, og kostnaden ved avbrot er justert for forskjellige sluttbrukarar. For kvar av desse gruppene er det laga ein tidsavhengig kostnadsfunksjon, som skal reflektere sluttbrukarens kostnad ved avbrot. Denne funksjonen blir korrigert for å ta omsyn til tidspunkt for avbrot, og om avbrotet var varsla eller ikkje. [28]

Ove Wolfgang ved SINTEF Energi hevdar at å "straffe" kraftprodusentar for manglande produksjon bryt med filosofien for dagens Energilov. Det einaste dei er forplikta til å produsere er det som er bydd inn til spotmarknaden dagen før. I tillegg kommenterer han at vasskraftprodusentane allereie har eit kraftig insentiv for å unngå rasjonering, nemleg rasjoneringsprisen eller intervensjonsprisen. Han foreslår ei hypotetisk utforming av insentivordninga, der Statnett eller NVE på eit vilkårleg tidspunkt kan forlange ein viss

minimumsproduksjon frå vasskraftprodusentar neste døgn. Dette gir eit tilleggsinsentiv til rasjoneringsprisen, som forbrukarane ikkje direkte blir eksponert for, og det kan ha sine fordelar, kommenterer Wolfgang. [29]

Frå politisk hald møter Brunborgs forslag både støtte og motstand. I eit representantforslag frå nokre av KrF sine stortingsrepresentantar ynskjer dei at regjeringa skal undersøkje og vurdere ulike insentivordningar for å halde tilbake vatn [30]. Siri A. Meling frå Høgre meiner forslaget til Brunborg er eit steg tilbake i forhold til Energilova. Ho sit i Stortingets energi- og miljøkomité og synest at insentiva er gode nok. Viss ikkje kraftselskapa har noko straum å selje vil dei miste truverd i marknaden. Derfor vil dei balansere produksjonen sin i forhold til årstidene, nedbør, temperatur og marknadsanalysar, uttalar ho [31]. Samtidig fryktar ho at eit slikt inngrep vil gi ein høgare pris for sluttbrukarane. Prisen for straum vil bli høgare om hausten for at kraftselskapa skal spare vatn og unngå straffekostnaden. Fulle magasin resulterer i meir spillvatn, og dermed tapte inntekter for kraftselskapet og deira eigarar, og den prisen må sluttbrukarane betale [31].

3.4 Energiopsjonar i produksjon

Energibedriftenes Landsforeining (EBL), no Energi Norge [32], foreslo etter den krevjande kraftsituasjonen vinteren 2003 å innføre energiopsjonar for å sikre tilstrekkeleg energidekning, særleg mot slutten av tappesesongen [33]. Energiopsjon betyr ein rett til å fysisk disponere ei gitt mengde vatn. Med denne løysinga ville myndigheitene kontinuerlig overvake og vurdere kraftsituasjonen og magasinutviklinga. Viss myndigheitene synest situasjonen er så krevjande at ein bør sikre seg eit tilstrekkeleg restmagasin mot slutten av tappesesongen, vil produsentar og større forbrukarar bli spurt om å gi eit tilbod for å levere energi i blokker på ei veke mot slutten av tappesesongen. Om det skulle vere naudsynt, må myndigheitene kjøpe opp heile reservemagasinet i sikring for å kunne ha forsyningsikkerheit mot slutten av tappesesongen. [34]

Formålet med energiopsjonar er at kraftprodusentane skal vurdere mengda vatn i magasina ytterligare med omsyn til verdi og storleik. Intensjonen med forslaget er å la førespurnaden om tilbod på energiopsjonar gjere at ein sparar meir vatn lenger ut i tappesesongen. Ved å innføre økonomiske straffeordningar ved mangelfull eller fråverande levering, vil ein sikre at vatn blir lagra slik at det kan bli brukt i kritiske veker [34].

I Stortingsmelding nr.18 [33] frå 2003 vurderte OED om insentivet med energiopsjonar ville kunne bidra til ei samfunnsansvarleg handtering av ein svært krevjande kraftsituasjon, og om det vil redusere risikoen for rasjoneringsinngrep. OED hevda det var svært usikkert kva effekten av ei slik ordning vil bli, og kravde nærare analyse av tiltaket og den samfunnsøkonomiske effekten, før tiltaket EBL hadde føreslått kunne bli innført.

I 2006 gjennomførte Statnett ein analyse av ei rekke tiltak for å unngå eller meistre ein svært krevjande kraftsituasjon [34], deriblant energiopsjon på produksjon frå vasskraftverk. Statnett meinte ei slik ordning berre ville virke dersom dei, eller ein sentralinstitusjon, kjøpte opsjonar for heile den samla produksjonen, frå kjøpstidspunktet og til mangelsituasjonen var over. Viss ikkje ville berre kommersielle aktørar nøytralisere effekten av å kjøpe eit fåtal opsjonar. Statnett framheva at dersom all produksjon blir kjøpt, er det ikkje sikkert at ein vil få den ynskja effekten likevel. Dette er fordi risikoen for vassmangel er uavhengig av kven som eig vatnet. I tillegg er det tre vilkår som avgjer om

kjøparen av alle energiopsjonane endrar vasskraftdisponeringa si i forhold til dei vanlege kraftprodusentane, og oppnår målet ved å unngå ein krevjande kraftsituasjon.

- Viss kjøparen har ein annan informasjon om den kommande kraftsituasjonen enn dei vanlege kraftprodusentane, vil han ta høgde for desse endringane i si disponering av vassmagasina.
- Ei kraftkrise kan bli unngått dersom kjøparen klarer å disponere vasskraftmagasina meir optimalt enn dei vanlege kraftprodusentane.
- Kjøparen har ei anna risikovurdering, eller verdsett det lagra vatnet på ein anna måte.

Statnett vurderer det slik at ein institusjon som skal kjøpe opsjonar, må kunne oppfylle desse vilkåra før det er samfunnsnyttig å innføre insentivet. Dei ser det som utenkeleg at ikkje all relevant informasjon blir delt, i tilfelle ein svært krevjande kraftsituasjon. Det er mogleg at Statnett har betre tilgang på informasjon om magasinutvikling og nettforhold i landet enn kraftselskapa, men dei detaljerte lokalkunnskapane er det kraftselskapa som har. Optimalisering av vassdisponering er svært viktig i ein kommersiell situasjon, og det vil bety at kraftprodusentar prøver å skaffe seg dei beste verktøya og fagpersonane. Dette betyr igjen at dei er minst like gode til å disponere vatnet som ein sentral institusjon, som ikkje disponerer vatn til vanleg. Statnett ville hatt eit større ansvar for å unngå rasjoning, og dermed ha ei anna verdsetjing av vatnet og ei anna risikovurdering. Til tross for at Statnett la premissane for vassmagasindisponering i Noreg kan ein ikkje sjå bort frå faren for rasjoning. Dei nemnte grunnane ovanfor tilseier like gjerne at faren for rasjoning hadde auka ved ei slik ordning. Statnett konkluderer at informasjon er det enklaste for å forbetre ein situasjon der marknaden er på veg i feil retning. [34]

For å kunne ha ein større sikkerheitsmargin mot rasjoning, må ein ved inngangen til tappesesongen ha høgare magasinifylling enn marknaden ville hatt. Dermed må Statnett overta forvaltingsansvaret for heile området svært tidlig, før tappesesongen byrjar. Statnett viser til at det ikkje er politisk aktuelt i Noreg, og dermed anbefaler dei ikkje energiopsjon på produksjon. [34]

3.5 Andre insentivforslag

Einar Hope har blitt kalla "Energilovas bestefar", sidan forskinga hans var med på å leggje grunnlaget for Energilova. Han er i dag professor emeritus ved Norges Handelshøgskole [35]. Han er kritisk til å innføre ei nedre grense på tapping av vassmagasin, sidan det er eit stort inngrep i kraftmarknaden, og minkar effektiviteten i marknaden. Hope synest forslaget til Brunborg ser interessant ut, men han viser til at det er mange moglege måtar å utforme slike insentiv. [35]

Eit insentiv Hope synest er spennande er energisertifikat i produksjon. Statnett eller regionale nettselskap kan sende ut sertifikat til kraftselskap, som ein kompensasjon for å halde tilbake vatn i vassmagasina [35]. Ved å påleggje aktørane i kraftmarknaden å ha ei viss mengde sertifikat i forhold til forventta energiforbruk, vil dette sikre ein etterspørsel etter energisertifikat. Marknaden vil dermed gi ein pris for energisertifikat, etter same prinsipp som med grønesertifikat [30].

Viss kraftselskapa sine forventingar om marknad, tilsig og forbruk slår feil, då meiner Hope at det kan vere ein god idé å sikre seg ein reserve i form av vatn i magasina. Han uttalar at

"Verktøykassen bør suppleres med ordninger som gjør at vi kan få en magasinindisponering som gir insitamentet til den enkelte kraftverkseier til å opptre i henhold til gode samfunnsøkonomiske vurderinger" [35].

Det er også foreslått andre moglege ordningar som "verktøykassa" kan innehalde. Her kjem energirådgivar Brunborg med eit nytt forslag om ei ordning der kraftselskapa ikkje kan vise til force majeure ved rasjonering, eller om vassmagasina har blitt tappa tomme på grunn av lite tilsig. Dette meiner Brunborg hadde vore det enklaste insentivet for at kraftselskapa ikkje skulle tappe vassmagasina for langt ned. Med denne ordninga skal straumleverandørane betale ein kompensasjon til kundane som er i storleik med den i KILE-ordninga [1]. Han har enda eit forslag som går ut på at straumleverandørane må kjøpe ei forsikring. Straumleverandørane må betale ein liten forsikringspremie for kvar kunde til kraftprodusentane, slik at ein gir kraftprodusentane økonomisk motivasjon til å halde på meir vatn i magasina. [1]

Dåverande energiminister, Terje Riis-Johansen, uttalte til Teknisk Ukeblad, våren 2011, at han ikkje ville gi noko vurdering på om Brunborgs forslag om økonomisk straff, Hopes energisertifikat eller EBLs energiopsjonar på produksjon var best, men ville ha ein gjennomgang når vinteren var over [36]. Frp sin dåverande energipolitiske talsmann, Ketil Solvik-Olsen, ynskte at ordningane skulle bli utreda, og at regjeringa skulle bruke OED sin kapasitet til å få utgreiinga med i deira neste energimelding [26].

3.6 Insentivet ligg i prisen

Det er ikkje alle som er einige i at vasskraftprodusentar treng fleire insentiv for å disponere vassmagasina sine. Desse meiner at vasskraftprodusentar alltid vil produsere slik at dei får mest mogleg igjen for det vatnet dei har tilgjengeleg. Derfor har vasskraftprodusentar eit insentiv om å ha vatn tilgjengeleg til ein eventuell krevjande kraftsituasjon, sidan kraftverdien er svært høg under slike periodar.

Christian Rynning-Tønnesen, administrerande direktør i Statkraft, uttalte i ein artikkel den 14. januar 2011 i Teknisk Ukeblad at han ikkje kunne sjå noko som ville virke betre enn dei marknadsinsentiva som allereie er gjeldande. Han seier vidare

”Det ligger innbakt i det markedsregimet vi har at kraftprodusenten hele tiden prøver å produsere kraft når den er mest verdt. Det betyr at vi prøver å spare vannet til det er mest bruk for det. Når det er mye nedbør, forsøker vi å produsere slik at vi unngår at vannet går over demningene.” [37]

Rynning-Tønnesen hevdar at marknadssystemet i Noreg i dag, fungerer godt som ein overordna filosofi. Nokon meiner likevel at kraftselskapa ikkje tek ansvar, at dei produserer uforsvarleg og skur opp prisane for å tene mest mogleg pengar. Rynning-Tønnesen svarar at kraftprisane speglar vasstanden i magasina. Om prisen er høg er det fordi ein vil halde att vatn i magasina, for å kunne bruke det seinare til å produsere meir energi ved ein eventuelt meir krevjande situasjon. [37]

Som nemnt tidlegare meiner Høgre sin representant, Siri A. Meling, at insentiva er gode nok slik dei er i dag. Kraftprodusentane kan ikkje gå tomme for vatn, for då mistar dei truverd og forretningsgrunnlaget sitt. Ho synest ikkje ein skal ta forhasta avgjersler som kan øydelegge dynamikken i marknaden, og viser til at situasjonen som oppstod vinteren 2011 ikkje er ein normalsituasjon. [31]

4. Samkjøringsmodellen

Dette kapittelet vil forklare oppbygginga av Samkjøringsmodellen, EMPS, samt gi ei framstilling av datasettet som blir brukt til å simulere det nordiske kraftsystemet. Kapittelet er i all hovudsak basert på referansar frå brukarretteiing for samkjøringsmodellen [38], og kompendiet i faget ELK-15, Hydro Power Scheduling [4] ved NTNU. Meir utfyllande og detaljert beskriving finst i desse kjeldene.

4.1 Teoretisk bakgrunn

Samkjøringsmodellen er ein fleirområdemodell for langtidsplanlegging av vasskraftmagasindisponering. Det er to fasar i løysingsprosessen av modellen. Først ei strategifase der vassverdimatrisa blir utrekna, som i neste fase blir brukt i ei simulering av systemet, simuleringsfasa. Samkjøringsmodellen kan bli brukt til driftsplanlegging på lokalt og nasjonalt nivå, utbyggingsplanlegging, miljøundersøkingar, marknadsundersøkingar og nettutrekningar. I lastflytutrekningar må Samkjøringsmodellen bli brukt i kombinasjon med andre program, som Samlast eller Samnet, men lastflyt vil ikkje bli undersøkt i denne masteroppgåva.

4.1.1 Strategifasen

I denne fasen blir dei marginale vassverdiane utrekna ved hjelp av stokastisk-dynamisk programmering. Innan dei ulike delområda blir alle kraftverk og magasin aggregert slik at det berre er eit magasin og ein kraftstasjon i kvart delområde. Denne forenklinga må til for å kutte ned på utrekningstida. Ein må ta omsyn til at områda kan bli kopla saman, og dermed har moglegheit for å overføre straum. Viss ikkje dette blei tatt omsyn til, ville delområdet vore isolert og vassverdien i eit overskotsområde ville nesten alltid vore null, medan i eit underskotsområde ville vassverdien nesten alltid vore rasjoneringsprisen. Det er derfor viktig å ta omsyn til overføringskapasitet mellom område, og tilbod og etterspørsel i andre delområde. I modellen blir dette tatt omsyn til ved at kvart enkelt delområde har kvar sine korreksjonsfaktorar. Standardverdien av desse faktorane er estimert av programmet med omsyn til karakteristikken i området. Brukaren av programmet kan seinare nytte desse faktorane for å kalibrere modellen for å få eit godt resultat. Dette vil bli skildra i avsnitt 4.1.4.

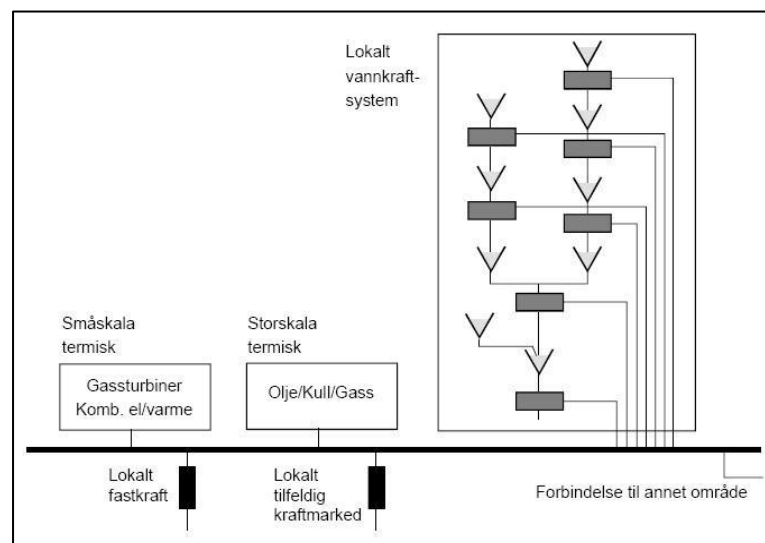
4.1.2 Simuleringsfasen

I simuleringsfasen brukar ein vassverdiane som blei funne i strategidelen til å gjennomføre simuleringa. Ein simulerer for ei gitt mengde med historiske tilsigsår, om heile tilsigsserien blir brukt kjem ann på kva ein vil undersøkje. I kvar veke blir det tatt ei avgjerse angående korleis ein skal disponere vasskraftmagasinet i delområdet optimalt, med bakgrunn i dei utrekna vassverdiane frå strategifasa. Avgjerslene blir gjort på delområdenivå og gjeld den samanslåtte, aggregerte, vasskraftmodellen.

Neste steg i simuleringsprosessen er å gjennomføre ei detaljert tappefordeling. I modellen blir dei samanslåtte magasin og kraftverka delt opp gjennom ein regelbasert strategi. Kraftproduksjon i kvar veke blir fordelt på tilgjengelege vasskraftstasjonar i delområdet. I dette steget blir det sjekka om den føretrekte produksjonsstrategien for ei gitt veke, i eit gitt delområdet, er mogleg innan alle gitte avgrensingar i den detaljerte modellen.

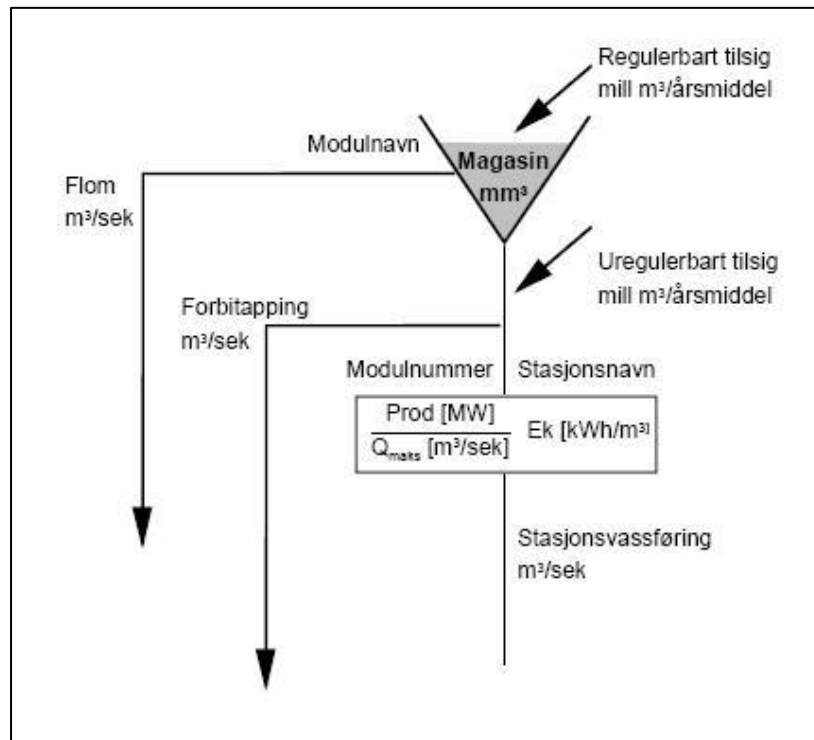
4.1.3 Modellering

I Samkjøringsmodellen blir det brukt ein aggregert modell for eit delområde. Oppdeling av delområda kjem som følgje av ulike karakteristikkar i kraftsystemet. Det kan vere hydrologiske eller andre karakteristiske forhold i vasskraftsystemet, eller overføringskapasitetar. Kvar delområde kan omfatte vasskraft, termisk kraft, fast og prisavhengig krafttetterspørsel, og overføringskapasitetar til andre delområde. Ein modell av delområdet er vist i Figur 4.1-1.



Figur 4.1-1 Skjematisk framstilling av eit delområde [38]

I eit delområde må ein modellere vasskraft, termisk kraft, marknad og nettdata meir detaljert. Vasskraftsystemet blir skildra ved hjelp av standardmodular som blir kopla saman gjennom vassvegar for stasjonsvassføring, forbitapping og flaum/overløp. Figur 4.1-2 viser eit døme på ein slik standardmodul som inneheld eit magasin, ein stasjon, tilsig, restriksjonar og pumpedata. Tilsig og tidsvariable restriksjonar har ei tidsoppløysing på ei veke.



Figur 4.1-2 Standard vasskraftmodul [38]

I standardmodulen er magasinvolumet gitt, i tillegg kan det bli modellert ein samanheng mellom fyllingsgrad og magasinkurver som ei stykkevis lineær kurve. Magasinet kan ha restriksjonar på maksimal og minimal magasinfylingsgrad. Kraftstasjonen er skildra ved ein energiekvivalent, og ein stykkevis lineær samanheng mellom produksjon og vassføring ved ei gitt referansefallhøgde. Ved ei endring i fallhøgda kan energiproduksjon bli korrigert ved hjelp av differansen til referansefallhøgda. I tillegg kan det vere restriksjonar på minste og største stasjonsvassføring, samt minste forbitapping. Regulerbart og uregulerbart tilsig blir også modellert i standardmodulen.

Termiske kraftverk blir normalt modellert som prisavhengige einingar. Kraftverka har ein forventet produksjonskapasitet, og er kopla til variable kostnadar som brenselskostnadar. Ved ei slik modellering blir det føresett at ein kan kjøpe brensel etter behov. Dette er

normalt for kull- og oljefyrte verk, kjernekraftverk og nokre gasskraftverk. Gasskraftverk må ofte bli modellert på andre måtar, på grunn av kontraktfesta leveringsvilkår for gassen og lokale lagringsforhold. For alle termiske kraftverk kan ein modellere inn avgrensingar, som er gjeldane i ulike periodar. Det kan vere periodar med senka grense for maksimal tilgjengeleg kapasitet, utilgjengelege kraftverket i ein forventa driftsperiode, eller den marginale produksjonskostnaden kan vere annleis mellom ulike periodar. Kostnadsendringar kan til dømes komme av innverknad av temperatur på verknadsgraden til kraftverket, eller endra pris på leveranse av brensel.

Marknadsdata består av to hovudgrupper, faste kontraktar og prisavhengige kontraktar. Marknadsdata deler opp året i veker, som igjen blir delt opp i prisavsnitt. Prisavsnitt vil sei at det er ulike prisperiode i løpet av ei veke, til dømes topplastperiodar, låglastperiodar eller grunnlastperiodar. Faste kontraktar kan innehalde kontraktar med førehandsbestemt volum og uttaksprofil, eller brukstidskontraktar. Prisavhengige kontraktar er i følgje brukarretteleinga for Samkjøringsmodellen "*Kontrakter hvor forbruket kan koples inn og ut avhengig av en avtalt utkoplingspris for kontrakten*" [38]. Forbruk med substitusjonsmoglegheit og utkoplingsbar industrilast kan til dømes bruke slike kontraktar.

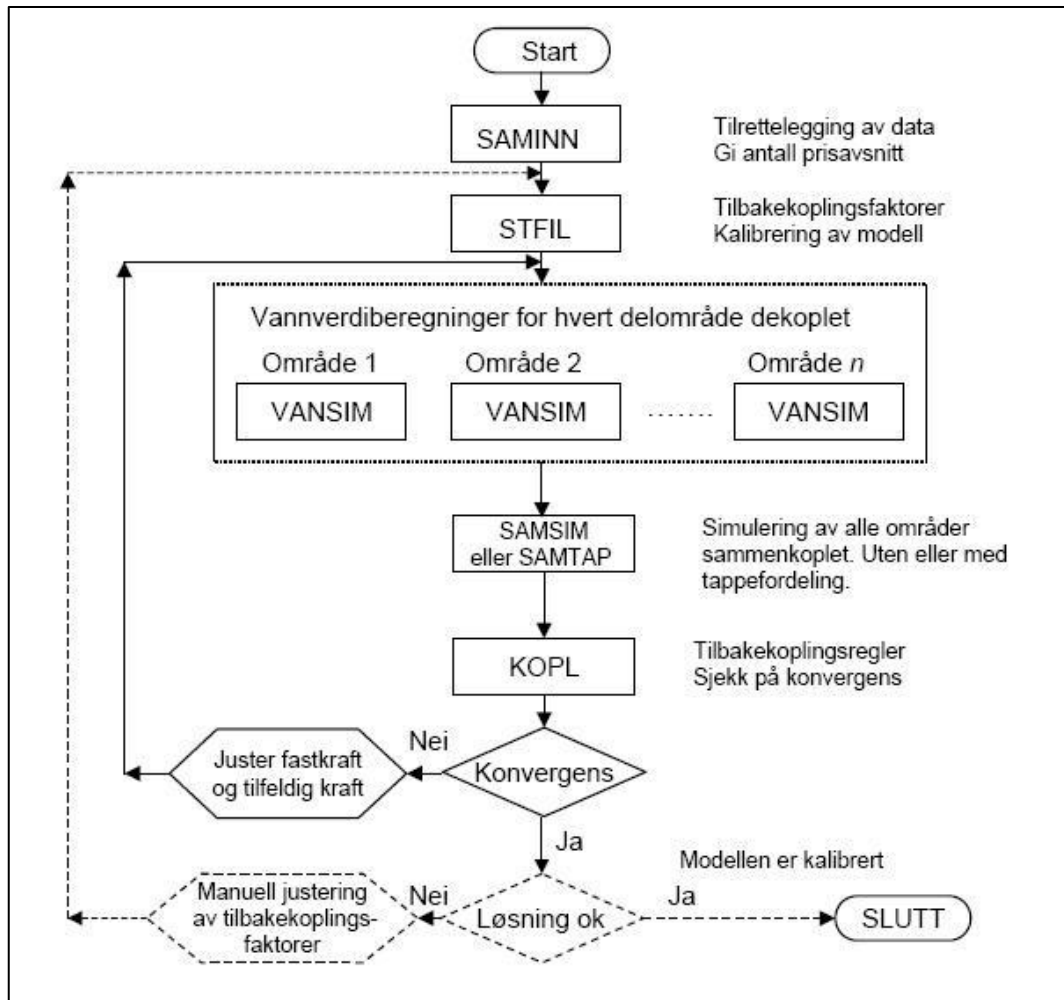
Nettdata er modellert for overføringslinjer til andre tilkopla delområde. Overføringslinja er modellert med lineære tap, maksimale overføringskapasitetar og med overføringsavgifter.

Kraftsystemet og delområda som er modellert må bli avgrensa, men sidan den nordiske og europeiske marknaden har blitt meir og meir samankopla, finst det ikkje noko naturleg grense. Delområde som er med i systemmodellen vil ha ei kopling til, og vere avhengig av, nokre område som ikkje blir tatt med i datasettet. Dermed må ein inkludere denne utvekslinga i systemet. Dette blir i hovudsak modellert på to måtar, enten ved å fastsette volum og prisar, eller ved ei marknadsskildring med prisrekker.

4.1.4 Kalibrering

Som nemnt tidligare reknar Samkjøringsmodellen ut vassverdiane til eit delområde uavhengig av andre delområde. I verkelegheita er delområda kopla saman, og kvart delområde har innverknad på kraftmarknaden og andre delområde. Under utrekning av

vassverdiane blir det brukt korreksjonsfaktorar for å tilføre informasjon om mogleg overføring med andre delområde. Figur 4.1-3 viser ei framstilling av kva program som blir brukt til å kalibrere modellen, og korleis desse heng saman med kvarandre.



Figur 4.1-3 Program som blir brukt for å kalibrere Samkjøringsmodellen [38]

Samkjøringsmodellen gir ikkje automatisk noko optimal løysing. Brukaren må endre på korreksjonsfaktorar for å kalibrere modellen. For å spare tid i kalibreringsprosessen gjennomfører ein fyrst grovkalibrering av modellen, som går føre seg utan tappefordeling. Vidare blir finkalibrering av modellen gjennomført med ein detaljert tappefordeling, for å få meir realistiske resultat.

Det er tre korreksjonsfaktorar som inngår i kalibreringa av Samkjøringsmodellen, tilbakekoplingsfaktoren, formfaktoren og elastisitetfaktoren. Tilbakekoplingsfaktorane for fast etterspørsel har stor innverknad på disponering av vasskraftmagasin, fordi fast etterspørsel utgjer ein stor del av den totale etterspørselen til vanleg, samt at det er

veldig dyrt å redusere ein slik etterspørsel. Tilbakekoplingsfaktoren er meint til å skulle modellere responsen av etterspørsel i andre delområde, til område der vassverdimatrisa blir utrekna. Dermed har tilbakekoplingsfaktoren kontroll over kor mykje fast etterspørsel som blir tatt med i utrekninga av vassverdien, og har derfor innverknad på disponering av vasskraftmagasinet i det aktuelle delområdet.

Formfaktoren skildrar korleis den faste etterspørselen er fordelt gjennom året. Det typiske i Noreg er at det er høgare etterspørsel om vinteren enn om sommaren. Ein høg formfaktor vil auke forbruket om vinteren som tilsvarar eit område med høg reguleringsgrad, medan ein formfaktor lik null tilsvarar ein flat etterspørsel gjennom året.

Den siste korreksjonsfaktoren er elastisitetsfaktoren av prisfleksibel etterspørsel. Denne faktoren påverkar mengda som er tilgjengeleg i kvart prisavsnitt av etterspørselen.

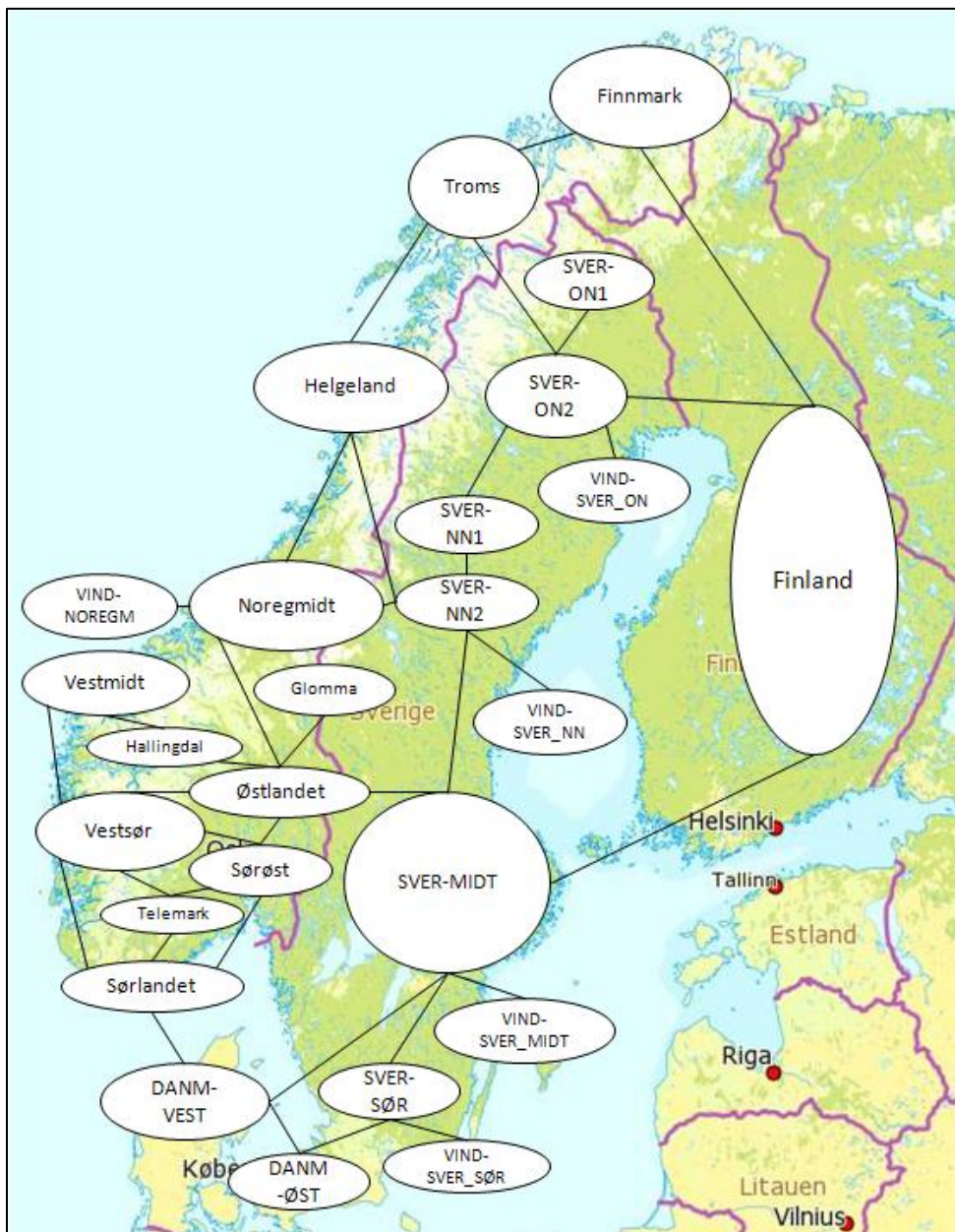
”Liten skaleringsfaktor vil krympe tilbud-/etterspørselkurven, noe som fører til at isopriskurvane blir liggende tettere sammen og dermed mindre utfallsrom for stimulerte magasinutvikling.” [38].

Når Samkjøringsmodellen blir kalibrert er det fyrst og fremst disponering av vasskraftmagasin og driftsavhengige kostnader som er viktig. Magasinfyllingsgraden gjennom året blir registrert, og brukaren må vurdere om strategien for disponeringa er god. For å gjere ei god vurdering må ein sjå på samspelet mellom delområda, viktige signal som fordeling av restmagasin, nedtapping av magasin med høg reguleringsgrad i tørrår, fylling om hausten og liknande.

4.2 Datasettet

I dette delkapittelet blir det gitt ei framstilling av datasettet som er brukt til modellering av Samkjøringsmodellen. Datasettet er gitt av SINTEF Energi, og er oppdatert til å kunne beskrive ein kraftsituasjon lik den nordiske kraftsituasjonen i 2005.

Datasettet har delt kraftsystemet i Norden inn i 21 delområde, i tillegg er det modellert inn 5 vindområde. Figur 4.2-1 viser korleis delområda er kopla saman, og viser grovt kvar delområda har geografisk tilhøyring.



Figur 4.2-1 Geografisk framstilling av kopling mellom delområda

Tabell 4.2-1 viser overføringskapasiteten mellom delområda som er kopla saman. Det som kan vere verd å merke seg, er at overføringa frå vindområda til sine respektive delområde ikkje er avgrensa. Dette kjem av at vindområda eigentleg skal vere inkludert i delområdet, men på grunn av modelleringa av vindområde må ein dele det opp på den måten. Overføringskapasiteten frå delområda i Sør-Noreg til delområdet Noregmidt er svært liten, og dette er noko som stemmer godt med den verkelege flaskehalsituasjonen i Midt-Noreg.

Tabell 4.2-1 Overføringskapasitet mellom delområde

Linjenr:	Frå:	Til:	Kapasitet	
			Frå->Til	Til->Frå
1	SØRØST	ØSTLAND	2 000	2 000
2	TELEMARK	SØRØST	1 800	1 800
3	SØRLAND	SØRØST	800	600
4	SØRLAND	TELEMARK	800	800
5	VESTSYD	SØRLAND	1 200	1 200
6	VESTSYD	TELEMARK	900	900
7	VESTSYD	VESTMIDT	500	500
8	VESTMIDT	HALLINGDAL	2 600	2 600
9	VESTSYD	ØSTLAND	900	900
10	VESTSYD	SØRØST	1 000	1 000
11	HALLINGDAL	ØSTLAND	3 300	3 300
12	NORGEMID	ØSTLAND	600	600
13	HELGELAND	NORGEMIDT	900	900
14	TROMS	HELGELAND	600	600
15	FINNMARK	TROMS	150	150
16	GLOMMA	ØSTLAND	5 000	5 000
17	ØSTLAND	SVER-MIDT	2 200	2 200
18	NORGEMIDT	SVER-NN2	450	450
19	HELGELAND	SVER-NN2	150	250
20	TROMS	SVER-ON2	700	700
21	FINNMARK	FINLAND	120	100
22	SVER-ON2	FINLAND	1 650	1 050
23	SVER-MIDT	FINLAND	550	550
24	SØRLAND	DANM-VEST	900	900

25	SVER-MIDT	DANM-VEST	720	720
26	SVER-SYD	DANM-ØST	1 775	1 700
27	SVER-NN2	SVER-MIDT	7 000	7 000
28	DANM-ØST	DANM-VEST	0	0
29	SVER-ON1	SVER-ON2	2 700	2 700
30	SVER-ON2	SVER-NN1	20 000	20 000
31	SVER-NN1	SVER-NN2	20 000	20 000
32	SVER-MIDT	SVER-SYD	1 500	1 500
33	NORGEMIDT	VIND_NORMI	99 999	99 999
34	SVER-ON1	VIND_SVEON	99 999	99 999
35	SVER-NN2	VIND_SVENN	99 999	99 999
36	SVER-MIDT	VIND_SVEMI	99 999	99 999
37	SVER-SYD	VIND_SVESO	99 999	99 999

Kvart delområde har også ei grense for kor mykje vatn det er mogleg å lagre. I Tabell 4.2-2 blir den samla maksimale magasinkapasiteten i kvart delområde vist.

Tabell 4.2-2 Maksimal magasinkapasitet

Område	[GWh]	
1	GLOMMA	3 155,6
2	ØSTLAND	14 907,3
3	SØRØST	0,1
4	HALLINGDAL	4 955,7
5	TELEMARK	0,1
6	SØRLAND	11 789,3
7	VESTSYD	16 866,9
8	VESTMIDT	10 393,6
9	NORGEMIDT	8 134,2
10	HELGELAND	10 697,9
11	TROMS	7 757,3
12	FINNMARK	783,6
13	SVER-ON1	11 672,3
14	SVER-ON2	6 881,1
15	SVER-NN1	5 120,7
16	SVER-NN2	5 017,8
17	SVER-MIDT	3 072,0
18	SVER-SYD	1 912,2
19	DANM-VEST	0,1
20	DANM-ØST	0,1
21	FINLAND	5 530,0

Magasina i områda SØRØST, TELEMAR, DANM-ØST, DANM-VEST har tilsvarande null i magasinkapasitet. I tillegg er det verd å nemne at HALLINGDAL er gitt ein magasinkapasitet som ikkje blir brukt i dette datasettet. Grunnen til dette er at delområda berre er modellert med overføringskapasitet og fastkraft. Viss ein samanliknar med den faktiske magasinkapasiteten i Norden, ser ein at modellen har totalt 123 692,2 GWh, utan området HALLINGDAL, medan Nordpool [39] brukar ein referanseverdi på 121 176 GWh(12.04.2004) for Norden, når dei oppgir den totale magasinkapasiteten. NVE [23] oppgir at den totale magasinkapasiteten til Noreg er på om lag 86,6 TWh, men i sine statistikkar brukar dei ein total magasinkapasitet på 84,2 TWh. I datasettet er Noregs totale magasinkapasitet på 84,5 TWh, utan HALLINGDAL, noko som gir ein god tilnærming til statistikken frå NVE. Tilsig til kvart delområde og magasin er basert på 75 år med historisk tilsigsdata frå 1931 til 2005.

Modellen er delt opp i 7 ulike prisavsnitt i løpet av veka. Dei ulike prisavsnitta er vist i Tabell 4.2-3, og er modellert for å beskrive endringar i forbruket i løpet av veka.

Tabell 4.2-3 Prisavsnitt

Namn	Timar
HD	30
HK	10
LD	50
N	30
HELG	34
N-LOR	7
N-SON	7
	168

Ein siste karakteristikk som skal nemnast er modellering av fastkraft, og kva som er uelastisk og kva som er prisavhengig. I Tabell 4.2-4 er ikkje vindkraftområda tatt med sidan det ikkje er modellert noko fastkraft i områda.

Tabell 4.2-4 Fastkrafteigenskapar i datasettet

Område	Ikkje prisavhengig fastkraft [GWh/år]	Prisavhengig fastkraft [GWh/år]
GLOMMA	-	-
ØSTLAND	1 355	28 290
SØRØST	238	9 280
HALLINGDAL	-	1 000
TELEMARK	1 225	1 984
SØRLAND	2 065	4 462
VESTSYD	3 012	8 973
VESTMIDT	5 579	6 978
NORGEMIDT	5 768	12 342
HELGELAND	1 068	3 417
TROMS	2 533	4 488
FINNMARK	-	1 539
SVER-ON1	8 282	-
SVER-ON2	-	-
SVER-NN1	-	-
SVER-NN2	18 850	-
SVER-MIDT	88 536,01	-
SVER-SYD	27 132	-
DANM-VEST	15 167	-
DAMN-ØST	11 778	-
FINLAND	85 100	-
SUM	277 688,01	82 753

Av tabellen ser ein også at det er berre i Noreg at fastkrafta er prisavhengig, og er totalt 82 753 GWh/år. Den uelastiske fastkrafta utgjer 277 688,01 GWh/år av dei totale 360 441,01 GWh/år. Det skal seiast at delar av fastkrafta også er temperaturavhengig.

Dei nemnte karakteristikkane er dei mest relevante i datasettet, som er modellert for å likne det nordiske kraftsystemet, med særleg fokus på Noreg.

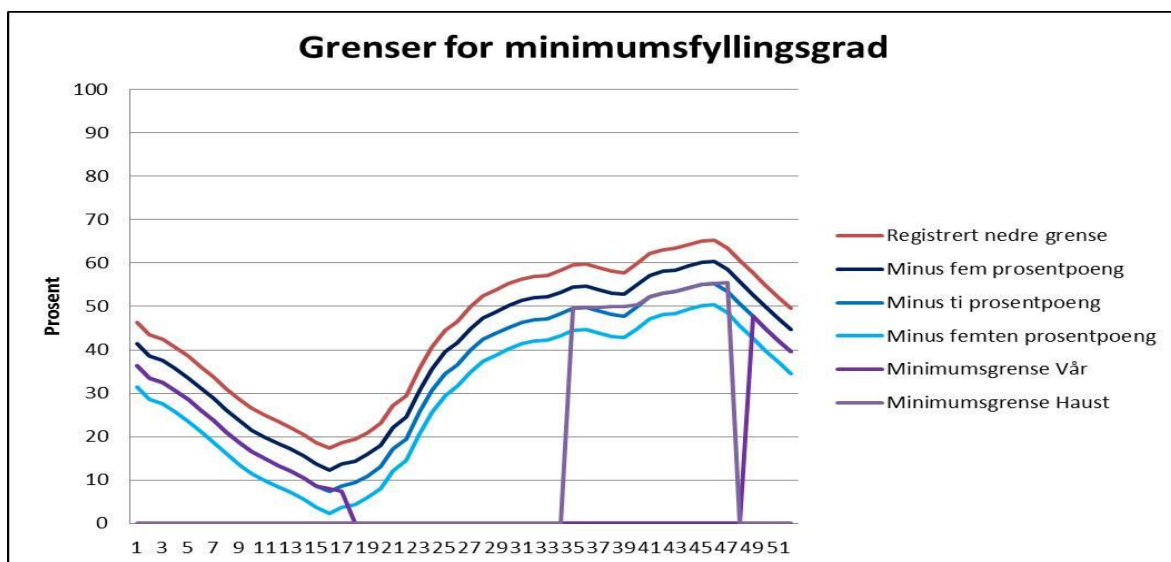
4.3 Modellering av insentiv i Samkjøringsmodellen

Målet med dette delkapittelet er å beskrive korleis insentivmekansimane er modellert og inkludert i Samkjøringsmodellen.

4.3.1 Minimumsfullingsgrad

Eit forslag til restriksjonar på magasindisponeringa er å sette ei nedre grense på fyllingsgraden til vassmagasina. Dette er det mogleg å spesifisere i Samkjøringsmodellen, og det er derfor laga fleire simuleringscase med grenser på minimumsfullingsgrad.

Det er i alt fire casar der det i kvar veke av året er gitt ein minste lovleg fyllingsgrad. I tillegg er det ein case som har grense på minimumsfullingsgrad på våren og ein som har på hausten. Casen med den strengaste grensa tilsvara den minste registrerte fyllingsgraden i Noreg i perioden 1990-2007 [21]. Grensene i dei andre casane er redusert med høvesvis 5, 10 og 15 prosentpoeng i forhold til minste registrerte fyllingsgrad. I casen med berre minimumsgrense på våren, er det lagt inn grense frå veke 49 til veke 17, medan minimumsgrense på hausten er satt frå veke 35 til 47. I desse vekene er minimumsgrensa satt til nærma lik casen med, 10 prosentpoeng lågare enn registrerte verdiar. Alle grensene er vist i Figur 4.3-1.



Figur 4.3-1 Grenser for minimumsfullingsgrad

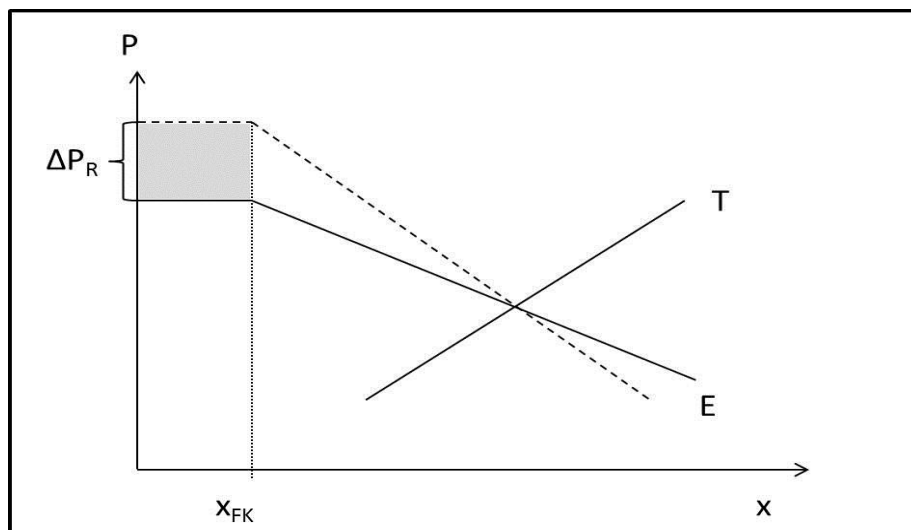
Den høgaste grensa er registrert minimumsfullingsgrad i perioden 1990-2007 og er dermed svært streng. Frå hausten 2010 til våren 2011 blei det registrert rekordlåg

fyllingsgrad, og restriksjonen ville dermed ha blitt krenka i den krevjande kraftsituasjonen [21].

4.3.2 Endring i rasjoneringsprisen

Svein Roar Brunborg kom med eit forslag om å straffe kraftprodusentane viss dei tappar magasinane for langt ned, og dermed ikkje kan produsere energi. Dette vil gi eit tilleggsinsentiv til inversjonsprisen. I referansecasen er inversjonsprisen modellert som ein rasjoneringspris på 37,5 Eurocent/kWh, eller 300 øre/kWh, med ein valutakurs på 8. Rasjoneringsprisen er satt til 37,5 Eurocent/kWh i referansecasen på bakgrunn av undersøkingar ved SINTEF Energiforskning AS [2]. Ved å auke rasjoneringsprisen i Samkjøringsmodellen gir det eit tilleggsinsentiv til kraftprodusentane om å holde tilbake meir vatn i vassmagasinane.

Samfunnsøkonomisk overskot skal gi eit samanlikningsgrunnlag for kva som er den beste disponeringa av dei forskjellige simuleringscasane, men når ein endrar rasjoneringsprisen må resultatet bli korrigert på grunn av uelastisk fastkraft. Figur 4.3-2 viser ein illustrasjon av korreksjon i samfunnsøkonomisk overskot, der ΔP_R er endring i rasjoneringsprisen og x_{FK} er uelastisk fastkraft. Det skraverte området er det som må trekkast frå resultatet gitt i Samkjøringsmodellen. Figuren er berre ei skisse for å vise endringa i uelastiske fastkraft mellom to forskjellig rasjoneringsprisar. Hjelpelinjene er tilbod(T) og etterspørsel(E).



Figur 4.3-2 Illustrasjon av korreksjonen av samfunnsøkonomisk overskot ved endring i rasjoneringsprisen

Dette gir følgjande likning for korrekt samfunnsøkonomisk overskot [29].

$$(1) \quad S\ddot{O}_k = S\ddot{O}_{uk} - \Delta P_R \times x_{FK}$$

$S\ddot{O}$ står for samfunnsøkonomisk overskot, og k og uk står for høvesvis korrigert og ukorrigert overskot.

4.3.3 Endring av korreksjonsfaktorane

Energiopsjonar og energisertifikat i produksjon er veldig vanskeleg og svært krevjande å modellere i Samkjøringsmodellen. For å gi ein indikasjon på korleis desse insentiva vil virke inn på disponeringa av vasskraftmagasin, har korreksjonsfaktorane i Samkjøringsmodellen blitt endra. Ved å auke tilbakekoplingsfaktoren tek ein høgde for meir fastkraft i utrekninga av vassverdien og held tilbake meir vatn.

Det er ingen korrekt modellering av insentivordninga, men ei tilnærming til konsekvensane av meir forsiktig disponering. Dermed er ikkje det samfunnsøkonomiske kostnadsestimatet i samsvar med verkelege kostnaden på desse insentivordningane.

I tillegg til ei manuell endring av korreksjonsfaktorane vil det bli gjort ei automatisk kalibrering av modellen. Dette er ein funksjon i Samkjøringsmodellen som endrar korreksjonsfaktorane for å oppnå høgast mogleg samfunnsøkonomisk overskot i simuleringsperioden. Dette kan gi ein indikasjon på kva som ville vere den beste disponeringa av vassmagasina i perioden.

5. Simuleringar i Samkjøringsmodellen

I dette kapittelet vil resultat frå simulering av Samkjøringsmodellen bli framstilt.

5.1 Referansecasen

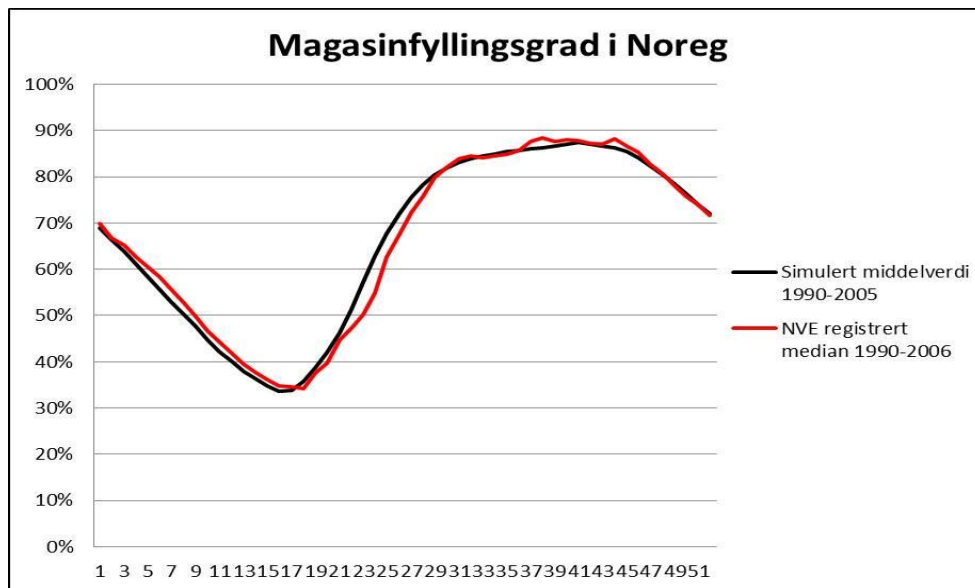
Målet med referansecasen var å lage ein simuleringscase i Samkjøringsmodellen som likna på den verkelege, historiske, kraftsituasjonen som har vore. Dette blei gjort for å ha eit samanlikningsgrunnlag til simuleringar av insentivordningscasane i Samkjøringsmodellen. Ein kan dermed undersøkje samfunnsøkonomisk overskot, og kva for ei insentivordning som er mest lønnsam. I denne resultatframstillinga vil det bli diskutert om referansecasen er god, og kva som kan vere eventuelle grunnar til avvik frå registert statistikk.

I datasettet er det lagt inn historiske tilsigseriar frå 1931 til 2005, og heile perioden kan bli simulert, men det er berre perioden frå 1990 til 2005 som er simulert i referansecasen. Dette er gjort fordi Energilova tredde i kraft i 1991, fordi det finst meir statistikk frå 1990 til 2005 og i tillegg fordi datasettet er laga for å etterlikne kraftsituasjonen i 2005. I tillegg har undersøkingar gjort av SINTEF Energiforskning AS [2] vist at det har skjedd endringar i vasskraftdisponering etter innføringa av Energilova i 1991. Dermed er ikkje perioden før 1990 spesielt interessant i referansecasen.

Statistikk for Noreg i perioden 1990-2007 viser at den gjennomsnittlege magasinfullingsgraden for medianåret i perioden er 66,39 prosent [21]. I Norden var den gjennomsnittlege magasinfullingsgraden 64,38 prosent for medianen i perioden 1990-2006 [39]. Referansecasen blei kalibrert slik at den gjennomsnittlege middelveidien av magasinfullingsgraden skal bli tilnærma lik desse verdiane. Dette blei gjort ved å manuelt endre på korreksjonsfaktorane i Samkjøringsmodellen, først med ei grovkalibrering og deretter i ei finkalibrering. Verdiane av desse korreksjonsfaktorane og fastkraftforpliktinga kan sjåast i vedlegg B.

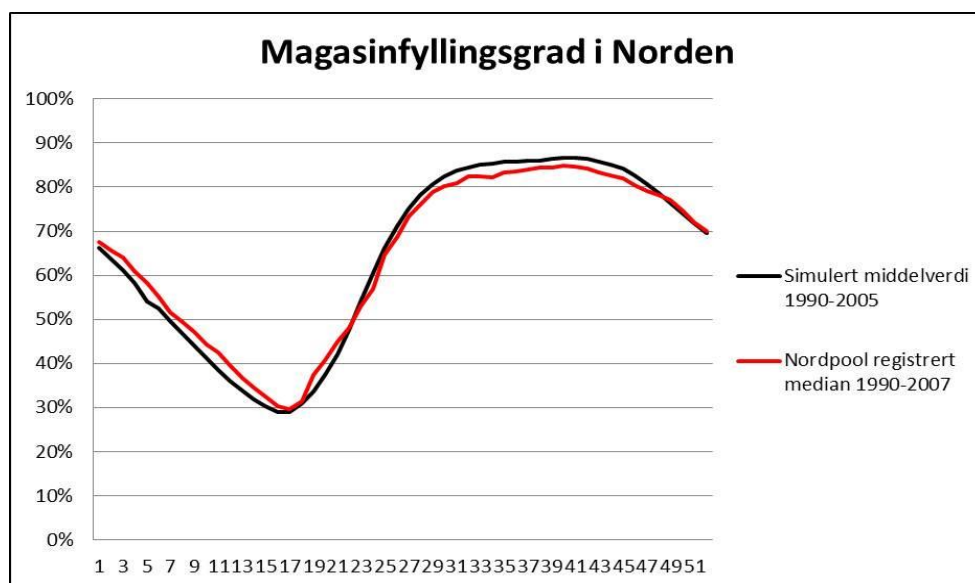
Finkalibrering gav eit resultat på den gjennomsnittlege middelveidien av magasinfullingsgraden i Noreg på 66,37 prosent og i Norden 64,29 prosent. Det resulterer i ein differanse mellom statistikken og referansecasen på minus 0,02 prosentpoeng i Noreg og minus 0,09 prosentpoeng i Norden. I figurane under er det vist korleis magasinfullingsgraden av simulerte middelveidiar og registrerte median utviklar i løpet av

året for både Noreg og Norden. Det er viktig å merke seg at det er forskjell på middelværdi og median slik at resultatet ikke er helt korrekt. Det er også svært viktig å være klar over at simuleringsperioden er fra 1990 til 2005, medan den verkelege statistikken går fram til 2006 i Noreg, og 2007 i Norden.



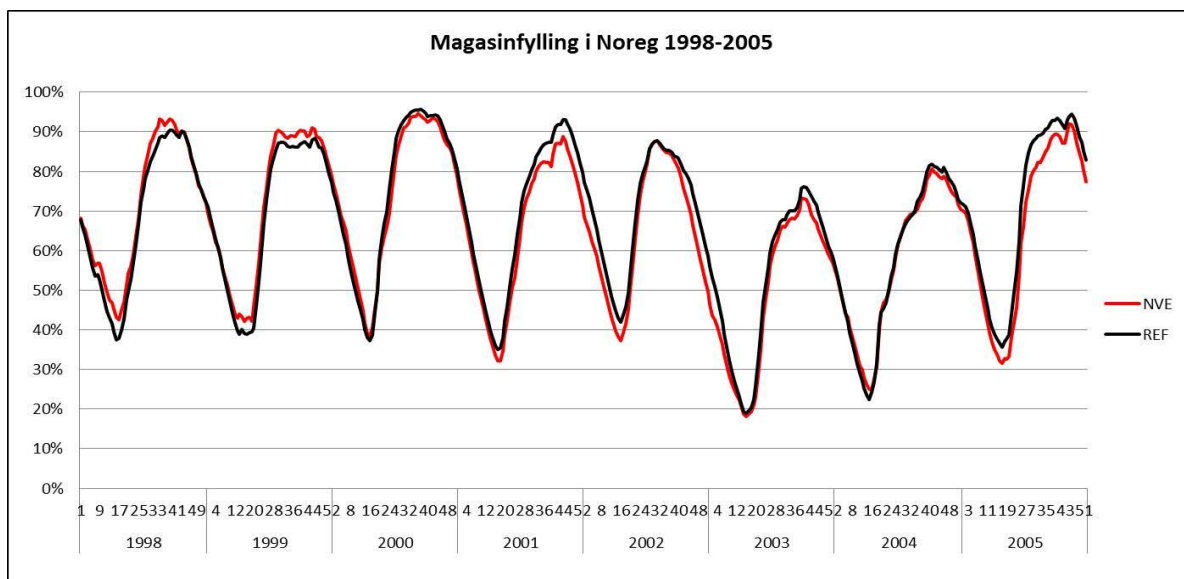
Figur 5.1-1 Simulert middelværdi av magasinfyllingsgrad i perioden 1990-2005 og registrert median av magasinfyllingsgraden i perioden 1990-2006 for Noreg [21]

Av Figur 5.1-1 går det fram at det ikke er helt samsvar mellom registrert verdi og simulert verdi i Noreg. Vårsløysinga slår inn tidlegare i referansecasen, og fyllingsgraden er lågare i løpet av vinteren, men litt høgare i løpet av fyllesesongen.



Figur 5.1-2 Simulert middelværdi av magasinfyllingsgrad i perioden 1990-2005 og registrert median av magasinfyllingsgraden i perioden 1990-2007 for Norden [39]

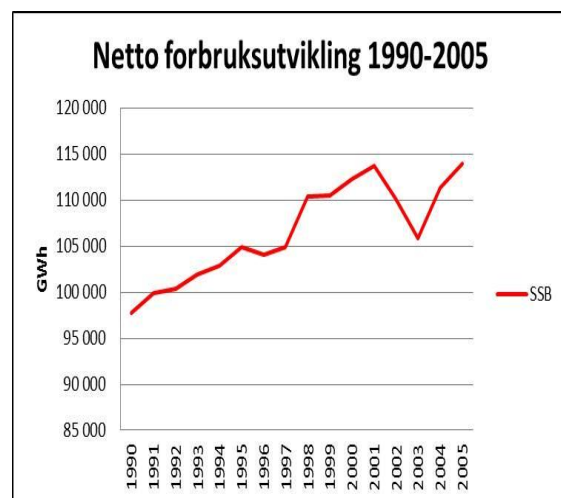
Av Figur 5.1-2 går det fram at vårløysinga i Norden slår ganske likt inn. Fyllingsgraden er lågare i referansecasen om våren, men høgare om hausten. Derfor blir differansen mellom statistikken og simuleringa ganske liten, når ein ser på ein gjennomsnittsverdi av fyllingsgraden gjennom eit middelår. Vassmagasina i Sverige og Finland har i simuleringa lagra meir vatn om hausten, enn det som faktisk har blitt lagra i denne perioden. Dette kan bety at det er høgare reguleringsgrad i Norden i referansecasen, enn det som er verkeleg.



Figur 5.1-3 Magasinfyllingsgraden i Norge 1998-2005 [21]

Av Figur 5.1-3 går det fram at magasinfyllingsgraden i referansecasen nesten alltid er lågare fram til år 2000, medan etter 2000 er fyllingsgraden høgare. For å kunne forklare dette må forbruksutvikling i Noreg i same periode bli vurdert, vist i Figur 5.1-4.

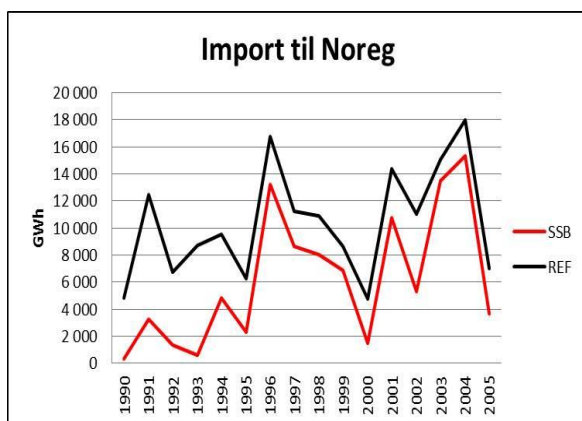
Forbruket auka frå 1990 til 2005, medan i simuleringmodellen er fastkraftforbruket konstant i same periode. I simulering er fastkraftforbruket satt, for å skildre kraftsituasjonen i 2005. Det kan derfor stemme at magasinfyllingsgraden er lågare tidleg i simuleringperioden i referansecasen, sidan meir av magasinkapasiteten må bli brukt for å dekke forbruket.



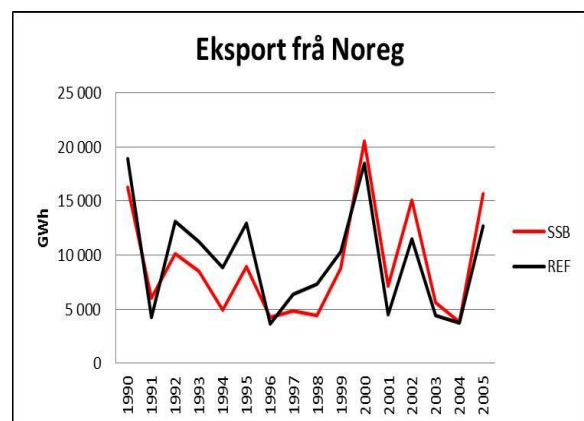
Figur 5.1-4 Netto forbruk i Noreg, 1990-2005 [3]

I same periode som forbruket har auka har det vore lite utbygging av vasskraft, og særleg lite utbygging av store magasin som gir auka magasinkapasitet [21]. Derfor er det ikkje urimeleg å anta at magasinkapasiteten er ganske lik i referansecasen, samanlikna med verkeleg magasinkapasitet i simuleringsperioden.

At forbruket har auka er truleg ein viktig grunn til avviket i import og eksport, når ein samanliknar referansecasen med den verkelege utvekslinga i perioden 1990-2005. Referansecasen gir ein nettoimport på 14 073 GWh for heile simuleringsperioden, medan i same periode har Statistisk sentralbyrå registrert ein nettoeksport på heile 45 428 GWh [3]. Import gir størst avvik mellom verkeleg og simulert verdi. Registrert import i perioden var 99 545 GWh, medan simulert import var 166 536 GWh. Eit avvik på 67,3 prosent frå statistisk verdi, som i stor grad er på grunn av aukinga i forbruket. I 1990 var det i eit stort kraftoverskot i Noreg, medan i 2005 var Noreg i ein underskotssituasjon.



Figur 5.1-5 Import til Noreg, 1990-2005 [3]



Figur 5.1-6 Eksport frå Noreg, 1990-2005 [3]

Data av eksporten i same periode gir ikkje like stort avvik, men det blir eksportert 7 490 GWh meir i referansecasen. Andre grunnar til avvik i utveksling kan vere utbygging av kraftnettet, utanlandskablar og andre endringar i kraftsystemet.

Sidan importen av kraft var høgare enn normalt, blei det undersøkt om vasskraftproduksjonen var lågare i referansecasen enn det som er statistisk registrert. Av Figur 5.1-7 ser ein likevel at det er ein god korrelasjon mellom simulert og registret vasskraftproduksjon i Noreg. I løpet av perioden 1990-2005 var avviket mellom registret og simulert vasskraftproduksjon berre 0,11 prosent. Det tilsvarer ein auke i produksjonen på cirka 2 163 GWh gjennom heile perioden, eller litt over 135 GWh i ekstra produksjon kvart år i simuleringsperioden.



Figur 5.1-7 Vasskraftproduksjon i Noreg, 1990-2005 [3]

Det siste som skal bli samanlikna i referansecasen er prisutviklinga til systemprisen i Nordpool mot kraftprisen for Norden i referansecasen. Figur 5.1-8 viser korleis systemprisen i Norden har utvikla seg sidan 1999 [40], og korleis gjennomsnittsprisen i Norden har utvikla seg i referansecasen.



Figur 5.1-8 Utvikling av systemprisen for Norden frå Nordpool [40] og kraftprisen for Norden i referansecasen.

Denne figuren viser ein relativt jamn kraftpris i simuleringa. Inflasjon er noko som ikkje er tatt høgde for i referansecasen, derfor vil ikkje kraftprisen stige over tid slik tilfelle er i verkelegheita. Den jamne kraftprisen kan tyde på at kraftsituasjonen i referansecasen aldri blir kritisk. Systemprisen viser at det var ein vanskeleg kraftsituasjon vinteren 2002/2003, med høge kraftprisar. Det er litt uvisst kvifor referansecasen ikkje oppfattar situasjonen like kritisk. Magasinfullingsgraden, i Figur 5.1-3, er neste lik i byrjinga av 2003.

Den registrerte verdien er litt lågare, men det er ikkje store forskjellar som skil dette året frå andre år. Ein kan merke seg at minimumsverdien av fyllingsgraden var 18,1 prosent i NVE og 19,0 prosent i referansecasen, REF, begge i veke 16 i 2003. Den høgaste systemprisen i Norden inntreff i veke 2, medan høgaste kraftpris i referansecasen var i veke 12. Dette kan bety at kraftprodusentane prøvde å korrigere ein låg fyllingsgrad på hausten, tidlegare i verkelegheita enn i simuleringsscasen. I simuleringa vil ein kanskje ikkje få ein like høg pristopp, men prisen vil vere høgare over ein lengre periode.

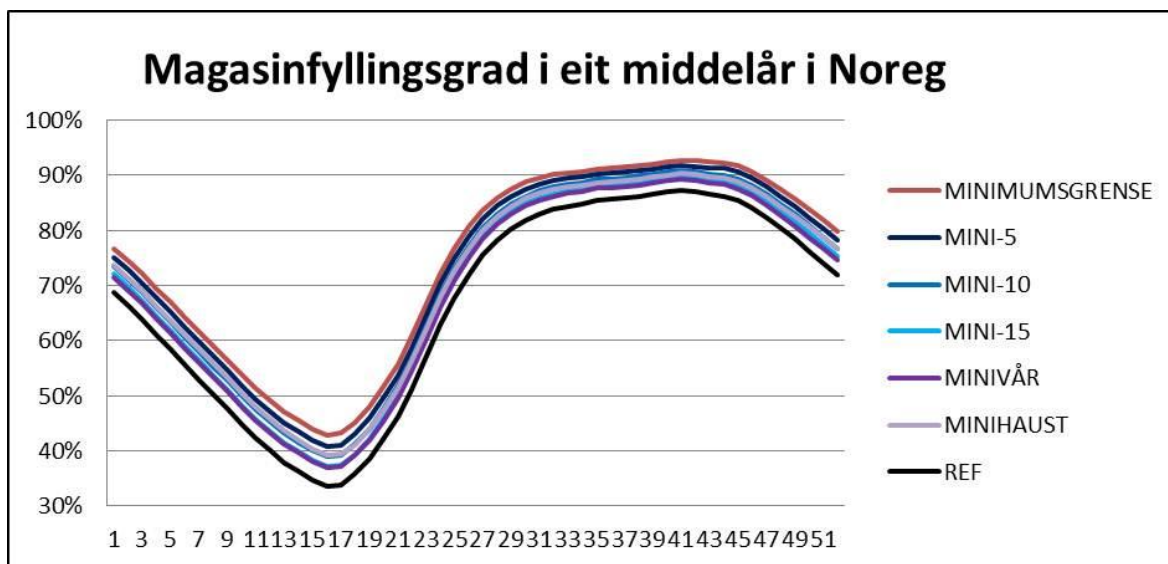
Det kan vere faktorar som ikkje er modellert, som også spelar inn på kraftprisen. Dette kan til dømes vere restriksjonar i overføring, utfall av kjernekraft eller høge oljeprisar. SINTEF konkluderte i ein rapport om kraftsituasjonen i 2003 [41], med at grunnen til den høge kraftprisen var lite nedbør og ein låg temperatur om hausten, som gav låg fyllingsgrad i magasina. I tillegg blei prisen pressa opp på grunn av restriksjonar i overføringsnett, som kan vere noko av grunnen til forskjellen mellom referansecasen og statistikken.

Feil modellering av priselastisitet kan også vere ein grunn til avviket. Ei prisauking i referansecasen reduserer forbruket meir enn same prisauking ville ha gjort i verkelegheita. Alle desse grunnane gjer det vanskeleg å fastslå kvifor det er avvik mellom registrert og simulert pris.

Årleg middelvei for det samfunnsøkonomiske overskottet i perioden 1990-2005 blei 137 367 millionar Euro. Dette vil seinare bli brukt som samanlikningsgrunnlag mot simuleringsscase som skal etterlikne insentivforslaga.

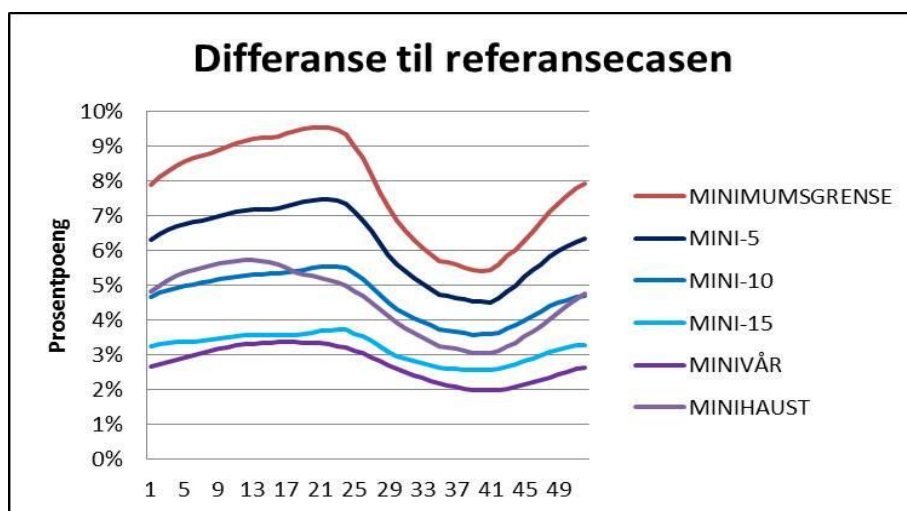
5.2 Minimumsfylingsgrad

I dei følgjande simuleringsscasane er det satt ei minimumsgrense på fyllingsgraden i vassmagasina. Figur 5.2-1 viser korleis magasinfyllinga er i eit middelår, for dei ulike simuleringsscasane.



Figur 5.2-1 Magasinfyllingsgraden i eit middelår i Noreg, perioden 1990-2005, for simuleringsscasane med minimumsgrense.

Restriksjonane tvingar kraftprodusentane til å ha meir vatn i magasinane. Det er ein klar auke i fyllingsgraden tidleg på året, og dermed er det meir vatn i magasinane om ein vanskeleg kraftsituasjon oppstår.



Figur 5.2-2 Differanse i fyllingsgrad for minimumsgrense på fyllingsgraden mot referansecasen

Det er små forskjellar i disponeringa gjennom året mellom simuleringstilfella. Einaste som skil seg nemneverdig ut, er casen med restriksjonar på hausten. Casen tappar ned

magasina langsammare på våren, medan fyllingsgraden ikkje er like høg på hausten i forhold til dei andre casane, sjølv om det er då restriksjonane er satt. Grunnen til dette kan vere at produsentane har god kontroll på restriksjonane på hausten, medan dei fryktar lite nedbør på våren og sommaren. Dette kan gjere at dei er redde for ikkje å komme over restriksjonsgrensene om hausten.

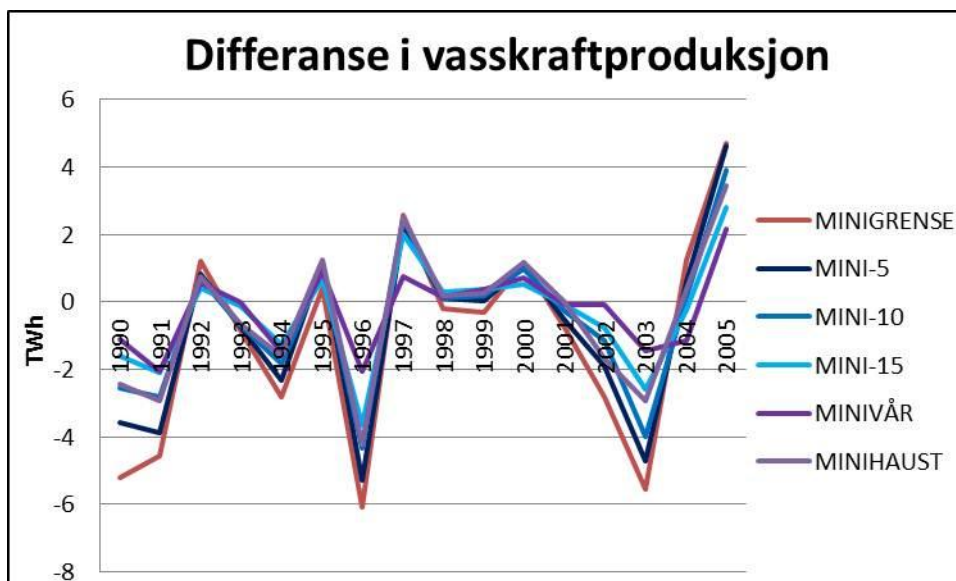
Aukinga i magasinfullingsgraden skuldast at det blir importert meir energi til Noreg, samtidig som mindre vasskraft blir produsert.

Tabell 5.2-1 Utveksling av energi i Noreg

Case	Import[GWh] 1990-2005	Differanse til referansecasen	Eksport [GWh] 1990-2005	Differanse til referansecasen
Referansecasen	166 536	-	152 463	-
Minimumsgrense	188 046	21 510	162 743	10 280
Mini-5	182 616	16 080	161 012	8 549
Mini-10	177 296	10 760	158 466	6 003
Mini-15	173 986	7 450	157 463	5 000
Minivår	170 242	3 706	153 471	1 008
Minihaust	175 516	8 980	156 356	3 893

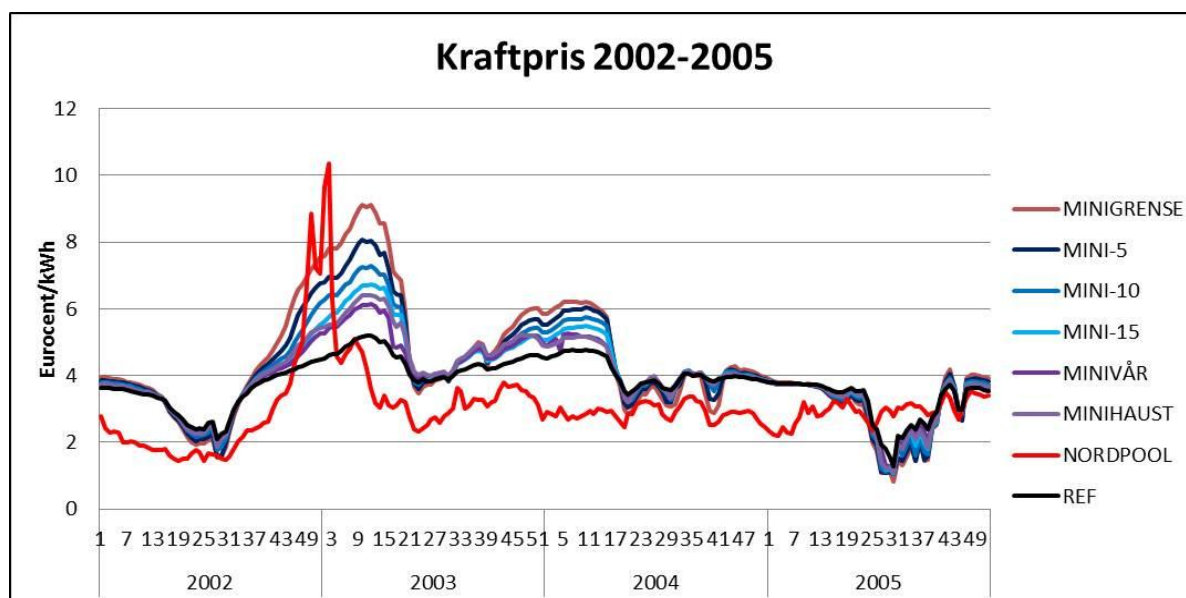
Tabell 5.2-2 Vasskraftproduksjon i Noreg

Case	Vasskraftproduksjon i Noreg 1990-2005 [TWh]	Differanse til referansecasen [GWh]	Avvik [Prosent]
Referansecasen	1 904,209	-	-
Minimumsgrense	1 886,350	-17 859	-0,94
Mini-5	1 891,902	-12 307	-0,65
Mini-10	1 895,940	-8 269	-0,43
Mini-15	1 898,878	-5 331	-0,28
Minivår	1 900,354	-3 855	-0,20
Minihaust	1 897,649	-6 560	-0,34



Figur 5.2-3 Differanse i vasskraftproduksjon i Noreg

Vasskraftproduksjonen er lågare i 2003 for minimumsfillingscasane enn i referansecasen, men det er meir vatn i vassmagasina. Dermed har ein større sikkerheitsmargin viss situasjonen skulle bli verre. For å få utnytta marginen måtte myndighetene gått inn og redusert restriksjonane i den situasjonen. Restriksjonane på vassmagasina gir utslag på kraftprisen, vist i Figur 5.2-4.



Figur 5.2-4 Kraftprisutvikling i Norden, 2002-2005

Legg merke til at casane med restriksjon på minimumsfillingsgrad har ein likare kraftprisutvikling med systemprisen i Nordpool enn kva som er tilfellet for referansecasen. Dette er svært spennande sidan det kan tyde på at kraftprodusentar har

strengare krav til fyllingsgraden i vassmagasina enn kva som er modellert i referansecasen.

Forskjellane mellom systempris og simulert kraftpris, er at det er høgare systempris tidlegare og over ei kortare periode i det kritiske året, men elles er systemprisen som oftast lågare. Det kan vere mange grunnar til desse forskjellane, mellom anna uventa hendingar som ikkje er modellert i Samkjøringsmodellen, ulik endring i forbruket ved endring i prisen, og at det ligg andre vurderingar bak disponeringa hjå kraftprodusentane enn det som er modellert.

Tabell 5.2-3 Samfunnsøkonomisk overskot for simuleringsscasane med spesifisert minimumsfyllingsgrad

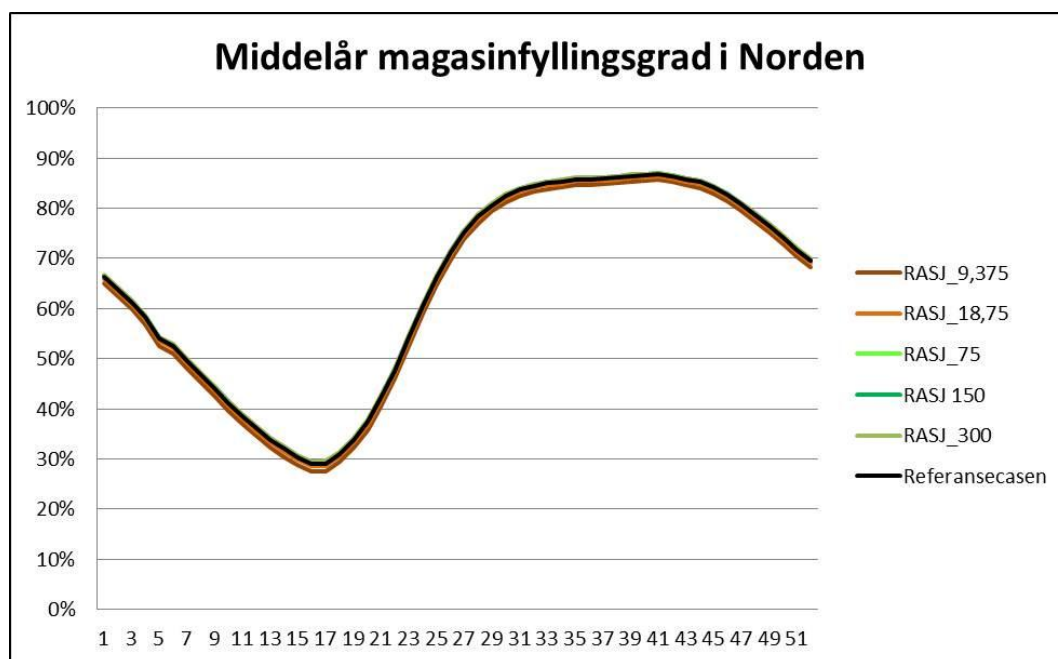
Case	Samfunnsøkonomisk overskot [MEuro]	Differanse til referansecasen [MEuro]	Avvik [Prosent]
Referansecasen	137 367	-	-
Minimumsgrense	139 686	2 319	1,69
Mini-5	139 749	2 382	1,73
Mini-10	139 797	2 430	1,77
Mini-15	139 836	2 469	1,80
Minivår	139 865	2 498	1,82
Minihøst	139 842	2 475	1,80

Det som er svært interessant med dette resultatet, er at samfunnsøkonomisk overskot aukar når ein restriksjon blir innført i modellen. Forventninga var at samfunnsøkonomisk overskot skulle gått ned når ein la inn ein restriksjon i modellen, sidan det gir mindre løysningsmoglegheiter. Når restriksjonane blir mindre viser resultatet at overskotet aukar, noko som stemmer med forventningane. Ein grunn til at samfunnsøkonomisk overskot aukar når restriksjonane blir innført, kan vere at disponeringa er dårlegare i referansecasen, men det kan også vere at desse restriksjonane gir enkelte endringar i modellen som ikkje blir tatt omsyn til i utrekninga av samfunnsøkonomisk overskot.

5.3 Endring i rasjoneringsprisen

Målet med denne simuleringscasen var å undersøkje om ein kan endre disponering av vasskraftmagasin, ved å straffe kraftprodusentar om dei ikkje kan levere energi i krevjande kraftsituasjonar. Dette blei gjort ved å endre rasjoneringsprisen i Samkjøringsmodellen, medan korreksjonsfaktorane var dei same som i referansecasen. Det blir då undersøkt kva endringar i rasjoneringsprisen har å seie for disponeringa av vasskraftmagasina, sett at ein har lik disponeringsfilosofi som i referansecasen.

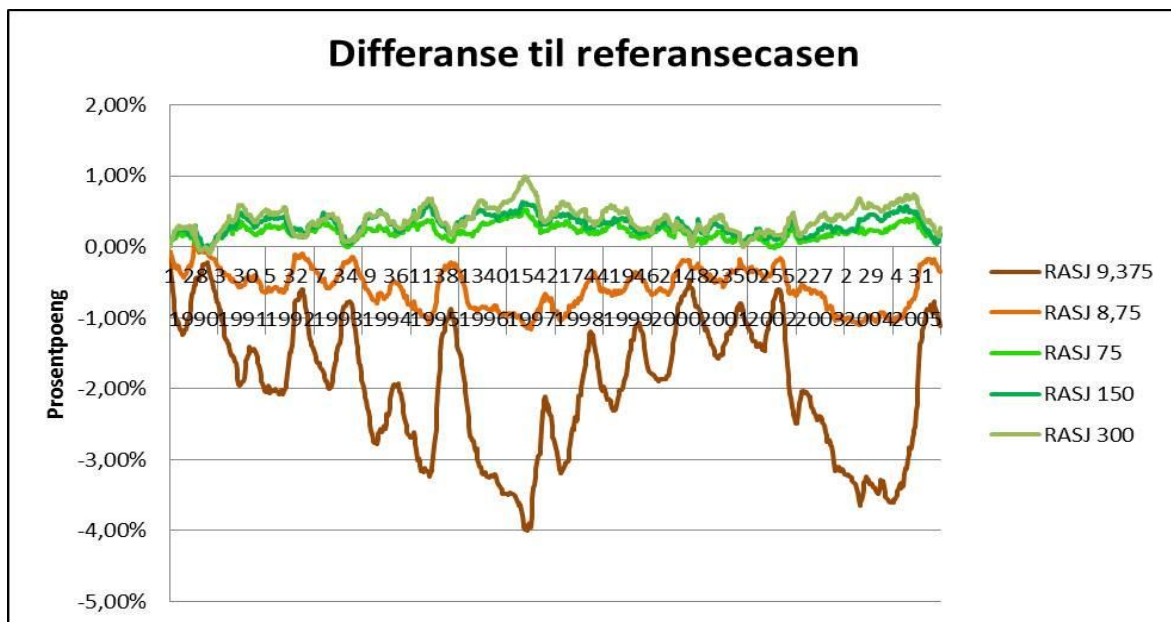
I referansecasen er rasjoneringsprisen satt til 37,5 eurocent/kWh, noko som tilsvarar cirka 300 øre/kWh. I denne casen er det simulert for fleire forskjellige rasjoneringsprisar; 75 eurocent/kWh, 150 eurocent/kWh og 300 eurocent/kWh. I tillegg har det blitt simulert med to lågare rasjoneringsprisar, 9,375 eurocent/kWh og 18,75 eurocent/kWh, for å sjå kva innverknad det har på disponeringa av vasskraftmagasina.



Figur 5.3-1 Middelår fyllingsgrad i Norden 1990-2005

Figur 5.3-1 viser ein liten forskjell i fyllingsgraden i eit middelår for simuleringsperioden 1990-2005, med endra rasjoneringspris. Gjennomsnittsfyllingsgraden aukar med berre 0,39 prosentpoeng i forhold til referansecasen, ved å auke rasjoneringsprisen til 300 eurocent/kWh, medan ein senkar gjennomsnittsfyllingsgraden med 1,97 prosentpoeng, ved å senke rasjoneringsprisen til 9,375 eurocent/kWh.

Ved å studere differansen til referansecasen for dei ulike rasjoneringsprisane ser ein tydelegare kva innverknad prisendringa har på fyllingsgraden, vist i Figur 5.3-2.



Figur 5.3-2 Differanse til referansecasen for magsinfyllingsgrad i Noreg, 1990-2005

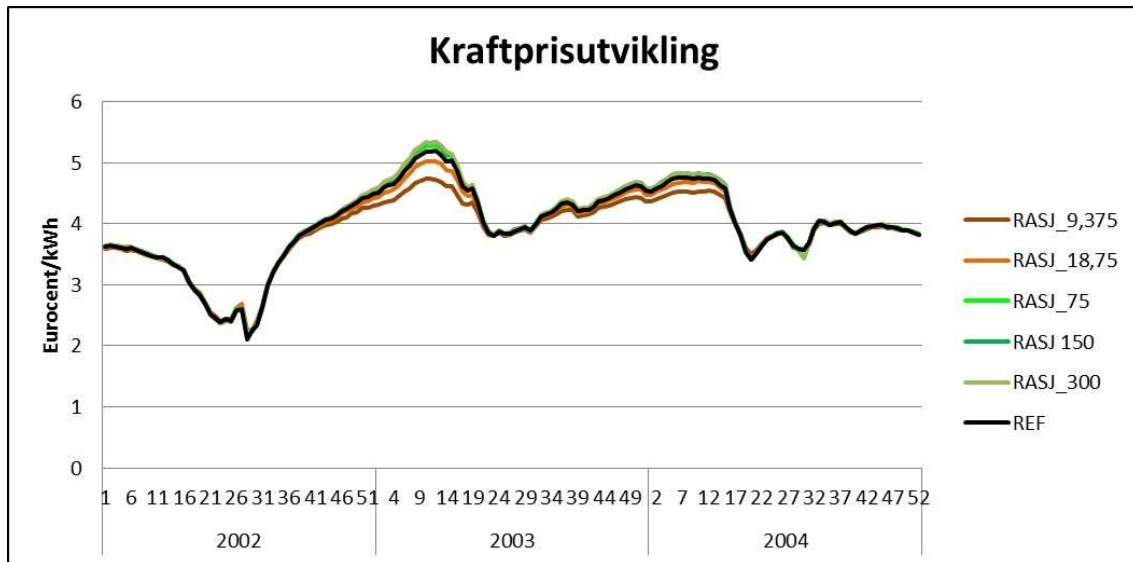
Denne figuren viser at det er lite endringar i fyllingsgraden, sjølv om endringane i rasjoneringsprisen er ganske ekstreme. Om ein ser desse avvika i forhold til avviket mellom referansecasen og registrert fyllingsgrad i NVE er dei minimale, men ein får auka fyllingsgrad ved å auke rasjoneringsprisen.

Tabell 5.3-1 Utveksling i Noreg, 1990-2005

Case	Import[GWh] 1990-2005	Differanse til referansecasen	Eksport [GWh] 1990-2005	Differanse til referansecasen
Referansecasen	166 536	-	152 463	-
Rasjonering 9,375	163 891	-2 645	150 809	-1 654
Rasjonering 18,75	165 627	-909	152 094	-369
Rasjonering 75	166 967	431	152 666	203
Rasjonering 150	166 938	402	152 749	286
Rasjonering 300	167 140	604	152 500	37

Tabell 5.3-1 viser at der er lite endring i import og eksport når ein endrar rasjoneringsprisen i Samkjøringsmodellen. Ein kan merke seg at ved å auke

rasjoneringsprisen, aukar også utvekslinga av energi. Dette kjem av at kraftprodusentane fryktar rasjoning og "straff". Dermed må dei importere meir energi i år med lite nedbør for å vere sikrere. Samtidig vil det vere mykje vatn i magasina når det er mykje nedbør, og dermed må det bli produsert og eksportert meir for å unngå at vatn renn over demningane.



Figur 5.3-3 Kraftprisutvikling i Norden, 2002-2004

Av grafane i Figur 5.3-3 og data i Tabell 5.3-2 ser ein at å endre rasjoneringsprisen i Samkjøringsmodellen fører til svært små endringar i kraftprisen og vasskraftproduksjonen. I den krevjande kraftsituasjonen i 2003 er prisen høgare i tilfella der rasjoneringsprisen er høg, medan kraftprisen er lågare når rasjoneringsprisen er låg. Dette er som forventa. I tillegg er vasskraftproduksjonen svært lik for alle tilfella, avvika frå referansecasen er svært små. Av alt dette ser det ut til at å endre rasjoneringsprisen har svært liten innverknad på disponeringa av vasskraftmagasin.

Tabell 5.3-2 Vasskraftproduksjon i Noreg, 1990-2005

Case	Vasskraftproduksjon i Noreg 1990-2005 [TWh]	Differanse til referansecasen [GWh]	Avvik [Prosent]
Referansecasen	1 904,209	-	-
Rasjonerings 9,375	1 905,960	1 751	0,09
Rasjonerings 18,75	1 904,981	772	0,04
Rasjonerings 75	1 903,732	-477	-0,03
Rasjonerings 150	1 903,900	-309	-0,02
Rasjonerings 300	1 903,412	-797	-0,04

Med dette får vi følgjande resultat av simuleringane med endra rasjoneringspris i Samkjøringsmodellen, gitt i Tabell 5.3-3.

Tabell 5.3-3 Korrigert samfunnsøkonomisk overskot

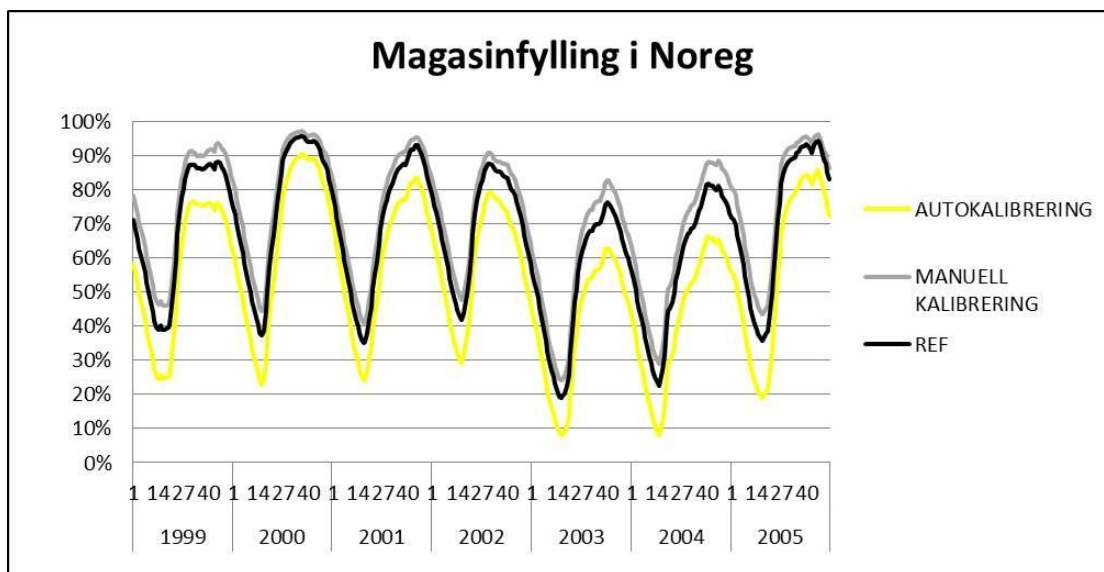
Case	Samfunnsøkonomisk overskot [MEuro]	Differanse til referansecasen [MEuro]	Avvik [Prosent]
Referansecasen	137 367	-	-
Rasjonerings 9,375	141 751	4 384	3,19
Rasjonerings 18,75	141 132	3 765	2,74
Rasjonerings 75	137 445	78	0,06
Rasjonerings 150	132 542	-4 825	-3,51
Rasjonerings 300	122 731	-14 636	-10,65

Samfunnsøkonomisk overskot blir høgare når ein minkar rasjoneringsprisen. Tolkinga av dette er at når rasjoneringsprisen er låg, vil rasjoneringspris ikkje gi så store ulemper og problem for samfunnet. Det er dermed rimeleg å anta at ein lågare rasjoneringspris gir høgare samfunnsøkonomisk overskot. Ein høgare rasjoneringspris betyr at rasjoneringspris gir større ulemper og problem for samfunnet, og ein skulle dermed tru at overskotet gjekk ned. Dette stemmer for ein rasjoneringspris på 150- og 300 eurocent/kWh, men ikkje for ein rasjoneringspris på 75 eurocent/kWh. Den siste casen har auka samfunnsøkonomisk overskot i forhold til referansecasen. Dette gir ein indikasjon på at disponeringa i referansecasen har forbettringspotensial, og at det moglegvis er betre å innføre insentiv.

5.4 Endring av korreksjonsfaktorane

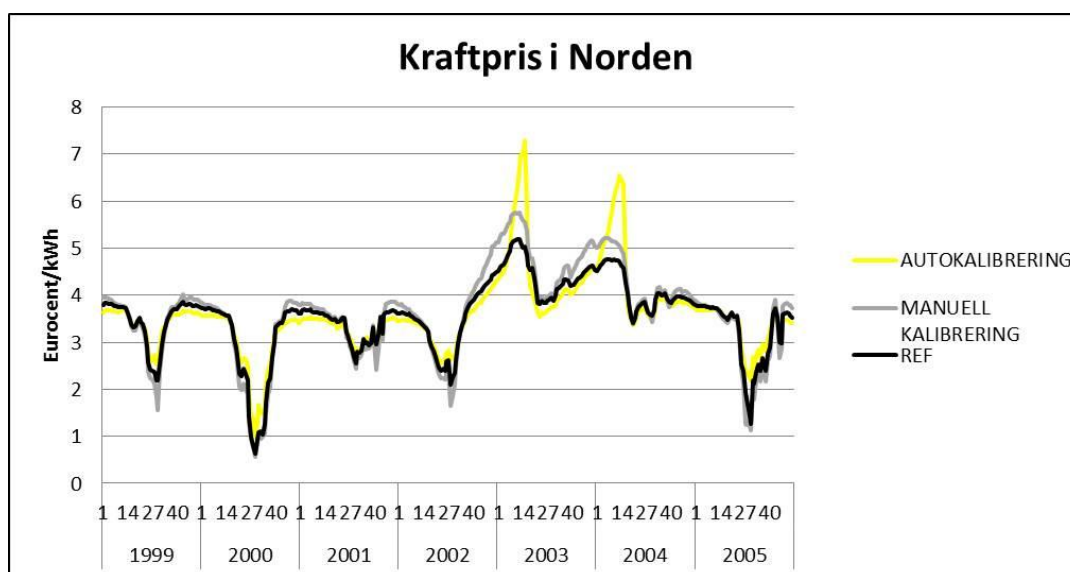
Det er undersøkt to forskjellige simuleringscasar med endra korreksjonsfaktorar. Den eine har manuelt endra faktorane, medan den andre har automatisk kalibrert faktorane med omsyn til samfunnsøkonomisk overskot.

Figur 5.4-1 viser fyllingsgraden, i Noreg frå 1999 til 2005, for referansecasen, autokalibrering og manuell kalibrering av korreksjonsfaktorane.



Figur 5.4-1 Fyllingsgrad i Noreg i perioden 1999-2005 med endra korreksjonsfaktorar

Den låge fyllingsgraden i 2003 og 2004 gir utslag i kraftprisen, sjå Figur 5.4-2.



Figur 5.4-2 Kraftprisen i Norden med endret korreksjonsfaktorar

5.4.1 Manuell endring av korreksjonsfaktorane

Ved å auke tilbakekoplingsfaktoren har ein klart å auke fyllingsgraden i vassmagasina, vist i Figur 5.4-1. Dermed gir denne casen ei tilnærming til korleis kraftsystemet blir påverka av insentiv som held tilbake meir vatn i vassmagasina.

Figur 5.4-2 viser at det er større variasjon i kraftprisen i denne casen enn i referansecasen. Grunnen til denne variasjonen er at ein må ha høgare kraftverdi for å spare på meir vatn, men ein vil også unngå spillvatn ved flaum og dermed blir prisen svært låg når vassmagasina er omtrent fulle. Gjennomsnittsprisen i perioden frå 1999 til 2005 blir auka med 0,076 eurocent/kWh, eller cirka 0,61 øre/kWh (valutakurs på 8), i forhold til referansecasen. Til samanlikning gir ordninga med grønesertifikat eit prispåslag på cirka 0,75 øre/kWh for forbrukaren [12]. Dette er berre eit kostnadsestimat som ikkje kan sjåast som kostnaden av å innføre insentiv.

For å heve fyllingsgraden blir det også importert meir energi enn i referansecasen. Totalt blir det importert 184,498 TWh frå 1990-2005, 17 962 GWh meir enn i referansecasen. I år med mykje tilsig blir det eksportert meir energi, medan ein avgrensar eksporten i tørrår. Når ein sparer meir vatn er håpet at et ein skal få bruke meir vatn i år med lite tilsig. Dette skjer ikkje i denne casen. Det blir i staden produsert mindre vasskraft, for å ha meir vatn i vassmagasina. I referansecasen blir det produsert 1 904,209 TWh vasskraft i løpet av simuleringsperioden, medan det blir produsert 12,7 TWh mindre med dei endringane som er gjort i denne casen, sjå vedlegg C.

Samfunnsøkonomisk overskot i denne casen er 137 304 millionar Euro. Det er mindre enn overskotet i referansecasen. Noko som ikkje er så unaturleg, sidan denne casen skal etterlikne insentiv som gir ein innskrenking i moglegheitene i disponeringa av vassmagasina.

5.4.2 Autokalibrering

Målet med denne simuleringscasen var å finne den kalibreringa som maksimerte samfunnsøkonomisk overskot. Fyllingsgraden for autokalibreringscasen er veldig låg, og ligger alltid under referansecasen. Av Figur 5.4-2 ser ein at det er pristoppar både i 2003 og 2004, som skuldast ekstremt låg fyllingsgrad. På dette tidspunktet er fyllingsgraden nede i 8 prosent. Nokon fagpersonar hevdar at ein fyllingsgrad på under 8 prosent er umogleg [20], medan denne casen har ei fyllingsgraden på 7,16 prosent i veke 17 i 1997. Ei så kraftig nedtapping av vassmagasina kan ikkje vere forsvarleg, og er kanskje ikkje mogleg. Ei forklaring på denne låge fyllingsgraden er at autokalibreringa viser kor langt ned ein kan tappe vassmagasina og samtidig unngå rasjonering i simuleringsperioden.

Om ein studerer utvekslinga i Noreg viser det seg at denne simuleringscasen er den einaste som har nettoeksport over tidsperioden 1990-2005. I tillegg er det den simuleringscasen med høgast produksjon av vasskraft, sjå vedlegg C.

Det samfunnsøkonomiske overskotet for eit middelår i denne simuleringscasen er 137 450 millionar Euro. Dette gir at produsentoverskotet er auka med 140 millionar Euro i forhold til referansecasen, medan konsument overskotet redusert med 7 millionar Euro.

6. Diskusjon

Målet med oppgåva er å undersøkje om i kva grad disponeringa av vasskraftmagasin er samfunnsansvarleg, og i tilfelle finne verkemiddel for å betre disponeringa.

Referansecasen blei laga for å danne eit samanlikningsgrunnlag for simuleringsscasane frå Samkjøringsmodellen. I tillegg skulle referansecasen vere mest mogleg lik kraftsituasjonen som har vore frå 1990 til 2005, dette blei til ein viss grad oppnådd. Endringane i den faktiske kraftsituasjonen, gir liknande endringar i referansecasen. Sidan fastkrafta i referansecasen er konstant, medan forbruket har auka i verkelegheita, er det ein del avvik i casen. Dette kjem tydeleg fram når ein ser nærmare på importen i denne perioden. Den største forskjellen mellom referansecasen og statistiske registreringar er i kraftprisutviklinga i Norden. Kva denne forskjellen kjem av er litt usikkert, men det kan tyde på at forbrukarelastiteten er annleis i referansecasen, og dermed gir andre utslag i kraftprisen enn det som er registrert. Grunnane til avvika og usikkerheita i simuleringresultatet er grundigare diskutert i avsnitt 5.1. Referansecasen gir ei god tilnærming til utvikling i magasinfyllingsgraden, og fungerer greitt som eit samanlikningsgrunnlag for dei andre simuleringsscasane, sjølv om det ikkje gir korrekt verkeleg samfunnsøkonomisk overskot. Ei anna mogleg tilnærming til statistikken ved kalibreringa av referansecasen, kan vere å kalibrere modellen slik at disponeringa i referansecasen er lik disponeringa i statistikken i 2005, sidan datasettet er laga for å svare til kraftsituasjonen i 2005. Dette kunne kanskje gitt ei betre etterlikning av den verkelege disponeringa.

I simuleringsscasane for minimumsfylling er det modellert ei nedre grense på fyllingsgraden i Samkjøringsmodellen. Dette er ein restriksjon som er gitt for at magasinane ikkje skal bli tappa for langt ned. Forslaget får kritikk av fagfolk, sidan det bryt med den grunnleggande filosofien i Energilova. Restriksjonen vil hindre kraftprodusentane i å ta eigne avgjersler for å maksimere overskot sitt på bakgrunn av tilsigsprognoser, vêrmelding og tilgjengeleg informasjon i marknaden.

Simuleringane av ei nedre grense viser at kraftprisen vil stige, spesielt i situasjonar med lite tilsig. Med ein slik restriksjon vil det bli meir vatn i magasinane, men i tillegg blir det også meir flaumvatn i år med mykje tilsig, vedlegg C. Vasskraftprodusentar skal i tillegg til å ha

nok vatn i magasina til ein tørrårssituasjon, også kunne bruke magasina til å virke flaumavgrensande i år med mykje nedbør og tilsig. Viss restriksjonar på minimumsfyllingsgrad skal leggjast på vasskraftprodusentane, må dei kanskje få ein viss kompensasjon for vatnet dei taper, eller få tilskot til å bygge større effekt på eksisterande kraftverk. På den måten kan dei kanskje utnytte tilsiget til eit fullt magasin, men det vil ikkje nødvendigvis hjelpe for å avgrense ein flaum, sidan det ikkje vil spele noko rolle for vassdraga nedanfor kraftstasjonen om vatnet blir forbitappa eller brukt i produksjonen. Ein konsekvens som kan komme av å installere meir effekt på kraftverka, er at Noreg ikkje vil ha bruk for all den energien som blir produsert. Dermed må det byggast meir overføringskapasitet til utlandet. Å sette nedre grense på fyllingsgraden krev i tillegg meir involvering og kontroll av disponeringa frå myndigheitene.

Casen der minimumsgrensa var satt berre på våren, gav det høgaste samfunnsøkonomiske overskotet av dei casane med ein slik restriksjon, som alle gav eit høgare overskot enn det i referansecasen. Ein restriksjon var forventa å gi eit lågare overskot, og spørsmålet er derfor kvifor denne restriksjonen gir eit høgare samfunnsøkonomisk overskot enn referansecasen. I casane med spesifisert minimumsfylling er endringane i samfunnsøkonomisk overskot som forventa, der "Minivår" har minst restriksjonar og dermed høgast overskot. Dette kunne ha vore ein indikasjon på at det er forbettringspotensiale ved disponeringa i forhold til referansecasen, men autokalibreringscasen som skal gi høgast samfunnsøkonomisk overskot, har lågare overskot enn casane med spesifisert minimumsfyllingsgrad. Dermed er det sannsynleg at kostnadsestimatet ikkje er korrekt. Grunnen kan vere at enkelte andre delar av Samkjøringsmodellen også blei endra då minimumsfyllingsgrensene blei spesifisert, noko som ikkje blir tatt høgde for i resultatprogrammet for samfunnsøkonomisk overskot.

Svein Roar Brunborg foreslo å "straffe" vasskraftprodusentar for tomme magasin, på liknande måte som KILE-ordninga "straffar" nettselskapa når dei ikkje klarer å levere energi til sluttbrukarane. I Samkjøringsmodellen blei rasjoneringsprisen auka for å gi eit kraftigare insentiv til kraftprodusentane, resultatet av simuleringane viser likevel at fyllingsgraden endrar seg lite ved å auke rasjoneringsprisen. Dette kan tyde på at rasjoneringsprisen er satt svært høgt allereie, og gir eit kraftig insentiv til vasskraftprodusentane om å holde tilbake vatn for å unngå rasjering.

Simuleringsresultata gir svært små avvik i kraftprisen og i utveksling av kraft i forhold til referansecasen, men gir store utslag i korrigert samfunnsøkonomisk overskot. Kvifor vil desse casane gi større utslag i samfunnsøkonomisk overskot når endringa i disponeringane er mindre enn i dei andre casane? Ein grunn kan vere at korrigeringa av samfunnsøkonomisk overskot kan vere feil. Det er mogleg at det er feil i utrekning av uelastisk fastkraft, og at korrigeringa ikkje tar høgde for alle endringane i samfunnsøkonomisk overskot. I tillegg er det mogleg at resultatprogrammet i Samkjøringsmodellen, som reknar ut samfunnsøkonomisk overskot, ikkje gir rett ukorrigert overskot når rasjoneringsprisen blir endra. Dette kan vere på grunn av at resultatprogrammet ikkje tek høgde for andre indirekte endringar i datasettet, som følgje av endra rasjoneringspris. Uansett gir ei auking av rasjoneringsprisen frå 37,5 eurocent/kWh til 75 eurocent/kWh ei auking i samfunnsøkonomisk overskot. Forventinga var at det skulle minke overskotet, sidan det gir eit sterkare insentiv til å spare vatn. Dette kan dermed tyde på at disponering av vasskraftmagasin blir meir samfunnsøkonomisk med eit kraftigare insentiv enn berre rasjoneringsprisen.

Den eksakte utforminga av insentivet er framleis uklar. Ingen veit kor høg rasjoneringsprisen eller intervensjonsprisen er, og i tillegg veit ingen når eller i kva situasjon myndigheitene vil gripe inn. Det er kraftprodusentane sjølv som sett ein rasjoneringspris i si planlegging av vasskraftmagasindisponering. Dermed er det vanskeleg å regulere at dei skal ta høgde for ei strengare straff. Eit insentiv som gjer at myndigheitene kan krevje ein viss minimumsproduksjon neste dag frå vasskraftprodusentane, bryt med filosofien i Energilova. I tilfelle vasskraftprodusentar får ei økonomisk straff for å komme under ein viss fyllingsgrad, vil dette vere liknande med ordninga med minimumsgrense på fyllingsgraden.

Ved å auke tilbakekoplingsfaktoren i kalibreringa av datasettet vil fyllingsgraden i vassmagasina auke. Dette er meint til å gi ein indikasjon på korleis insentivordningar som energiopsjonar, og energiopsjonar i produksjon vil påverke disponeringa av vassmagasin. Denne modelleringa av insentivordninga vil dermed ikkje gi direkte konsekvensar av insentivordningane, men viser verknaden av at kraftprodusentar vil ha høgare magasinfylingsgrad. Høgare magasinfylingsgrad blir oppnådd ved at der er meir import og lågare vasskraftproduksjon, samtidig vil kraftprisen generelt vere høgare på grunn av ei

høgare verdisetting av vatnet i vassmagasina, ein høgare vassverdi. Samfunnsøkonomisk overskot går ned med 63 millionar Euro i denne casen. Ei auking av fyllingsgraden kostar samfunnet fordi importen blir høgare, kraftprisen aukar, meir vatn flaumar over demningane og mindre vatn blir brukt til kraftproduksjon, men forsyningssikkerheita aukar.

Insentivet med energiopsjonar i produksjon har blitt undersøkt i andre rapportar, og det blir anbefalt at det ikkje blir innført, fordi det er lite truleg at ei slik insentivordning vil bidra til å unngå rasjonering. Ein slik opsjon vil bli nøytralisert av aktørar i marknaden, om ikkje heile det resterande energimengda blir kjøpt opp. Dette vil vere ein for dyr kostnad for samfunnet, og det bryter med energipolitikken i Noreg og filosofien i Energilova viss myndigheitene tidleg på hausten bestemte seg for å ta over ansvaret for disponeringa av vasskraftmagasina.

Ei innføring av energisertifikat i produksjon vil kunne bidra til sikrere kraftsituasjonar i tørrårssituasjonar. Insentivet er tilpassa ei marknadsløysing, og marknaden vil derfor vere med på å bestemme prisen på sertifikatet. Ei mogleg utforming av insentivordninga er at energisertifikata berre kan seljast i ein fastsatt periode av tappesesongen, og vasskraftprodusentar får eitt sertifikat per MWh dei produserer i denne perioden. Kraftleverandørar og store kraftforbrukarar får eit krav frå myndigheitene om å kjøpe ei viss mengde sertifikat i forhold til det forventade forbruket i den perioden. Det er dermed sannsynleg at prisen på insentiv vil vere låg med ei høg fyllingsgrad i perioden, sidan vasskraftprodusentane kan produsere meir energi og dermed får dei fleire sertifikat dei kan selje. På den andre sida vil ei låg fyllingsgrad gi høgare etterspørsel etter sertifikat og dermed gi ei høgare inntekt for dei vasskraftprodusentane som kan produsere mykje energi i perioden. Som ein følgje av dette vil kanskje vasskraftprodusentar prøve å "flytte" meir vatn til den fastsette perioden der dei får, og kan selje energisertifikat. Dermed kan energisertifikat gi eit sterkare insentiv om å spare vatn til kritiske deler av tappesesongen.

Simuleringscasen med autokalibrering skulle gi den disponeringa som gav høgast samfunnsøkonomisk overskot. I eit middelår gav simuleringscasen eit overskot på 137 450 millionar Euro, noko som er høgare enn referansecasen, men mindre enn casane med redusert rasjoneringspris og minimumsfyllingsgrad. At overskotet er lågare, enn i casane

med redusert rasjoneringspris kommer av at ulempene til samfunnet ved rasjonering er redusert med ein lågare rasjoneringspris. Det høge overskotet i casane med minimumsfyllingsgrad er forklart tidlegare, og det er mykje usikkerheit rundt denne samfunnsøkonomiske utrekninga. Resultatet frå simuleringa gir at produsentoverskotet er auka med 140 MEuro i forhold til referansecasen, medan konsumentoverskotet er redusert med 7 MEuro. Denne casen gir mest sannsynleg optimal disponering for å maksimere samfunnsøkonomisk overskot, men disponeringa kan likevel ikkje bli rekna som samfunnsansvarleg. Fyllingsgraden er ekstremt låg, og ville i ein verkeleg situasjon gitt ein ekstremt vanskeleg kraftsituasjon med ekstreme kraftprisar, og det er mogleg myndigheitene ville tatt grep i ein slik situasjon.

I tørrårssituasjonar vil ei auke i fyllingsgraden gi betre forsyningsikkerheit, men spørsmålet er om det er meir samfunnsansvarleg å auke fyllingsgraden generelt for å ha ein reserve i tørrår. Disponeringa av vasskraftmagasin er ein balansegang mellom å ha nok vatn i tørrårs situasjonar, og å unngå spill- og flaumvatn ved mykje tilsig. Det beste insentivforslaget bør sikre nok vatn til energiproduksjon i tørrårssituasjonar, samtidig som det unngår for mykje spillvatn i år med mykje tilsig. Ei insentivordning som i tilfelle skal innførast i Noreg bør fungere saman med ei marknadsløysing, og ikkje bryt med filosofien i Energilova. Ei ordning der myndigheitene sett ei nedre grense for fyllingsgraden i vassmagasin, eller gir ei økonomisk straff viss fyllingsgraden blir låg, passar ikkje i ein marknadssituasjon. Myndigheitene skal ikkje bestemme disponeringsavgjerslene til kraftprodusentane. Eit tilleggsinsentiv til rasjoneringsprisen, der myndigheitene kan krevje ein viss minimumsproduksjon neste dag, bryt med filosofien i Energilova, sidan det einaste kraftprodusentane har forplikta seg til er å produsere det dei har bydd inn på kraftmarknaden dagen før. Energiopsjon og energisertifikat i produksjon kan fungere saman med ei marknadsløysing, men spørsmålet er kor godt dei vil fungere. Energiopsjonar har fått mykje kritikk for at verknaden av insentiv vil bli nøytralisert av andre aktørar i marknaden, viss ikkje myndigheitene kjøper opp opsjonar for all tilgjengeleg kraft til den kritiske perioden er over. Dermed tek myndigheitene over ansvaret for disponeringa av vasskraftmagasina, noko som ikkje passar med Energilova eller dagens energipolitikk. Energisertifikat i produksjon kan gi insentiv for å spare vatn til slutten av tappesesongen, samtidig er det tilpassa ei marknadsløysing. Insentivet er

spennande, men har ikkje blitt modellert eksakt i Samkjøringsmodellen, og verknaden av insentivet er dermed litt uklart.

Kraftsituasjonen i Noreg i dag er annleis enn kva den var i 2005, som datasettet er laga for. Sverige har blitt delt inn i fire prisområde, samt at ordninga med grønesertifikat har blitt innført i Noreg. I framtida vil grønesertifikat gi auka utbygginga av fornybar energi. I tillegg vil AMS bli innført, og nye overføringslinjer bli bygd ut. Dette vil gi ein anna kraftsituasjon enn i dag, og dette kan gi utslag i disponeringa av vasskraftmagasin. Med meir nettutbygging vil flaskehalsar i nettet forsvinne, og det vil gi likare kraftprisar mellom prisområda. Nettutbygging gir i tillegg større moglegheit for import i tørrårssituasjonar, og situasjonen for vasskraftprodusentar blir sikrare. Som følge av utbygging av uregulerbar fornybar energi, må kanskje vasskraftprodusentar ha ei lågare fyllingsgrad i sine magasin, for å ha moglegheit til å ta opp meir vatn når det er mykje tilsig og tilgjengeleg kraft frå uregulerbare kraftverk. SINTEF konkluderte i ein rapport [2] at det har skjedd ei endring i disponeringa av vasskraftmagasin etter innføringa av Energilova. Det vil i framtida også skje endringar i kraftmarknaden og kraftsystemet, som mest sannsynleg gir endringar i disponeringa, sjølv utan direkte insentiv på disponeringa til vasskraftprodusentane.

7. Konklusjon

Tidlegare utarbeida rapportar, frå blant anna SINTEF Energi og NVE, konkluderer med at ein ikkje kan vise at disponering av vasskraftmagasin er uansvarleg. Undersøkingar i denne masteroppgåva kan heller ikkje vise at det er ei uansvarleg disponering, men det er indikasjonar på at det kan vere forbettringspotensial i utnyttinga av vasskraftmagasin. Nokon resultat frå Samkjøringsmodellen er litt uventa, og det er usikkert kva som er grunnen til det. Dermed blir også indikasjonen svært usikker.

Energisertifikat i produksjon er verkemiddelet som er mest spennande med tanke på å gi vasskraftprodusentar insentiv til å disponere vassmagasin på ein slik måte at rasjonering blir unngått i ein tørrårssituasjon. Dette bør bli undersøkt nærmare i tilfelle det blir aktuelt å innføre strengare restriksjonar på disponering av vasskraftmagasin. Verknadane av dette insentivet er framleis litt usikkert, men dette verkemiddelet vil mest sannsynleg fungere best, i ein marknadssituasjon, av dei verkemiddela som er undersøkt i denne masteroppgåva.

8. Vidare arbeid

Det er mykje meir som må bli undersøkt før ein kan anbefale å innføre insentivordningar på disponering av vasskraftmagasin.

Simuleringar bør bli gjort av både dagens kraftsituasjon og framtidige kraftsituasjonar. Der bør det bli undersøkt om det er nødvendig med nye insentiv i ein framtidig kraftsituasjon, med mykje uregulerbar fornybar energi og meir utbygd kraftnett. Dermed må datasettet oppdaterast til dagens situasjon, og i tillegg bør fleire forskjellige framtidsdatasett lagast, for å undersøkje verknaden av insentiva i framtidens kraftsystem. Fleire historisk svært krevjande kraftsituasjonar bør bli undersøkt nærare, for å sjå på verknaden av insentivet i fleire tørrårssituasjonar. I tillegg kan casane bli undersøkt i fleire tilsigsår for å sjå om nokon gir rasjonering i enkelte år, og kva for nokre som i tilfelle unngår rasjonering.

Referansecasen bør bli kalibrert slik at simulert utvikling i fyllingsgraden er svært lik registrerte utvikling i det året datasett er laga for å beskrive, som er 2005 i dette datasettet. Median fyllingsgrad bør bli brukt som samanlikningsgrunnlag mot statistikk i staden for middelerdi i kalibreringa av referansecasen, sidan medianen er brukt i statistikken. I tillegg bør referansecasens utvikling likne på utviklinga i kraftpris, vasskraftproduksjon og utveksling av kraft i det verkelege kraftsystemet.

For å få eit betre samanlikningsgrunnlag i samfunnsøkonomisk overskot, burde alle casane ha gjennomført automatisk kalibrering, sidan dette ville gitt samfunnsøkonomisk optimalt overskot for dei ulike casane. Det skulle ha blitt gjennomført i denne masteroppgåva, viss det hadde blitt informert om ein slik funksjon i Samkjøringsmodellen tidlegare. I tillegg er ei slik automatisk kalibrering svært tidkrevjande, sidan ein case tar omtrent eit døgn å kalibrere.

Grundigare undersøkingar av energisertifikat i produksjon bør bli gjennomført, blant anna ei korrekt modellering i Samkjøringsmodellen av insentivordninga. I Samkjøringsmodellen bør verknaden av det faktiske insentivet bli undersøkt, og det bør bli drøfta kor kraftig insentivet skal regulere disponeringa. I tillegg bør det bli utgreia kva for ein verknad insentivet vil ha for sluttbrukar og andre aktørar i kraftmarknaden, samt verknaden av insentivet i eit miljøperspektiv.

Før ei eventuell innføring av ei insentivordning bør ei prøveordning bli testa ut og evaluert. Etter det må det bli gjennomført høyringar av forslaget og utarbeida eit lovforslag.

Kjeldeliste

- [1] Ø. Lie, «- Straff kraftselskapene for tomme magasiner - tu.no/energi,» 3. Januar 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/01/03/-straff-kraftselskapene-for-tomme-magasiner>. [Funnet 30. August 2011].
- [2] G. Doorman, A. Haugstad, B. Mo, I. Wangesteen og O. Wolfgang, «Magasindisponering før og etter energiloven,» SINTEF Energiforskning AS, Trondheim, 2007.
- [3] Statistisk sentralbyrå, «Elektrisitetsstatistikk, årlig: 3 Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft. 1950, 1955 og 1960-2010. GWh,» 2012. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2012-03-29-03.html>. [Funnet 6. mai 2012].
- [4] G. L. Doorman, Course ELK15; Hydro Scheduling, Trondheim: NTNU, Department of Electric Power Engineering, 2009.
- [5] Lovdata, «LOV 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven),» 16. Mars 2012. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.lovdata.no/all/hl-19900629-050.html>. [Funnet 14. Juni 2012].
- [6] I. Wangensteen, Power System Economics - the Nordic Electricity Market, Trondheim: Tapir Academic Press, 2007.
- [7] Elektrisitetsforsyningens Forskninginstitut - EFI, Økonomisk drift av kraftverk - Avsluttende rapport fra EFI-komiteen for økonomisk drift av kraftverk, Trondheim: Elektrisitetsforsyningens Forskninginstitut, 1974.
- [8] Store norske leksikon, «force majeure - Store norske leksikon,» 14. Februar 2009. [Internett]. Tilgjengeleg frå: http://snl.no/force_majeure. [Funnet 20. November 2011].
- [9] H. Egeland, «Evaluering av energiloven - høringsuttalelse,» 30. November 2007.

[Internett]. Tilgjengeleg frå:

<http://www.regjeringen.no/Upload/OED/Vedlegg/Energiloven/Innspill/Innspill%20-%20Statkraft.pdf>. [Funnet 21. November 2011].

[10] F. R. Før Sund, G. Rolf, M. Hoel og S. A. Kittelsen, «Utnyttelse av vannkraftmagasiner,» 2003. [Internett]. Tilgjengeleg frå:

http://www.frisch.uio.no/pdf/rapp03_04.pdf. [Funnet 15. Juni 2012].

[11] Statnett, «Fire prisområder i Sverige fra 1. november - Statnett,» 31. Oktober 2011.

[Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2011/Fire-prisomrader-i-Sverige-fra-1-november--/>. [Funnet 15. Juni 2012].

[12] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Elsertifikater,» 6. September 2011.

[Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/>. [Funnet 15. Juni 2012].

[13] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Om elsertifikatordningen,» 6. Desember 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå:

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Om-elsertifikatordningen/>. [Funnet 15. Juni 2012].

[14] Statnett, «Nettutviklingsplan 2011,» Desember 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå:

<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf>. [Funnet 15. Juni 2012].

[15] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Avanserte måle- og styringssystem - Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst,» Juni 2011.

[Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.nve.no/PageFiles/808/dokument1-11-oppsummering.pdf>. [Funnet 15. Juni 2012].

[16] ECON, «Nye måleteknologier,» 7. Mai 2007. [Internett]. Tilgjengeleg frå:

http://www.nve.no/PageFiles/808/ECON_Ny_maalerteknologier.pdf?epslanguage=no. [Funnet 15. Juni 2012].

- [17] O. Akselsen, M. Arnstad, P. H. Brubakk, T. A. Bye, S. Bysveen, K. Fog, L. Haltbrekken, N. K. Nakstad, B. H. Næss, E. B. Ofstad, R. Robertsen, E. Reistad, E. Stensrud, W. Teigland og A. Vinje, «NOU 2012:9; Energiutredningen - verdiskapning, forsyningsikkerhet og miljø,» 5. Mars 2012. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.regjeringen.no/pages/37306204/PDFS/NOU201220120009000DDDPDF5.pdf>. [Funnet 15. Juni 2012].
- [18] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Vinterens kraftsituasjon - 2009-2010,» 6. Juni 2012. [Internett]. Tilgjengeleg frå: http://www.nve.no/PageFiles/10063/Vinterens%20kraftsituasjon%202009_2010.pdf. [Funnet 8. November 2011].
- [19] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Rapport 11-2011; Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011,» Juli 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport11-2011.pdf>. [Funnet 8. November 2011].
- [20] *Brennpunkt 08.11.* [Film]. Noreg: NRK, 2011.
- [21] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Magasinfylling,» Juni 2012. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www5.nve.no/magasinfylling/Default.aspx?Tidsenhet=Aar&Omr=NO>. [Funnet 18. November 2011].
- [22] O. Løset, «Mot tidenes kaldaste november,» NRK, 28. November 2010. [Internett]. Tilgjengeleg frå: http://www.nrk.no/nyheter/distrikt/nrk_sogn_og_fjordane/1.7401233. [Funnet 8. November 2011].
- [23] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Vassmagasinstatistikk,» 15. Mars 2010. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://nve.no/no/Kraftmarked/Analyser/Vassmagasinstatistikk/>. [Funnet 7. Desember 2011].

- [24] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Vurdering av magasindisponering,» 13. September 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.nve.no/PageFiles/13348/Magasindisponering.pdf>. [Funnet 14. Juni 2012].
- [25] Ø. Lie, «- Markedet gir ingen optimal energipolitikk - tu.no/energi,» 21. Januar 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/01/21/-markedet-gir-ingen-optimal-energi-politikk>. [Funnet 8. September 2011].
- [26] Ø. Lie, «- Oppmuntres til å bunnskrape kraftmagasinene - tu.no/energi,» 17. Januar 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/01/17/-oppmuntres-til-a-bunnskrape-kraftmagasinene>. [Funnet 8. September 2011].
- [27] Ø. Lie, «SV vil styre energiselskapene - tu.no/energi,» 31. Mars 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/03/31/sv-vil-styre-energiselskapene>. [Funnet 9. November 2011].
- [28] Noregs vassdrags- og energidirektorat, «Kvalitetsinsentiver,» 20. Mars 2009. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Kvalitetsincentiver/>. [Funnet 20. September 2011].
- [29] O. Wolfgang, *Privatkonsultasjon for å korrigere samfunnsøkonomisk overskot i Samkjøringsmodellen*. [Møte og e-postar]. Vår 2012.
- [30] R. A. Eide, L. H. Hjelmdal og Ø. Håbrekke, «Dokument 8:67 S(2010-2011) - stortinget.no,» 13. Januar 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Representantforslag/2010-2011/dok8-201011-067/?l=0#a1>. [Funnet 8. September 2011].
- [31] Ø. Lie, «- Inngrep i markedet gir høyere strømpris,» 18. Januar 2011. [Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/01/18/-inngrep-i-markedet-gir-hoyere-strompris>. [Funnet 8. September 2011].

- [32] Energi Norge, «Energi Norge 2009,» 10. August 2010. [Internett]. Tilgjengeleg frå:
http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/MEDLEMSTJENESTER/ENERGI%20NORGE/%C5RSRAPPORTER/20635_aarsmelding2009_web.pdf. [Funnet 19. November 2011].
- [33] Olje- og energidepartementet, «St.meld. nr. 18,» 19. Desember 2003. [Internett].
Tilgjengeleg frå:
<http://www.regjeringen.no/Rpub/STM/20032004/018/PDFS/STM200320040018000DDDPDFS.pdf>. [Funnet 19. November 2011].
- [34] Statnett, «SAKS Hovedrapport,» 29. Mai 2006. [Internett]. Tilgjengeleg frå:
http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Energioppsjoner%20i%20forbruk/Energioppsjoner_SAKS%20rapport%20-%20121205.pdf. [Funnet 19. November 2011].
- [35] Ø. Lie, «- Energisertifikater kan hindre nedtapping - tu.no/energi,» 4. Januar 2011.
[Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/01/04/-energisertifikater-kan-hindre-nedtapping>. [Funnet 8. September 2011].
- [36] Ø. Lie, «-Tomme magasiner en fallitterklæring - tu.no/energi,» 13. Januar 2011.
[Internett]. Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/01/13/-tomme-magasiner-en-fallitterklaring>. [Funnet 8. September 2011].
- [37] Ø. Lie, «- Markedssystemet fungerer godt,» 14. Januar 2011. [Internett].
Tilgjengeleg frå: <http://www.tu.no/energi/2011/01/14/-markedssystemet-fungerer-godt>. [Funnet 9. November 2011].
- [38] SINTEF Energiforskning, *Samkjøringsmodellen; Dokumentasjon; Brukarveiledning*, Trondheim: SINTEF, 2006.
- [39] Nordpool, «Reservoir Content for Electrical Exchange Area,» April 2012. [Internett].
Tilgjengeleg frå:
<http://wwwdynamic.nordpoolspot.com/marketinfo/rescontent/area/rescontent.cgi?interval=last8&ccurrency=nok&type=html&usecookie=true>. [Funnet 7. Mai 2012].

- [40] Nordpool, «Nordpool spot,» 2. Juni 2012. [Internett]. Tilgjengeleg frå:
<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Espot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>.
[Funnet 7. Juni 2012].
- [41] SINTEF Energiforskning, «Kraftsituasjonen i Norge i 2003,» 19. Juli 2005. [Internett].
Tilgjengeleg frå: <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2003/Nr-1---mars/Kraftsituasjonen-i-Norge-i-2003/>. [Funnet 7. Juni 2012].

Vedlegg

A. Fyllingsgrad i startmagasin

Tabell A-1 Opprinnelige startmagasin i datasettet

Område	Prosent	[GWh]	
1	GLOMMA	60.00	1893.3
2	ØSTLAND	60.00	8944.4
3	SØRØST	0.00	0.0
4	HALLINGDAL	0.00	0.0
5	TELEMARK	0.00	0.0
6	SØRLAND	60.00	7073.6
7	VESTSYD	60.00	10120.1
8	VESTMIDT	60.00	6236.2
9	NORGEMIDT	60.00	4880.5
10	HELGELAND	60.00	6418.7
11	TROMS	60.00	4654.4
12	FINNMARK	60.00	470.2
13	SVER-ON1	60.00	7003.4
14	SVER-ON2	60.00	4128.7
15	SVER-NN1	60.00	3072.4
16	SVER-NN2	60.00	3010.7
17	SVER-MIDT	60.00	1843.2
18	SVER-SYD	60.00	1147.3
19	DANM-VEST	0.00	0.0
20	DANM-ØST	0.00	0.0
21	FINLAND	60.00	3318.0
22	VIND-NORMI	0.00	0.0
23	VIND-SVEON	0.00	0.0
24	VIND-SVENN	0.00	0.0
25	VIND-SVEMI	0.00	0.0
26	VIND-SVESO	0.00	0.0
Sum		57.59	74215.1

Tabell A-2 Startmagasin brukt i referansecasen

Område	Prosent	[GWh]	
1	GLOMMA	69.80	2202.6
2	ØSTLAND	69.80	10405.3
3	SØRØST	0.00	0.0
4	HALLINGDAL	0.00	0.0
5	TELEMARK	0.00	0.0
6	SØRLAND	69.80	8228.9
7	VESTSYD	69.80	11773.1
8	VESTMIDT	69.80	7254.8
9	NORGEMIDT	69.80	5677.6
10	HELGELAND	69.80	7467.1
11	TROMS	69.80	5414.6
12	FINNMARK	69.80	547.0
13	SVER-ON1	60.00	7003.4
14	SVER-ON2	63.30	4355.8
15	SVER-NN1	63.30	3241.4
16	SVER-NN2	63.30	3176.2
17	SVER-MIDT	63.30	1944.6
18	SVER-SYD	63.30	1210.4
19	DANM-VEST	0.00	0.0
20	DANM-ØST	0.00	0.0
21	FINLAND	63.30	3500.5
22	VIND_NORMI	0.00	0.0
23	VIND_SVEON	0.00	0.0
24	VIND_SVENN	0.00	0.0
25	VIND_SVEMI	0.00	0.0
26	VIND_SVESO	0.00	0.0
	Sum	64.83	83403.3

B. Korreksjonsfaktorar

Tabell B-1 Korreksjonsfaktorar og fastkraft før kalibrering

	Område	Tilbakekoplings- faktor	Formfaktor	Elastisitets- faktor	Fastkraft simulering	Fastkraft Vannverdbereg- ning
1	GLOMMA	0.800	0.389	1.000	0.0	8320.0
2	ØSTLAND	0.888	0.866	1.000	29645.0	19576.7
3	SØRØST	0.000	0.000	1.000	9518.0	0.0
4	HALLINGDAL	0.000	0.000	1.000	1000.0	0.0
5	TELEMARK	0.000	0.000	1.000	3209.0	0.0
6	SØRLAND	0.902	0.938	1.000	6527.0	14515.7
7	VESTSYD	0.922	1.126	1.000	11985.0	17673.1
8	VESTMIDT	0.887	0.878	1.000	12557.0	13467.2
9	NORGEMIDT	0.871	0.801	1.000	18111.0	11299.3
10	HELGELAND	0.922	1.454	1.000	4485.0	8690.3
11	TROMS	0.922	1.411	1.000	7021.0	6493.4
12	FINNMARK	0.799	0.585	1.000	1539.0	1372.4
	SUM NOREG				105597.0	101844.9
13	SVER-ON1	2.153	1.587	1.000	8282.0	31185.9
14	SVER-ON2	2.153	1.112	1.000	0.0	26251.3
15	SVER-NN1	1.937	0.858	1.000	0.0	22761.2
16	SVER-NN2	2.099	0.964	1.000	18850.0	21513.9
17	SVER-MIDT	1.492	0.576	1.000	88536.0	15668.5
18	SVER-SYD	1.635	0.677	1.000	27132.0	9097.9
	SUM SVERIGE				142800.0	127846.4
19	DANM-VEST	0.000	0.000	1.000	15167.0	0.0
20	DANM-ØST	0.000	0.000	1.000	11778.0	0.0
	SUM DANMARK				26945.0	0.0
21	FINLAND	6.835	1.000	1.000	85100.0	85100.0
	SUM FINLAND				85100.0	85100.0
22	VIND-NORMI	0.870	0.000	1.000	0.0	436.7
23	VIND-SVEON	0.789	0.002	1.000	0.0	96.3
24	VIND-SVENN	0.849	0.002	1.000	0.0	109.2
25	VIND-SVEMI	0.857	0.000	1.000	0.0	437.8
26	VIND-SVESO	0.880	0.000	1.000	0.0	724.4

Tabell B-2 Korreksjonsfaktorar og fastkraft etter grovkalibrering

	Område	Tilbakekoplings- faktor	Formfaktor	Elastisitets- faktor	Fastkraft simulering	Fastkraft Vannverdibereg- ning
1	GLOMMA	0.799	0.089	0.980	0.0	8308.5
2	ØSTLAND	0.945	0.306	0.980	29645.0	20838.8
3	SØRØST	0.000	0.000	1.000	9518.0	0.0
4	HALLINGDAL	0.000	0.000	1.000	1000.0	0.0
5	TELEMARK	0.000	0.000	1.000	3209.0	0.0
6	SØRLAND	0.893	1.248	0.980	6527.0	14375.4
7	VESTSYD	0.879	1.396	0.980	11985.0	16853.5
8	VESTMIDT	0.914	0.588	0.980	12557.0	13872.7
9	NORGEMIDT	0.938	1.251	0.770	18111.0	12165.8
10	HELGELAND	0.874	1.804	0.940	4485.0	8240.1
11	TROMS	0.889	1.861	0.970	7021.0	6262.6
12	FINNMARK	0.810	0.008	0.980	1539.0	1390.6
	SUM NOREG				105597.0	102744.4
13	SVER-ON1	1.823	0.003	0.760	8282.0	26404.4
14	SVER-ON2	1.941	0.001	0.750	0.0	23665.0
15	SVER-NN1	1.892	0.001	0.750	0.0	22229.9
16	SVER-NN2	1.912	0.004	0.760	18850.0	19596.2
17	SVER-MIDT	1.867	0.006	0.760	88536.0	19603.5
18	SVER-SYD	1.695	0.688	0.600	27132.0	9429.2
	SUM SVERIGE				142800.0	122296.0
19	DANM-VEST	0.000	0.000	1.000	15167.0	0.0
20	DANM-ØST	0.000	0.000	1.000	11778.0	0.0
	SUM DANMARK				26945.0	0.0
21	FINLAND	5.503	0.003	0.790	85100.0	68512.3
	SUM FINLAND				85100.0	68512.3
22	VIND-NORMI	0.870	0.000	1.000	0.0	436.7
23	VIND-SVEON	0.789	0.002	1.000	0.0	96.3
24	VIND-SVENN	0.849	0.002	1.000	0.0	109.2
25	VIND-SVEMI	0.857	0.000	1.000	0.0	437.8
26	VIND-SVESO	0.880	0.000	1.000	0.0	724.4

Tabell B-3 Korreksjonsfaktorar og fastkraft etter finkalibrering

	Område	Tilbakekoplings- faktor	Formfaktor	Elastisitets- faktor	Fastkraft simulering	Fastkraft Vannverdireg- ning
1	GLOMMA	0.815	0.089	0.960	0.0	8474.9
2	ØSTLAND	0.962	0.306	0.960	29645.0	21213.7
3	SØRØST	0.000	0.000	1.000	9518.0	0.0
4	HALLINGDAL	0.000	0.000	1.000	1000.0	0.0
5	TELEMARK	0.000	0.000	1.000	3209.0	0.0
6	SØRLAND	0.910	1.248	0.960	6527.0	14649.0
7	VESTSYD	0.895	1.396	0.960	11985.0	17160.1
8	VESTMIDT	0.928	0.588	0.960	12557.0	14085.2
9	NORGEMIDT	0.953	1.251	0.750	18111.0	12360.3
10	HELGELAND	0.890	1.804	0.920	4485.0	8390.9
11	TROMS	0.905	1.861	0.950	7021.0	6375.3
12	FINNMARK	0.824	0.008	0.960	1539.0	1414.6
	SUM NOREG				105597.0	104560.7
13	SVER-ON1	1.754	0.001	0.700	8282.0	25405.0
14	SVER-ON2	1.878	0.001	0.700	0.0	22896.9
15	SVER-NN1	1.841	0.001	0.700	0.0	21630.7
16	SVER-NN2	1.851	0.001	0.700	18850.0	18971.0
17	SVER-MIDT	1.800	0.004	0.700	88536.0	18900.0
18	SVER-SYD	1.640	0.668	0.600	27132.0	9123.3
	SUM SVERIGE				142800.0	118294.6
19	DANM-VEST	0.000	0.000	1.000	15167.0	0.0
20	DANM-ØST	0.000	0.000	1.000	11778.0	0.0
	SUM DANMARK				26945.0	0.0
21	FINLAND	5.445	0.001	0.700	85100.0	67790.2
	SUM FINLAND				85100.0	67790.2
22	VIND-NORMI	0.870	0.000	1.000	0.0	436.7
23	VIND-SVEON	0.789	0.002	1.000	0.0	96.3
24	VIND-SVENN	0.849	0.002	1.000	0.0	109.2
25	VIND-SVEMI	0.857	0.000	1.000	0.0	437.8
26	VIND-SVESO	0.880	0.000	1.000	0.0	724.4

Tabell B-4 Korreksjonsfaktorer og fastkraft etter endring av tilbakekoplingsfaktorane

	Område	Tilbakekoplings- faktor	Formfaktor	Elastisitets- faktor	Fastkraft simulering	Fastkraft Vannverdibereg- ning
1	GLOMMA	0.865	0.890	0.960	0.0	8994.9
2	ØSTLAND	1.012	0.306	0.960	29645.0	22316.2
3	SØRØST	0.000	0.000	1.000	9518.0	0.0
4	HALLINGDAL	0.000	0.000	1.000	1000.0	0.0
5	TELEMARK	0.000	0.000	1.000	3209.0	0.0
6	SJØRLAND	0.960	1.248	0.960	6527.0	15453.9
7	VESTSYD	0.945	1.396	0.960	11985.0	18118.7
8	VESTMIDT	0.978	0.588	0.960	12557.0	14844.1
9	NORGEMIDT	1.003	1.251	0.750	18111.0	13008.8
10	HELGELAND	0.940	1.804	0.920	4485.0	8862.3
11	TROMS	0.955	1.861	0.950	7021.0	6727.3
12	FINNMARK	0.874	0.008	0.960	1539.0	1500.4
	SUM NOREG				105597.0	110263.7
13	SVER-ON1	1.754	0.001	0.700	8282.0	25405.0
14	SVER-ON2	1.878	0.001	0.700	0.0	22896.9
15	SVER-NN1	1.841	0.001	0.700	0.0	21630.7
16	SVER-NN2	1.851	0.001	0.700	18850.0	18971.0
17	SVER-MIDT	1.800	0.004	0.700	88536.0	18900.0
18	SVER-SYD	1.640	0.668	0.600	27132.0	9123.3
	SUM SVERIGE				142800.0	118294.6
19	DANM-VEST	0.000	0.000	1.000	15167.0	0.0
20	DANM-ØST	0.000	0.000	1.000	11778.0	0.0
	SUM DANMARK				26945.0	0.0
21	FINLAND	5.445	0.001	0.700	85100.0	67790.2
	SUM FINLAND				85100.0	67790.2
22	VIND-NORMI	0.870	0.000	1.000	0.0	436.7
23	VIND-SVEON	0.789	0.002	1.000	0.0	96.3
24	VIND-SVENN	0.849	0.002	1.000	0.0	109.2
25	VIND-SVEMI	0.857	0.000	1.000	0.0	437.8
26	VIND-SVESO	0.880	0.000	1.000	0.0	724.4

Tabell B-5 Korreksjonsfaktorer og fastkraft etter autokalibrering

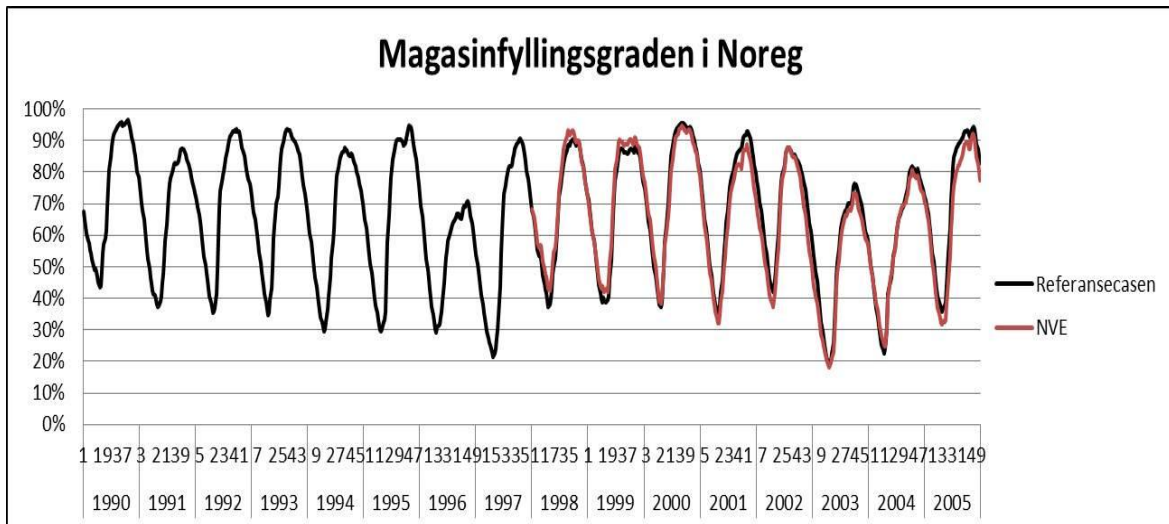
	Område	Tilbakekoplingsfaktor	Formfaktor	Elastisitettsfaktor	Fastkraft simulering	Fastkraft Vannverdigberging
1	GLOMMA	0.715	0.089	1.160	0.0	7435.1
2	ØSTLAND	0.762	1.306	1.160	29645.0	16803.3
3	SØRØST	0.000	0.000	1.000	9518.0	0.0
4	HALLINGDAL	0.000	0.000	1.000	1000.0	0.0
5	TELEMARK	0.000	0.000	1.000	3209.0	0.0
6	SØRLAND	0.760	1.248	1.360	6527.0	12234.3
7	VESTSYD	0.845	1.296	0.960	11985.0	16201.4
8	VESTMIDT	0.778	1.388	1.160	12557.0	11808.5
9	NORGEMIDT	0.840	1.251	0.750	18111.0	10901.2
10	HELGELAND	0.740	1.804	1.120	4485.0	6976.7
11	TROMS	0.855	1.861	0.750	7021.0	6023.1
12	FINNMARK	0.824	0.008	0.960	1539.0	1414.6
	SUM NOREG				105597.0	90235.0
13	SVER-ON1	1.704	0.001	0.700	8282.0	24680.8
14	SVER-ON2	1.878	0.051	0.700	0.0	22896.9
15	SVER-NN1	1.791	0.001	0.700	0.0	21043.2
16	SVER-NN2	1.851	0.000	0.700	18850.0	18971.0
17	SVER-MIDT	1.750	0.004	0.700	88536.0	18375.0
18	SVER-SYD	1.240	0.668	0.800	27132.0	6898.1
	SUM SVERIGE				142800.0	114232.8
19	DANM-VEST	0.000	0.000	1.000	15167.0	0.0
20	DANM-ØST	0.000	0.000	1.000	11778.0	0.0
	SUM DANMARK				26945.0	0.0
21	FINLAND	4.395	0.001	0.700	85100.0	54717.7
	SUM FINLAND				85100.0	54717.7
22	VIND-NORMI	0.870	0.000	1.000	0.0	436.7
23	VIND-SVEON	0.789	0.002	1.000	0.0	96.3
24	VIND-SVENN	0.849	0.002	1.000	0.0	109.2
25	VIND-SVEMI	0.857	0.000	1.000	0.0	437.8
26	VIND-SVESO	0.880	0.000	1.000	0.0	724.4

C. Simuleringsresultat

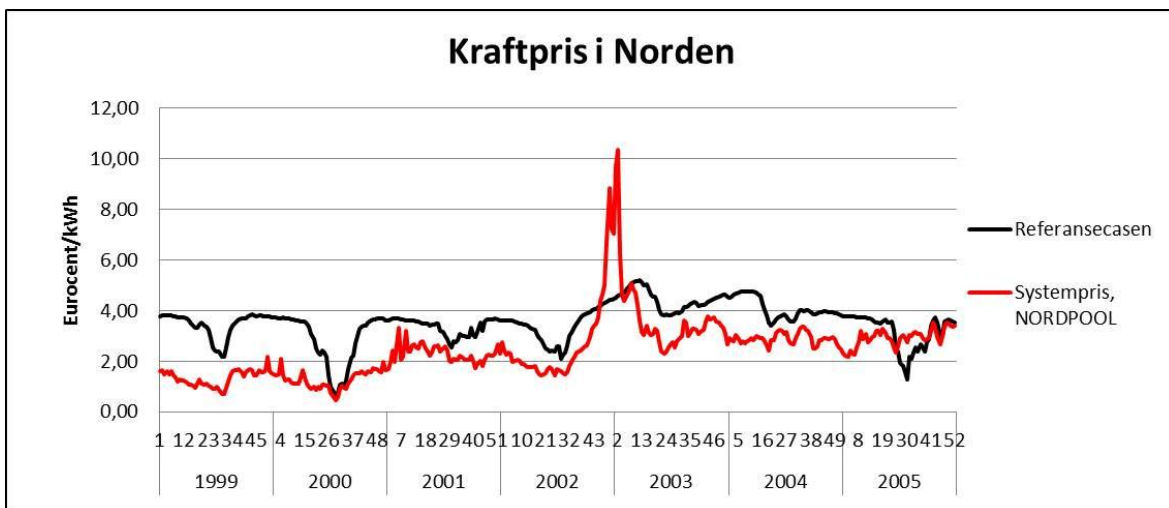
Referansecasen

Tabell C-1 Simuleringsresultat frå AVREGN for referansecasen [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	139,353	3,558	16,214	4,866	18,914
1991	110,955	0,000	3,574	12,483	4,284
1992	127,690	0,618	8,956	6,772	13,127
1993	123,665	0,909	9,678	8,738	11,215
1994	117,452	0,000	6,504	9,576	8,878
1995	127,271	0,966	11,893	6,293	12,938
1996	103,417	0,000	3,527	16,740	3,683
1997	113,230	0,000	8,808	11,269	6,420
1998	116,607	0,000	5,629	10,880	7,352
1999	121,784	0,000	6,576	8,683	10,315
2000	136,781	1,116	15,733	4,738	18,466
2001	110,883	0,000	6,230	14,356	4,487
2002	120,638	0,001	5,736	11,049	11,391
2003	105,167	0,000	3,797	15,050	4,407
2004	102,319	0,000	5,009	18,028	3,785
2005	126,997	0,147	11,810	7,015	12,701
SUM	1904,209	7,315	129,674	166,536	152,463

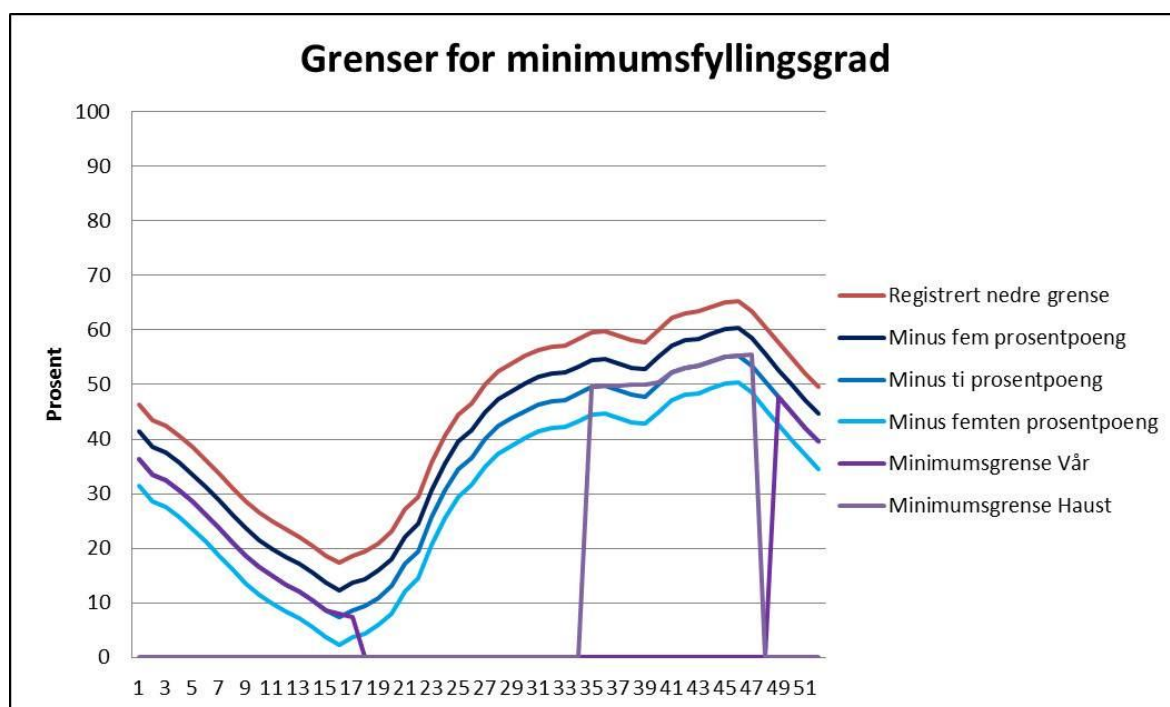


Figur C-1 Magasinfyllingsgrad i Noreg for Referansecasen og registrert fyllingsgrad frå NVE



Figur C-2 Kraftpris i Norden i referansecasen, saman med systempris frå Nordpool

Minimumsfyllingsgrad



Figur C-3 Nedre grenser for minimumsfyllingsgraden i restriksjonscasane

Tabell C-2 Restriksjonar i dei ulike casane med minimumsfylling

Veke	Registrert Minimumsgrense (Minigrense)	Mini- 5	Mini -10	Mini -15	Mini Vår	Mini Haust
1	46,40	41,40	36,40	31,40	36,40	0,00
2	43,50	38,50	33,50	28,50	33,50	0,00
3	42,50	37,50	32,50	27,50	32,50	0,00
4	40,70	35,70	30,70	25,70	30,70	0,00
5	38,50	33,50	28,50	23,50	28,50	0,00
6	36,20	31,20	26,20	21,20	26,20	0,00
7	33,70	28,70	23,70	18,70	23,70	0,00
8	31,10	26,10	21,10	16,10	21,10	0,00
9	28,60	23,60	18,60	13,60	18,60	0,00
10	26,50	21,50	16,50	11,50	16,50	0,00
11	24,90	19,90	14,90	9,90	14,90	0,00
12	23,40	18,40	13,40	8,40	13,40	0,00
13	22,10	17,10	12,10	7,10	12,10	0,00
14	20,50	15,50	10,50	5,50	10,50	0,00
15	18,70	13,70	8,70	3,70	8,70	0,00
16	17,30	12,30	7,30	2,30	8,00	0,00
17	18,70	13,70	8,70	3,70	7,30	0,00
18	19,40	14,40	9,40	4,40	0,00	0,00
19	20,90	15,90	10,90	5,90	0,00	0,00

20	23,00	18,00	13,00	8,00	0,00	0,00
21	27,10	22,10	17,10	12,10	0,00	0,00
22	29,50	24,50	19,50	14,50	0,00	0,00
23	35,70	30,70	25,70	20,70	0,00	0,00
24	40,60	35,60	30,60	25,60	0,00	0,00
25	44,50	39,50	34,50	29,50	0,00	0,00
26	46,60	41,60	36,60	31,60	0,00	0,00
27	50,00	45,00	40,00	35,00	0,00	0,00
28	52,40	47,40	42,40	37,40	0,00	0,00
29	53,80	48,80	43,80	38,80	0,00	0,00
30	55,20	50,20	45,20	40,20	0,00	0,00
31	56,40	51,40	46,40	41,40	0,00	0,00
32	57,00	52,00	47,00	42,00	0,00	0,00
33	57,20	52,20	47,20	42,20	0,00	0,00
34	58,30	53,30	48,30	43,30	0,00	0,00
35	59,50	54,50	49,50	44,50	0,00	49,50
36	59,70	54,70	49,70	44,70	0,00	49,70
37	58,90	53,90	48,90	43,90	0,00	49,80
38	58,10	53,10	48,10	43,10	0,00	49,90
39	57,80	52,80	47,80	42,80	0,00	50,00
40	60,00	55,00	50,00	45,00	0,00	50,50
41	62,20	57,20	52,20	47,20	0,00	52,20
42	63,10	58,10	53,10	48,10	0,00	53,10
43	63,40	58,40	53,40	48,40	0,00	53,40
44	64,30	59,30	54,30	49,30	0,00	54,30
45	65,10	60,10	55,10	50,10	0,00	55,10
46	65,30	60,30	55,30	50,30	0,00	55,30
47	63,50	58,50	53,50	48,50	0,00	55,40
48	60,60	55,60	50,60	45,60	0,00	0,00
49	57,70	52,70	47,70	42,70	47,70	0,00
50	54,90	49,90	44,90	39,90	44,90	0,00
51	52,10	47,10	42,10	37,10	42,10	0,00
52	49,60	44,60	39,60	34,60	39,60	0,00

Minimumsgrensecasen

Tabell C-3 Resultat frå AVREGN for strengaste minimumsgrensecasen [TWh]

Årstill	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	134,157	4,836	17,435	7,880	17,481
1991	106,374	0,000	4,157	14,836	3,513
1992	128,893	2,113	10,291	8,923	15,505
1993	122,831	2,354	10,821	11,171	12,719
1994	114,650	1,234	7,341	14,225	10,165
1995	127,696	2,911	14,984	7,261	13,097
1996	97,330	0,000	3,727	19,575	2,369
1997	115,819	0,224	10,416	11,408	9,932
1998	116,400	0,000	6,234	11,809	8,621
1999	121,468	0,465	7,537	9,047	11,067
2000	137,946	3,227	17,198	4,985	18,824
2001	110,126	0,052	7,140	13,001	3,825
2002	117,805	0,364	6,478	12,408	11,397
2003	99,600	0,000	4,078	17,408	4,270
2004	103,557	0,000	5,639	17,464	4,628
2005	131,698	1,903	14,962	6,645	15,330
SUM	1886,350	19,683	148,428	188,046	162,743

Minimumsgrense minus fem prosentpoeng

Tabell C-4 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense minus fem prosentpoeng casen [TWh]

Årstill	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	135,775	4,607	17,005	6,778	17,503
1991	107,080	0,000	3,993	14,494	3,753
1992	128,514	1,668	9,936	8,325	14,857
1993	122,916	2,008	10,469	10,900	12,510
1994	115,138	0,739	7,039	13,069	9,639
1995	128,441	2,360	14,310	6,185	13,181
1996	98,122	0,000	3,694	19,282	1,953
1997	115,475	0,052	10,033	11,367	9,479
1998	116,722	0,000	6,066	11,276	8,192
1999	121,822	0,092	7,119	8,673	11,196
2000	137,838	2,720	16,718	4,936	19,012
2001	110,332	0,045	6,901	13,581	4,296
2002	118,727	0,181	6,205	12,430	11,905
2003	100,443	0,000	4,017	16,775	3,811
2004	102,928	0,000	5,430	18,082	4,431
2005	131,629	1,511	14,128	6,463	15,294
SUM	1891,902	15,983	143,063	182,616	161,012

Minimumsgrense minus ti prosentpoeng

Tabell C-5 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense minus ti prosentpoeng casen [TWh]

Årstill	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	136,817	4,313	16,786	6,083	17,831
1991	108,131	0,000	3,838	13,749	3,856
1992	128,355	1,288	9,556	7,469	14,178
1993	122,961	1,688	10,340	10,488	12,146
1994	115,612	0,209	6,862	11,872	9,309
1995	128,219	1,956	13,722	6,086	13,100
1996	99,078	0,000	3,636	18,649	1,854
1997	115,702	0,007	9,550	10,766	8,468
1998	116,717	0,000	5,987	10,996	7,919
1999	121,983	0,016	6,851	8,585	11,035
2000	137,753	2,207	16,369	4,923	19,129
2001	110,627	0,001	6,701	13,953	4,546
2002	119,482	0,042	6,092	12,272	12,224
2003	101,166	0,000	3,968	16,551	3,801
2004	102,445	0,000	5,223	18,296	4,096
2005	130,892	1,096	13,632	6,558	14,974
SUM	1895,940	12,823	139,113	177,296	158,466

Minimumsgrense minus femten prosentpoeng

Tabell C-6 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense minus femten prosentpoeng casen [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	137,741	4,044	16,588	5,611	18,230
1991	108,860	0,000	3,745	13,397	3,943
1992	128,081	0,973	9,309	6,915	13,573
1993	123,550	1,407	10,029	9,942	12,226
1994	116,194	0,000	6,666	10,610	8,708
1995	127,964	1,588	13,287	6,253	13,246
1996	99,763	0,000	3,598	18,538	2,140
1997	115,252	0,000	9,375	10,574	7,768
1998	116,896	0,000	5,800	10,901	7,958
1999	122,146	0,000	6,769	8,742	11,189
2000	137,322	1,747	16,148	4,919	18,948
2001	110,813	0,000	6,507	14,247	4,774
2002	119,858	0,018	5,982	11,989	12,034
2003	102,574	0,000	3,895	16,212	4,386
2004	102,070	0,000	5,082	18,406	3,948
2005	129,794	0,779	13,006	6,730	14,392
SUM	1898,878	10,556	135,786	173,986	157,463

Minimumsgrense berre på våren

Tabell C-7 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense berre på våren [TWh]

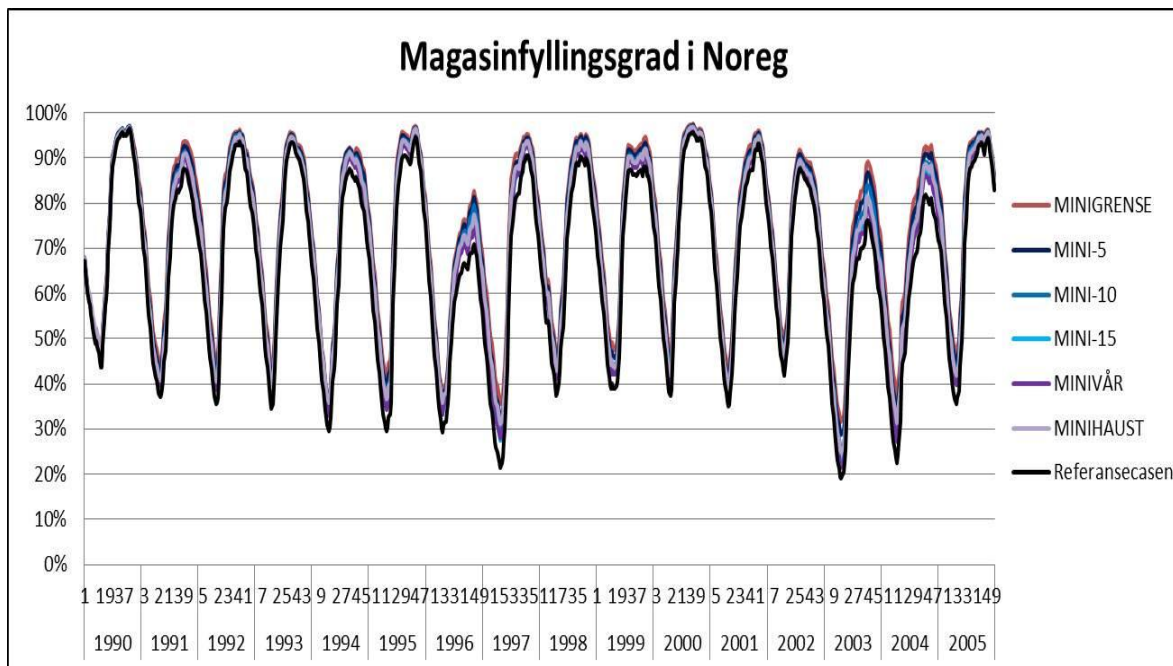
Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	138,261	4,182	16,435	5,210	17,981
1991	108,877	0,000	3,717	13,165	3,631
1992	128,240	0,888	9,249	6,597	13,462
1993	123,666	1,363	10,037	9,265	11,565
1994	115,973	0,000	6,569	10,754	8,647
1995	128,166	1,465	12,867	6,061	13,224
1996	101,360	0,000	3,561	17,319	2,503
1997	113,980	0,000	9,341	11,401	7,269
1998	116,760	0,000	5,826	10,689	7,481
1999	122,138	0,000	6,637	8,579	10,830
2000	137,504	1,653	15,974	4,808	18,965
2001	110,816	0,000	6,375	14,076	4,435
2002	120,560	0,014	5,869	11,671	12,273
2003	103,716	0,000	3,832	15,526	4,216
2004	101,171	0,000	5,113	18,584	3,157
2005	129,166	0,554	12,795	6,537	13,832
SUM	1900,354	10,119	134,197	170,242	153,471

Minimumsgrense berre på hausten

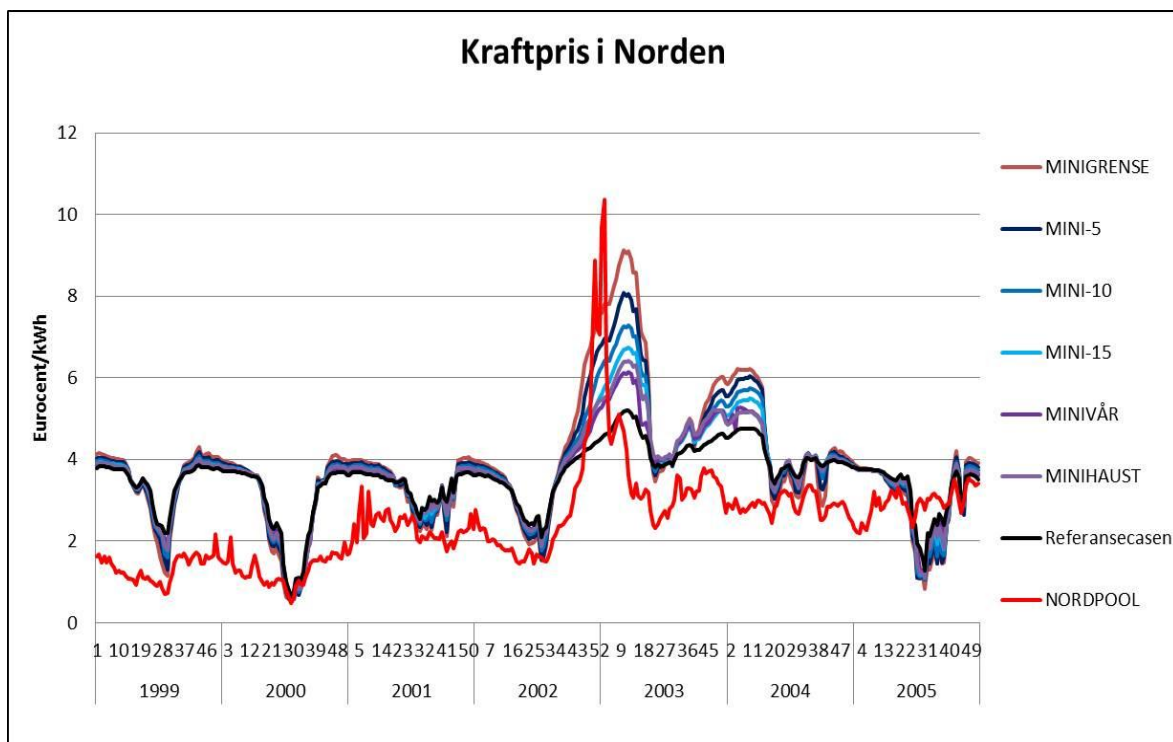
Tabell C-8 Resultat frå AVREGN for minimumsgrense berre på hausten [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	136,920	4,483	16,775	6,329	17,774
1991	108,023	0,000	3,764	13,748	3,585
1992	128,458	1,112	9,486	7,298	14,226
1993	123,020	1,622	10,213	10,422	11,926
1994	115,847	0,040	6,660	11,228	8,936
1995	128,515	1,758	13,482	5,863	13,252
1996	99,185	0,000	3,563	18,966	2,085
1997	115,719	0,000	9,613	10,654	8,187
1998	116,797	0,000	5,928	11,052	7,985
1999	122,059	0,000	6,796	8,546	10,944
2000	137,945	2,091	16,189	4,708	19,088
2001	110,857	0,000	6,540	13,700	4,339
2002	118,942	0,018	6,057	12,601	11,805
2003	102,246	0,000	3,809	16,194	3,836
2004	102,685	0,000	5,144	17,910	3,859
2005	130,431	0,859	13,326	6,297	14,529
SUM	1897,649	11,983	137,345	175,516	156,356

Magasinfyllingsgrad og kraftpris i minimumsfyllingsgradcasane



Figur C-4 Magasinfyllingsgrad i Noreg for minimumsfyllingsgradcasane



Figur C-5 Kraftpris i Norden for minimumsgrensecasane, saman med referansecasen og systemprisen frå Nordpool

Endring i rasjoneringsprisen

Rasjoneringspris på 9,375 eurocent/kWh

Tabell C-9 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 9,375 eurocent/kWh [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	140,281	3,376	15,912	4,709	19,502
1991	111,936	0,000	3,575	12,257	4,784
1992	127,210	0,489	8,888	6,729	12,561
1993	124,135	0,656	9,498	8,281	11,223
1994	118,146	0,000	6,373	9,287	9,199
1995	126,332	0,594	11,641	6,493	12,402
1996	104,974	0,000	3,585	16,167	4,439
1997	112,713	0,000	8,574	11,490	6,118
1998	115,981	0,000	5,503	11,193	6,971
1999	121,570	0,000	6,568	8,814	10,130
2000	136,015	0,909	15,659	5,002	18,096
2001	111,252	0,000	6,022	14,309	4,764
2002	121,882	0,000	5,623	9,672	11,206
2003	105,716	0,000	3,774	14,315	4,106
2004	102,736	0,000	4,870	17,654	3,814
2005	125,081	0,064	11,512	7,519	11,494
SUM	1905,960	6,088	127,577	163,891	150,809

Rasjoneringspris på 18,75 eurocent/kWh

Tabell C-10 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 18,75 eurocent/kWh [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	139,771	3,570	16,014	4,757	19,126
1991	111,276	0,000	3,561	12,383	4,395
1992	127,517	0,589	8,854	6,726	12,893
1993	123,828	0,875	9,615	8,694	11,290
1994	117,776	0,000	6,473	9,438	9,033
1995	126,948	0,867	11,767	6,322	12,654
1996	103,906	0,000	3,556	16,673	4,061
1997	113,187	0,000	8,786	11,202	6,311
1998	116,314	0,000	5,634	11,062	7,233
1999	121,889	0,000	6,506	8,628	10,339
2000	136,380	0,978	15,809	4,829	18,304
2001	110,912	0,000	6,214	14,398	4,553
2002	120,980	0,000	5,699	10,669	11,395
2003	105,442	0,000	3,778	14,752	4,350
2004	102,352	0,000	4,945	17,968	3,745
2005	126,503	0,077	11,679	7,126	12,412
SUM	1904,981	6,956	128,890	165,627	152,094

Rasjoneringspris på 75 eurocent/kWh

Tabell C-11 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 75 eurocent/kWh [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	139,240	3,598	16,233	4,900	18,839
1991	110,781	0,000	3,598	12,439	4,168
1992	127,692	0,629	8,967	6,741	13,107
1993	123,710	0,983	9,695	8,804	11,262
1994	117,346	0,000	6,541	9,588	8,803
1995	127,303	0,994	11,951	6,269	12,965
1996	103,227	0,000	3,547	16,888	3,678
1997	113,307	0,000	8,821	11,326	6,562
1998	116,601	0,000	5,641	10,898	7,392
1999	121,899	0,000	6,532	8,608	10,369
2000	136,860	1,127	15,713	4,694	18,508
2001	110,908	0,000	6,240	14,346	4,514
2002	120,560	0,000	5,763	11,170	11,587
2003	105,098	0,000	3,813	15,169	4,472
2004	102,205	0,000	5,036	18,109	3,761
2005	126,995	0,176	11,866	7,018	12,679
SUM	1903,732	7,507	129,957	166,967	152,666

Rasjoneringspris på 150 eurocent/kWh

Tabell C-12 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 150 eurocent/kWh [TWh]

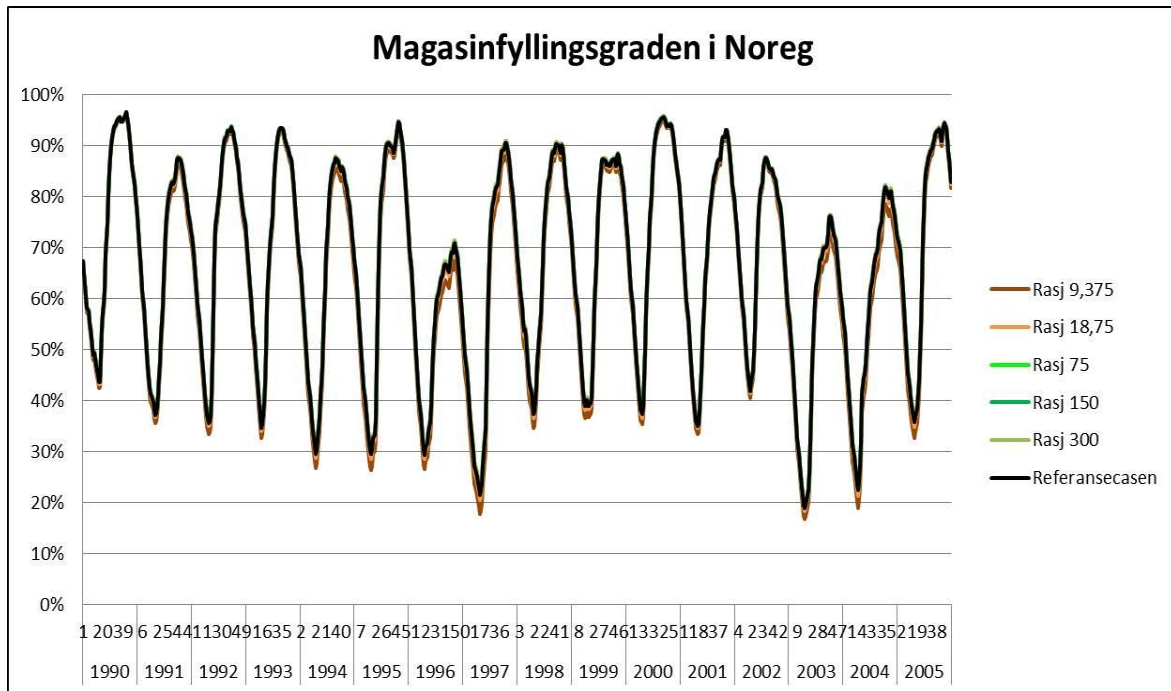
Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	139,328	3,724	16,131	4,903	18,810
1991	110,712	0,000	3,630	12,574	4,236
1992	127,748	0,602	8,960	6,700	13,151
1993	123,683	0,958	9,697	8,816	11,295
1994	117,360	0,000	6,550	9,536	8,760
1995	127,243	1,061	11,983	6,328	12,890
1996	103,303	0,000	3,546	16,760	3,617
1997	113,241	0,000	8,836	11,348	6,524
1998	116,663	0,000	5,645	10,839	7,401
1999	121,994	0,000	6,549	8,659	10,530
2000	136,616	1,065	15,775	4,691	18,320
2001	111,093	0,000	6,245	14,243	4,574
2002	120,518	0,000	5,695	11,212	11,580
2003	105,143	0,000	3,840	15,159	4,524
2004	102,084	0,000	5,049	18,263	3,783
2005	127,171	0,136	11,849	6,907	12,754
SUM	1903,900	7,546	129,980	166,938	152,749

Rasjoneringspris på 300 eurocent/kWh

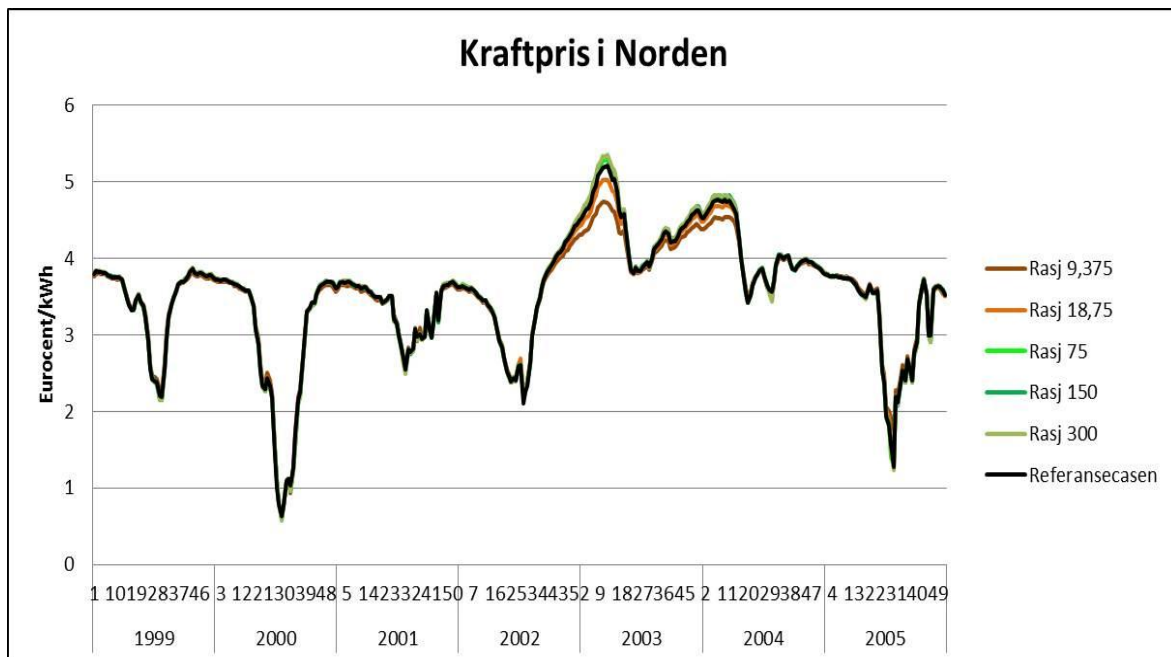
Tabell C-13 Simuleringsresultat frå AVREGN med ein rasjoneringspris på 300 eurocent/kWh [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	139,277	3,717	16,195	4,906	18,788
1991	110,544	0,000	3,607	12,502	4,062
1992	127,835	0,665	9,011	6,670	13,183
1993	123,712	0,988	9,722	8,771	11,265
1994	117,246	0,000	6,578	9,651	8,770
1995	127,358	1,129	11,933	6,316	12,955
1996	103,105	0,000	3,534	16,884	3,558
1997	113,311	0,000	8,889	11,298	6,543
1998	116,541	0,000	5,676	10,915	7,376
1999	122,108	0,000	6,540	8,621	10,582
2000	136,576	1,073	15,818	4,750	18,348
2001	111,036	0,000	6,279	14,212	4,506
2002	120,455	0,000	5,741	11,327	11,650
2003	105,034	0,000	3,835	15,175	4,437
2004	102,101	0,000	5,039	18,163	3,700
2005	127,173	0,183	11,929	6,979	12,777
SUM	1903,412	7,755	130,326	167,140	152,500

Magasinfyllingsgrad og kraftpris i casane med endra rasjoneringspris



Figur C-6 Magasinfyllingsgraden for casane med endra rasjoneringspris



Figur C-7 Kraftpris i Norden for casane med endra rasjoneringspris

Endring i korreksjonsfaktorane

Manuelt endra korreksjonsfaktor

Tabell C-14 Simuleringsresultat frå AVREGN for casen med manuelt endra korreksjonsfaktor [TWh]

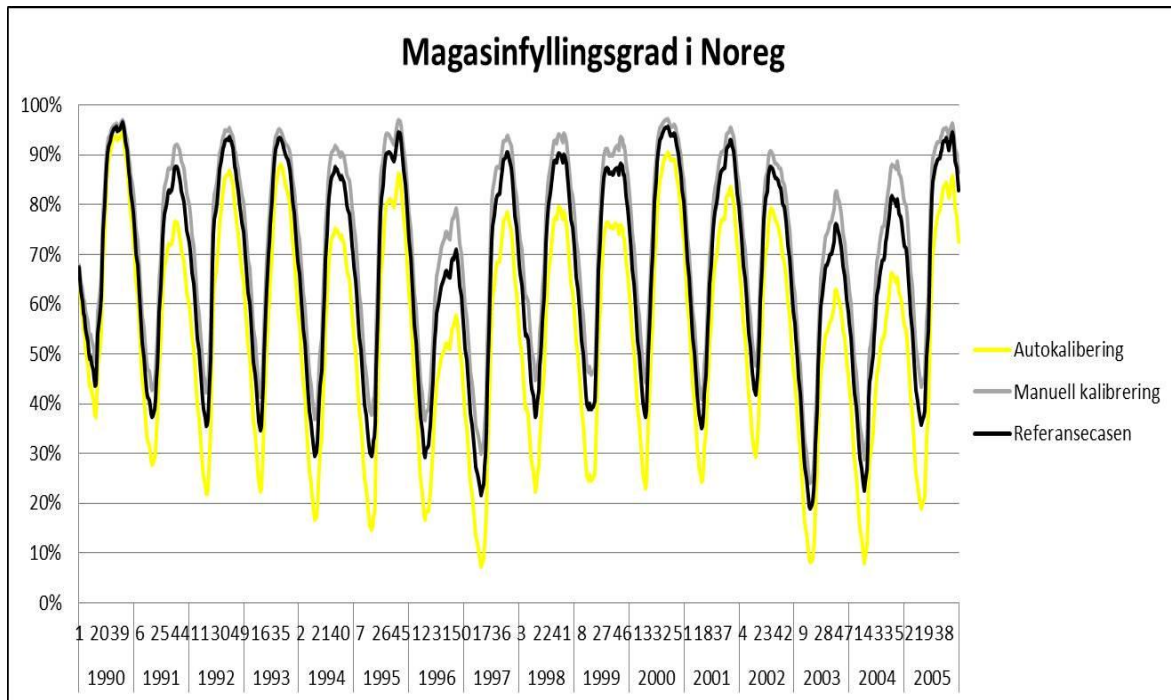
Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	134,740	5,073	17,394	7,972	16,892
1991	108,137	0,000	3,904	13,843	3,725
1992	128,227	1,345	9,860	7,850	14,414
1993	122,477	1,902	10,582	11,282	12,073
1994	115,869	0,425	7,007	11,241	8,548
1995	127,891	1,931	13,797	6,380	13,139
1996	100,605	0,000	3,688	18,072	2,509
1997	114,229	0,000	9,762	12,582	8,755
1998	116,098	0,000	6,090	11,592	7,982
1999	121,132	0,020	7,233	8,752	10,349
2000	138,302	2,643	16,602	4,940	19,257
2001	110,409	0,009	6,743	13,828	4,148
2002	118,965	0,130	6,417	13,473	12,583
2003	104,229	0,000	4,004	16,357	5,009
2004	100,610	0,000	5,268	19,829	3,999
2005	129,589	1,094	13,579	6,505	13,983
SUM	1891,509	14,572	141,930	184,498	157,365

Autokalibreringscasen

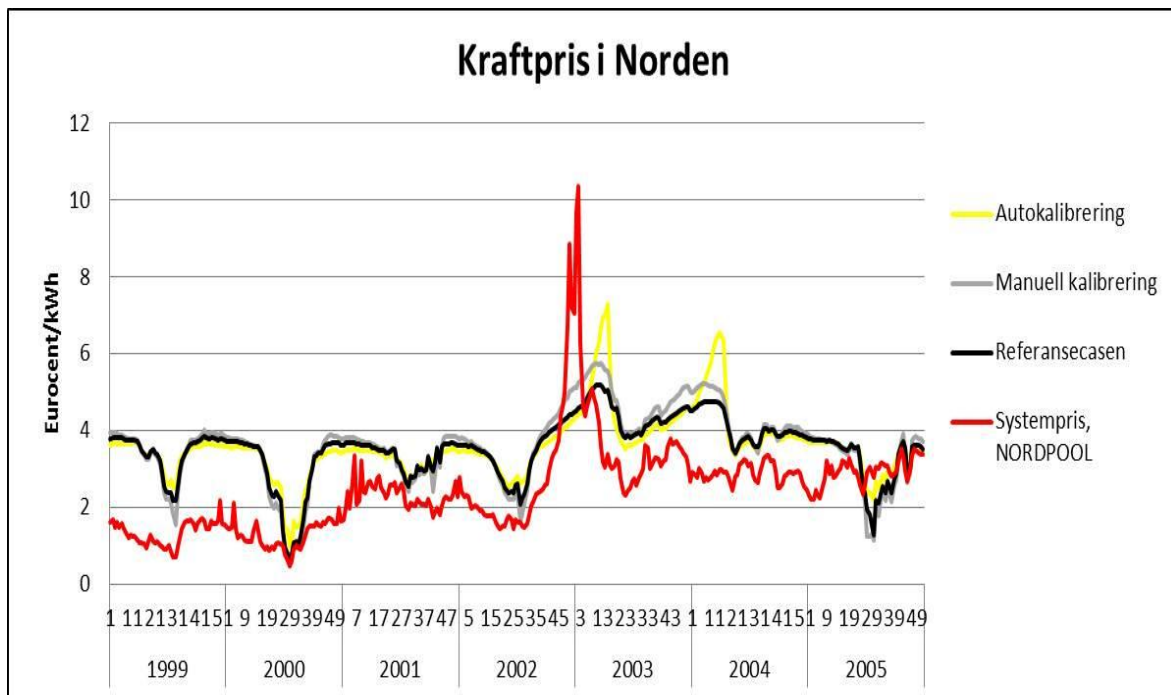
Tabell C-15 Simuleringsresultat frå AVREGN for autokalibreringscasen [TWh]

Årstall	Vasskraft	Flaum	Flaumover	Sum import	Sum eksport
1990	145,710	1,896	13,787	4,631	25,382
1991	117,050	0,000	3,424	10,920	7,345
1992	126,096	0,000	7,849	7,010	11,773
1993	125,232	0,019	7,797	7,628	11,534
1994	121,335	0,000	5,529	7,703	9,768
1995	125,667	0,025	10,215	6,528	12,218
1996	105,004	0,000	3,552	16,729	4,427
1997	113,710	0,000	7,904	10,347	6,586
1998	116,156	0,000	5,127	12,241	7,716
1999	122,636	0,000	5,626	8,146	9,944
2000	133,404	0,016	13,720	5,481	16,582
2001	114,241	0,000	5,273	13,903	6,826
2002	121,669	0,000	4,899	9,477	10,475
2003	105,545	0,000	3,820	14,180	4,048
2004	105,081	0,000	4,628	16,432	4,977
2005	124,008	0,000	9,653	8,204	10,954
SUM	1922,544	1,956	112,803	159,560	160,555

Magasinfyllingsgrad og kraftpris for casane med endra rasjoneringspris



Figur C-8 Magasinfyllingsgrad i Noreg for casane med endra korreksjonsfaktor



Figur C-9 Kraftpris i Norden for casane med endra korreksjonsfaktor, samt referansecasen og systemprisen i Norden

D. Samfunnsøkonomisk overskot

Tabell D-1 Ukorrigert samfunnsøkonomisk overskot

Case	Samfunnsøkonomisk overskot [MEuro]	Produsent overskot [MEuro]	Konsument overskot [MEuro]
Referansecasen	137 367	10 835	126 355
Minigrense	139 686	11 872	127 525
Mini-5	139 749	11 488	128 005
Mini-10	139 797	11 264	128 304
Mini-15	139 836	11 122	128 505
Minivår	139 865	11 048	128 620
Minihaut	139 842	11 083	128 551
Rasjonerings 9,375	63 651	10 751	52 734
Rasjonerings 18,75	89 066	10 803	78 089
Rasjonerings 75	241 578	10 853	126 355
Rasjonerings 150	444 941	10 862	433 900
Rasjonerings 300	851 662	10 864	840 619
Endret kalibrering	137 304	11 001	126 089
Autokalibrering	137 450	10 975	126 347

Korrigerings av resultatet for rasjoneringsprisen ved hjelp av likning (1):

$$(2) \quad S\bar{O}O_{k,9,375} = 63\,651 \text{ MEuro} - \left(277\,688\,010\,000 \text{ kWh} \times \left(0,09375 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} - 0,375 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \right) \right) \times \frac{1}{1\,000\,000} \frac{\text{MEuro}}{\text{Euro}} = 63\,651 \text{ MEuro} + 78\,100 \text{ MEuro} = 141\,751 \text{ MEuro}$$

$$(3) \quad S\bar{O}O_{k,18,75} = 89\,066 \text{ MEuro} - \left(277\,688\,010\,000 \text{ kWh} \times \left(0,1875 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} - 0,375 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \right) \right) \times \frac{1}{1\,000\,000} \frac{\text{MEuro}}{\text{Euro}} = 89\,066 \text{ MEuro} + 52\,067 \text{ MEuro} = 141\,133 \text{ MEuro}$$

$$(4) \quad S\bar{O}_{k75} = 241\,578 \text{ MEuro} - \left(277\,688\,010\,000 \text{ kWh} \times \left(0,75 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} - 0,375 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \right) \right) \times \frac{1}{1\,000\,000} \frac{\text{MEuro}}{\text{Euro}} = 241\,578 \text{ MEuro} - 104\,133 \text{ MEuro} = 137\,445 \text{ MEuro}$$

$$(5) \quad S\bar{O}_{k150} = 444\,941 \text{ MEuro} - \left(277\,688\,010\,000 \text{ kWh} \times \left(1,5 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} - 0,375 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \right) \right) \times \frac{1}{1\,000\,000} \frac{\text{MEuro}}{\text{Euro}} = 444\,941 \text{ MEuro} - 312\,399 \text{ MEuro} = 132\,542 \text{ MEuro}$$

$$(6) \quad S\bar{O}_{k150} = 851\,662 \text{ MEuro} - \left(277\,688\,010\,000 \text{ kWh} \times \left(3,0 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} - 0,375 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \right) \right) \times \frac{1}{1\,000\,000} \frac{\text{MEuro}}{\text{Euro}} = 851\,662 \text{ MEuro} - 728\,931 \text{ MEuro} = 122\,731 \text{ MEuro}$$

Tabell D-2 Korrigert samfunnsøkonomisk overskot for rasjoneringscasane

Case	Korrigert Samfunnsøkonomisk overskot [MEuro]
Rasjoning 9,375 eurocent/kWh	141 751
Rasjoning 18,75 eurocent/kWh	141 133
Rasjoning 75 eurocent/kWh	137 455
Rasjoning 150 eurocent/kWh	132 542
Rasjoning 300 eurocent/kWh	122 731