

Effekt av detaljert stokastisk vannverdiberegning i Norden

En forberedelse til å møte fremtidens
kraftsystem

Sigrun Gunderson Morland

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2016

Hovedveileder: Magnus Korpås, ELKRAFT

Medveileder: Knut Skogstrand Gjerden, SINTEF Energi AS

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Abstract

The energy situation in the Nordic countries is in great change. Future upgrades of the transmission capacity between the Nordic and other European power markets, together with an increase of intermittent power production on the Continent from wind and solar, are going to induce more uncertainty and larger fluctuations in the Nordic power market. This represents a challenge for traditional hydro power scheduling. The goal of this master thesis is to investigate if a new market model, SOVN, developed by SINTEF Energy, will handle the complexities of a modern energy situation better than the prevalent EMPS model. SOVN is a stochastic optimization model that calculates individual water values for each reservoir in the Nordics using a formal optimization. The EMPS model is a semi-heuristic model using the water value method and aggregation of reservoirs in its calculations.

This master thesis can be divided into three subparts. The first part examines different methods to reduce the simulation time of SOVN without greatly compromising on the quality of the results. First a study is conducted to uncover how changes in the parameters of the control file used for running SOVN affect both the simulation time and the results. The study concludes that the time horizon has the greatest effect on both simulation time and the model output, but adjustment of other parameters also gives an advantage in terms of reducing the simulation time. The first part of the thesis also performs an examination of various forms of scenario reduction. The findings points out that the scenario reduction already implemented in SOVN consistently gives good results even at extreme scenario reduction. Consequently, the simulation time can be significantly reduced.

The second part of this thesis is a case study where SOVN is tested against the EMPS model in a comparative analysis. The goal of the case study is to observe how the models handle a situation of power deficit both in one single area and in several areas. The findings highlight that SOVN gives more correct price signals and takes advantage of the flexibility of the system in a better way than the EMPS model. SOVN achieves less rationing and a larger socio-economic surplus. The third part of the thesis is a continuation of previous testing of the functionality regarding pumped storage hydro power in SOVN. The results show that this functionality is significantly improved from previous tests. However, as the model is still under development, this should be investigated further with more realistic settings.

In conclusion, SOVN shows promising signs of being a user friendly model that can handle the complexities of the future power system in a satisfactory manner. The major drawback of the model is the prolonged simulation time compared to the EMPS model, even after doing scenario reduction and adjusting settings.

Sammendrag

Energisituasjonen i Norden er i stor endring. Fremtidige oppgraderinger i overføringskapasiteten mellom det nordiske og andre europeiske kraftmarkeder, sammen med økt uforutsigbar produksjon på kontinentet fra fornybare kilder vil føre til mer usikkerhet og større svingninger i det nordiske kraftmarkedet. Dette skaper utfordringer for tradisjonell vannkraftplanlegging. Målet med denne masteroppgaven er å bidra til å undersøke om en ny markedsmodell, SOVN, utviklet av SINTEF Energi, vil takle kompleksiteten i den nye kraftsituasjonen bedre enn den veletablerte Samkjøringsmodellen. SOVN er en stokastisk optimeringsmodell som beregner individuelle vannverdier for hvert magasin i Norden ved en komplett formell optimalisering. Samkjøringsmodellen er en semi-heuristisk modell som bruker vannverdimetoden og aggregering av flere magasiner i sine beregninger.

Masteroppgaven kan deles inn i tre underdeler. Første del undersøker ulike måter å redusere beregningstiden i SOVN uten at dette går på bekostning av akseptabel kvalitet på resultatene. Først gjennomføres en undersøkelse der ulike parametere i kontrollfilen som brukes til å kjøre SOVN blir justert. Deretter følger en undersøkelse av ulike metoder for scenarioreduksjon. Justering av parametere i kontrollfilen i SOVN viste at tidshorizonten hadde mest å si for både beregningstiden og kvaliteten på resultatene, men at også andre parametere med fordel kan justeres for å oppnå kortere beregningstid og samtidig gode resultater. Testing av scenarioreduksjon viste at scenarioreduksjonen allerede implementert i SOVN konsistent gir gode resultater selv ved svært kraftig scenarioreduksjon. Beregningstiden kan følgelig også reduseres kraftig.

Andre del av masteroppgaven er en casestudie der SOVN blir testet opp mot Samkjøringsmodellen i en komparativ analyse. Målet med casestudien er å undersøke hvordan de to modellene takler en situasjon med kraftunderskudd i ett og flere delområder. Casestudien viste at SOVN gir riktigere prissignaler og bruker fleksibiliteten som ligger i kraftsystemet bedre enn Samkjøringsmodellen. SOVN oppnår dermed mindre rasjonering av kraft og et høyere samfunnsøkonomisk overskudd. Tredje del av masteroppgaven er en videreføring av tidligere testing av funksjonaliteten knyttet til pumpekraft i SOVN. Resultatene viste at funksjonaliteten er betraktelig forbedret fra tidligere testing, men at pumpekraft bør undersøkes nærmere med mer realistiske innstillinger.

Oppsummert tegner SOVN til å være en svært lovende og brukervennlig modell som takler fremtidens kraftsystem på en god måte. Den store ulempen med modellen sammenlignet med Samkjøringsmodellen er at modellen har veldig mye lengre beregningstid, selv etter scenarioreduksjon og justering av innstillinger.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved institutt for elkraftteknikk ved Norges Teknisk Naturvitenskaplige Universitet (NTNU) i løpet av våren 2016. Oppgaven er skrevet i forbindelse med faget *TET4915: Energiplanlegging og miljøanalyse, masteroppgave*. Jeg skrev prosjektoppgave om samme tema i løpet av høsten 2015, som fungerte som et forarbeid til denne masteroppgaven. Arbeidet er utført i samarbeid med SINTEF Energi AS, som har stått for utviklingen av de to modellene som er benyttet i oppgaven.

Jeg har fulgt utviklingen av SOVN gjennom nesten et helt år, fra august 2015 til juni 2016. Det har til tider vært frustrerende at jeg og andre har oppdaget feil i modellen, og at simuleringer stadig har måttet kjøres på nytt med nye modellversjoner. I løpet av det siste året har det gått med mye tid til feilsøking og tolkning av resultater som ikke gir mening. Likevel, når jeg ser tilbake på prosessen i ettertid, kan jeg ikke si annet enn at det har vært veldig interessant og givende å få lov til å følge utviklingen av modellen. Ikke minst har det vært en glede å se kvaliteten på resultatene som modellen etter hvert har oppnådd.

Jeg vil rette en stor takk til mine veiledere Magnus Korpås ved NTNU og Knut Skogstrand Gjerden ved SINTEF Energi. De har gitt god støtte og oppfølging gjennom hele dette og det foregående semesteret. Jeg vil også takke Arild Helseth, Arild Lote Henden, Geir Warland, Birger Mo og andre ansatte ved SINTEF Energi som villig har svart på mine mange spørsmål om modellene, og hjulpet til med feilsøking. En takk rettes også til SINTEF Energi for lån av datautstyr og tilgang på regneressurser, og Statnett for tilgang på datasettet som er brukt i oppgaven.

Trondheim, 9. juni 2016

Sigrun Gunderson Morland

Innhold

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Bakgrunn og motivasjon | 1 |
| 1.1 | Vannkraftproduksjon og -simulering i Norden | 1 |
| 1.2 | Trender og framtidsscenarioer i det nordiske kraftmarkedet | 1 |
| 2 | Teori | 5 |
| 2.1 | Scenarioreduksjon | 5 |
| 2.1.1 | Fast Forward Selection (FFS) | 5 |
| 3 | Samkjøringsmodellen | 9 |
| 3.1 | Krav til inputdata | 9 |
| 3.2 | Strategidiel | 10 |
| 3.2.1 | Aggregering av områder | 10 |
| 3.2.2 | Kalkulering av vannverdier | 10 |
| 3.2.3 | Optimal produksjon i det aggregerte området | 13 |
| 3.2.4 | Kalibrering | 14 |
| 3.3 | Simuleringsdel | 16 |
| 3.4 | Resultatprogrammer | 19 |
| 4 | SOVN | 21 |
| 4.1 | Introduksjon til modellen | 21 |
| 4.1.1 | Andre prosjekter | 22 |
| 4.2 | Beskrivelse av modellen | 22 |
| 4.2.1 | Det ukentlige beslutningsproblemet | 23 |
| 4.2.2 | Scenariovifteproblemet | 26 |
| 4.2.3 | Scenarioviftesimulator | 26 |
| 4.2.4 | Korrelasjon i tilsig | 28 |
| 4.2.5 | Dekomponering av problemet | 28 |
| 4.3 | Krav til inputdata | 30 |
| 4.4 | Kontrollfil | 30 |
| 4.5 | Parallellprossering | 31 |
| 4.6 | Resultatuthenting | 32 |
| 5 | Beskrivelse av datasett | 33 |
| 5.1 | Delområder | 33 |
| 5.1.1 | Produksjonskapasiteter | 33 |
| 5.1.2 | Magasinkapasiteter | 33 |
| 5.1.3 | Tilsig | 34 |
| 5.1.4 | Eksterne delområder | 35 |
| 5.2 | Etterspørsel etter kraft | 35 |
| 5.2.1 | Faste kontrakter | 35 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 5.2.2 | Prisavhenging marked | 35 |
| 5.2.3 | Prisavsnitt | 36 |
| 5.3 | Overføringskapasiteter | 36 |
| 6 | Beskrivelse av case | 37 |
| 6.1 | Knapphet, CASE F og V | 37 |
| 6.2 | Pumpekraft, CASE P | 38 |
| 7 | Testing av innstillinger i SOVN | 41 |
| 7.1 | Tidligere testing av modellen | 41 |
| 7.2 | Første testrunde | 41 |
| 7.2.1 | Tidshorisont | 43 |
| 7.2.2 | Konvergenzkriterium | 44 |
| 7.2.3 | Maksimalt antall iterasjoner | 45 |
| 7.2.4 | Antall uker akkumulert tidsoppløsning | 47 |
| 7.2.5 | Antall uker sekvensiell tidsoppløsning | 52 |
| 7.2.6 | Bevaring av kutt | 52 |
| 7.2.7 | Oppsummering første testrunde | 54 |
| 7.3 | Andre testrunde | 55 |
| 7.3.1 | Antall uker akkumulert tidsoppløsning | 55 |
| 7.3.2 | Maksimalt antall iterasjoner | 57 |
| 7.3.3 | Bevaring av kutt | 58 |
| 7.4 | Endelige parametere for videre testing | 61 |
| 8 | Scenarioreduksjon | 63 |
| 8.1 | Kalibrering av Samkjøringsmodellen | 64 |
| 8.2 | Resultater | 66 |
| 8.3 | Konklusjon av scenarioreduksjon | 70 |
| 9 | Oppsett for case | 71 |
| 10 | Knapphetsstudier (CASE F og V) | 73 |
| 10.1 | Resultater CASE F | 73 |
| 10.2 | Resultater CASE V | 81 |
| 10.3 | Diskusjon | 86 |
| 10.3.1 | Stor økning i etterspørsel | 86 |
| 10.3.2 | Moderat økning i etterspørsel | 89 |
| 10.3.3 | Konsekvenser av knapphet i Finnmark | 90 |
| 10.3.4 | Samfunnsøkonomisk overskudd | 91 |
| 10.3.5 | Effekten av kalibrering | 93 |
| 10.3.6 | Eventuelle feilkilder | 94 |
| 10.4 | Oppsummering knapphet | 95 |

| | |
|--|------------|
| 11 Pumpekraft (CASE P) | 97 |
| 11.1 Resultater | 97 |
| 11.2 Diskusjon | 104 |
| 11.2.1 Forbedringer fra tidligere testing | 104 |
| 11.2.2 Pumpemønster i Finnmark og Troms | 105 |
| 11.2.3 Effekt av utvidet overføringskapasitet (P5000*) | 106 |
| 11.2.4 Samfunnsøkonomisk overskudd | 107 |
| 11.2.5 Virkning og lønnsomhet av pumpekraft | 108 |
| 11.2.6 Eventuelle feilkilder | 109 |
| 11.3 Oppsummering pumpekraft | 110 |
| 12 Konklusjon | 111 |
| 13 Videre arbeid | 113 |
| Tillegg A Teoretisk bakgrunn | |
| A.1 Kraftmarkedsteori | A-1 |
| A.2 Benders dekomposisjon | A-4 |
| Tillegg B Utregning av pumpeparametere | |
| Tillegg C Tilleggopplysninger om datasett | |
| C.1 Utvalgte tilsigsår | C-8 |
| C.2 Vindkraft | C-10 |
| C.3 Eksterne prisrekker | C-11 |
| C.4 Overføringskapasitet | C-12 |
| C.5 Fastkraft | C-13 |
| Tillegg D Innstillinger for kjøring | |
| D.1 Nærmere beskrivelse av parametere for testing i SOVN | D-14 |
| D.2 Kontrollfil SOVN | D-16 |
| Tillegg E Kode | |
| E.1 Forward fast selection | E-17 |
| Tillegg F Kalibrering av Samkjøringsmodellen | |
| F.1 Kjøretid kalibrering av Samkjøringsmodellen | F-20 |
| F.2 Kalibrering av modellen case F og V | F-20 |
| Tillegg G Tillegg resultater | |
| G.1 Testing av parametere i SOVN | G-22 |
| G.2 Kurver pumpekraft | G-23 |

Tabeller

| | | |
|------|---|------|
| 5.1 | Produksjon i delområdene | 34 |
| 5.2 | Aggregerte magasinkapasiteter. | 34 |
| 5.3 | Gjennomsnittlig tilsig i delområdene. | 34 |
| 5.4 | Korrelasjon i tilsig mellom delområdene. | 35 |
| 5.5 | Prisavsnitt i modellen. | 36 |
| 5.6 | Overføringskapasitet mellom delområdene. | 36 |
| 6.1 | Fastkraft per år, case F. | 37 |
| 6.2 | Fastkraft per år, case V. | 38 |
| 6.3 | Magasindata for magasiner med pumpemuligheter. | 39 |
| 6.4 | Pumpeparametere, case P. | 39 |
| 6.5 | Vindkraft, case P. | 40 |
| 6.6 | Overføringskapasitet mellom delområdene, case P. | 40 |
| 7.1 | Ytelse ved justering av N WEEKSCEN. | 44 |
| 7.2 | Ytelse ved justering av MINDIFF. | 46 |
| 7.3 | Ytelse ved justering av MAXITER. | 46 |
| 7.4 | Testresultater ved justering av NCUT, første testrunde. | 53 |
| 7.5 | Oppsummering av første testrunde. | 54 |
| 7.6 | Ytelse ved justering av LASTWEEKACC, andre testrunde. | 57 |
| 7.7 | Ytelse ved justering av MAXITER, andre testrunde. | 58 |
| 7.8 | Endelige parametere i kontrollfilen i SOVN etter testing. | 61 |
| 8.1 | Antall scenarioer valgt ut ved scenarioreduksjon. | 63 |
| 8.2 | Samfunnsøkonomisk overskudd etter automatisk kalibrering. | 66 |
| 8.3 | Beregningstid ved scenarioreduksjon. | 69 |
| 10.1 | Prosentvis rasjonering av fastkraft i hele systemet, case F. | 74 |
| 10.2 | Kraftverdier Finnmark, case F. | 78 |
| 10.3 | Kraftverdier Troms, case F. | 78 |
| 10.4 | Prosentvis rasjonering av fastkraft, case V. | 82 |
| 10.5 | Kraftverdier vannkraftområder, case V. | 82 |
| 11.1 | Pumpekraft, Finnmark. | 97 |
| 11.2 | Pumpekraft, Troms. | 100 |
| 11.3 | Flomkraft for trinn med pumpemuligheter. | 101 |
| 11.4 | Flomkraft for trinn uten pumpemuligheter. | 101 |
| 11.5 | Samfunnsøkonomisk overskudd for trinn med pumpemuligheter. | 103 |
| 11.6 | Samfunnsøkonomisk overskudd for trinn uten pumpemuligheter. | 103 |
| C.1 | Fastkraft i delområdene. | C-13 |
| F.1 | Kalibreringstid ved scenarioreduksjon | F-20 |
| F.2 | Endring i kalibreringsfaktorer ved automatisk kalibrering, case F og V. | F-21 |
| G.1 | Ytelse testing ved justering av LASTWEEKACC, første testrunde. | G-22 |

G.2 Regnetid ved testing på antall uker med akkumulert tidsoppløsning. G-23

Figurer

| | | |
|------|--|----|
| 3.1 | Planleggingsperioden ved vannverdiberegninger. | 11 |
| 3.2 | Eksempel på tilbuds- og etterspørselskurve. | 13 |
| 3.3 | Flytskjema for automatisk kalibrering av Samkjøringsmodellen. | 15 |
| 3.4 | Strategidelen i Samkjøringsmodellen. | 16 |
| 3.5 | Simuleringsdelen i Samkjøringsmodellen. | 18 |
| 4.1 | Scenarioviftesimulator (SFS). | 27 |
| 5.1 | Delområder i det simulerte systemet. | 33 |
| 7.1 | Resultater ved justering av N WEEKSCEN. | 43 |
| 7.2 | Resultater ved justering av MINDIFF. | 45 |
| 7.3 | Flom ved justering av LASTWEEKACC. | 48 |
| 7.4 | Maksimal kraftverdi ved justering av LASTWEEKACC. | 48 |
| 7.5 | Samfunnsøkonomisk overskudd ved justering av LASTWEEKACC. | 49 |
| 7.6 | Resultater ved justering av LASTWEEKACC med tidshorison 52 uker. | 51 |
| 7.7 | Utvikling i beregningstid ved justering av LASTWEEKACC. | 51 |
| 7.8 | Resultater ved justering av LASTWEEKSEQ. | 53 |
| 7.9 | Justering av LASTWEEKACC i første og andre testrunde. | 56 |
| 7.10 | Regnetid for andre testrunde med 52 ukers tidshorison og første testrunde. | 56 |
| 7.11 | Antall iterasjoner ved kjøring G2. | 57 |
| 7.12 | Andel problemer løst ved ulikt antall iterasjoner ved justering av MAXITER, andre testrunde. | 59 |
| 7.13 | Resultater og beregningstid ved justering av MAXITER, andre testrunde. | 59 |
| 7.14 | Resultater og beregningstid ved justering av NCUT, andre testrunde. | 60 |
| 7.15 | Resultater med endelig parametere i SOVN. | 61 |
| 8.1 | Automatiske kalibreringsfaktorer ved scenarioreduksjon. | 65 |
| 8.2 | Samfunnsøkonomisk overskudd ved scenarioreduksjon. | 67 |
| 8.3 | Tilslig ved scenarioreduksjon. | 68 |
| 8.4 | Gjennomsnittlige og maksimale kraftverdier ved scenarioreduksjon. | 68 |
| 8.5 | Standardavvik for gjennomsnittlige kraftverdier ved scenarioreduksjon. | 69 |
| 10.1 | Ønsket og levert fastkraft med prisavhengige kontrakter, case F. | 74 |
| 10.2 | Rasjonering alle i vannkraftområder, case F. | 75 |
| 10.3 | Magasinkurver Finnmark for Samkjøringsmodellen, case F. | 76 |
| 10.4 | Magasinkurver Finnmark for SOVN, case F. | 76 |
| 10.5 | Magasinkurver Troms for Samkjøringsmodellen, case F. | 77 |
| 10.6 | Magasinkurver Troms for SOVN, case F. | 77 |
| 10.7 | Utveksling mellom Finnmark og Troms, trinn F400 og F600. | 79 |
| 10.8 | Utveksling til områder med eksterne prisrekker, case F. | 79 |

| | | |
|-------|---|------|
| 10.9 | Energibalanse for Finnmark, case F. | 80 |
| 10.10 | Samfunnsøkonomisk overskudd, case F. | 80 |
| 10.11 | Rasjonering alle vannkraftområder, case V. | 81 |
| 10.12 | Magasinkurver Troms for Samkjøringsmodellen, case V. | 83 |
| 10.13 | Magasinkurver Troms for SOVN, case V. | 83 |
| 10.14 | Energibalanse for vannkraftområdene, case V. | 84 |
| 10.15 | Utteksling til eksterne områder, case V. | 85 |
| 10.16 | Samfunnsøkonomisk overskudd, case V. | 85 |
| 11.1 | Magasinkurver ved pumping, øvre magasin, Finnmark. | 98 |
| 11.2 | Magasinkurver ved pumping, nedre magasin, Finnmark. | 98 |
| 11.3 | Magasinkurver ved pumping, øvre magasin Troms. | 99 |
| 11.4 | Magasinkurver ved pumping, nedre magasin Troms. | 99 |
| 11.5 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P2500. | 100 |
| 11.6 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P2500. | 100 |
| 11.7 | Varighetskurver for kraftverdier i Finnmark, case P. | 102 |
| 11.8 | Varighetskurver for kraftverdier i Troms, case P. | 102 |
| A.1 | Kraftmarked med relativt balansert produsent- og konsumentoverskudd. | A-2 |
| A.2 | Kraftmarked med mye større konsumentoverskudd enn produsentoverskudd. | A-3 |
| A.3 | Kraftmarked med mye mindre konsumentoverskudd enn produsentoverskudd. | A-3 |
| C.1 | Vindkraft over året. | C-10 |
| C.2 | Middelverdier av eksterne prisrekker. | C-11 |
| C.3 | MASKENETT.DATA knyttet til overføring mellom områder. | C-12 |
| D.1 | Kontrollfil for SOVN | D-16 |
| F.1 | Ukalibrerte magasinkurver for Troms, case V. | F-20 |
| G.1 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, PBase. | G-23 |
| G.2 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, PBase. | G-24 |
| G.3 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P1000. | G-24 |
| G.4 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P1000. | G-24 |
| G.5 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P2500. | G-25 |
| G.6 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P2500. | G-25 |
| G.7 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P5000. | G-25 |
| G.8 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P5000. | G-26 |
| G.9 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P5000*. | G-26 |
| G.10 | Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P5000*. | G-26 |
| G.11 | Differanse kraftverdier med og uten pumpemulighet, Base/PBase | G-27 |
| G.12 | Differanse kraftverdier med og uten pumpemulighet, U/P1000 | G-27 |
| G.13 | Differanse kraftverdier med og uten pumpemulighet, U/P2500 | G-28 |
| G.14 | Differanse kraftverdier med og uten pumpemulighet, U/P5000 | G-28 |

1 Bakgrunn og motivasjon

Denne masteroppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven *Effekt av stokastisk optimering på vannverdier i Norden* [1] skrevet ved NTNU høsten 2015. Bakgrunnen og motivasjon, samt store deler av det teoretiske grunnlaget for denne masteroppgaven, er derfor det samme som for prosjektoppgaven. En kortere beskrivelse av bakgrunnen for problemstillingen er gitt i kapittelet som følger. For en mer utfyllende beskrivelse henvises det til prosjektoppgaven.

1.1 Vannkraftproduksjon og -simulering i Norden

Kraftproduksjonen i Norden er i stor grad dominert av vannkraft. Spesielt Norge er i særstilling med en vannkraftproduksjon på om lag 135 TWh. Dette gir en vannkraftandel på rundt 96% av elektrisitetsproduksjonen [2]. Også Sverige har betydelig produksjon fra vannkraft [3].

På grunn av en vannkraftdominert produksjon har Norden lang tradisjon for vannkraftsimulering. Allerede sent på 1960-tallet begynte daværende Energiforsynings Forskningsinstitutt (EFI)¹ utviklingen av et verktøy som bruker vannverdiberegninger til å simulere kraftmarkedet. Dette var forløperen til det som vi i dag kjenner som Samkjøringsmodellen². Modellen er en semiheuristisk modell som består av en rekke mindre programmoduler. At modellen er semiheuristisk innebærer at den ikke løser hele problemet eksakt, men snarere benytter heuristikker for å løse deler av problemet. Den viktigste forenklingen er modellens aggregering av flere vannmagasiner og produksjonsenheter til færre moduler som representerer større delområder. Modellen er et kraftig verktøy som gir ut mange ulike og detaljerte resultater om kraftsystemet som blir simulert. Derfor blir den brukt av flere viktige aktører i bransjen, deriblant store vannkraftprodusenter, netteiere, regulatorer og forskere.

1.2 Trender og framtidsscenarioer i det nordiske kraftmarkedet

Energisituasjonen i Norden er, som i resten av verden, i stor endring. Situasjonen i årene fremover vil preges av nye forbruksmønstre, endrede vær- og klimaforhold, og ikke minst overgang til en mer fornybar energiproduksjon. For videre lesing

¹EFI var forløperen til dagens SINTEF Energi AS.

²Internasjonalt kjent som the EMPS (EFI's Multi-area Powermarket Simulator) model.

1.2 Trender og framtidsscenarioer i det nordiske kraftmarkedet

om fremtidens forbruksmønstre henvises det til rapporten *Energibruk i Fastlands-Norge* [4]. En rapport utarbeidet av Norsk Klimasenter [5] anbefales for en grundig innføring i prognoser angående fremtidens klima i regionen.

Energiproduksjonen i Europa har i løpet av de siste årene gjennomgått store endringer. Tendensen på kontinentet er økende andel energiproduksjon fra fornybare kilder. Dette gjelder spesielt i Tyskland, der andelen fornybar energiproduksjon i 2014 lå på 25,8% [6]. En stor del av den nye fornybare energien kommer fra sol- og vindkraft. Produksjon fra sol og vind er prisgitt værforholdene, og er dermed vanskelig å forutsi. I tillegg gjennomgår ofte denne typen fornybar produksjon raske variasjoner som er ikke er mulig å styre. Det ventes derfor økende uforutsigbarhet i Europas energiproduksjon.

Endringen energisituasjonen på kontinentet påvirker det nordiske kraftmarkedet allerede i dag. I tillegg blir Norden stadig tettere knyttet til Europa med nye kraftforbindelser som øker overføringskapasiteten. I løpet av de siste årene har det blitt bygget og lagt frem nye planer om flere kabler til kontinentet. De tre nyeste forbindelsene, SK4 til Danmark (fullført 2014), NordLink til Tyskland (i drift fra 2020) og NSN Link til Storbritannia (i drift fra 2021), vil til sammen gi 3500 MW ny kapasitet ut fra Norge. Per i dag er overføringskapasiteten til utlandet 2400 MW (inkludert SK4) til kontinentet, 3600 MW til Sverige, samt noe kapasitet til Finland og Russland [7].

Økende andel fornybar kraftproduksjon både i Norden og Europa bidrar dermed til en økende andel uforutsigbare parametere inn i modellene som brukes til å simulere det nordiske kraftmarkedet. Siden det er knyttet større usikkerhet til parameterne som gis inn til modellene, vil også resultatene som gis ut være mindre nøyaktige. Det er ventet at Samkjøringsmodellen med sin aggregerte modellbeskrivelse ikke vil gi tilfredsstillende resultater i den nye energisituasjonen.

Den stadig mer varierende og uforutsigbare kraftproduksjonen i Europa åpner samtidig opp for store økonomiske muligheter for nordiske kraftprodusenter. Den store andelen vannkraftproduksjon i området egner seg svært godt til å demme opp for hurtige variasjoner i kraftproduksjonen fra andre fornybare energikilder. Flexibiliteten som ligger i vannkraft ventes derfor å spille en stadig større rolle i årene som kommer. Forskere fra flere hold har spådd mulighetene for at Norge kan bli Europas batteri. Et eksempel er en kronikk [8] i Aftenposten fra 2015. Å være Europas batteri henspiller på muligheten for å lagre energi i perioder med kraftoverskudd ved bruk av pumpekraft i Norden. Ved en slik situasjon kommer det til å bli enda viktigere for vannkraftprodusenter å estimere korrekte vannverdier slik at de kan finne den mest optimale produksjonsstrategien, og for vurdere eventuell utbygging på en presis måte. Det blir også mer aktuelt å bygge ut overføringskapasiteten mel-

1 BAKGRUNN OG MOTIVASJON

lom Norden og resten av Europa for å kunne utveksle mer kraft i periodene med mindre produksjon fra sol og vind på kontinentet. Dette kommer til å bidra til en økende etterspørsel etter simuleringsverktøy som gir mer presise resultater enn det Samkjøringsmodellen kan gi.

1.2 Trender og framtidsscenarioer i det nordiske kraftmarkedet

2 Teori

2.1 Scenarioreduksjon

Modellene som er benyttet i denne oppgaven er stokastiske optimeringsmodeller. Dette innebærer at en eller flere av parameterne er gitt av stokastisk data som representerer ulike scenarier som har en gitt sannsynlighet for å inntreffe. Spesifikt for modellene i denne sammenhengen er tilsiget ukjent.

For å minimere beregningstid og -ressurser vil det være gunstig å redusere mengden scenarier til en undermengde med lavere kardinalitet³. Det er imidlertid ønskelig at undermengden i så stor grad som mulig beholder de essensielle egenskapene til initielle mengden. Dette vil spesifikt si at undermengden av scenarier fortsatt både gir en god representasjon av normalår, og at den dekker mer ekstreme tilfeller.

Det antas et konvekst stokastisk problem med en initiell diskret sannsynlighetsfordeling. Optimal scenarioreduksjon innebærer da å bestemme den undermengden, med ønsket kardinalitet, fra den initielle mengden scenarier, og et sannsynlighetsmål som ligger nærmest den initielle fordelingen i form av en naturlig eller kanonisk sannsynlighetsberegning. Ofte benyttes Fortet-Mourier som en slik sannsynlighetsberegning [9]. For videre lesing om Fortet-Mourier henvises det til *Probability Metrics and the Stability of Stochastic Models* [10], og en artikkel skrevet av Dupačová og Römisch [11].

Det finnes flere algoritmer som kan brukes ved scenarioreduksjon. Dette omfatter både forlengs og baklengs algoritmer. Ved førstnevnte starter algoritmen med en tom undermengde og inkluderer scenarier. Tilsvarende starter en baklengs algoritme med den initielle mengden og eliminerer scenarier. For videre lesing om andre algoritmer som brukes ved scenarioreduksjon enn den som er beskrevet i denne oppgaven henvises det til artikler skrevet av Dupačová et al. [9] og Heitsch og Römisch [12].

2.1.1 Fast Forward Selection (FFS)

Beskrivelsen av algoritmen Fast Forward Selection, heretter omtalt som FFS, som følger, bygger i stor grad på overnevnte artikkel av Heitsch og Römisch [12] som først beskrev algoritmen, samt en artikkel av Feng og Ryan [13] som gjengir algoritmen med mer utfyllende kommentarer.

³Kardinaliteten til en mengde er definert som antall elementer i mengden.

2.1 Scenarioreduksjon

Algoritmen har som mål å redusere den initielle mengden, Ω , med kardinalitet $|N|$, til en undermengde, Ω' , som har ønsket kardinalitet $|n|$. Metoden begynner med å sette Ω' til en tom mengde, for deretter å velge ut n scenarier etter algoritmen beskrevet nedenfor.

Scenarier er betegnet $\omega_i, i = 1, \dots, N$, og definert som en sti fra rotnoden til en node i det siste tidssteget. Hvert scenario, i , har en tilhørende sannsynlighet, p_i , som er produktet av avhengige sannsynligheter langs stien. Summen av sannsynligheten av alle scenarier, $\sum_{i=1}^N p_i$, er lik 1. $J^{[s]}$ beskriver den undermengden av scenarier som det neste scenarioet kan bli valgt fra i etterkant av den s 'te utvelgelsen. c er en ikke-negativ, kontinuerlig og symmetrisk funksjon. For nærmere detaljer henvises det til Heitsch og Römisch [12].

Algoritmen for FSS er som følger:

Steg 1. Sett $s = 1$. Kalkuler avstanden, $c_{k,u}$, mellom alle scenariopar ved

$$c_{k,u}^{[1]} = c(\omega_k, \omega_u), k, u = 1, \dots, N. \quad (2.1)$$

Kalkuler deretter vektet avstand, z_u , fra hvert scenario til de andre scenarioene ved

$$z_u^{[1]} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq u}}^N p_k c_{k,u}^{[1]}, u = 1, \dots, N. \quad (2.2)$$

Denne avstanden kalles *Kantorovich-avstanden*.^a Velg deretter det scenarioet med lavest verdi på vektet distanse $u_1 = \arg \min_{u \in [1, \dots, N]} z_u^{[1]}$, og oppdater mengden $J^{[1]} := J \setminus \{u_1\}$.

Steg 2. Sett $s = s + 1$. Erstatt avstanden mellom scenarioparene med den minste av (A) den opprinnelige avstanden mellom parer, eller (B) avstanden til det scenarioet som ble valgt i det $(s - 1)$ 'te utvalget. Dette innebærer å sette

$$c_{k,u}^{[s]} = \min \left\{ c_{k,u}^{[s-1]}, c_{k,u_{s-1}}^{[s-1]} \right\}, k, u \in J^{[s-1]}. \quad (2.3)$$

Kalkuler deretter vektet avstand, z_u , for hvert scenario i det s 'te utvalget ved

$$z_u^{[s]} = \sum_{k \in J^{[s-1]} \setminus \{u\}} p_k c_{k,u}^{[s]}, u \in J^{[s-1]}. \quad (2.4)$$

Velg deretter den $u_s = \arg \min_{u \in J^{[s-1]}} z_u^{[s]}$, og oppdater mengden $J^{[s]} := J^{[s-1]} \setminus \{u_s\}$.

Steg 3. Hvis antall valgte scenarioer er mindre enn de n som ønskes valgt, returneres det til steg 2.

Steg 4. Legg til sannsynlighetene av alle scenarioer som ikke er valgt til sannsynligheten av det valgte scenarioet som ligger nærmest. Alle scenarioer som ikke er valgt til undermengden vil få sannsynlighet lik 0. Dette innebærer å bruke *The optimal redistribution rule*, som er gitt ved

$$q_j = p_j + \sum_{k \in J(j)} p_k \quad \text{for alle } j \in \Omega', \quad (2.5)$$

der $L(j) := \{k \in \Omega \setminus \Omega', j = j(k)\}$, og $j(k) = \arg \min_{j \in \Omega'} c(\omega_k, \omega_j)$ for alle $k \in \Omega \setminus \Omega'$.

^aPå engelsk kjent som *The Kantorovich distance/metric* eller *The transportation metric*. Oppkalt etter den sovjetiske matematikeren, økonomen og nobelprisvinneren Leonid Kantorovich (1912-86).

Resultatet av algoritmen er undermengden Ω' med kardinalitet $|n|$. Hvert av scenarioene $\omega_i \in \Omega'$ har en sannsynlighet, p_ω , som kan være forskjellig fra sannsynligheten, p_i , som scenarioet hadde før scenarioreduksjonen. Summen av alle sannsynligheter, $\sum_{w=1}^n p_w$, i den nye undermengden er lik 1.

2.1 Scenarioreduksjon

3 Samkjøringsmodellen

Samkjøringsmodellen er en kraftmarkedsmodell som har som mål å maksimere et systems forventede samfunnsøkonomiske overskudd under forutsetningen av et perfekt fungerende marked. Modellen simulerer systemer bestående av både vannkraftproduksjon og produksjon fra termiske enheter. Det er også mulig å legge til fornybar produksjon i form av for eksempel vind- og elvekraft. Modellen gir ut mange ulike og detaljerte resultater om kraftsystemet.

Samkjøringsmodellen er en langtidmodell. Dette innebærer at simuleringen har en tidshorisont på typisk tre til fem år. Dette gjør modellen godt egnet til analyser som er knyttet til framtidsscenarioer. For vannkraftprodusenter kan dette for eksempel omfatte analyser knyttet til endring i produksjonskapasitet eller installering av pumpekraftverk. Det er imidlertid ikke bare kraftprodusenter som har nytte av modellen. Den brukes også av netteiere til å simulere markedets reaksjon på utbygging av overføringskapasiteten mellom områder. I tillegg kan modellen også brukes til å anslå konsekvenser av ulike tiltak, som for eksempel miljøtiltak.

Beskrivelsen av som følger er på flere punkter identisk med beskrivelsen som inngår i forfatterens egen prosjektoppgave [1]. Beskrivelsen av modellen er i stor grad basert på kapittel 7 fra kompediumet [15] som er pensum i fordypningsemnet *ELK-15 Hydro Power Scheduling* som undervises ved NTNU, med støtte i en artikkel skrevet av Wolfgang et al. [16] og brukerveiledinger som hører til modellen [17]- [18].

Modellen kan grovt sett deles inn i to steg: en strategidel og en simuleringsdel. Disse stegene består igjen av flere små programmer som inneholder ulike optimeringsalgoritmer og heuristikker.

3.1 Krav til inputdata

Modellen krever tilførsel av en rekke ulike typer data for å kunne simulere systemet. Dette omfatter data knyttet til produksjon, overføring og forbruk av energi. Brukeren må legge inn kapasiteter og kostander knyttet produksjon av elektrisitet fra termiske kraftverk, og informasjon om vannkraftverkene og magasinene i området. Dette omfatter detaljerte vassdragsskjemaer som blant annet gir informasjon om hvordan magasinene er koblet til hverandre, og hvor mye vann som kan renne mellom dem.

Variabler knyttet til tilsig er selvsagt også viktig for modellen. Tilsig til magasinet avhenger i stor grad av nedbør, men også mengden og tidspunkt for smeltevann

3.2 Strategidelen

spiller inn. Tilsig av smeltevann avhenger av snømengde i fjellet, og temperatur og værforhold i smeltesesongen. Siden værforholdene ikke er kjent på forhånd, behandles tilsiget som en stokastisk parameter i modellen. Dette gjør problemet som tidligere nevnt til et stokastisk optimeringsproblem. Historiske tilsigsserier fra tidligere år blir ofte benyttet for å beskrive tilsiget i modellen.

3.2 Strategidelen

I strategidelen blir de forventede vannverdiene tilknyttet hvert enkelt område i modellen beregnet som funksjon av reservoarnivå og tid.

3.2.1 Aggregering av områder

For å spare regneressurser blir flere kraftverk innenfor hver enkelt område, for eksempel innenfor et vassdrag, slått sammen til et aggregert kraftverk med tilhørende aggregert vassdrag. Ekvivalentkraftverket finnes ved å legge sammen produksjonskapasitetene for de aktuelle kraftverkene til en total produksjonskapasitet. For å finne aggregert magasinivolum multipliseres de enkelte magasinivolumene med energiekvivalenten som er knyttet til høyde over havnivå og legges sammen. Eventuelle restriksjoner knyttet til enkeltmagasinene blir overført til ekvivalentmagasinet.

3.2.2 Kalkulering av vannverdier

Vannverdiene blir deretter kalkulert som funksjon av tid og magasinivå. Modellen finner optimal produksjon for hver uke og for hver andre prosent av totalt magasinivå. Dette vil si at vannverdier regnes ut for 100% fullt magasin, 98% osv. for hver uke.

3.2.2.1 Introduksjon til vannverdier

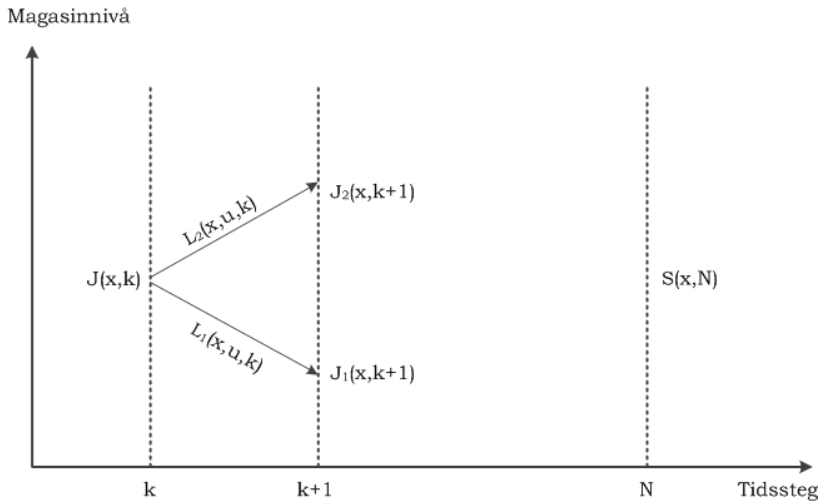
I norsk sammenheng ble vannverdimetoden for første gang introdusert av Hveding [19] i 1968. Metoden var basert på arbeid gjort av Stage og Larsson [20] som først introduserte begrepet i 1961 [21]. Vannverdier kan beskrives som forventet verdi av å lagre én enhet vann (ofte én MWh) som funksjon av tid og magasin-tilstand. Ved produksjon av vannkraft er drivstoffet, dvs. vannet i magasinet, i

utgangspunktet gratis. Vannet er derimot ikke ubegrenset. Det vil derfor alltid finnes en alternativinntekt til å produsere. Denne er kjent som vannverdien. Ved hjelp av denne verdien kan produsenten avgjøre om det er mest lønnsomt å bruke vannet til produksjon på nåværende tidspunkt, eller å spare det til senere produksjon som potensielt kan gi en høyere salgsinntekt.

3.2.2.2 Vannverdimetoden

Den matematiske beskrivelsen av vannverdimetoden som følger er i stor grad basert på kapittel 5.3 i kompendiet som er pensum i *ELK-15* [15].

Vannverdimetoden kan forklares ved figur 3.1. Planleggingsperioden er delt inn i N steg, der hvert steg vanligvis er én uke.



Figur 3.1: Planleggingsperioden ved vannverdiregninger.

Tidsstegene er gitt på x-aksen, mens y-aksen viser magasinnivå. Forventet total driftsavhengig kostnad er gitt som

$$J(x, k) = S(x, N) + \sum_{i=k}^N L(x, u, i) = L(x, u, k) + J(x, k + 1), \quad (3.1)$$

der $S(x, N)$ er kostnaden knyttet til endring av magasinnivå som funksjon av magasinnivå, x , ved slutten av tidsperioden N . $L(x, u, i)$ er driftsavhengig kostnad

3.2 Strategidiel

knyttet til overgang fra periode i til $i + 1$. Denne inkluderer alle kostnader knyttet til kjøp av kraft, egen termisk produksjon og rasjonering av faste kontrakter, i tillegg til inntekt fra salg av kraft. $u(p)$ er energi hentet ut fra eget magasin for å produsere en mengde kraft, p .

De variable kostnadene $L_1(x, u_1, k)$, $L_2(x, u_2, k)$ osv. vil avhenge av hvilken mengde energi, u , som blir hentet fra magasinet. Problemet består altså av å finne den verdien u som resulterer i den laveste kostnaden. Dermed består problemet av å minimere $J(x, k)$ med hensyn på u ved hvert tidssteg, k . Dette kan uttrykkes matematisk

$$\begin{aligned} \min_u J &= \min_u \{L(x, u, k) + J(x, k + 1)\} \\ &\Rightarrow \frac{dJ}{du} = 0. \end{aligned} \quad (3.2)$$

Derivasjon av (3.2) gir

$$\frac{dJ}{du} = \frac{\partial L}{\partial x_k} + \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \cdot \frac{\partial x_{k+1}}{\partial u_k} = \frac{\partial L}{\partial u_k} + \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \cdot (-1) = 0, \quad (3.3)$$

da den deriverte av magasinnivået med hensyn på energien hentet ut er lik -1. Dette gir betingelsen for optimal strategi for periode k som er gitt ved

$$\frac{\partial L}{\partial u_k} = \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}}, \quad (3.4)$$

der $\frac{\partial L}{\partial u_k}$ er marginal driftsavhengig kostnad knyttet til kjøp, salg, rasjonering osv., og $\frac{\partial J}{\partial x_{k+1}}$ er den deriverte av total fremtidig driftsavhengig kostnad med hensyn på magasinnivå. Denne er definert som (marginal) vannverdi ved tidspunktet $k + 1$. Vannverdien defineres som κ_{k+1} i videre ligninger.

I denne modellen er tilsiget antatt kjent. I virkeligheten er tilsiget en stokastisk parameter. Derfor beskrives tilsiget som et sett R diskrete tilsigsverdier med tilhørende sannsynlighet p_i der $i \in R$, slik at

$$\sum_{i \in R} p_i = 1. \quad (3.5)$$

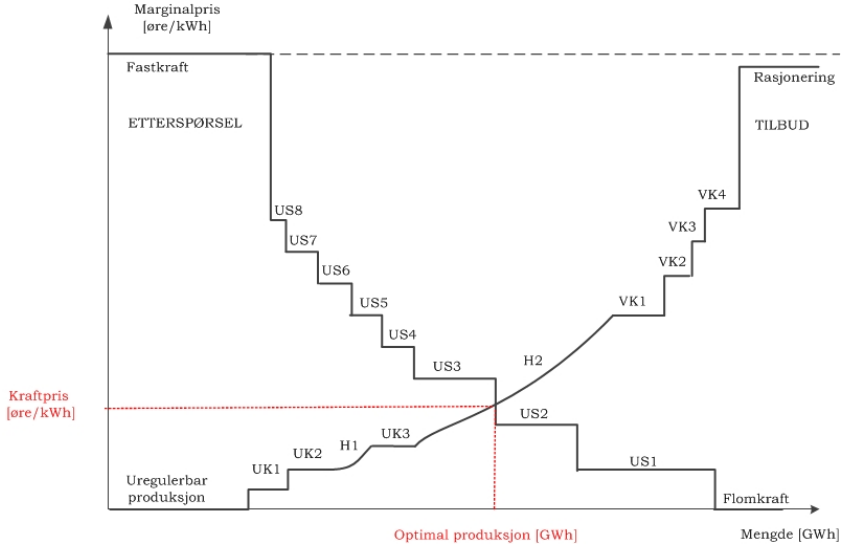
Den optimale driften for hver enkelt uke blir bestemt for hvert tilsigsalternativ, i , og tilhørende vannverdier for hver magasinpunkt, κ_{opt} , blir regnet ut ved

$$\kappa_{\text{opt}} = \sum_{i \in R} p_i \kappa_i. \quad (3.6)$$

3.2.3 Optimal produksjon i det aggregerte området

Etterspørselskurven for kraft er gitt av de opplysninger om faste kontrakter og spotmarkedet som brukeren legger inn i modellen. Tilbudskurven består delvis av opplysninger om produksjon fra termiske kraftverk og vindkraftverk som er gitt eksogent til modellen, og delvis av vannverdiene som ble kalkulert for aktuelt magasinpunkt og uke ved vannverdimetoden.

Et eksempel på en tilbuds- og etterspørselskurve finnes i figur 3.2. Her er US1-US8 utkoblbare salgskontrakter, mens UK1-UK3 er utkoblbare kjøpskontrakter. VK1-VK4 representerer varmekraft. H1 og H2 representerer vannverdifunksjonen, dvs. vannverdien som funksjon av produksjonsmengde. Prisen på fastkraft er satt høyere enn rasjoneringsprisen for å sikre at fastkraften alltid blir levert. Prisen for uregulerbar produksjon og flomkraft er null. Optimal mengde kraft og tilhørende kraftverdi for hvert aggregerte delområde finnes der tilbuds- og etterspørselskurven krysses.



Figur 3.2: Eksempel på tilbuds- og etterspørselskurve.

3.2 Strategidelen

3.2.4 Kalibrering

Problemet blir raskt for stort til å løses eksakt. Derfor blir en iterativ metode benyttet. Vannverdiene for hvert aggregerte område beregnes uavhengig av andre områder. Det er imidlertid viktig å ta hensyn til at de aggregerte områdene blir påvirket av driften i andre tilknyttede områder. Derfor må vannverdiene og produksjonsstrategien korrigeres med bakgrunn i informasjon om andre områder. Tre ulike faktorer brukes i kalibreringen av modellen. Feedback- eller tilbakekoblingsfaktoren tar hensyn til faste kontrakter i hvert område, formfaktoren tar hensyn til variasjon i etterspørsel over året, og elastisitetsfaktoren tar hensyn til størrelsen på det priselastiske markedet.

3.2.4.1 Automatisk kalibrering

Tradisjonelt har kalibrering av Samkjøringsmodellen blitt gjort manuelt. Dermed har kvalitetene på resultatene i stor grad vært avhengig av brukerens erfaring og kunnskaper. En bruker med mye erfaring vil ofte oppnå svært gode resultater ved å kalibrere modellen riktig. Det er et mål i denne masteroppgaven å undersøke hvilke resultater modellene gir for en bruker med begrenset erfaring. Derfor blir det i denne oppgaven benyttet automatisk kalibrering av Samkjøringsmodellen.

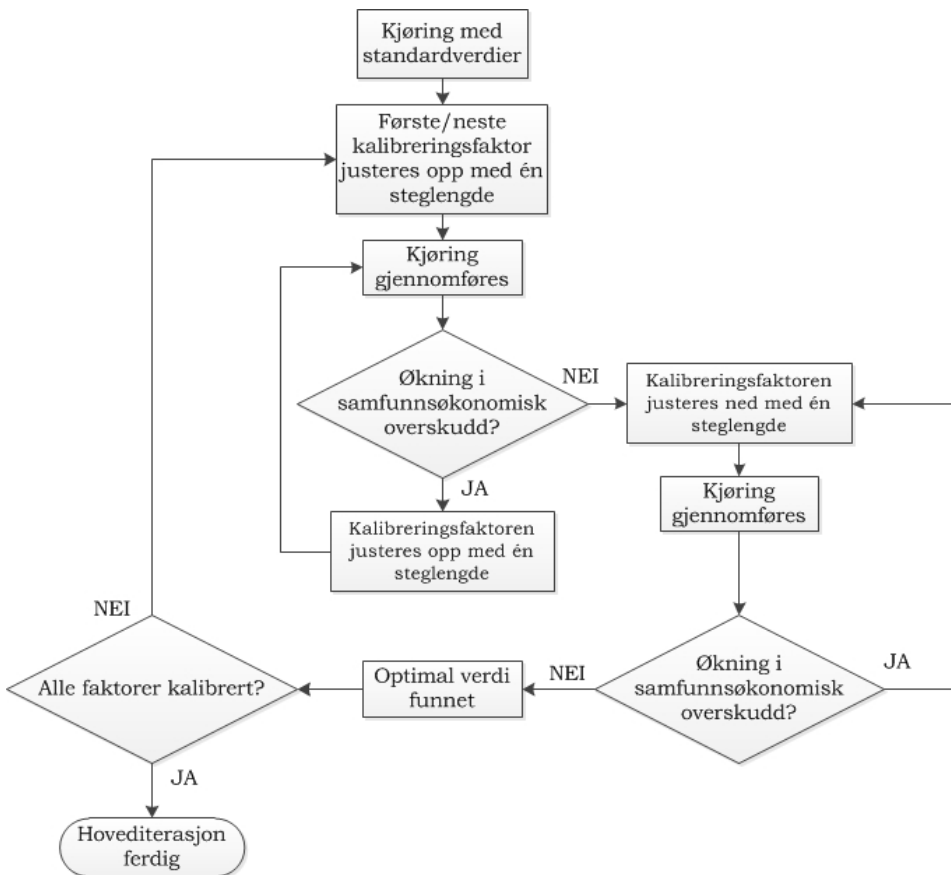
En beskrivelse av hvordan automatisk kalibrering fungerer i Samkjøringsmodellen finnes i en rapport skrevet av Wolfgang og Skjelbred [22]. Beskrivelsen som følger er basert på denne rapporten.

Når Samkjøringsmodellen kjøres vil det opprettes initielle verdier for kalibreringsfaktorene som senere kan endres for å kalibrere modellen til ønsket resultat. Modellen kan kalibreres mot samfunnsøkonomisk overskudd, predefinerte magasinkurver eller en kombinasjon av disse to. De tre faktorene som brukes i kalibreringen, er som alltid i Samkjøringsmodellen tilbakekoblingsfaktoren, formfaktoren og elastisitetsfaktoren.

Algoritmen for automatisk kalibrering av Samkjøringsmodellen er forklart ved flytskjemaet i figur 3.3. Flytskjemaet viser algoritmen for én hovediterasjon. En hovediterasjon innebærer én runde med justering av alle faktorene i modellen, dvs. alle tre faktorer i alle delområder. Når en hovediterasjon er gjennomført, vil algoritmen starte på nytt igjen med den første faktoren for det første delområdet. Modellen gjennomgår normalt flere hovediterasjoner før den er ferdig kalibrert. For hver hovediterasjon reduseres steglengden slik at resultatet stadig blir mer nøyaktig. Antall hovediterasjoner, steglengde og rekkefølge på justering av faktorene kan

3 SAMKJØRINGSMODELLEN

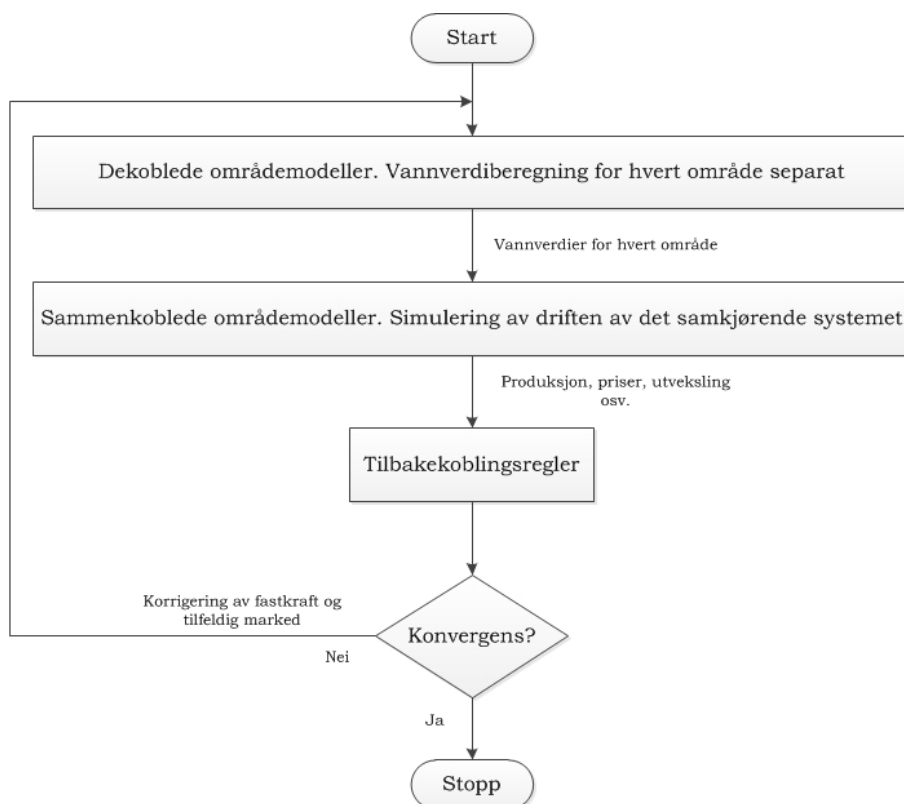
gis av brukeren i en styrefil. Hvis ikke en slik styrefil blir gitt inn til programmet vil algoritmen kjøre med et standardoppsett.



Figur 3.3: Flytskjema for én hovediterasjon av automatisk kalibrering av Samkjøringsmodellen.

3.3 Simuleringsdel

En skjematisk oversikt over strategidelen i Samkjøringsmodellen finnes i figur 3.4.



Figur 3.4: Strategidelen i Samkjøringsmodellen representert ved et flytdiagram.

3.3 Simuleringsdel

Etter strategidelen følger en simuleringsdel der systemet som helhet blir simulert ved ulike tilsigsscenarioer. Simuleringsdelen kan igjen deles i to steg.

Områdeoptimalisering. Målet med denne delen er å finne en optimal produksjonsstrategi for systemet som helhet. Denne optimeringen er basert på resultatene som ble funnet i strategidelen. I tillegg tar modellen inn informasjon om kostnader

og produksjonskapasitet knyttet til annen produksjon enn vannkraft, overføringskapasiteter mellom områdene og elastiske etterspørselskurver for områdene. Problemet kan løses deterministisk siden tilsiget her antas å være kjent. Målet er å minimere total kostnad gitt restriksjoner som regulerer blant annet kraftbalanser og magasinbalanser.

Tappefordeling. Etter at optimalt nivå per uke i de aggregerte magasinene, og dermed total produksjon for hvert aggregerte område, er funnet, blir produksjonen fordelt utover de enkelte magasinene som inngår i det aggregerte området. Dette gjøres ved hjelp av en heuristikk. Modellen bruker forskjellige regler avhengig av reguleringsgraden til magasinet. Reguleringsgrad er definert som forholdet mellom magasinets størrelse, R_{\max} , og gjennomsnittlig årlig tilsig, Q_a [15], og er gitt ved

$$\alpha = \frac{R_{\max}}{Q_a}. \quad (3.7)$$

Som det fremgår av ligningen, vil et magasin med lav reguleringsgrad innebære at tilsiget er stort i forhold til magasinets størrelse. Jo mindre reguleringsgrad, jo mindre andel av tilsiget kan lagres i magasinet.

Det er vanlig å definere små magasiner med lav reguleringsgrad som buffermagasiner. I Samkjøringsmodellen reguleres disse magasinene etter predefinerte magasinstyrerkurver. De vil bare avvike fra kurven når det er nødvendig på grunn av restriksjoner, eller for å dekke etterspurt effekt [18].

Magasiner som har høyere reguleringsgrad blir definert som regulermagasiner. Disse magasinene reguleres etter følgende strategi [18]:

- Fyllingssesongen (uke 18-39): Minimalisere flomtap. Strategien søker lik sannsynlighet for flom i alle regulermagasiner samtidig som summen av all produksjon skal tilsvare mengden som ble funnet for det aggregerte systemet. Lik sannsynlighet for flom finnes ved å etterstrebe lik demping, D , for alle magasiner. Ligningen for demping er gitt ved

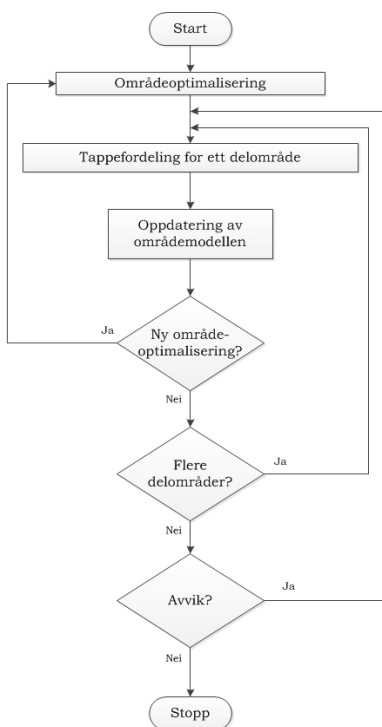
$$D = \frac{R_{\max} - R}{R_{\max}} * \alpha = \frac{R_{\max} - R}{Q_a}. \quad (3.8)$$

- Tappesesongen (uke 40-17): Todelt strategi:
 - Maksimal effekt skal holdes tilgjengelig så lenge som mulig ved at en unngår å tømme noen magasin for tidlig.

3.3 Simuleringsdel

- Tappesesongen skal avsluttes med lik sannsynlighet for overløp i alle reguleringsmagasin, for dermed å unngå unødvendig tap av vann i den etterfølgende vårflommen.

Kobling mellom områdeoptimalisering og tappefordeling. Simuleringsdelen av Samkjøringsmodellen kan oppsummeres ved figur 3.5. Først gjennomføres områdeoptimaliseringen og tappefordelingen som beskrevet ovenfor. Deretter oppdateres områdemodellen med en rekke ulike data som blant omfatter energitilsig og restriksjoner knyttet til minimum og maksimum vannføring. Ved oppdatering av områdemodellen gjøres en ny områdeoptimalisering og tappefordeling. Ved uendret områdemodell vil det være mulig å legge til flere delområder. Til slutt undersøkes det om det finnes avvik mellom optimal og beregnet produksjon.



Figur 3.5: Simuleringsdelen i Samkjøringsmodellen representert ved et flytdiagram.

3.4 Resultatprogrammer

Resultatene som gis ut fra Samkjøringsmodellen er mange og detaljerte. I tillegg til produksjonsstrategier for vannkraft og termisk kraft, gir modellen også ut resultater knyttet til kraftutveksling mellom områder, priser, økonomiske resultater og utslipp av klimagasser. Disse resultatene kan hentes ut ved å kjøre ulike resultatprogrammer. Resultatprogrammene som er benyttet i denne oppgaven er:

- *Kurvetegn*: gir detaljerte resultater om produksjon, utveksling og mye annet. Programmet gir mulighet for blant annet grafisk presentasjon av data eller mellomlagring av filer for videre bruk i regneark eller andre analyseverktøy.
- *Samoverskudd*: gir beregning og presentasjon av totalt økonomisk overskudd for samfunnet og de enkelte bestanddelene av dette overskuddet. Samfunnsøkonomisk overskudd blir beregnet ved

$$SO = \sum_{n \in N} \sum_{u \in U} (O^{\text{konsument}} + O^{\text{produsent}} + O^{\text{TSO}} + Tap^{\text{omr}} + \Delta R), \quad (3.9)$$

der SO er totalt samfunnsøkonomisk overskudd summert over alle områder, n , og simulerte uker, u . $O^{\text{konsument}}$ og $O^{\text{produsent}}$ er konsument- og produsentoverskudd, O^{TSO} er flaskehalsinntekter som tilfaller det systemansvarlige nettselskapet, Tap^{omr} er områdetapet og ΔR er verdien av magasinendringen fra første til siste simulerte uke. Produsent- og konsumentoverskudd samt flaskehalsinntekter er nærmere beskrevet i vedlegg A.1.

- *Samutskriv*: gir utskrift av detaljerte driftsresultater og energiregnskap med mer.

3.4 Resultatprogrammer

4 SOVN

4.1 Introduksjon til modellen

SOVN er en forkortelse for *Stokastisk optimaliseringsmodell for Norden med individuelle vannverdier og nettrestriksjoner*. Modellen er utviklet i forbindelse med et forskningsprosjekt som startet opp i 2013 og planlegges avsluttet i 2016. Prosjektet utføres av SINTEF Energi med støtte fra Norges forskningsråd. Statnett, Statkraft, NVE og BKK er også med som samarbeidspartnere.

Modellen er basert på stokastisk lineærprogrammering (LSP). Dette er i motsetning til Samkjøringsmodellen og vannverdimetoden, som er basert på stokastisk dualprogrammering (SDP). Et SDP-problem har den egenskapen av problemet veldig fort blir alt for stort til å løse eksakt. Dette er bakgrunnen for at Samkjøringsmodellen løser problemet med aggregerte magasiner. Den prinsipielle forskjellen mellom Samkjøringsmodellen og SOVN er at SOVN ikke aggregere vannmagasinene i et område, men beregner vannverdiene for hvert magasin individuelt. LSP gjør dette mulig. Å løse LSP-problemet krever selvfølgelig mye større ressurser enn det Samkjøringsmodellen bruker på å løse det aggregerte problemet, men gir til gjengjeld en mer korrekt beskrivelse av det faktiske systemet. Det arbeides imidlertid med måter å forminske problemet slik at kjøretiden blir så kort som mulig.

Et av målene med SOVN er å utvikle en modell som vil takle fremtidens kraftsystem på en bedre måte. Store mengder varierende kraftproduksjon som følge av stor andel fornybar kraft i et område kan føre til hurtige og svært lokale svingninger i kraftprisene. Ved begrenset overføringskapasitet kan det oppstå store forskjeller i vannverdiene selv mellom magasiner som ligger nær hverandre geografisk. En modell som håndterer hvert magasin individuelt bør fange opp og beskrive et slikt systems natur på en bedre måte enn en aggregert modell.

SOVN krever også mindre inngripen fra brukeren enn Samkjøringsmodellen da modellen ikke har det samme behovet for kalibrering. Kalibreringen av Samkjøringsmodellen krever som tidligere diskutert nevnt ofte mye erfaring hos brukeren for å få gode resultater. Siden kalibreringen av modellen har så mye å si for resultatene, er dette en stor usikkerhet ved modellen.

4.2 Beskrivelse av modellen

4.1.1 Andre prosjekter

Parallelt med utviklingen av SOVN arbeider SINTEF Energi også med andre prosjekter som har som mål å gi gode simuleringsmodeller for vannkraftproduksjon i fremtidens energisystem. Det pågår i hovedsak tre andre prosjekter som er verdt å nevne i denne sammenheng:

ProdMarked. ProdMarked er en ny markedsmodell som er basert på ProdRisk, som er en allerede eksisterende modell utviklet av SINTEF [23]. I likhet med SOVN er målet å komme frem til individuelle vannverdier. Modellen er i stor grad basert på hvordan kraftmarkedet i Norden faktisk fungerer. Modellen følger en iterativ metode der hver produsent optimerer sin profitt, og sender inn en tilbudskurve. Deretter klareres markedet, og prisen finnes.

ReOpt. ReOpt er en modell som løser markedsproblemet for systemet som helhet med utgangspunkt i vannkraftproduksjonen funnet fra volumkontroll over et kort tidsrom i tappefordelingsmodellen i Samkjøringsmodellen [24].

MAD. MAD står for *Models for Aggregation and Disaggregation*. I korte trekk består prosjektet av å utvikle nye metoder for aggregering og disaggregering som bedre vil takle den nye situasjonen som kraftmarkedet står overfor [25]. Man ser for seg en mulig arbeidsfordeling mellom SOVN og MAD der førstnevnte er mest egnet for langsiktige investeringer, mens MAD kan ta over når det gjelder beslutninger om daglig drift av kraftsystemet.

4.2 Beskrivelse av modellen

Modellbeskrivelsen som følger er i stor grad basert på rapporten *Stochastic optimization model with individual water values and power flow constraints* [26] og den relaterte artikkelen [27]. Den matematiske problembeskrivelsen er i stor grad hentet fra artikkelen [28], som beskriver det hydro-termiske planleggingsproblemet for et aggregert system, med støtte i artikkelen [29] som beskriver problemet for et system med individuelle reservoarer. Den foreløpige brukerveiledningen [30] har også vært til hjelp for å forstå modellen.

SOVN bruker en to-steps stokastisk formulering for å løse problemet. For å løse

problemet for ett år innebærer dette å løse et *scenarioifteproblem (SFP)*⁴ med 52 tidssteg. Det første beslutningssteget i problemet behandler en spesifikk uke, mens det andre beslutningssteget tilsvarer resten av planleggingsperioden; det vil si de påfølgende ukene. I det første beslutningssteget er de stokastiske parameterne antatt kjent, mens i det andre steget tar de verdier gitt av $|N_k|$ scenarioer som er kjent på forhånd. Disse scenarioene er basert på historiske værdata, og har tilhørende sannsynlighet, p_n , for å inntreffe. Førstestegsbeslutningen implementeres i scenarioiftesimulatoren, mens andrestegsbeslutningene forblir ubrukt.

4.2.1 Det ukentlige beslutningsproblemet

Det ukentlige beslutningsproblemet for hvert scenario er formulert som et LP-problem som har til hensikt å minimere totale systemkostnader gitt kraftbalanser, magasinbalanser og kraftflytbalanser innenfor hver tidsperiode, t . Variabler og parametere for det ukentlige beslutningsproblemet er som følger:

Indekser:

| | |
|--------|-------------|
| i, k | Delområde |
| j | Enhet/trinn |
| r, m | Magasin |
| p | Prisavsnitt |
| t | Tidssteg |

Mengder:

| | |
|--------------------|--|
| \mathcal{N}_A | Mengden av delområder |
| \mathcal{N}_p | Mengden av prisavsnitt per uke |
| $\mathcal{N}_G(i)$ | Mengden av termiske produksjonsenheter i delområde i |
| $\mathcal{N}_C(i)$ | Mengden av rasjoningstrinn i delområde i |
| $\mathcal{N}_D(i)$ | Mengden av trinn i elastisk etterspørsel i delområde i |
| $\mathcal{N}_R(i)$ | Mengden av vannkraftmagasiner i delområde i |
| $\mathcal{R}(r)$ | Mengden av magasiner hydrologisk koblet til magasin r |
| ω_i | Mengden av delområder tilknyttet delområde i |

⁴Kjent som scenario fan problem (SFP) på engelsk.

4.2 Beskrivelse av modellen

parametere:

| | |
|--------------|--|
| C_{ij}^g | Kostnad ved termisk produksjon ved generator j , delområde i |
| C_{ij}^c | Kostnad ved rasjonering ved trinn j , delområde i |
| C_{ij}^d | Verdi av uelastisk etterspørsel ved trinn j , delområde i |
| D_{ip} | Uelastisk etterspørsel i prisavsnitt p , delområde i |
| β_{ik} | Koeffisient for transporttap mellom delområde i og k |

Variabler som gjelder for hvert delområde i :

| | |
|-------------------|--|
| y_{ipj}^g | Termisk produksjon ved enhet j , prisavsnitt p |
| y_{ipj}^c | Rasjonert kraft ved trinn j , prisavsnitt p |
| y_{ipj}^d | Dekning av elastisk etterspørsel ved trinn j , prisavsnitt p |
| $x_{i,r,t}$ | Magasinfylling i magasin r ved begynnelsen av tidssteg t |
| $v_{i,r,t}^{[1]}$ | Lagringsdyktig tilsig til magasin r ved tidssteg t |
| $v_{i,r,t}^{[2]}$ | Ikke-lagringsdyktig tilsig til magasin r ved tidssteg t |
| $q_{i,r,t}$ | Vannføring fra magasin r ved tidssteg t |
| $s_{i,r,t}$ | Flom fra magasin r ved tidssteg t |
| $b_{i,r,t}$ | Forbistrømming (bypass) fra magasin r ved tidssteg t |
| $h_{i,r,p}$ | Vannkraftproduksjon fra enhet r , prisavsnitt p |
| $f_{i,k,p}$ | Overført kraft mellom delområde i og k , prisavsnitt p |

Det ukentlige beslutningsproblemet består i å minimere den totale kostnaden, Z_t , for hver uke, t . Denne kostnaden er lik summen av kostnadene ved termisk produksjon og rasjonering minus inntektene av levert elastisk etterspørsel. Dette går frem av målfunksjonen,

$$\min Z_t = \sum_{i=1}^{\mathcal{N}_A} \sum_{p=1}^{\mathcal{N}_p} \left[\sum_{j=1}^{\mathcal{N}_G(i)} C_{ij}^g y_{ipj}^g + \sum_{j=1}^{\mathcal{N}_C(i)} C_{ij}^c y_{ipj}^c - \sum_{j=1}^{\mathcal{N}_D(i)} C_{ij}^d y_{ipj}^d \right], \quad (4.1)$$

som kalkulerer total kostnad over alle delområder og prisavsnitt. Målfunksjonen minimeres med hensyn til en rekke restriksjoner. Dette inkluderer magasinbalanser

og kraftbalanser. Magasinbalansene er gitt ved

$$x_{i,r,t+1} = x_{i,r,t} + v_{i,r,t}^{[1]} - q_{i,r,t} + \sum_{m=1}^{\mathcal{R}(r)} q_{i,m,t} - s_{i,r,t} + \sum_{m=1}^{\mathcal{R}(r)} s_{i,m,t} - b_{i,r,t} + \sum_{m=1}^{\mathcal{R}(r)} b_{i,m,t}, \quad i \in \mathcal{N}_A, r \in \mathcal{N}_r(i), \mathcal{R}(r) \subseteq \mathcal{N}_A(i). \quad (4.2)$$

Mengden vann i magasinet, $x_{i,r,t+1}$, er begrenset av maksimal magasinkapasitet, $x_{i,r}^{\max}$, og i mange tilfeller også av et minimumsmål på magasinnivået, $x_{i,r,t}^{\min}$. Dette er uttrykt matematisk ved

$$x_{i,r,t+1}^{\min} \leq x_{i,r,t+1} \leq x_{i,r}^{\max}. \quad (4.3)$$

Kraftbalansene er gitt ved

$$\sum_{r=1}^{\mathcal{N}_R(i)} h_{i,r,p} + \sum_{j=1}^{\mathcal{N}_G(i)} y_{i,p,j}^g + \sum_{j=1}^{\mathcal{N}_C(i)} y_{i,p,j}^c - \sum_{j=1}^{\mathcal{N}_D(i)} y_{i,p,j}^d + \sum_{k=1}^{\omega_i} [(1 - \beta_{i,k}) f_{i,k,p} - f_{k,i,p}] = D_{i,p}, \quad i \in \mathcal{N}_A, p \in \mathcal{N}_p. \quad (4.4)$$

Vannkraftproduksjonen, $h_{i,r}$, som inngår i (4.4) finnes ved

$$h_{i,r} = \begin{cases} \eta_r (q_{i,r,t} + v_{i,r,t}^{[2]}) & , \text{ hvis } q_{i,r,t} + v_{i,r,t}^{[2]} \leq Q_{i,r}^{\max} \\ \eta_r Q_{i,r}^{\max} & , \text{ hvis } q_{i,r,t} + v_{i,r,t}^{[2]} > Q_{i,r}^{\max}. \end{cases} \quad (4.5)$$

Av ligningen fremgår det av produksjonen er lik en konstant virkningsgrad, η_r , ganget med summen av ukentlig vannføring fra magasinet, $q_{i,r,t}$, og ikke-lagringsdyktig tilsig, $v_{i,r,t}^{[2]}$, hvis denne summen ikke overstiger den maksimale vannføringen, $Q_{i,r}^{\max}$. Hvis summen overstiger den maksimale vannføringen, blir produksjonen lik maksimal vannføring ganget med virkningsgraden.

I tillegg til disse restriksjonene omfatter problemet også andre restriksjoner som knyttet til utvekslingskapasiteter, start- og stoppkostnader osv. Disse er ikke videre beskrevet i denne oppgaven.

4.2 Beskrivelse av modellen

4.2.2 Scenariovifteproblemet

Målfunksjonen i det tostegs scenariovifteproblemet (SFP) er gitt ved

$$\min \text{ SLP} = Z_{t,s}(u_{t,s}) + \sum_{n=1}^{N_k} p_n \left[\sum_{\tau=t+1}^{T+t} Z_{\tau,n}(u_{\tau,n}) + \alpha_{T+t}(x_{T+t,n}) \right]. \quad (4.6)$$

Her refererer $Z_{t,s}$ og $Z_{\tau,n}$ til de ukentlige beslutningsproblemene beskrevet i (4.1). $Z_{t,s}$ representerer førstestegsproblemet i uke t gitt tilsiget fra første uke i scenario s . Tilsvarende representerer $Z_{\tau,n}$ problemet for uke τ gitt scenario n . $u_{t,s}$ og $u_{\tau,n}$ er vektorer som inneholder alle beslutningsvariable ved gitt tidssteg og scenario.

α_{T+t} representerer fremtidig kostnadsfunksjon ved slutten av tidshorizonten for planleggingsperioden. Denne parameteren kobler den initielle strategien funnet i Samkjøringsmodellen som omtales i kapittel 4.3. Hvis planleggingsperioden er lang nok kan denne funksjonen være gå mot null. Dette indikerer at vannverdiene ved slutten av planleggingsperioden har lite å si hvis tidshorizonten er lang.

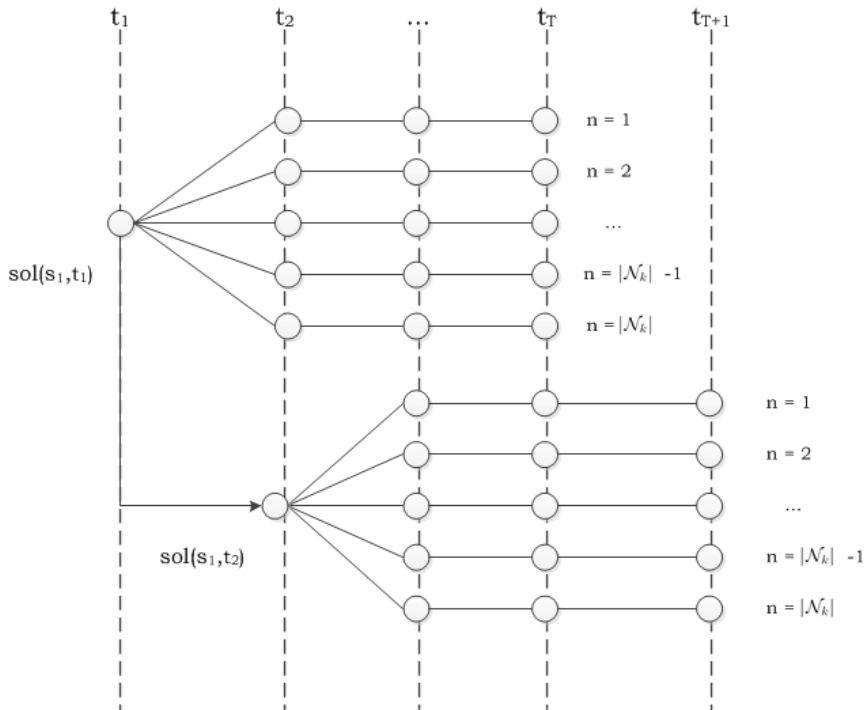
4.2.3 Scenarioviftesimulator

Hver sekvens av problemet løses ved å bruke en scenarioviftesimulator (SFS)⁵. Metoden er illustrert ved figur 4.1. Her vises det hvordan et SFP løses for et gitt scenario $n = 1$ for tidsstegene t_1 og t_2 .

Det første beslutningssteget i problemet representerer en gitt uke der de stokastiske parametrene i modellen har kjente verdier. Dette vil si at tilsig, temperatur, priser osv. er antatt kjent. Det første beslutningssteget tilsvarer tidssteget t_1 i figuren. Beslutningssteg 1 innebærer å løse LP-problemet for de antatte verdiene, som er betegnet som s_1 for scenario $n = 1$. I beslutningssteg 2, som består av tidsstegene fra t_2 til og med t_T , kan de stokastiske variablene for hver uke ta ulike verdier gitt ulike kjente scenarioer, der alle scenarioene har lik sannsynlighet for å inntreffe. [27]. Hvert problem i beslutningssteg 2 blir løst ved å bruke Benders kutt og en iterativ metode der iterasjonene løper til et gitt konvergenskriterium eller en grense for maks antall iterasjoner.

Løsningen fra beslutningssteg 1, ($\text{sol}(s_1, t_1)$), fungerer som et startpunkt for et nytt SFP i tidssteget t_2 . Det andre beslutningssteget i dette nye problemet tilsvarer tidsstegene fra t_3 til og med t_{T+1} i figuren.

⁵Kjent som Scenario Fan Simulator (SFS) på engelsk.



Figur 4.1: Scenarioviftesimulator (SFS) for et gitt scenario $n = 1$ for tidsstegene t_1 og t_2 .

Scenarioviftesimulatoren kan oppsummeres i følgende algoritme:

- For alle tilsigsscenarioer n fra 1 til \mathcal{N}_k
 For alle første uker t fra 1 til T
1. Finn og løs problemet $SFP(n, t)$ som er beskrevet i (4.6)
 2. Ta vare på løsningen av førsteukebeslutningen $sol(s, t)$
 3. Overfør løsningen $sol(s, t)$ til neste ukes problem; $SFS(n, t + 1)$

4.2 Beskrivelse av modellen

4.2.4 Korrelasjon i tilsig

Tilsiget til hvert enkelt magasin er avhengig av både tilsig i andre tidsperioder og av tilsig til andre tilknyttede magasiner. For at modellen skal være realistisk er det derfor viktig å behandle denne avhengigheten i modellen. Den følgende modellen er brukt i SOVN for å korrigere tilsiget:

$$\hat{v}_{\tau,n} = v_{\tau,n} \left[1 + \frac{v_{t,s} - \bar{v}_t}{\bar{v}_\tau} \frac{\sigma_\tau}{\sigma_t} a^{\tau-t} \right], \quad (4.7)$$

der:

| | |
|--------------------|--|
| $\hat{v}_{\tau,n}$ | korrigert tilsig i uke τ , scenario n |
| $v_{\tau,n}$ | tilsig i uke τ , scenario n |
| $v_{t,s}$ | tilsig i første uke t , førsteukesscenario s |
| \bar{v}_t | gjennomsnittlig tilsig i uke t |
| $a^{\tau-t}$ | korrelasjonskoeffisient opphøyd i $\tau - t$ |
| σ_τ | standardavvik for tilsig i uke τ |

Typisk verdi for korrelasjonskoeffisienten a er 0,6 til 0,8.

4.2.5 Dekomponering av problemet

Scenariovifteproblemet (4.6) inneholder en dynamisk kobling mellom ulike tidssteg som gjør problemet vanskelig å løse direkte. Problemet er et SLP-problem som består altså både av en deterministisk og en stokastisk del. Det første beslutningssteget i problemet behandler en spesifikk uke, mens det andre beslutningssteget tilsvarende resten av planleggingsperioden; det vil si de påfølgende ukene. I det første beslutningssteget er de stokastiske parameterne antatt kjent, mens i det andre steget tar de verdier gitt av $|\mathcal{N}_k|$ scenarioer som er kjent på forhånd.

Problemet blir derfor løst ved å bruke Benders dekomposisjon. For nærmere forklaring av metoden henvises det til vedlegg A.2. Problemet blir dekomponert i ett masterproblem (4.8), og et subproblem (4.9) per andrestegsbeslutning. Dette gir til sammen $|\mathcal{N}_k|$ subproblemer. Hvert subproblem blir løst ved å bruke Benders kutt og en iterativ metode, der iterasjonene løper til et gitt konvergenzkriterie, eller en grense for maksimalt antall iterasjoner [30].

Det relakserte masterproblemet,

$$\min \text{MASTER} = Z_{t,s}(u_{t,s}) + \theta, \quad (4.8)$$

løses først gitt restriksjonene (4.2) - (4.5). Variabelen θ er en approksimasjon av den egentlige fremtidige kostnadsfunksjonen. Fra masterproblemet (4.8) finnes optimal fremtidig kostnadsfunksjon, θ^l , og endelig magasinnivå, $x_{t,s}^l$, for hver iterasjon, l . Disse verdiene blir brukt som initielle verdier for variablene i subproblemene. Subproblemet,

$$\min \text{SUB} = \sum_{\tau=t+1}^{T+t} Z_{\tau,n}(u_{\tau,n}) + \alpha_{T+t}(x_{T+t,n}) \text{ for } n \in \mathcal{N}_k, \quad (4.9)$$

løses gitt restriksjonene (4.2) - (4.5) for alle tidssteg for hvert av de \mathcal{N}_k tilsgissscenarioene. Magasinbalansen (4.2) for uke $\tau = t + 1$ kobler beslutningen fra masterproblemet til subproblemet.

For å forbedre approksimasjonen av den fremtidige kostnadsfunksjonen blir optimalitetskutt lagt til masterproblemet (4.8):

$$\theta^l \geq \sum_{n=1}^{\mathcal{N}_k} p_n \pi_{an}^l h_n - \left(\sum_{n=1}^{\mathcal{N}_k} p_n \pi_{rn}^l \right) x_{t,s}^l. \quad (4.10)$$

Kuttene blir generert ved å bruke dualløsingene fra andrestegsproblemet. Her er $\pi_{r,n}^l$ en vektor som inneholder dualverdier⁶ for alle scenarioer $n \in \mathcal{N}_A$ for magasin $r \in \mathcal{N}_R$ og iterasjon l . Disse finnes fra magasinbalansen i (4.2). Tilsvarede representerer π_{an}^l dualverdier for andre restriksjoner i subproblemet for scenario n og iterasjon l . h_n er høyresiden for alle subproblemer i scenario n .

Nye kutt blir lagt til for hver iterasjon. Dette begrenser løsningsrommet, og vil dermed øke nedre grense for løsingen av to-stegsproblemet. En nedre grense for to-stegsproblemet ved iterasjon l er derfor gitt ved

$$\underline{Z}^l = \text{MASTER}^l + \theta^l. \quad (4.11)$$

Når master- og subproblemet er løst, kan en øvre grense finnes ved

$$\bar{Z}^l = \min\left(\bar{Z}^{l-1}, \text{MASTER}(u_{t,s}^l) + p_n \text{SUB}_n(u_{\tau,n}^l)\right) \quad (4.12)$$

Algoritmen fortsetter til enten maksimalt antall iterasjoner eller konvergens oppnås. Sistnevnte skjer ved at differansen mellom øvre og nedre grense når et konvergenstkriterium, ϵ . Dette kan uttrykkes ved

⁶Dualverdier er også kjent som skyggeprisen, dvs. endring i målfunksjonen forårsaket av endring av verdien til en gitt variabel.

4.3 Krav til inputdata

$$\bar{z}^l - \underline{z}^l \leq \epsilon. \quad (4.13)$$

Ved bruk av SFS-metoden kan hvert subproblem n i uke τ varmstartes med basisen funnet for subproblemet n i uke $\tau - 1$. Tilsvarende kan også optimalitetskutt fra foregående uke legges direkte til masterproblemet. Ved å legge til kutt begrenses løsningsrommet før subproblemet løses, og optimal løsning kan finnes raskere.

4.3 Krav til inputdata

SOVN kan kjøres med det samme datasettet som Samkjøringmodellen uten å måtte endre på filene. I likhet med Samkjøringsmodellen krever SOVN pregenererte tilsigsserier. I tillegg trenger modellen en strategi som er generert i forkant av simuleringen. Programmodulen STFIL fra Samkjøringsmodellen kan brukes til å finne denne strategien.

4.4 Kontrollfil

SOVN blir kjørt ved hjelp av en kontrollfil. Filen inneholder informasjon om hvordan simuleringen skal gjennomføres, og eventuelle variabler som modellen trenger. Dette omfatter blant annet konvergensskriteriet, antall uker i simuleringen og restriksjoner for hvilke magasiner som skal tas med i beregningene. For nærmere detaljer om hvilke parametere som inngår i filen, henvises det til vedlegg D.2. Under følger en beskrivelse av de mest aktuelle parameterne i kontrollfilen.

MAXITER Parameteren MAXITER angir maksimalt antall iterasjoner som tiltales for hvert problem i Benders dekomposisjon. Denne kan settes til et hvilket som helst positivt heltall.

MINDIFF MINDIFF angir konvergenskriteriet for Benders iterasjoner. Denne parameteren er tilsvarende ϵ i ligning (4.13). Iterasjonene i scenarioviftesimulatoren vil fortsette til enten MAXITER er nådd, eller forbedringen fra én iterasjon til den neste er mindre enn MINDIFF.

NSCEN NSCEN angir antall tilsigsscenarioer i scenarioviften. $NSCEN = 1$ gir bare ett scenario i scenariovifta. Dette tilsvarer et deterministisk problem. Tilsvarende vil $NSCEN = 0$ gi et problem uten scenariovifte. Dette tilsvarer å kun løse førstestegsproblemet. Hvis det ønskes en full scenariovifte settes NSCEN lik antall tilsigsscenarioer NYEARSIM. Hvis NSCEN settes til en verdi mellom 1 og NYEARSIM vil modellen foreta en scenarioreduksjon. SOVN benytter Fast forward selection (FFS) som er nærmere forklart i kapittel 2.1.1. FFS gjennomføres separat for hver uke i SOVNs egen scenarioreduksjon. Dette resulterer som oftest i at ulike utvalg scenarioer benyttes for de forskjellige ukene i simuleringsperioden.

NWEEKSCEN Parameteren NWEEKSCEN angir antall uker i tidshorisonen, dvs. lengden på scenariovifta. Med en lengre tidshorison vil magasinnivåene ved slutten av scenariovifta bli mindre og mindre avhengig av magasinnivåene i førstestegsproblemet.

LSEKV Parameteren LSEKV angir om det simuleres med sekvensiell eller akkumulert tidsoppløsning. Parameteren kan settes til 0 eller 1, der 0 angir akkumulert og 1 angir sekvensiell. At akkumulert tidsoppløsning benyttes betyr at perioder innenfor hver uke med samme prisavsnitt aggregeres og simuleres samlet. Dette vil gi antall simuleringer lik antall prisavsnitt. Ved sekvensiell tidsoppløsning blir tidsavsnittene fortløpende i kronologisk rekkefølge.

LASTWEEKACC og LASTWEEKSEQ LASTWEEKACC angir siste uke i problemet som skal simuleres med akkumulert tidsoppløsning. Tilsvarende angir LASTWEEKSEQ siste uke med sekvensiell tidsoppløsning. Eventuelle resterende uker simuleres med ukentlig tidsoppløsning.

NCUT NCUT angir antall Benders kutt, som er beskrevet i ligning (4.10), som overføres til neste uke.

4.5 Parallellprossering

Modellen kan enten kjøres med seriell- eller parallellprossering. Ved kjøring med parallellprossering må det velges et passende antall parallelle prosesser. Slik modellen er implementert lønner det seg å velge enten $NSIM + 1$ prosesser eller $N * (NSIM + 1) + 1$ prosesser. Her er N antall grupper som simuleres i parallell,

4.6 Resultatuthenting

og $NSIM$ antall scenarioer, dvs. antall tilsigsår. Det første alternativet tilsier at for hver uke løses de stokastiske problemene parallelt av hver sin prosessor, mens én prosessor styrer masterprosessen. Med det andre alternativet blir simuleringen kjørt parallelt på to nivåer. Én prosessor brukes også i dette tilfelle til å styre masterprosessen, mens de resterende $N * (NSIM + 1)$ brukes til å løse alle de ukentlige stokastiske problemene i N parallelle grupper [30].

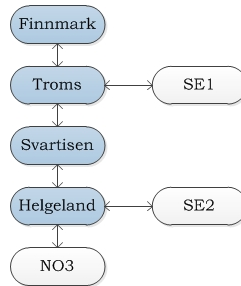
4.6 Resultatuthenting

De samme resultatprogrammene som brukes ved uthenting av data i Samkjøringsmodellen kan brukes til uthenting av resultater fra SOVN. De aktuelle programmene som er benyttet i denne masteroppgaven er beskrevet i kapittel 3.4.

5 Beskrivelse av datasett

5.1 Delområder

Datasettet brukt i denne oppgaven er skaffet til veie av Statnett. Området som ble simulert består av sju delområder som ligger nord i Skandinavia. Fire av delområdene, Finnmark, Troms, Svartisen og Helgeland, har produksjon fra vannkraft. Finnmark og Troms har også noe produksjon fra vindkraft i det originale datasettet. De fire førstnevnte delområdene er svært detaljert beskrevet, og gir dermed et realistisk bilde av energisituasjonen i området. De tre andre delområdene, SE1, SE2, og NO3 er kun modellert med eksogene prisrekker i dette datasettet. Plasseringen av delområdene i forhold til hverandre illustreres i figur 5.1.



Figur 5.1: Delområder i det simulerte systemet.

5.1.1 Produksjonskapasiteter

Tabell 5.1 viser antall vannmagasiner og kraftstasjoner, samt produksjonskapasiteter gitt i MW for delområdene som har produksjon fra vannkraft. Tabellen viser også årlig vindkraftproduksjon i delområdene Finnmark og Troms. Produksjon fra vind er gitt av eksogene vindserier som er forutbestemt og identiske for alle år. En oversikt over hvordan vindkraftproduksjonen fordeler seg utover året finnes i vedlegg C.2.

5.1.2 Magasinkapasiteter

Aggregerte magasinkapasiteter for delområdene som har produksjon fra vannkraft er gitt i tabell 5.2.

5.1 Delområder

Tabell 5.1: Data knyttet til produksjon i delområdene som inngår i datasettet.

| | Finnmark | Troms | Svartisen | Helgeland |
|------------------------------------|----------|--------|-----------|-----------|
| Antall vannmagasiner | 42 | 101 | 7 | 67 |
| Antall kraftstasjoner | 23 | 66 | 2 | 34 |
| Produksjons- kapasitet [MW] | 556,4 | 2392,5 | 620,0 | 2136,2 |
| Årlig produksjon fra vind [GWh] | 617 | 763 | - | - |

Tabell 5.2: Aggregerte magasinkapasiteter i delområdene som inngår i datasettet.

| | Finnmark | Troms | Svartisen | Helgeland |
|-------------------------------------|----------|--------|-----------|-----------|
| Aggregert magasinkapasitet [GWh] | 1281,0 | 7653,2 | 4886,4 | 7025,4 |

5.1.3 Tilsig

Tilsiget til magasinene er en stokastisk parameter som er basert på historisk års-tilsig. Dataserier som beskriver tilsiget i årene 1962 til 2012 er tilgjengelige for dette datasettet. Modellene ble kjørt med alle de 51 tilsigsårene, eller med et utvalg av scenarioene. Gjennomsnittlig tilsig i GWh for de ulike delområdene er gitt i tabell 5.3. I et normalt år ligger det totale tilsiget i hele systemet på i størrelsesorden 27 700 GWh. Variasjonen mellom tørre og våte år er imidlertid stor. Det tørreste året i datasettet har et totalt tilsig på 19 298 GWh, og det våteste 37 533 GWh. Nærmere detaljer om hvilke tilsigsserier som er brukt i de ulike delene av masteroppgaven, samt totalt tilsig for de ulike årene, er gitt i vedlegg C.1.

Tabell 5.3: Gjennomsnittlig tilsig i delområdene.

| | Finnmark | Troms | Svartisen | Helgeland |
|------------------------------|----------|--------|-----------|-----------|
| Gjennomsnittlig tilsig [GWh] | 3 736 | 10 116 | 2 630 | 11 275 |

Tabell 5.4 viser korrelasjon⁷ i tilsiget mellom delområdene. Det går frem av tabellen at det er stor korrelasjon mellom tilsiget i Troms, Svartisen og Helgeland. Finnmark avviker noe fra de andre delområdene med tilsig som er mer uavhengig.

⁷Korrelasjon er i denne masteroppgaven regnet ut ved hjelp av den innebygde funksjonen i Microsoft Excel. For nærmere detaljer henvises det til denne programvaren.

Tabell 5.4: Korrelasjon i tilsig mellom delområdene.

| | Finnmark | Troms | Svartisen | Helgeland |
|-----------|----------|-------|-----------|-----------|
| Finnmark | 1 | 0,685 | 0,403 | 0,623 |
| Troms | 0,685 | 1 | 0,806 | 0,849 |
| Svartisen | 0,403 | 0,806 | 1 | 0,805 |
| Helgeland | 0,623 | 0,849 | 0,805 | 1 |

5.1.4 Eksterne delområder

Delområdene SE1, SE2 og NO3 er modellert av eksterne prisrekker i dette datasettet. Hvert historiske år har en gitt prisrekke på samme måte som hvert år har et gitt tilsig. Middelverdiene av prisene for de 51 historiske årene i de tre områdene er illustrert i figur C.2 i vedlegg C.3. Som det går frem av figuren er prisene i Sverige, SE1 og SE2, svært like, mens prisen for NO3 avviker noe. Prisen her er generelt litt høyere enn i de to andre delområdene.

5.2 Etterspørsel etter kraft

5.2.1 Faste kontrakter

Noen av delområdene har faste kontrakter. I dette datasettet omfattes fastkraften av kategoriene *alminnelig forsynlig* og *tap*, der den førstnevnte er klart størst. Kun Finnmark, Troms og Helgeland har fastkraftkontrakter av nevneverdig størrelse. De andre delområdene har kun fastkraftkontrakter på 1 og 2 GWh per år. En detaljert oversikt over faste kontrakter er gitt i vedlegg E.1.

5.2.2 Prisavhengig marked

De ulike delområdene har en rekke informasjon knyttet til prisavhengig marked. Det prisavhengige markedet omfatter kontrakter der forbruket kan kobles inn og ut hvis en forutbestemt pris oppnås. Kontraktene inneholder informasjon om kapasitet i ulike tidsperioder, pris og effektprofil. Markedet omfatter kjøp av varme- og kjelekraft, import, eksport, gjenkjøp og rasjonering. Samlet danner kontraktene for et område en tilbuds- og en etterspørselskurve som genereres etter samme prinsipp som figur 3.2 i kapittel 3.2. Nærmere detaljer knyttet til det prisavhengige markedet i datasettet er utelatt fra oppgaven på grunn av sensitivitetshensyn.

5.3 Overføringskapasiteter

5.2.3 Prisavsnitt

Norden har et spotmarked for kraft. Dette markedet blir klarert for hver time. For å representere prising i kraftmarkedet på en god måte, men samtidig forenkle modellen, er uka delt inn i fire ulike prisavsnitt. Modellene opererer med lik pris gjennom hele prisavsnittet. En skjematisk fremstilling av avsnittene er gitt i tabell 5.5.

Tabell 5.5: Prisavsnitt i modellen.

| Ukedag | Klokkeslett | Prisavsnitt |
|-----------------|-------------|-------------|
| Mandag - fredag | 06-08 | (3) Morgen |
| | 08-13 | (1) Peak |
| | 13-23 | (2) Kveld |
| | 23-06 | (4) Natt |
| Lørdag - søndag | 06-23 | (5) Helg |
| | 23-06 | (4) Natt |

5.3 Overføringskapasiteter

Overføringskapasiteten mellom områdene i tillegg til tap og eventuelle overføringsavgifter blir gitt inn til modellen i en datafil. Kapasiteten mellom delområdene er gitt i tabell 5.6. Det er ingen planlagte revisjoner på linjene, og det er antatt samme overføringskapasitet i alle prisavsnitt. Datafilen som beskriver overføringskapasiteter mellom områdene er gitt i sin helhet i vedlegg C.4.

Tabell 5.6: Overføringskapasitet mellom delområdene [MW].

| fra \ til | F | T | S | H | SE1 | SE2 | NO3 |
|-----------|-----|------|------|------|-----|-----|------|
| Finnmark | - | 400 | - | - | - | - | - |
| Troms | 500 | - | 9000 | - | 600 | - | - |
| Svartisen | - | 9000 | - | 9000 | - | - | - |
| Helgeland | - | - | 9000 | - | - | 350 | 1300 |
| SE1 | - | 600 | - | - | - | - | - |
| SE2 | - | - | - | 350 | - | - | - |
| NO3 | - | - | - | 1300 | - | - | - |

6 Beskrivelse av case

Tre casestudier er gjennomført i denne masteroppgaven. De to første har som mål å undersøke hvordan de modellene takler knapphet i kraftsystemet. De to studiene undersøker knapphet i henholdsvis ett og flere delområder i systemet. Studien er navngitt case F og V. Oppsettet for disse to studiene er presentert i kapittel 6.1, og resultatene i kapittel 10.

Den tredje casestudien er en videreføring av testing av pumpekraft i SOVN utført i en tidligere masteroppgave [31] skrevet av J. Aarstad i januar 2016. Studien er navngitt case P. Oppsettet for denne studien er presentert i kapittel 6.2, mens resultatene kommer i kapittel 11.

6.1 Knapphet, CASE F og V

Tidligere har det blitt utført testing på hvordan de to modellene takler kraftoverskudd. Slike tester er blant annet dokumentert i masteroppgaven *Long-term hydrothermal Scheduling with aggregate and individual Reservoirs* [31] skrevet av J. Aarstad fra januar 2016. I denne masteroppgaven blir derimot modellenes evne til å håndtere kraftunderskudd testet. Dette ble gjort ved å undersøke to ulike case. I det første, case F, ble fastkraften i delområdet Finnmark gradvis økt, mens fastkraften i de andre delområdene ble holdt konstant. Fastkraften i datasettet er dominert av kategorien *alminnelig forsyning*. Denne ble doblet, firedoblet og seksdoblet for de ulike trinnene i caset. Total fastkraft per år i de ulike delområdene for case F vises i tabell 6.1.

Tabell 6.1: Fastkraft per år, case F [GWh].

| | Base | F200 | F400 | F600 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|
| Finnmark | 2 262 | 4 448 | 8 820 | 13 192 |
| Troms | 6 128 | 6 128 | 6 128 | 6 128 |
| Helgeland | 2 285 | 2 285 | 2 285 | 2 285 |
| Totalt | 10 675 | 12 861 | 17 233 | 21 605 |

I det andre caset, case V, ble fastkraften økt på samme måte i alle de tre delområdene Finnmark, Troms og Helgeland. Fastkraften i delområdet Svartisen er holdt konstant, da området kun har fastkraftkontrakter av ubetydelig størrelse. Total fastkraft i de ulike delområdene i case V er gitt i tabell 6.2.

6.2 Pumpekraft, CASE P

Tabell 6.2: Fastkraft per år, case V [GWh].

| | Base | V200 | V400 | V600 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|
| Finnmark | 2 262 | 4 448 | 8 820 | 13 192 |
| Troms | 6 128 | 12 045 | 23 879 | 35 713 |
| Helgeland | 2 285 | 4 374 | 8 552 | 12 730 |
| Totalt | 10 675 | 20 867 | 41 251 | 61 635 |

6.2 Pumpekraft, CASE P

Installasjon av en pumpe i et vassdrag gir en vannkraftmodul mulighet til å operere begge veier. Dette vil si at det kan produseres kraft som normalt ved å sende vannet nedover i vassdraget i noen perioder, og vannet kan pumpes motsatt vei i andre perioder. Et system med mye produksjon fra vind opplever ofte store og hurtige variasjoner i tilbudet av kraft. Pumpekraft er egnet til å dekke hurtige variasjoner i forbruk og produksjon. I periodene med lite vindkraft og underskudd av energi kan vannkraftverkene operere som ordinært som produsenter. I periodene med mye vindkraft og overskudd av energi kan de derimot reverseres, og vannet kan pumpes oppover i vassdragene. Slike hurtige variasjoner mellom produksjon og pumping kalles effektpumping.

I Samkjøringsmodellen kan det kun implementeres sesongpumping, som ikke fullt ut utnytter fleksibiliteten som vannkraftsystemet har til å dekke raske svinginger i effekt. Dette har blant annet bakgrunn i at effektpumping innebærer å utnytte forskjellene i kraftverdier mellom to hydrologisk koblede magasiner, noe Samkjøringsmodellen ikke har mulighet til med sin aggregerte problembeskrivelse. [31] Derfor testes effektpumping kun for SOVN i denne sammenheng.

I case P ble det installert to pumper, én i delområdet Finnmark og én i Troms. Plasseringen er identisk i masteroppgaven skrevet av Aarstad [31] som tidligere har forsøkt å teste effektpumping i SOVN. Begge pumpene er plassert omtrent i midt i sine respektive vassdrag med flere nedenforliggende produksjonsmoduler. Av sensitivitetshensyn er navnene og nøyaktig plassering til magasinene som pumpene er installert mellom utelatt fra oppgaven. Data for de involverte magasinene er gitt i tabell 6.3. Disse dataene ble brukt til å regne ut en rekke parametere knyttet til pumpene. Disse parametrene er nødvendige for å beskrive pumpekraftverk i modellen. Fremgangsmåten brukt ved utregning av parametrene gitt i tabell 6.4 er beskrevet i vedlegg B. Det ble antatt en slukeevne som tømmer magasinene på 72 timer, samt en virkningsgrad på 90%.

⁸Se ligning (3.7) for forklaring av reguleringsgrad.

Tabell 6.3: Magasindata for magasiner med pumpemuligheter.

| | Finnmark | | Troms | |
|------------------------------------|----------|-------|-------|-------|
| | Øvre | Nedre | Øvre | Nedre |
| Magasinkapasitet [Mm^3] | 71,7 | 61,8 | 80 | 77 |
| Reguleringsgrad ⁸ | 1,16 | 2,96 | 0,76 | 1,04 |
| Utløpskote [m.o.h.] | 541 | 310 | 280,8 | 72,1 |
| HRV [m.o.h.] | 692 | 543 | 531,4 | 283,8 |
| LRV [m.o.h.] | 674 | 519 | 516,4 | 271,8 |
| Fallhøyde [m] | 145 | 225 | 245 | 207 |

Tabell 6.4: Pumpeparametere, case P.

| | Finnmark | Troms |
|---|----------|-------|
| Midlere pumpeeffekt [MW] | 305 | 644 |
| Største løftehøyde [m] | 151 | 251 |
| Tilhørende pumpekapasitet [m^3/s] | 206 | 261 |
| Minste løftehøyde [m] | 133 | 236 |
| Tilhørende pumpekapasitet [m^3/s] | 234 | 278 |

For å stimulere til bruk av pumpekraft ble vindkraftproduksjonen økt kraftig i systemet. Vindkraft for case P i MW er gitt i tabell 6.5. Denne kraftige utbyggingen av vindkraft er ikke nødvendigvis realistisk for de aktuelle områdene. Caset er kun ment som en hypotetisk studie der store mengder vind er brukt for å fremprovosere bruk av pumpekraft, og ikke som et realistisk fremtidsscenario.

Tabell 6.6 angir overføringskapasiteten mellom delområdene som gjelder for case P. Som følge av modellens oppførsel ved svært stor mengde vindkraft i trinn P5000 ble konsekvensene av økt overføringskapasitet ut av Finnmark undersøkt. I denne delen av testingen ble overføringskapasiteten økt ut fra Finnmark til Troms, og videre fra Troms til delområdet SE1 i henhold til verdiene som står i (parentes)* i tabell 6.6.

6.2 Pumpekraft, CASE P

Tabell 6.5: Vindkraft, case P [MW].

| Delområde | Vindpark | PBase | P1000 | P2500 | P5000 |
|-----------|----------------|-------|-------|-------|-------|
| Finnmark | Kjøllefjord | 39,1 | 50 | 250 | 250 |
| | Havøygavlen | 33 | 50 | 250 | 250 |
| | Rakkocearro | 45 | 50 | 250 | 250 |
| | Hamnefjell | 50 | 50 | 250 | 250 |
| | Fallesrassa | 0 | 50 | 500 | 1000 |
| | Totalt | 167,1 | 250 | 1000 | 2000 |
| Troms | Fakken | 54 | 100 | 300 | 300 |
| | Nygårdsfjellet | 32,2 | 100 | 200 | 200 |
| | Andmyran | 160 | 300 | 500 | 500 |
| | Kvitjell | 0 | 0 | 500 | 1000 |
| | Totalt | 246,2 | 500 | 1000 | 2000 |
| Helgeland | Kalvvatnan | 0 | 175 | 250 | 500 |
| | Mariafjellet | 0 | 175 | 250 | 500 |
| | Totalt | 0 | 250 | 500 | 1000 |
| Totalt | | 413,3 | 1000 | 2500 | 5000 |

Tabell 6.6: Overføringskapasitet mellom delområdene, case P [MW].

| fra \ til | F | T | S | H | SE1 | SE2 | NO3 |
|-----------|-----|------------|------|------|------------|-----|------|
| Finnmark | - | 400(1000)* | - | - | - | - | - |
| Troms | 500 | - | 9000 | - | 600(1500)* | - | - |
| Svartisen | - | 9000 | - | 9000 | - | - | - |
| Helgeland | - | - | 9000 | - | - | 350 | 1300 |
| SE1 | - | 600 | - | - | - | - | - |
| SE2 | - | - | - | 350 | - | - | - |
| NO3 | - | - | - | 1300 | - | - | - |

7 Testing av innstillinger i SOVN

Som nevnt i kapittel 4.3, vil brukeren ha mulighet til å påvirke simuleringsprosessen i SOVN ved å justere innstillingene i kontrollfilen. Ved fastsettelse av parameterne i filen vil det ofte oppstå en avveining mellom beregningstid og ressursbruk på den ene siden, og kvaliteten på resultatene på den andre siden. Med mål om å finne optimale innstillinger ble det derfor undersøkt i hvilken grad resultatene og beregningstiden endres ved justering av utvalgte parametere. En første testrunde ble gjennomført for å danne en grov oversikt over hvordan justering av parameterne påvirket kvaliteten på resultatene og beregningstiden. Deretter ble de mest lovente innstillingene overført til en andre testrunde der de ble finjustert og testet i kombinasjon.

7.1 Tidligere testing av modellen

Det har også blitt utført testing på innstillinger av i kontrollfilen tidligere. Den tidligere omtalte masteroppgaven skrevet av Aarstad [31] inneholder en mindre omfattende testdel der justering av tidshorizonten, samt antall uker med akkumulert og sekvensiell tidsoppløsning ble studert. Hovedresultatene fra denne testingen viste at lengden på scenariovifta, altså tidshorizonten, hadde mest å si for resultatene. Testene viste videre at magasinivåene lå merkbart lavere ved lengre tidshorisonter, men at samfunnsøkonomisk overskudd varierte minimalt. Kraftverdiene varierte også i liten grad ved justering av innstillingene. Det var likevel ett unntak. Daværende versjon av SOVN hadde mest sannsynlig en feil som ga utslag i at kraftverdiene ved sekvensiell tidsoppløsning ble unaturlig høye i deler av tidsperioden. Det samfunnsøkonomiske overskuddet falt også dramatisk ved innføring av sekvensiell tidsoppløsning.

7.2 Første testrunde

Tre typer resultater ble valgt ut som mål for hvor vellykket justeringene var: samfunnsøkonomisk overskudd, total flom i systemet og maksimal kraftverdi. Samfunnsøkonomisk overskudd korrigerert for magasinendring er et godt mål på hvor gode resultatene er. SOVN simulerer som omtalt i kapittel 4 med mål om å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet. Fordi ulike innstillinger kan gi resultater som bruker ulik mengde vann, må det samfunnsøkonomiske overskuddet korrigeres for magasinendringen gjennom perioden. Som det går frem av ligning (3.9) gjør resultatprogrammet *Samoverskudd* dette automatisk i sine beregninger.

7.2 Første testrunde

Total flom i områdene ble studert for å undersøke modellens evne til å disponere vannet over tid. Flom er et mål på modellens evne til å takle situasjoner med overskudd av kraft. Mye flom tyder på dårligere evne til å planlegge for situasjoner med overskudd av kraft.

Tilsvarende sier den maksimale kraftprisen og forekomsten av pristopper mye om modellens evne til å takle situasjoner med underskudd av kraft. En god modell vil unngå pristopper så langt det lar seg gjøre. Derfor ble maksimal kraftverdi i områdene med vannkraft studert. Grunnen til at kun områdene med vannkraft ble studert er at prisene i de tre andre områdene er gitt eksogent til modellen via eksterne prisrekker. Disse vil derfor ikke variere med ulike innstillinger. Tekniske resultater som beregningstid, antall iterasjoner ble også undersøkt og sammenlignet.

39 av de 51 tilgjengelige tilsigsscenarioene ble valgt ut for å representere tilsiget i modellen. Bakgrunnen for at kun 39 ble valgt er, som diskutert i kapittel 4.5, for å oppnå optimal bruk av tilgjengelige regneressurser. Seriene ble i første omgang valgt ut manuelt ved å studere årstilsiget i systemet. Tilsigsseriene ble valgt slik at de på best mulig måte representerte de 51 tilgjengelige tilsigsseriene. Dette innebærer at balansen mellom våte, tørre og normale år ble forsøkt beholdt. Seriene ble valgt ut på grunnlag av totalt tilsig i de fire delområdene. Som det går fram av tabell 5.4, er tilsiget i Troms, Helgeland og Svartisen i større grad korrelert med hverandre enn Finnmark. Manuell utvelgelse av tilsigsår vil dermed ikke nødvendigvis gi et like representativt tilsig i Finnmark som i de andre delområdene. Senere i masteroppgaven er andre metoder for scenarioreduksjon benyttet for å velge ut tilsigsår. En oversikt over scenarioene som ble valgt for denne delen av oppgaven finnes i kolonnen *A-I* i tabellen i vedlegg C.1.

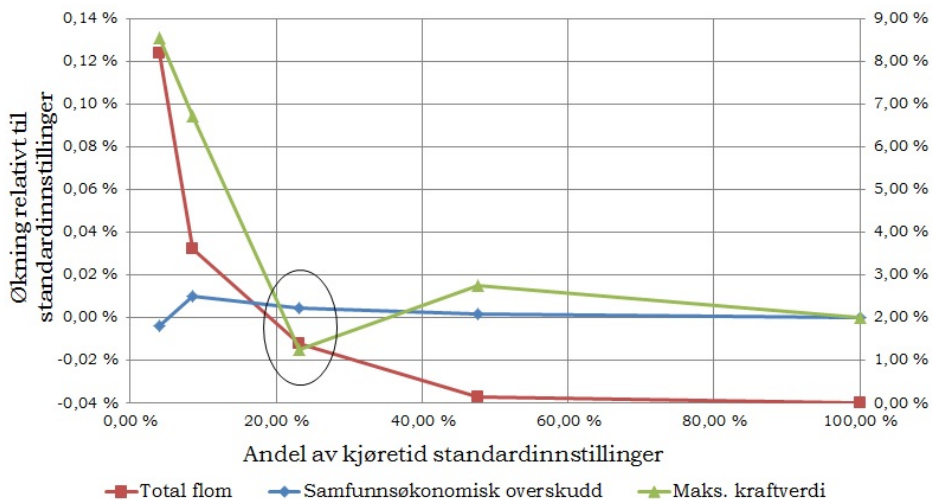
Utgangspunktet for testingen var et sett med standardinnstillinger som fungerte som en referanse for det andre kjøringene. De ulike parameterne som det er mulig å endre på er nærmere beskrevet i kapittel 4.4. Kontrollfilen med standardinnstillingene finnes i vedlegg D.2. Som det fremgår av kontrollfilen ble denne første kjøringen gjennomført med en tidshorisont på 104 uker, et konvergenzkriterium på 10^{-6} , maksimalt antall iterasjoner satt til 100, og akkumulert tidsoppløsning i én uke.

Disse parameterne ble endret, og resultatene ble undersøkt og sammenlignet for å finne den beste kombinasjonen av innstillinger. En fullstendig oversikt over innstillingene i alle testkjøringene finnes i vedlegg D.1. Parameterne ble endret én og én mens de andre standardinnstillingene ble beholdt. Resultatene fra testingen og foreløpig konklusjon før videre testing er presentert nedenfor.

Alle regnetider som er presentert er oppgitt i [timer:minutter:sekunder]. Dersom det ikke er spesifikt opplyst om noe annet refereres det alltid til middelveien av de ukentlige kraft verdier for alle tilsigsår og for delområdene med vannkraftproduksjon i modellen. Økning i beregningstid og resultatparametere henviser alltid til økning relativt til standardcaset, A1, dersom det ikke er eksplisitt opplyst om annet.

7.2.1 Tidshorison

Tidshorisonen (NWEKSCEN) ble variert fra standardinnstillingen 104 uker til henholdsvis 78, 52, 26 og 13 uker. Dette tilsvarer kjøring A1 - A5. Nærmere detaljer om innstillinger for de ulike kjøringene finnes i vedlegg D.1. En grafisk fremstilling av beregningstiden, total flom i systemet, samfunnsøkonomisk overskudd og maksimal kraftverdi er gitt i figur 7.1.



Figur 7.1: Resultater ved justering av NWEKSCEN. Fra venstre mot høyre: 13 uker (A5), 26 uker (A4), 52 uker (A3), 78 uker (A2), 104 uker (A1). Merk at maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd er vist på primæraksen, mens total flom er vist på sekundæraksen. De tre punktene merket av representerer innstillingene for A3, som er de innstillingene som blir videreført.

Regnetiden for standardinnstillingene var 19:13:44, men ble redusert til 00:46:34 for 13 ukers tidshorison. Ytterligere resultater som omhandler ytelsen er presentert i tabell 7.1.

7.2 Første testrunde

Tabell 7.1: Ytelse ved justering av N WEEKSCEN.

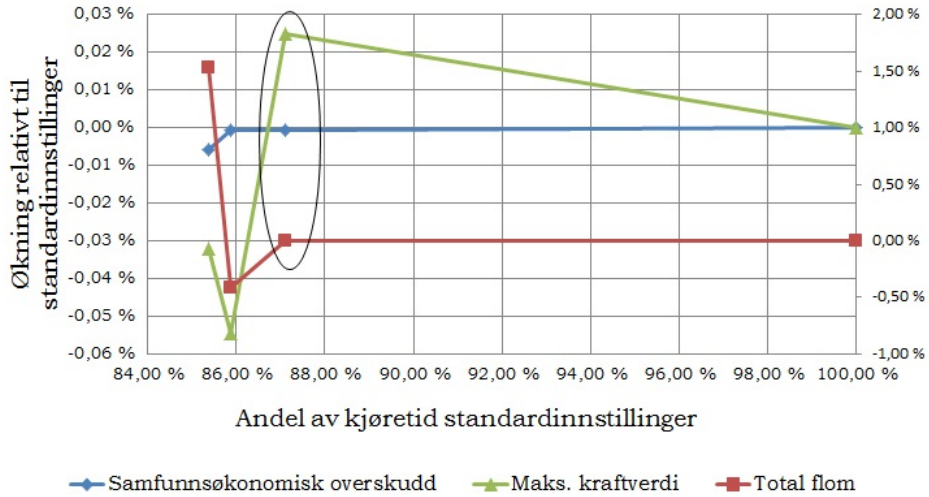
| | NWEEK- SCEN | Regnetid | Maks antall iterasjoner nådd | Snitt antall iterasjoner | Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) |
|----|----------------|----------|---------------------------------|-----------------------------|--|
| A1 | 104 | 19:13:44 | 100 | 55,17 | 20,3% |
| A2 | 78 | 09:10:21 | 100 | 57,59 | 22,3% |
| A3 | 52 | 04:27:03 | 100 | 60,14 | 24,4% |
| A4 | 26 | 01:37:30 | 100 | 63,77 | 29,1% |
| A5 | 13 | 00:46:34 | 100 | 68,87 | 34,2% |

Resultatene fra justering av tidshorisonten viste at maksimale kraftverdier og samfunnsøkonomisk overskudd holdt seg stabile. Maksimal kraftverdi hadde størst endring av disse to med 0,13% økning fra 104 uker til 13 uker. Total flom gjennomgikk imidlertid en større endring. Situasjonen var relativt uendret til 78 uker før total flom begynte å øke, og endte med en total økning på 8,18% ved 13 uker. På bakgrunn av resultatene fra denne delen av testingen settes tidshorisonten til 52 uker. Resultatene fra kjøringen med 52 ukers tidshorisont er merket av i figur 7.1. Denne innstillingen gir en reduksjon i beregningstiden på hele 76,85%, og samtidig akseptable resultater.

7.2.2 Konvergenzkriterium

Konvergenzkriteriet (MINDIFF) ble variert fra standardinnstillingen 10^{-6} til henholdsvis 10^{-4} , 10^{-3} og 10^{-2} . Kjøringene med endret konvergenzkriterium er navngitt B1 - B3. Nærmere detaljer om innstillinger finnes i vedlegg D.1. En grafisk fremstilling av beregningstid, total flom i systemet, samfunnsøkonomisk overskudd og maksimal kraftverdi for hver av kjøringene er gitt i figur 7.2. Regnetiden ble redusert fra 19:13:44 til 16:24:55 ved endring av konvergenzkriteriet fra 10^{-6} til 10^{-2} . Ytterligere resultater som omhandler ytelse er presentert i tabell 7.2.

Som det fremgår av figur 7.2, ga øking av konvergenzkriteriet fra 10^{-6} til 10^{-4} minimale endringer i resultatene. Ved videre øking til 10^{-3} ble utslaget i resultatene noe mer synlige. Total flom utmerket seg med reduksjon på i overkant av 0,4%, mens maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd ble holdt relativt stabile. Denne tendensen fortsatte også for videre økning til 10^{-2} . Maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd viste fortsatt liten endring, mens total flom økte med ca 1,5% i forhold til standardinnstillingene.



Figur 7.2: Resultater ved justering av MINDIFF. Fra venstre mot høyre: 10^{-2} (B3), 10^{-3} (B2), 10^{-4} (B1), 10^{-6} (A1). Merk at maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd er vist på primæraksen, mens total flom er vist på sekundæraksen. De tre punktene merket av representerer innstillingene for B1, som er de innstillingene som blir videreført.

På bakgrunn av resultatene og beregningstiden er det hensiktsmessig å velge et konvergenzkriterium på 10^{-4} for videre testing. Resultatene fra denne kjøringen er merket av i figur 7.2. Et konvergenzkriterium på 10^{-4} gir tilnærmet like resultater som et kriterium på 10^{-6} , men en betydelig reduksjon i beregningstiden. Økningen i total flom er langt fra dramatisk ved videre økning av kriteriet, men reduksjonene i beregningstid mellom kjøring B1, B2 og B3 er såpass små at videre økning fra 10^{-4} ikke vurderes hensiktsmessig. Fra tabell 7.2 fremgår det at det med konvergenzkriterium på 10^{-4} kun var 0,1% av problemene som ble stoppet av at maksimalt antall iterasjoner ble nådd. Resten ble stoppet på grunn av konvergenzkriteriet. Gjennomsnittlig antall iterasjoner var kun 10,86 mot de maksimalt 100 lovlige. For å redusere beregningstiden ytterligere kan det derfor vurderes redusere maksimalt antall iterasjoner for dette konvergenzkriteriet.

7.2.3 Maksimalt antall iterasjoner

Maksimalt antall iterasjoner (MAXITER) ble først endret fra standardinnstillingen 100 til 200. På bakgrunn av resultatene fra disse kjøringene ble det også kjørt en

7.2 Første testrunde

Tabell 7.2: Ytelse ved justering av MINDIFF.

| | MINDIFF | Regnetid | Maks antall iterasjoner nådd | Snitt antall iterasjoner | Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) |
|----|-----------|----------|------------------------------|--------------------------|--|
| A1 | 10^{-6} | 19:13:44 | 100 | 55,17 | 20,3% |
| B1 | 10^{-4} | 16:45:07 | 100 | 10,86 | 0,1% |
| B2 | 10^{-3} | 16:30:39 | 33 | 4,54 | 0,0% |
| B3 | 10^{-2} | 16:24:55 | 10 | 3,18 | 0,0% |

test med maksimalt antall iterasjoner satt til 60. Kjøringene med justering av antall lovlige iterasjoner er navngitt C1 - C2.

Endring av maksimalt antall iterasjoner fra 100 til 200 ga ingen eller minimale utslag på resultatene. Samfunnsøkonomisk overskudd og total flom viste ingen endring, og maksimal kraftverdi viste en økning på 0,005%.

Regnetiden økte til fra 19:13:44 til 19:40:12 ved endring av maksimalt antall lovlige iterasjoner fra 100 til 200. Dette tilsvarer en økning på 2,29%. Ytterligere resultater som omhandler ytelse er presentert i tabell 7.3.

Tabell 7.3: Ytelse ved justering av MAXITER.

| | MAXITER | Regnetid | Maks antall iterasjoner nådd | Snitt antall iterasjoner | Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) |
|----|---------|----------|------------------------------|--------------------------|--|
| A1 | 100 | 19:13:44 | 100 | 55,17 | 20,3% |
| C1 | 200 | 19:40:12 | 200 | 65,97 | 4,9% |
| C2 | 60 | 18:32:40 | 60 | 42,73 | 41,8% |

Reduksjon av maksimalt antall lovlige iterasjoner fra 100 til 60 førte også kun til minimale utslag på resultatene. Samfunnsøkonomisk overskudd og maksimal kraftverdi viste endringer på mindre enn 0,001%, mens total flom viste en reduksjon på 0,55%. I dette tilfellet ble beregningstiden redusert med 3,56%. Av tabell 7.3 fremgår det at antall problemer som ble stoppet av maksimalt antall itersjoner ble redusert fra 20,3% til 4,9% ved økning til 200 iterasjoner, og økt til 41,8% ved reduksjon til 60 iterasjoner.

Samlet viser resultatene at justering av maksimalt antall iterasjoner ikke gir store utslag på hverken resultatene eller beregningstiden. Det er derfor ikke kritisk hva

denne parameteren settes til i kontrollfilen så lenge verdien er noenlunde fornuftig slik at ikke for mange av problemene stopper fordi maksimalt antall iterasjoner blir nådd. På bakgrunn av resultatene fra denne delen av testingen avventes det derfor med å bestemme denne parameteren til konvergenzkriteriet og de andre parameterne er bestemt.

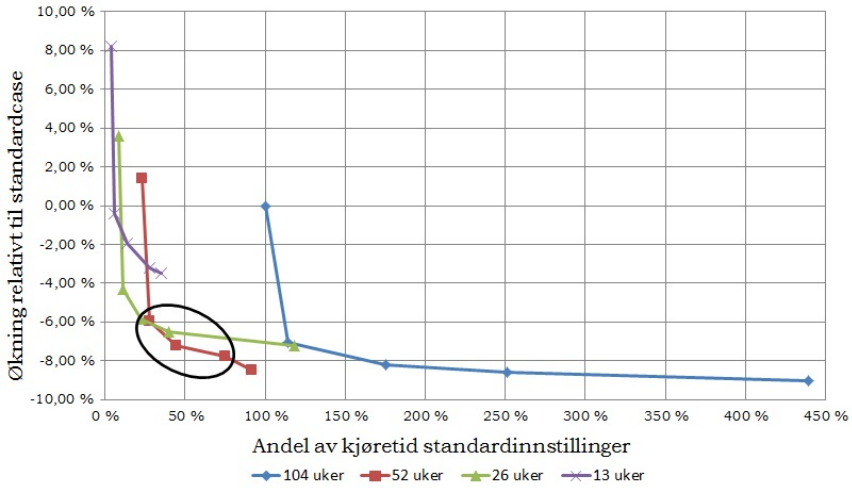
7.2.4 Antall uker akkumulert tidsoppløsning

Parameteren LSEKV ble satt til 0 ved alle kjøringene i denne sekvensen. Dette vil si at det ble simulert med akkumulert tidsoppløsning i et gitt antall uker før simuleringen gikk over til ukedagoppløsning. Parameteren LASTWEEKACC ble økt fra standardinnstillingen 1 til 2, 6, 11 og 21 dersom om tidshorizonten var lang nok. Dette innebærer at det ble simulert med akkumulert tidsoppløsning i henholdsvis 1, 5, 10 og 20 uker i scenariovifta. Den første uken (førstestegsbeslutningen) ble alltid simulert med akkumulert tidsoppløsning. De samme innstillingene ble også testet for kortere tidshorisonter, henholdsvis 52, 26 og 13 uker. For 13 uker ble kjøringen med LASTWEEKACC lik 21 byttet ut med en kjøring med LASTWEEKACC lik 13. Kjøringen i denne sekvensen av testingen er navngitt D1.1 - D4.4. En fullstendig oversikt over innstillingene for de ulike kjøringene finnes i vedlegg D.1.

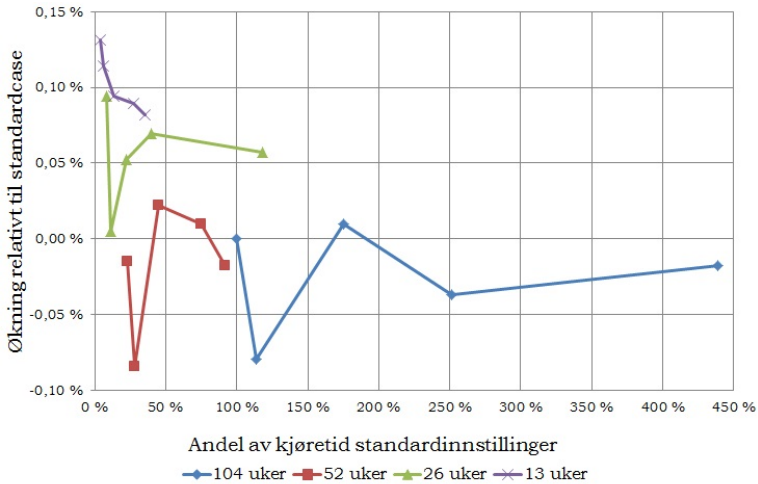
Grunnet et stort antall kjøring vil resultatene fra denne kjøringen presenteres separat for total flom, samfunnsøkonomisk overskudd og maksimal kraftverdi. Punktene på grafene i figurene 7.3 til 7.7 representerer LASTWEEKACC lik 1, 2, 6, 11 og 21 (13 for 13 ukers tidshorizont), og er presentert fra venstre mot høyre.

Total flom. Figur 7.3 viser utviklingen av total flom i systemet ved justering av antall uker med sekvensiell tidsoppløsning. De fire grafene representerer kjøringene med henholdsvis 13, 26, 52 og 104 ukers tidshorizont. Av figuren går det frem at total flom reduseres kraftig allerede ved økning fra 1 til 2 uker med akkumulert tidsoppløsning. For de to kjøringene med lengst tidshorizont stabiliserer total flom seg noenlunde ved 2 uker, mens for 26 uker stabiliserer total flom seg fra 6 uker. Kjøringen med kortest tidshorizont, 13 uker, ser ikke til å stabilisere seg på samme måte. Konklusjonen av disse kjøringene er at total flom stabiliserer seg ved lavere verdi på LASTWEEKACC dersom tidshorizonten er lang. Bakgrunnen for dette er trolig at lengre tidshorizont gir bedre mulighet for å planlegge langt frem i tid, og dermed unngå flom.

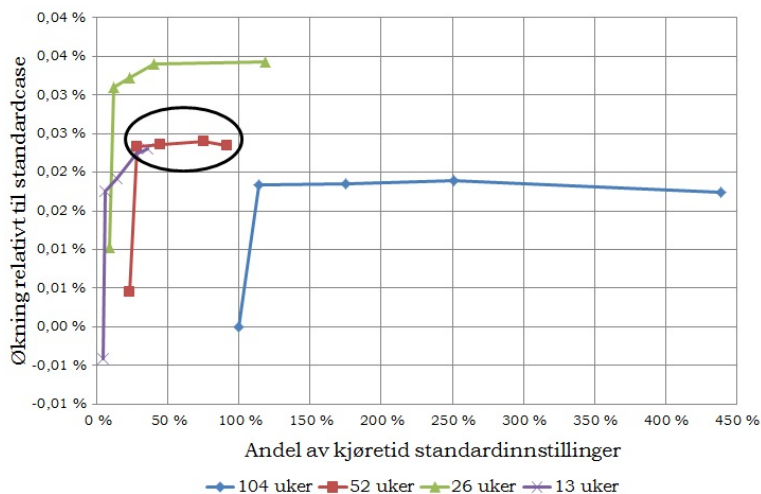
7.2 Første testrunde



Figur 7.3: Flom ved justering av LASTWEEKACC ved ulike lengde på tidshorizonten. De tre punktene merket av representerer innstillingene med tidshorizont på 52 uker og LASTWEEK lik 2, 6 og 11, som er de innstillingene som blir videreført for videre testing.



Figur 7.4: Maksimal kraftverdi ved justering av LASTWEEKACC ulike lengde på tidshorizonten.



Figur 7.5: Samfunnsøkonomisk overskudd ved justering av LASTWEEKACC ulik lengde på tidshorizonten. De tre punktene merket av representerer innstillingene med tidshorizont på 52 uker og LASTWEEKACC lik 2, 6, 11 og 21.

Maksimal kraftverdi. Figur 7.4 viser utviklingen av total flom i systemet og beregningstid ved justering av antall uker med sekvensiell tidsoppløsning. De fire grafene representerer kjøringene med henholdsvis 13, 26, 52 og 104 ukers tidshorizont. Av figuren fremgår det at maksimal kraftverdi ikke stabiliserer seg på samme måte som total flom. Variasjonene mellom de ulike kjøringene er imidlertid svært liten med maksimale endringer på rundt 0,1%.

Samfunnsøkonomisk overskudd. Figur 7.5 viser utviklingen av samfunnsøkonomisk overskudd ved justering av antall uker med sekvensiell tidsoppløsning. De fire grafene representerer kjøringene med henholdsvis 13, 26, 52 og 104 ukers tidshorizont. I likhet med total flom viser figuren at samfunnsøkonomisk overskudd stabiliserer seg for lange tidshorisonter allerede ved økning til 2 ukers akkumulert tidsoppløsning. Kjøringen med 26 ukers tidshorizont stabiliserer seg langsommere, mens den med 13 ukers tidshorizont heller ikke her viser tegn til stabilisering. Figuren viser videre at lengre tidshorisonter gir stabilisert samfunnsøkonomisk overskudd som ligger noe lavere enn for kortere tidshorisonter. Det er imidlertid kun snakk om ca 0,03% forskjell mellom 26 og 104 ukers tidshorisonter. For 52 ukers tidshorisonter, som ble valgt som det ble valgt å gå videre med, er forskjellen mellom LASTWEEKACC lik 2, 6, 11 og 21 svært liten. Dette er merket av i figuren.

7.2 Første testrunde

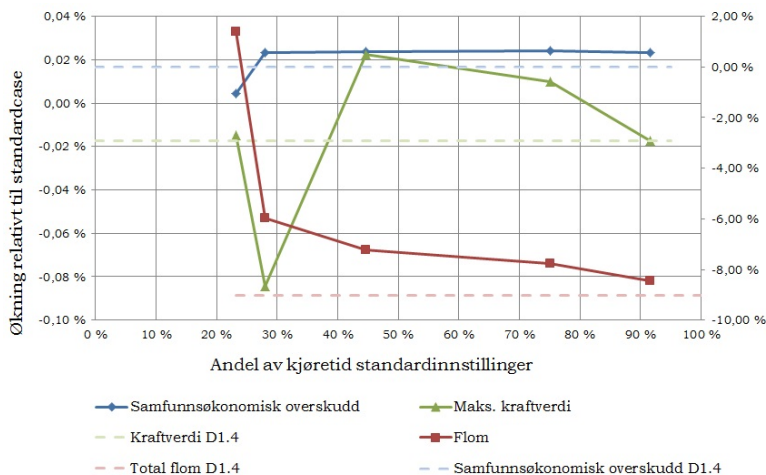
52 ukers tidshorison. Som et resultat av justeringen av tidshorison i kapittel 7.2.1 ble det bestemt å velge tidshorison lik 52 uker. Det ble derfor sett nærmere på kjøringene D2.1-4 som har denne tidshorisonen. Figur 7.6 viser en oversikt over de total flom, maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd for ulike lengde på LASTWEEKSEQ og tidshorison på 52 uker. Figuren viser også verdiene som disse tre parameterne tok i kjøring D1.4, som er kjøringen med 104 ukers tidshorison og 21 uker med akkumulert tidsoppløsning. Verdier for kjøring D1.4 er tatt med fordi disse anses som de mest nøyaktige, og dermed et mål på hvor gode de andre resultatene er.

Med hensyn til total flom burde det ved 52 ukers tidshorison velges en verdi på LASTWEEKACC på minst 2. Dette gir en reduksjon av total flom på i størrelsesorden -7,3% i forhold til 52 uker og LASTWEEKACC lik 1. Ytterligere økning av LASTWEEKACC til henholdsvis 6, 11 og 21 gir ytterligere reduksjon til -8,5%, -9,0% og 9,7%. Figur 7.6 viser at total flom går mot verdien fra kjøring D1.4 ved økning av LASTWEEKACC. Samfunnsøkonomisk overskudd stabiliseres seg som tidligere omtalt allerede ved LASTWEEKACC lik 2. Maksimal kraftverdi for de ulike verdiene av LASTWEEKACC er noe mer ustabile, men de varierer rundt kraftverdien fra kjøring D1.4. I tillegg er variasjonene relativt små, i størrelsesorden 0,1%.

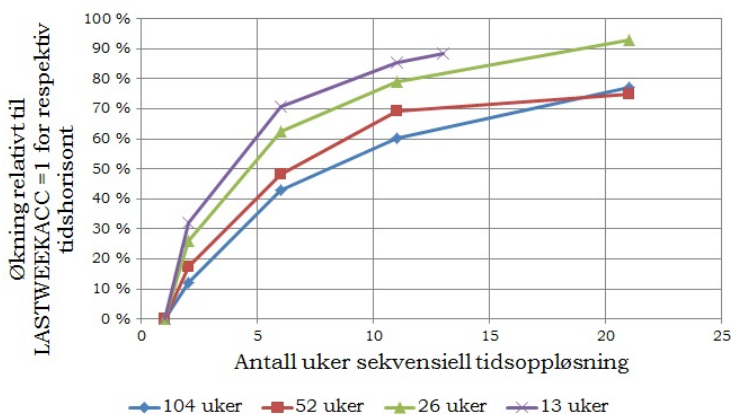
På bakgrunn av resultatene testes LASTWEEKACC lik 2, 4, 6, 8 og 11 ut ved videre testing.

Ytelse og beregningstid. Figur 7.7 viser utviklingen i beregningstid ved justering av LASTWEEKACC for kjøringene med ulik tidshorison. De fire grafene representerer hver sin lengde på tidshorisonen (NWEKSCEN). Økningen på y-aksen er relativt til kjøringen for den respektive tidshorisonen med kun én uke akkumulert tidsoppløsning. Av grafen fremgår det av den prosentvise økningen i beregningstid følger samme mønster, men den er hurtigere for kortere tidshorison.

7 TESTING AV INNSTILLINGER I SOVN



Figur 7.6: Resultater ved justering av LASTWEEKACC med tidshorisont 52 uker. Merk at maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd er vist på primæraksen, mens total flom er vist på sekundæraksen. Verdier for kjøring D1.4 vises også i figuren. Denne kjøringen anses for å ha de mest nøyaktige innstillingene.



Figur 7.7: Utvikling i beregningstid ved justering av LASTWEEKACC ved ulike lengde på tidshorisonten, N WEEKSCEN.

7.2.5 Antall uker sekvensiell tidsoppløsning

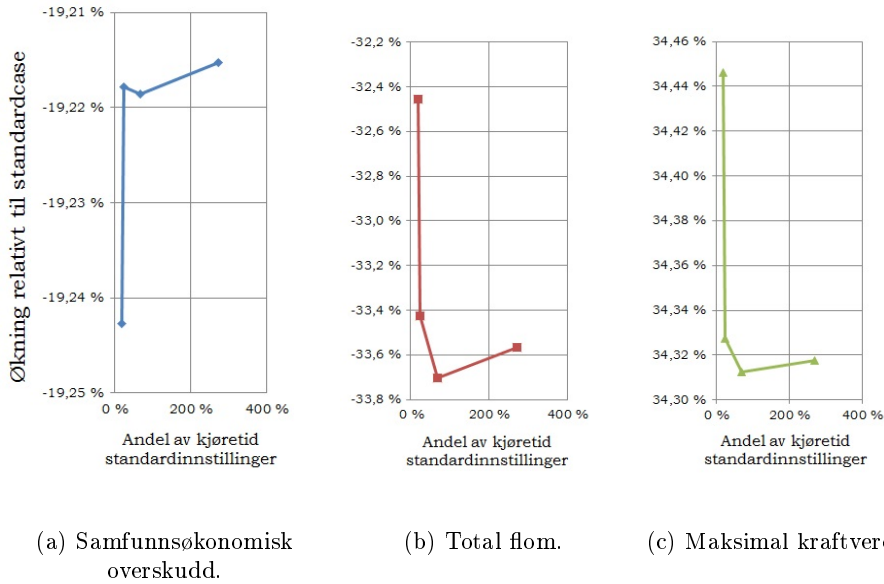
Det ble også testet hvilken innvirkning sekvensiell tidsoppløsning hadde på resultatene. LSEKV ble derfor endret fra 0 til 1, og både LASTWEEKSEQ og LASTWEEKACC ble variert for å simulere med forskjellig antall uker med akkumulert og sekvensiell tidsoppløsning. Testene tilsvarer kjøringene F1.1-F1.5. En oversikt over innstillingene finnes i vedlegg D.1

Figur 7.8 viser samfunnsøkonomisk overskudd, total flom og maksimal kraftverdi for de ulike kjøringene. Som det går frem av figurene opplever samtlige av parameterne en voldsom endring ved innføring av sekvensiell tidsoppløsning. Samfunnsøkonomisk overskudd faller med rundt 19%, flom reduseres med rundt 33%, og maksimale kraftverdier øker med rundt 34%. Også ved tidligere testing i masteroppgaven [31] skrevet av Aarstad var det problemer med å få sekvensiell tidsoppløsning til å fungere for dette datasettet. Den gangen ble det konkludert med at det måtte finnes en feil i modellen. Konklusjonen ble gjort på grunnlag av en ekstrem økning i kraftverdiene i deler av perioden. Siden denne testingen har nye versjoner av SOVN blitt lansert. Den ekstreme økningen i kraftverdier fra tidligere testing oppstår ikke lenger, men de store endringene i resultatene tyder på at det fortsatt er noe i implementasjonen som ikke stemmer. Det konkluderes med at det bør gjøres ytterligere undersøkelser og forbedringer i programkoden. Sekvensiell tidsoppløsningen utelates derfor fra videre simuleringer i denne masteroppgaven.

7.2.6 Bevaring av kutt

NCUT ble justert fra 0 til 1. Dette innebærer at ett kutt fra foregående løsning overføres til neste problem. Hovedresultatene fra testingen vises i tabell 7.4. Konklusjonen fra denne testen er at til tross for at beregningstiden øker noe, beveger alle de tre testresultatene seg i ønsket retning ved innføring av videreføring av kutt. På grunn av allerede lang beregningstid gjennomføres det ikke flere tester med justering av antall kutt i første testrunde, men det testes på videre økning av NCUT i andre testrunde.

7 TESTING AV INNSTILLINGER I SOVN



Figur 7.8: Resultater ved justering av LASTWEEKSEQ.

Tabell 7.4: Testresultater ved justering av NCUT, første testrunde.

| | E1 i forhold til A1 |
|------------------------------------|---------------------|
| Økning samfunnsøkonomisk overskudd | 0,01% |
| Reduksjon maks. kraftverdi | 0,10% |
| Reduksjon flom | 0,28% |
| Økning beregningstid | 8,88% |
| Økning snitt antall iterasjoner | 1,25% |

7.2.7 Oppsummering første testrunde

Tabell 7.5 viser en skjematisk oversikt resultatene fra den første testrunden. Generelt viser testingen at justering av innstillingene i en retning som gir antatt mer nøyaktige resultater, for eksempel lengre tidshorisont, mindre konvergenzkriterium osv., gir økning i beregningstiden. Denne effekten er ventet.

Tabell 7.5: Oppsummering av første testrunde med justering av parametere i kontrollfilen i SOVN. Forklaring av symboler: \uparrow , \nearrow , \uparrow : økning, svak, sterk. \downarrow , \searrow , \uparrow : reduksjon, svak, sterk. \rightarrow : ingen/minimal endring. \rightsquigarrow : ingen klar tendens.

| | \uparrow | beregningstid | Samfunnsøkonomisk overskudd | Maks. kraftverdi | Flom | Snitt iterasjoner |
|-------------|--------------|-----------------------|--------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| NWEEKSCEN | \uparrow | \rightarrow | \searrow | \downarrow | \downarrow | |
| MINDIFF | \downarrow | \rightarrow | \nearrow | \uparrow | \uparrow | |
| MAXITER | \nearrow | \rightarrow | \rightarrow | \rightarrow | \uparrow | |
| LASTWEEKACC | \uparrow | $\nearrow\rightarrow$ | \rightsquigarrow | \downarrow | \downarrow | |
| LASTWEEKSEQ | \uparrow | \downarrow | \uparrow | \uparrow | \rightsquigarrow | |
| NCUT | \uparrow | \nearrow | \searrow | \searrow | \downarrow | |

Videre viser testingen at samfunnsøkonomisk overskudd og kraftverdier gjennomgår mindre endringer enn hva gjelder total flom. Også tidligere testing utført av Aarstad viste at samfunnsøkonomisk overskudd og kraftverdier gjennomgår minimale endringer ved justering av innstillingene. Total flom reduseres derimot kraftig ved økning av tidshorisonten. Bakgrunnen for dette kan være at modellen får bedre evne til å planlegge produksjonen på et langsiktig plan ved lengre tidshorisont.

Tidligere testing støtter også et av hovedresultatene fra testingen i denne masteroppgaven, som er at justering av tidshorisonten har mest å si for resultatene. Reduksjon fra 104 til 52 ukers tidshorisont gir nesten ingen utslag på resultatene, men reduserer beregningstiden dramatisk. Videre reduksjon gir imidlertid store utslag på resultatene. Testene viser altså at det er svært lønnsomt å redusere tidshorisonten til et visst punkt, men at resultatene blir markant dårligere når lengden på tidshorisonten når en smertegrense.

Resultatene fra testing av sekvensiell tidsoppløsning viser at denne innstillingen fortsatt gir unaturlig høye kraftverdier og lavt samfunnsøkonomisk overskudd. Dette er trolig på grunn av en feil i programkoden som bør undersøkes nærmere.

7.3 Andre testrunde

De mest lovende innstillingene fra den første runden med testing ble valgt ut og satt sammen til nye kombinasjoner av innstillinger. På bakgrunn av testingen omtalt i kapittel 7.2 ble N WEEKSCEN satt til 52 uker og konvergenskriteriet MINDIFF satt til 10^{-4} . Det ble utført tre tester for å fastslå de mest optimale verdiene på LASTWEEKACC, MAXITER og NCUT.

7.3.1 Antall uker akkumulert tidsoppløsning

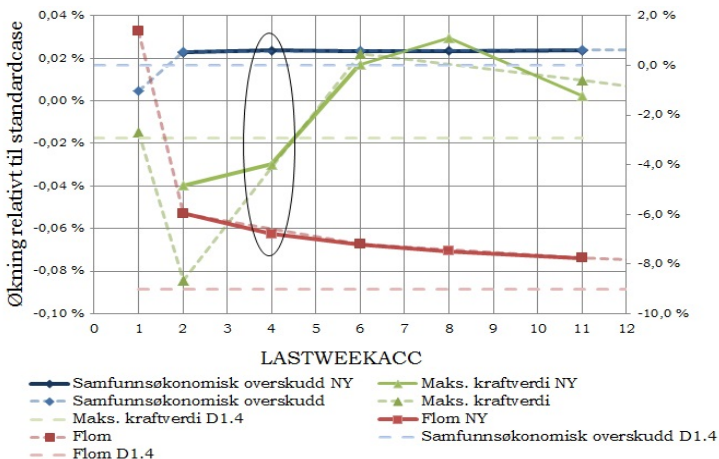
Det ble utført fem tester med LASTWEEKACC henholdsvis lik 2, 4, 6, 8 og 11. Disse kjøringene er navngitt G1-G5. Fra tabell 7.5, som oppsummerer den første testrunden, går det frem at kortere tidshorisont øker antall iterasjoner, og at økt konvergenskriterium og antall uker akkumulert tidsoppløsning senker antall iterasjoner. De nye verdiene på N WEEKSCEN ble altså redusert, og MINDIFF ble senket i forhold til standardinnstillingene. Maksimalt antall iterasjoner ble derfor i første omgang satt til 60, som er lavere enn verdien i standardinnstillingene.

Figur 7.9 viser et utsnitt av figur 7.6 sammen med resultater fra testing av nye innstillinger. Av figuren fremgår det at resultatene fra kjøringene med nye innstillinger i stor grad følger resultatene fra første testrunde. Samfunnsøkonomisk overskudd stabiliserer seg allerede ved LASTWEEKACC lik 2 uker, mens flom i systemet reduseres kraftig ved endring til 2 uker, og viser deretter en flatere reduksjon. Maksimal kraftverdi er mer ustabil, men differansen mellom høyeste og laveste verdi er mindre enn 0,07 prosentpoeng.

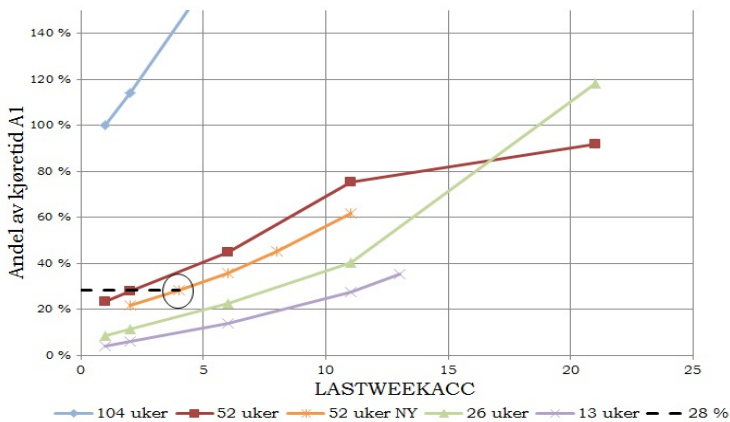
Figur 7.10 viser en sammenligning av beregningstiden for kjøringene fra første testrunde og justering av LASTWEEKACC i andre testrunde. Figuren viser at beregningstiden er noe redusert i andre runde på grunn av de nye innstillingene, som innebærer større konvergenskriterium og lavere verdi på maksimalt antall lovlige iterasjoner. På grunnlag av resultatene diskutert ovenfor, velges det videre å sette antall uker med akkumulert tidsoppløsning til 4 uker. Kjøringen med LASTWEEKACC lik 4 (G2) har tilnærmet lik beregningstid som kjøringen med gamle innstillinger og LASTWEEKACC lik 2 (D2.1). Dette er merket av på figur 7.10 med en sort stiplet linje.

Tabell 7.6 viser resultater knyttet til ytelse ved justering av LASTWEEKACC i andre testrunde. Det går fram at andelen problemer som nådde maksimal antall iterasjoner (60) er lav for alle kjøringene. For innstillingene som videreføres (G2) er andelen kun 4,1%. Antall lovlige iterasjoner (MAXITER) kan derfor med fordel

7.3 Andre testrunde



Figur 7.9: Sammenligning av resultater ved justering av LASTWEEKACC i første og andre testrunde. Merk at maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd er vist på primæraksen, mens total flom er vist på sekundæraksen. De tre punktene som er merket av i figuren representerer kjøring G2, som ble videreført.



Figur 7.10: Sammenligning av beregningstid for andre testrunde med 52 ukers tidshorisont og første testrunde. Den sorte stiplede linjen viser at kjøringen med LASTWEEKACC lik 4 (G2) har tilnærmet lik beregningstid som kjøringen med gamle innstillinger og LASTWEEKACC lik 2 (D2.1).

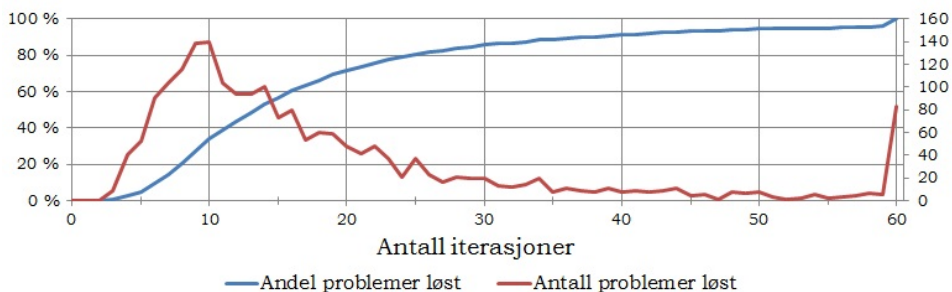
kan settes til en enda lavere verdi ved videre testing.

Tabell 7.6: Ytelse ved justering av LASTWEEKACC, andre testrunde.

| | LAST- WEEK- ACC | Regnetid | Maks antall iterasjoner nådd | Snitt antall iterasjoner | Andel problemer som nådde maks iterasjoner (60) |
|----|-----------------------|----------|---------------------------------|-----------------------------|---|
| G1 | 2 | 4:09:12 | 60 | 20,11 | 5,2% |
| G2 | 4 | 5:25:02 | 60 | 19,10 | 4,1% |
| G3 | 6 | 6:53:44 | 60 | 18,39 | 3,9% |
| G4 | 8 | 8:40:48 | 60 | 17,80 | 3,7% |
| G5 | 11 | 11:49:15 | 60 | 16,76 | 3,0% |

7.3.2 Maksimalt antall iterasjoner

Fra testingen omtalt i kapittel 7.3.1 gikk det frem at kun 4,1% av problemene nådde maksimalt antall iterasjoner. Dette vil si at 95,9% av problemene nådde konvergenzkriteriet innen 59 iterasjoner. Figur 7.11 er en grafisk fremstilling av antall iterasjoner i test G2. Av figuren går det blant annet frem at hele 90% av problemene ble løst i løpet av 38 iterasjoner eller færre, og 72% ble løst i løpet av 20 iterasjoner eller færre. Derfor ble det utført flere tester der det ble undersøkt hvordan reduksjon av MAXITER påvirker beregningstid og kvaliteten på resultatene. MAXITER ble satt til 40, 30, 20 og 10 i testene, som er navngitt H1-H4. Tabell 7.7 viser detaljer om ytelsen til testene.



Figur 7.11: Antall iterasjoner per ukeproblem ved kjøring G2.

7.3 Andre testrunde

Tabell 7.7: Ytelse ved justering av MAXITER, andre testrunde.

| | MAXITER | Regnetid | Maks antall iterasjoner nådd | Snitt antall iterasjoner | Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) |
|----|---------|----------|------------------------------|--------------------------|--|
| G2 | 60 | 5:25:02 | 60 | 19,10 | 4,1% |
| H4 | 40 | 5:20:57 | 40 | 17,03 | 9,5% |
| H3 | 30 | 5:20:20 | 30 | 15,94 | 14,7% |
| H2 | 20 | 5:15:35 | 20 | 13,83 | 29,9% |
| H1 | 10 | 5:07:10 | 10 | 9,07 | 69,1% |

Figur 7.12 viser en oversikt over antall iterasjoner for ukeproblemene. Av figuren går det frem at alle testene følger samme kurve før de blir avbrutt ved MAXITER.

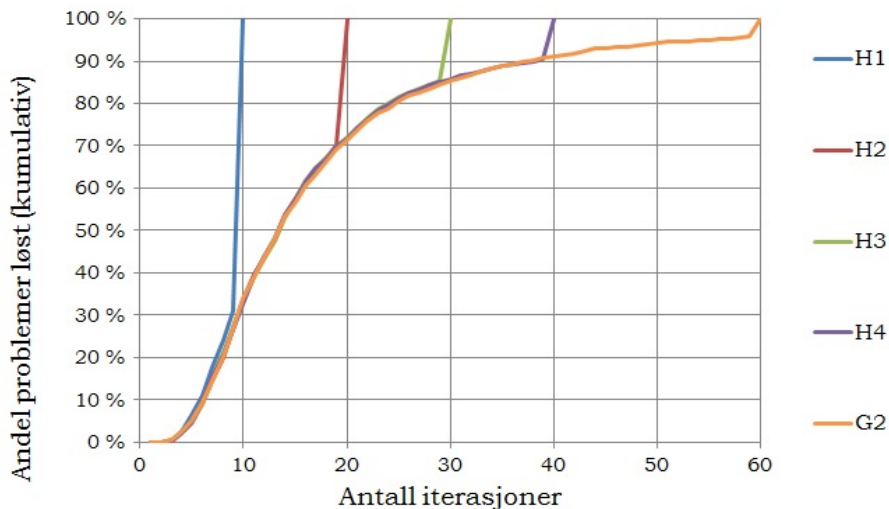
Figur 7.15 viser utvikling i beregningstid, samfunnsøkonomisk overskudd, maksimal kraftverdi og flom for testene med justering av MAXITER. Figuren viser at samfunnsøkonomisk overskudd holder seg tilnærmet uendret. Maksimal kraftverdi reduseres noe ved økt MAXITER, men det er kun snakk om små utslag på i størrelsesorden 0,03 prosentpoeng ved reduksjon fra maksimalt 60 til 10 iterasjoner. Total flom viser, som ved tidligere tester, noe større reduksjon. Som det fremgår både av figuren og av tabell 7.7 er forskjellen i beregningstid for de ulike testene liten. Den største reduksjonen (fra G2 til H1) er på 5,5%. Derfor vil det uansett ikke være veldig mye å spare på å redusere MAXITER. For videre testing velges det å beholde MAXITER lik 60 for å opprettholde gode resultater.

7.3.3 Bevaring av kutt

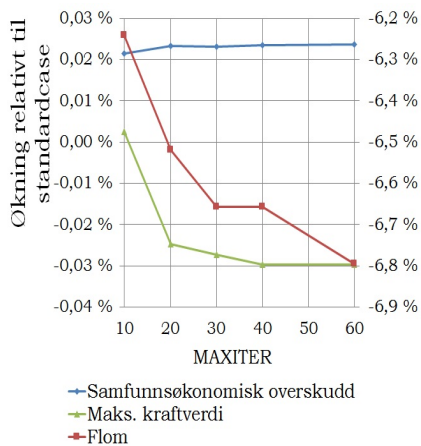
Fra testingen utført i kapittel 7.2.6 ble det konkludert at innføring av kutt overført fra det forrige problemet til det neste fører til bedre resultater på alle punkter. Til gjengjeld økte beregningstiden noe (8,88%). Derfor ble det også utført flere tester med økning av parameteren NCUT sammen de nye innstillingene fra kjøring G2. NCUT ble satt til henholdsvis 1,2,5 og 10 i testene II-4.

Figur 7.14 viser utvikling i resultatene og beregningstid for alle testene med justering av NCUT. Av figur 7.14a går det frem at samfunnsøkonomisk overskudd øker noe ved innføring av bevaring av kutt, men at videre økning av NCUT ikke gir forbedring. Flom og maksimal kraftverdi synker ved økning av NCUT, men stabiliserer seg ikke på samme måte som samfunnsøkonomisk overskudd. Når det kommer til beregningstid viser figur 7.14b at den øker med rundt 13% ved innføring

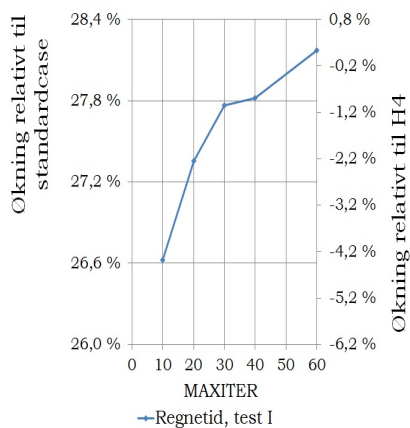
7 TESTING AV INNSTILLINGER I SOVN



Figur 7.12: Andel problemer løst ved ulikt antall iterasjoner ved justering av MAXITER, andre testrunde.



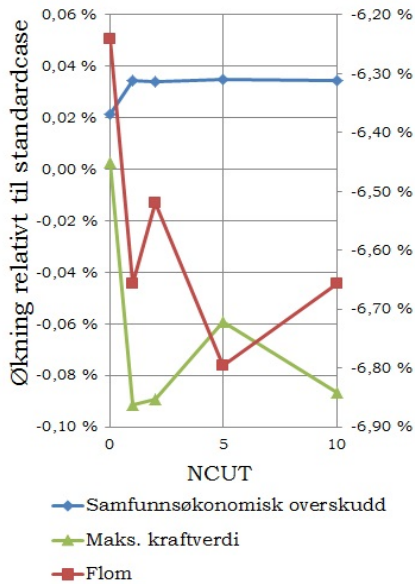
(a) Utvikling resultater ved ulikt antall iterasjoner.



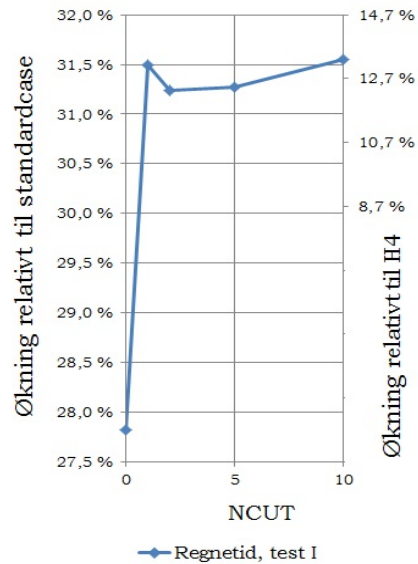
(b) Utvikling beregningstid ved ulikt antall iterasjoner.

Figur 7.13: Resultater og beregningstid ved justering av MAXITER, andre testrunde. Merk at i figur 7.15 er maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd vist på primæraksen, mens total flom er vist på sekundæraksen.

7.3 Andre testrunde



(a) Utvikling resultater ved ulikt antall iterasjoner.



(b) Utvikling beregningstid ved ulikt antall iterasjoner.

Figur 7.14: Resultater og beregningstid ved justering av NCUT, andre testrunde. Merk at i figur 7.14a er maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd vist på primæraksen, mens total flom er vist på sekundæraksen.

av bevaring av kutt, men holder seg ganske stabil for verdier av NCUT større enn 0. På bakgrunn av testene utført beholdes NCUT lik 0.

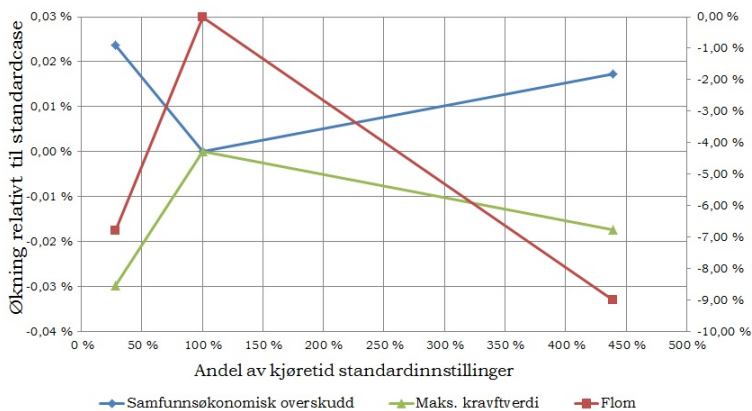
7.4 Endelige parametere for videre testing

Tabell 7.8 viser de endelige verdiene på innstillingene som skal brukes videre i masteroppgaven.

Tabell 7.8: Endelige parametere i kontrollfilen i SOVN etter testing.

| Parameter | Verdi |
|-------------|-----------|
| NWEEKSCEN | 52 |
| MINDIFF | 10^{-4} |
| MAXITER | 40 |
| LSEKV | 0 |
| LASTWEEKACC | 4 |
| NCUT | 0 |

Figur 7.15 viser resultater for de tre kjøringene G2, A1 og D4.1. G2 tilsvare innstillingene fra tabell 7.8, A1 er testen med standardinnstillinger og D4.1 er testen med lengst tidshorisont og flest antall uker simulert med sekvensiell tidsopløsning.



Figur 7.15: Resultater med endelig parametere i SOVN og to andre utvalgte kjøringene.

Fra venstre mot høyre: G2 (endelige parametere), A1 (standardverdier), D4.1 (antatt mest nøyaktige verdier). Merk at maksimal kraftverdi og samfunnsøkonomisk overskudd er vist på primæraksen, mens total flom er vist på sekundæraksen.

Det er viktig å påpeke at resultatene fra denne testingen av innstillingene i kontrollfilen til SOVN ikke er direkte overførbare til andre datasett. Likevel er det grunn

7.4 Endelige parametere for videre testing

til å tro at resultatene vil bevege seg i samme retning ved tilsvarende justeringer i innstillingene for andre datasett.

8 Scenarioreduksjon

Antall scenarioer som brukes i simuleringen har mye å si for beregningstiden. For å begrense beregningstiden er det derfor gunstig å redusere antall scenarioer. Samtidig er det ønskelig å simulere med mange scenarioer for å få en mer realistisk beskrivelse av tilsiget, og dermed et mer realistisk resultat. Problemet oppstår i at det kan være vanskelig og tidkrevende å manuelt velge ut hvilke tilsigsår som det skal simuleres med. Dette gjelder særlig der det finnes flere delområder eller er lav grad av korrelasjon mellom områdene. Derfor ble det i denne oppgaven benyttet en algoritme for å velge ut scenarioer. Algoritmen som ble benyttet var Fast Forward Selection (FFS), som er nærmere beskrevet i kapittel 2.1.1.

Som diskutert i kapittel 4.5 er det hensiktsmessig å velge et antall scenarioer brukt i simuleringen slik at det går opp i enten $NSIM+1$ eller $N*(NSIM+1)+1$ prosesser. Ved gjennomføringen av denne oppgaven var 40 prosesser tilgjengelig for kjøring av SOVN. På bakgrunn av dette ble det plukket ut et passelig antall scenarioer for scenarioreduksjon. Dette er oppgitt i tabell 8.1. En oversikt over hvilke spesifikke tilsigsår som ble valgt ut ved ekstern FFS for de ulike scenarioreduksjonene finnes i vedlegg C.1.

Tabell 8.1: Antall scenarioer valgt ut ved scenarioreduksjon.

| Antall scenarioer | Antall grupper | Antall prosesser |
|-------------------|----------------|------------------|
| 39 | 1 | 40 |
| 18 | 2 | 39 |
| 12 | 3 | 40 |
| 8 | 4 | 37 |
| 6 | 5 | 36 |
| 5 | 5 | 31 |
| 4 | 4 | 21 |

Det ble gjennomført tre kjøring for hver scenarioreduksjon. To der det ble benyttet ekstern scenarioreduksjon i Matlab ved hjelp av koden beskrevet i vedlegg E.1, og deretter ordinær kjøring i henholdsvis Samtap og SOVN, og én der SOVNs automatiske scenarioreduksjon ble benyttet. Samkjøringsmodellen er kjørt med kalibreringsfaktorer tilpasset riktig antall scenarioer.

8.1 Kalibrering av Samkjøringsmodellen

Som diskutert i modellbeskrivelsen i kapittel 3.2 bør Samkjøringsmodellen kalibreres for å oppnå gode resultater. Ved manuell kalibrering vil resultatene i stor grad være avhengig av brukerens erfaring og kunnskaper. Denne masteroppgaven har som mål å gi en mest mulig realistisk vurdering av modellene betjent av en mindre erfaren bruker. Derfor ble det i denne sammenhengen benyttet automatisk kalibrering. Automatisk kalibrering er nærmere beskrevet i kapittel 3.2.4.1.

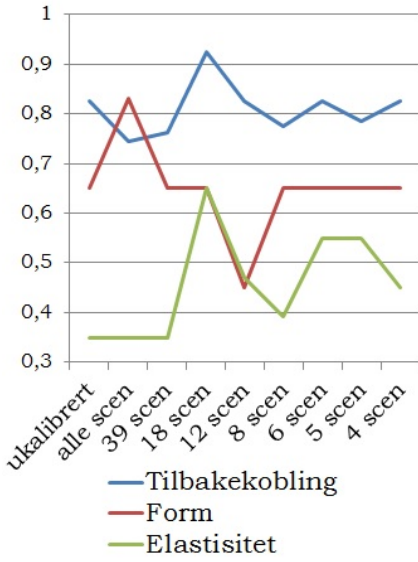
Modellen ble kalibrert med standardoppsettet som genereres ved automatisk kalibrering. Dette vil si at kalibreringen gjennomgår fem hovediterasjoner. Den initiale steglengden er 0,1 for alle faktorene. Steglengden reduseres deretter til 80% for hver hovediterasjon. Alle delområdene er vektet likt hva gjelder samfunnsøkonomisk overskudd. En oversikt over tiden det tok å kalibrere modellen for de ulike gradene av scenarioreduksjon er gitt i vedlegg F.1. Faktorene i de tre delområdene som er representert av prisrekker blir ikke berørt av kalibreringen, og er dermed utelatt i denne analysen.

Figur 8.1 viser ukalibrerte faktorer, samt kalibrerte faktorer for ulik grad av scenarioreduksjon for delområdene Finnmark, Troms, Svartisen og Helgeland. Av grafene går det frem at elastisitetsfaktoren ikke endret seg ved automatisk kalibrering av modellen før det ble utført scenarioreduksjon. Tilbakekoblingsfaktoren og formfaktoren endret seg minimalt. Formfaktoren i Finnmark og Troms viste størst endring med økning på henholdsvis 0,18 og 0,50. Dette er likevel svært små endringer.

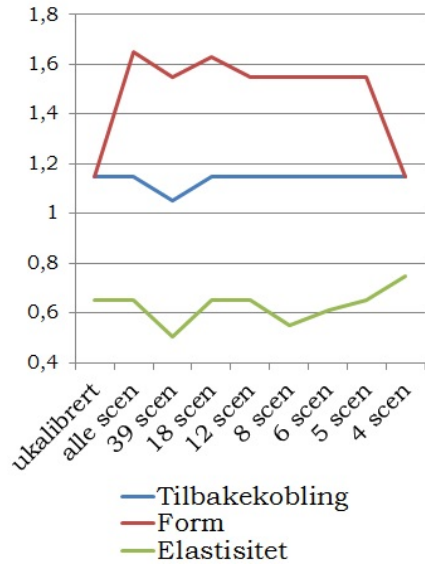
Et gjennomgående resultat for alle delområdene er altså at ingen av de tre kalibreringsfaktorene endrer seg dramatisk ved automatisk kalibrering av modellen når alle 51 tilssigseriene benyttes. Dette førte også til at resultatene fra kjøringene viser svært små endringer. Det konkluderes med at datasettet som ble benyttet enten var godt kalibrert i forkant av den automatiske kalibreringen, eller at innstillingene for den automatiske kalibreringen ikke var nøyaktige nok. Datasettet er lånt av Statnett, og det er i tillegg kjørt flere simuleringer med det i forkant av denne oppgaven. Derfor er den første forklaringen mest sannsynlig.

I alle delområdene varierer kalibreringsfaktorene noe når scenarioreduksjonen utføres. Selv om scenarioreduksjonen er utført med mål om å beholde tilsiget så likt som mulig, vil den ikke klare å gi nøyaktig det samme tilsiget. Tilsiget vil derfor variere noe, og kalibreringsfaktorene vil følgelig også endre seg noe.

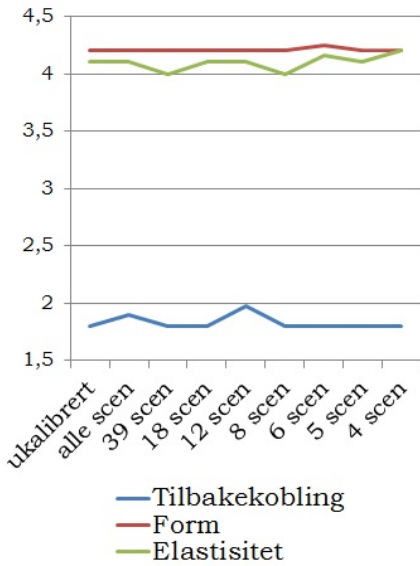
Modellen ble kjørt for 156 uker for alle gradene av scenarioreduksjon med ukalibrerte faktorer samt både faktorer kalibrert for alle (51) scenarioer og for riktig antall scenarioer. Magasincurvene ble undersøkt for de ulike kjøringene. Resultatene viste



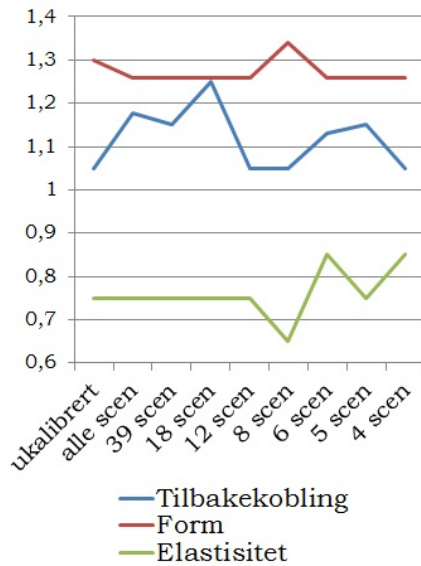
(a) Finnmark.



(b) Troms.



(c) Svartisen.



(d) Helgeland.

Figur 8.1: Automatiske kalibreringsfaktorer ved ulik grad av scenarioreduksjon i Samkjøringsmodellen.

8.2 Resultater

at magasinkurvene var tilnærmet identiske med kalibrerte og ukalibrerte faktorer, og følgelig at kalibreringen av modellen hadde liten effekt. Dette underbygges av at forbedringen av samfunnsøkonomisk overskudd var svært liten, for eksempel kun 0,0009% etter automatisk kalibrering av modellen med 51 scenarier. Dette fremgår av tabell 8.2, som viser samfunnsøkonomisk overskudd for kjøringen uten scenarioreduksjon og for reduksjon til henholdsvis 39, 12 og 4 scenarier.

Det er en interessant observasjon at automatisk kalibrering i etterkant av scenarioreduksjon også gir liten effekt på resultater som magasinkurver og samfunnsøkonomisk overskudd. Dette kan tyde på at scenarioreduksjonen ga små endringer i tilsiget, og dermed var vellykket. For best mulig resultater vil det likevel bli benyttet kalibreringsfaktorer tilpasset den spesifikke scenarioreduksjonen ved videre testing i denne masteroppgaven.

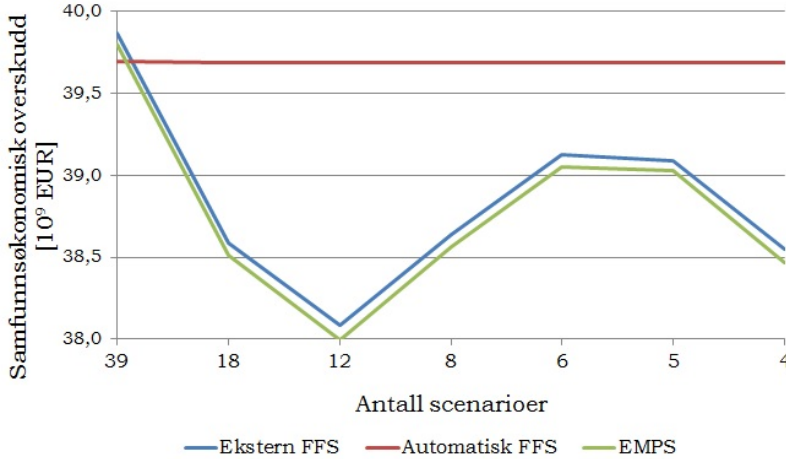
Tabell 8.2: Samfunnsøkonomisk overskudd etter automatisk kalibrering ved utvalgte grader av scenarioreduksjon i Samkjøringsmodellen [10^9 EUR].

| Antall scenarier | 51 (alle) | 39 | 12 | 4 |
|---------------------------------------|-----------|---------|---------|---------|
| Ukalibrert | 39,6267 | 39,7994 | 37,9973 | 38,4653 |
| Kalibrert for 51 scenarier | 39,6270 | 39,7994 | 37,9978 | 38,4659 |
| Kalibrert for riktig antall scenarier | | 39,7998 | 37,9981 | 38,4660 |

8.2 Resultater

Figur 8.2 viser utviklingen i samfunnsøkonomisk overskudd for de ulike metodene for scenarioreduksjon. Som det går frem av figuren holder resultatene fra automatisk reduksjon i SOVN seg tilnærmet konstante, mens ekstern reduksjon i SOVN og Samkjøringsmodellen gir lavere og varierende samfunnsøkonomisk overskudd for de ulike gradene av scenarioreduksjon. Kurvene for disse to følger hverandre jevnt siden de to modellene kjøres med nøyaktig samme tilsigsdata. Gjennomsnittlig totaltilsig per år for de ulike kjøringene er presentert i figur 8.3. Figuren viser også det gjennomsnittlige tilsiget for alle 51 tilsigsseriene. Kurven for automatisk FSS i SOVN er nesten helt flat og nær gjennomsnittstilsiget, noe som tyder på at modellen klarer å beholde det opprinnelige datasettets natur i stor grad selv ved svært kraftig scenarioreduksjon. Igjen følger kurvene for ekstern reduksjon i SOVN og Samkjøringsmodellen hverandre tett. Den eksterne reduksjonen klarer imidlertid ikke å holde tilsiget stabilt.

Figur 8.4 viser gjennomsnittlige og maksimale kraftverdier for de ulike kjøringene.



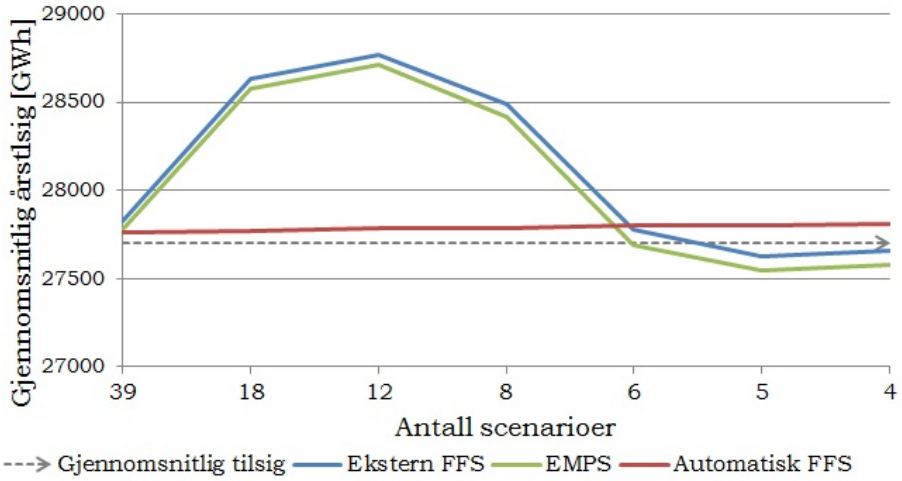
Figur 8.2: Samfunnsøkonomisk overskudd ved scenarioreduksjon.

Figuren viser også verdier fra kjøring av Samkjøringsmodellen med alle 51 tilsigsår. Også her er resultatene fra automatisk FFS i SOVN meget stabile og nær resultatene fra Samkjøringsmodellen med 51 tilsigsår, mens den eksterne reduksjonen viser større variasjon. Særlig maksimale kraftverdier øker markant ved reduksjon til 8 scenarier og færre. Det er imidlertid verdt å merke seg at de maksimale kraftverdiene ligger noe lavere for SOVN. Dette tyder på at modellen takler situasjonen på en bedre måte enn Samkjøringsmodellen.

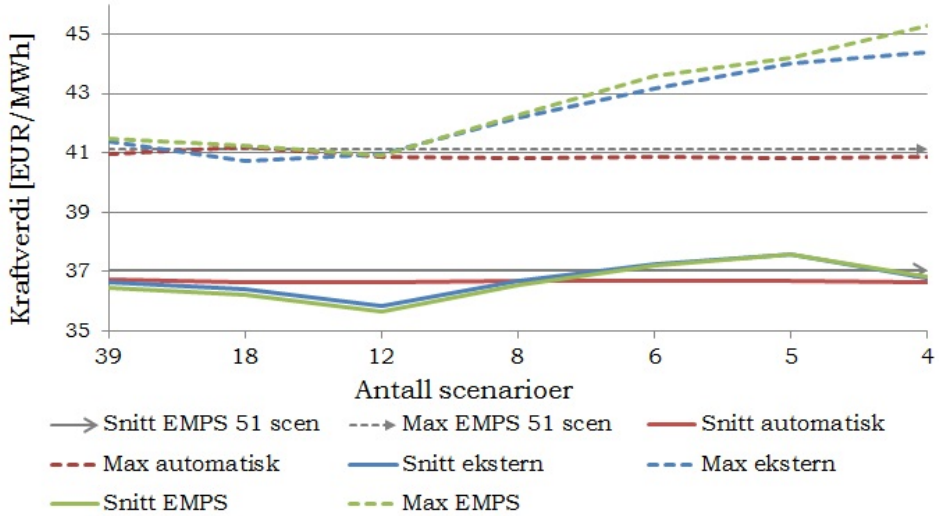
Stabile kraftpriser er et mål. Figur 8.5 viser standardavviket for den gjennomsnittlige kraftverdien i alle delområder gjennom perioden på 156 uker. Avviket for automatisk FFS i SOVN ligger jevnt mellom 2,5 og 3 %, mens avviket for ekstern FFS i SOVN og Samkjøringsmodellen både ligger høyere og er økende for økende scenarioreduksjon. Også denne figuren viser at SOVN generelt har mer stabile priser enn Samkjøringsmodellen da denne kurven ligger noe lavere.

Regnetidene for de ulike kjøringene er gitt i tabell 8.3. Merk at beregningstidene for ekstern FFS og for Samkjøringsmodellen er ekskludert beregningstiden for ekstern FFS gjort i Matlab. Med dette datasettet er beregningstiden i Matlab kun snakk om få sekunder. Leseren gjøres også oppmerksom på at flere av kjøringene bruker langt færre enn de 40 tilgjengelige prosessorene. Dette går frem av tabell 8.1.

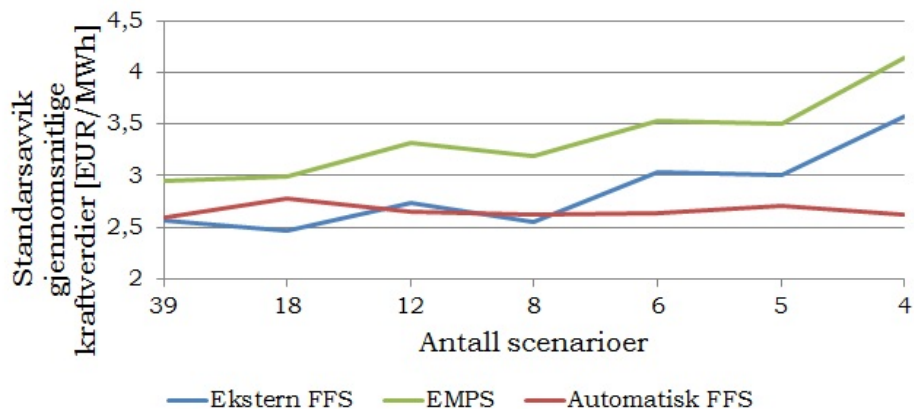
8.2 Resultater



Figur 8.3: Tilsig ved scenarioreduksjon.



Figur 8.4: Gjennomsnittlige og maksimale kraftverdier ved scenarioreduksjon.



Figur 8.5: Standardavvik for gjennomsnittlige kraftverdier ved scenarioreduksjon.

Tabell 8.3: Beregningstid ved scenarioreduksjon [timer:min:sek].

| NSCEN | Ekstern FFS | Automatisk FFS | EMPS (Samtap) |
|-------|-------------|----------------|---------------|
| 39 | 25:27:11 | 45:15:14 | 0:00:42 |
| 18 | 3:15:06 | 11:35:13 | 0:00:18 |
| 12 | 1:23:41 | 6:30:18 | 0:00:09 |
| 8 | 0:40:34 | 4:35:46 | 0:00:09 |
| 6 | 0:37:23 | 3:42:32 | 0:00:09 |
| 5 | 0:20:00 | 3:42:20 | 0:00:06 |
| 4 | 0:19:49 | 2:34:25 | 0:00:06 |

8.3 Konklusjon av scenarioreduksjon

På bakgrunn av testingen av scenarioreduksjon velges det å gå videre med SOVNs egne automatiske scenarioreduksjon. Denne viste seg å opprettholde egenskapene til de opprinnelige tilsigsdataene på en måte som er overlegen ekstern scenarioreduksjon utført i Matlab. Grunnen til dette er ganske enkelt at modellen gjør scenarioreduksjon for hver enkelt uke i stedet for å velge ut tilsigsserier som skal brukes i sin helhet.

Regnetiden er øker ved bruk av automatisk FFS i SOVN, men modellen oppnår gode resultater selv ved svært kraftig scenarioreduksjon. Resultatene holder seg svært stabile. Samfunnsøkonomisk overskudd viste en endring på kun 0,02% fra 39 til fire scenarioer. Med bakgrunn i dette velges det å redusere til kun fire scenarioer ved videre testing.

For Samkjøringsmodellen er ikke beregningstiden et stort problem. Modellen har i motsetning til SOVN heller ingen innebygget funksjonalitet som utfører scenarioreduksjon. Fordi den eksterne scenarioreduksjonen hadde stor påvirkning på resultatene velges det å ikke benytte scenarioreduksjon i Samkjøringsmodellen ved videre testing. Modellen blir derfor heretter kjørt med alle de 51 tilgjengelige tilsigsscenarioene. På denne måten blir modellene kjørt med samme tilsigsdata selv om SOVN benytter scenarioreduksjon. På denne måten sikres en mer rettferdig vurdering enn om modellene skulle kjøres med forskjellig tilsigsdata.

9 Oppsett for case

I dette kapittelet følger en beskrivelse av oppsettet og innstillingene som ble benyttet ved kjøring av case F, V og P som utføres i denne masteroppgaven.

Innstillingene i kontrollfilen som SOVN kjøres med tilsvarer de som det ble kommet frem til etter testingen omtalt i kapittel 7. Disse er presentert i tabell 7.8. På bakgrunn av testingen av scenarioreduksjon utført i kapittel 8 ble det besluttet å kjøre Samkjøringsmodellen med alle 51 tilgjengelige tilsigsår, og SOVN med scenarioreduksjon fra 51 til fire scenarier med modellens egen scenarioreduksjon. Begge modellene er kjørt med parallellprossesering. Samkjøringsmodellen er kjørt på en ordinær datamaskin, mens SOVN er kjørt på en kraftigere maskin. Det ble benyttet 21 kjerner ved kjøring av SOVN i henhold til tabell 8.1. Disse innstillingene burde gi regnetider på i overkant av to og en halv time for SOVN, men samtidig nøyaktige resultater.

Begge modellene ble kjørt med det samme datasettet. Dette er tidligere beskrevet i kapittel 5. Endringer gjort i datasettet er presentert i kapittel 6. Samkjøringsmodellen ble kalibrert på nytt med automatisk kalibrering på samme måte som tidligere i oppgaven dersom endringer ble gjort i datasettet. Modellene er kjørt for 156 uker, som tilsvarer tre fulle år. Modellene bør kjøres for en såpass lang tidshorisont for å sikre korrekt behandling av magasiner med høy fyllingsgrad.

10 Knapphetsstudier (CASE F og V)

Denne delen av masteroppgaven tar for seg modellenes evne til å håndtere kraftig økning i etterspørsel i både ett og flere delområder. Knapphetsstudiet i kun ett delområde, Finnmark, har fått navnet case F. Tilsvarende studie for flere delområder har fått navnet case V. Kapitlene 10.1 og 10.2 inneholder resultatene fra henholdsvis case F og V. Deretter følger en diskusjon av resultatene i kapittel 10.3. En oppsummering i kapittel 10.4 sammenfatter de viktigste resultatene fra studien.

10.1 Resultater CASE F

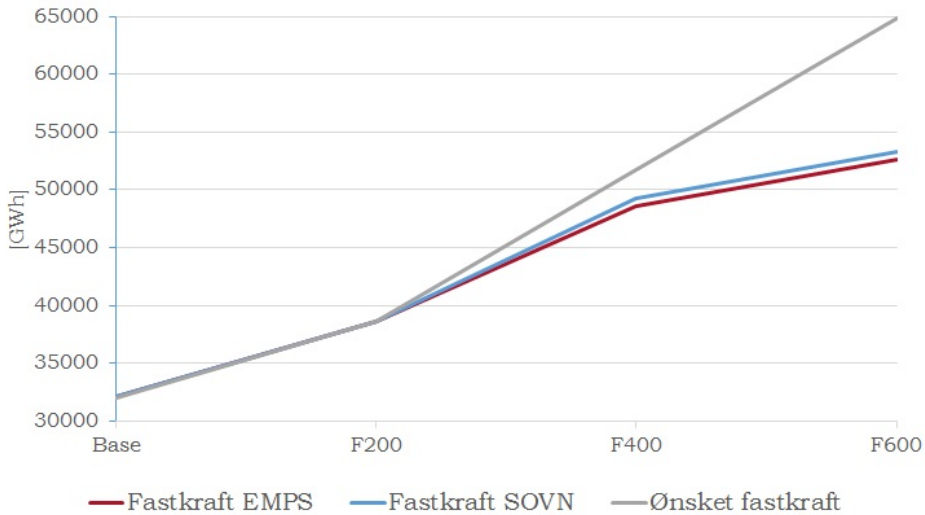
For å fremprovosere rasjonering i Finnmark ble de faste kontraktene i delområdet gradvis justert opp i henhold til trinnene som er presentert i tabell 6.1. I det opprinnelige datasettet er de faste kontraktene både temperatur- og prisavhengige. Da etterspørselen ble økt kraftig, oppsto det en prisøkning, som igjen førte til reduksjon av de prisavhengige kontraktene. Dette er illustrert i figur 10.1. I figuren representerer den grå kurven fastkraft lagt inn i modellen, mens den blå og den røde kurven viser nedjustert fastkraft hentet ut fra resultatprogrammet *samutskrv* for henholdsvis SOVN og Samkjøringsmodellen.

Som det går frem av figuren ble fastkraften redusert ved både trinn F400 og F600. På grunn av prisavhengigheten var rasjonering nærmest ikke-eksisterende selv ved svært stor økning av etterspørselen. Denne mekanismen hindret muligheten til å fullt ut analysere modellenes evne til å håndtere kraftunderskudd. Prisavhengigheten ble derfor fjernet, og testingen ble utført på nytt. I resultatene som følger er de faste kontraktene fortsatt temperaturavhengige, men de avhenger ikke lenger av kraftprisen.

Figur 10.2 viser samlet rasjonering i alle delområdene for både SOVN og Samkjøringsmodellen for de ulike trinnene i case F. I dette caset forekom det kun rasjonering i Finnmark, som også var det eneste delområdet der fastkraften ble justert opp. Tabell 10.1 viser andelen rasjonert fastkraft. Av figuren og tabellen går det frem at begge modellene i praksis unngår rasjonering ved trinnene Base og F200, men at rasjonering inntreffer i økende grad ved ytterligere justering av fastkraften i F400 og F600. Resultatene viser at rasjoneringen er noe lavere i SOVN enn i Samkjøringsmodellen for alle trinn.

Figurene 10.3 til 10.6 viser magasinkurvene for Finnmark og Troms ved de ulike trinnene for de to modellene. Det er naturlig å se på magasinkurvene for Finnmark siden fastkraften ble justert i dette delområdet. Troms er i tillegg valgt ut for å

10.1 Resultater CASE F



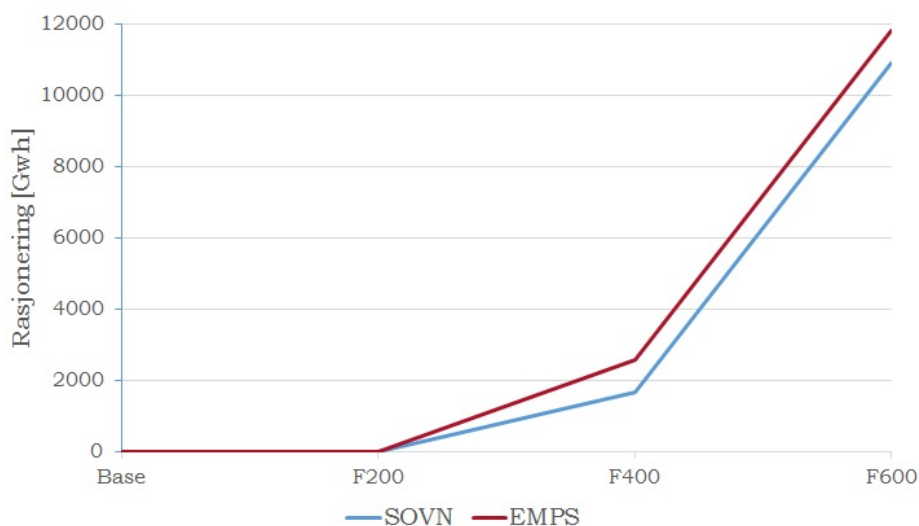
Figur 10.1: Ønsket og levert fastkraft med prisavhengige kontrakter, case F.

Tabell 10.1: Prosentvis rasjonering av fastkraft i hele systemet, case F [%].

| | Samkjøringsmodellen | SOVN |
|------|---------------------|--------|
| Base | 0,000 | 0,000 |
| F200 | 0,001 | 0,000 |
| F400 | 5,002 | 3,289 |
| F600 | 18,210 | 16,831 |

illustrere hvordan økningen i fastkraft i Finnmark påvirker de andre delområdene. I tillegg til at Troms er direkte tilstøtende til Finnmark, er det også det delområdet med størst magasinkapasitet.

Samkjøringsmodellen er kalibrert med automatisk kalibrering for hvert trinn. For case F ga den automatiske kalibreringen svært små utslag i resultatene. Dette til tross for at kurvene selv etter kalibreringen ser ukalibrerte ut for trinnene med mye fastkraft. Samkjøringsmodellens kurver for Finnmark senkes nemlig gradvis ved økt fastkraft. Både maksnivået og bunnivået blir lavere. Kurvene fra SOVN oppfører seg annerledes. Også her senkes bunnivået ved økning av fastkraft, mens maksnivået er mer inkonsekvent. Dobling av fastkraft (F200) senker maksnivået, mens firedobling (F400) og seksdobling (F600) øker toppnivået. F400 gir imidlertid



Figur 10.2: Rasjonering alle i vannkraftområder, case F.

et høyere maksnivå enn F600. Kurvene for Troms viser at magasinnivået i delområdet påvirkes, om enn i ganske liten grad, av økningen av fastkraft i naboområdet, Finnmark. Samkjøringsmodellen gir også i dette delområdet en relativt jevn reduksjon av kurvene, mens SOVN gir likere kurver for alle trinnene med unntak av en liten reduksjon i toppnivået ved trinn F400 og F600.

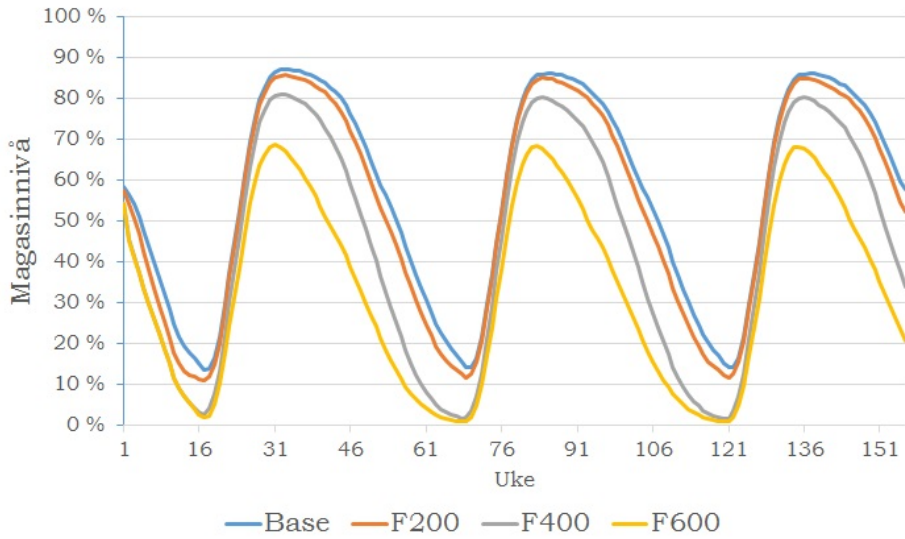
Tabellene 10.2 og 10.3 viser gjennomsnittsverdier og standardavvik⁹ for kraftverdiene i henholdsvis Finnmark og Troms for case F. Både gjennomsnittsverdiene og standardavviket for kraftverdiene i Finnmark er høyere i SOVN for alle trinn bortsett fra F200. I Troms er gjennomsnittsverdiene og standardavviket høyere i Samkjøringsmodellen enn i SOVN for alle trinn bortsett fra Base. Verdiene for Svartisen og Helgeland er svært like verdiene for Troms i begge modellene.

Figuren 10.7 viser utvekslingen mellom Troms og Finnmark i de to mest ekstreme trinnene, F400 og F600. Merk at verdiene på y-aksen er negative. Dette vil si at gjennomsnittlig utveksling for hver uke i disse trinnene utelukkende går fra Troms til Finnmark, og ikke den andre retningen.

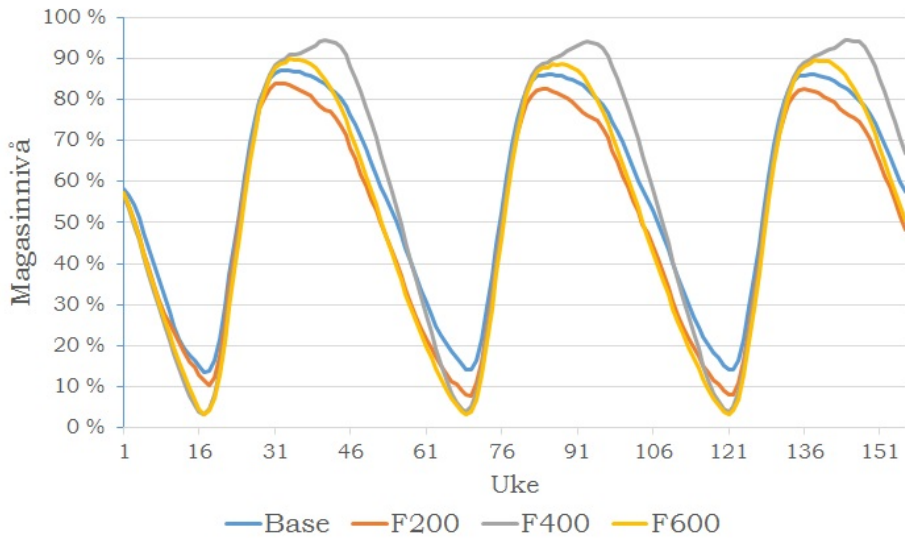
Figur 10.8 viser en oversikt over utvekslingen mellom de fire delområdene med

⁹Gjennomsnittsverdier og standardavvik er i denne masteroppgaven regnet ut ved hjelp av innebygde funksjoner i Microsoft Excel. For nærmere detaljer henvises det til denne programvaren.

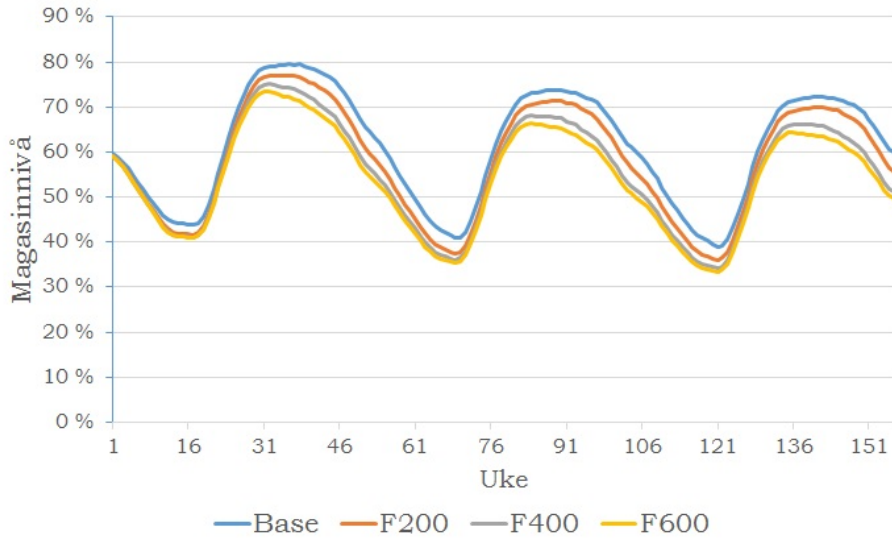
10.1 Resultater CASE F



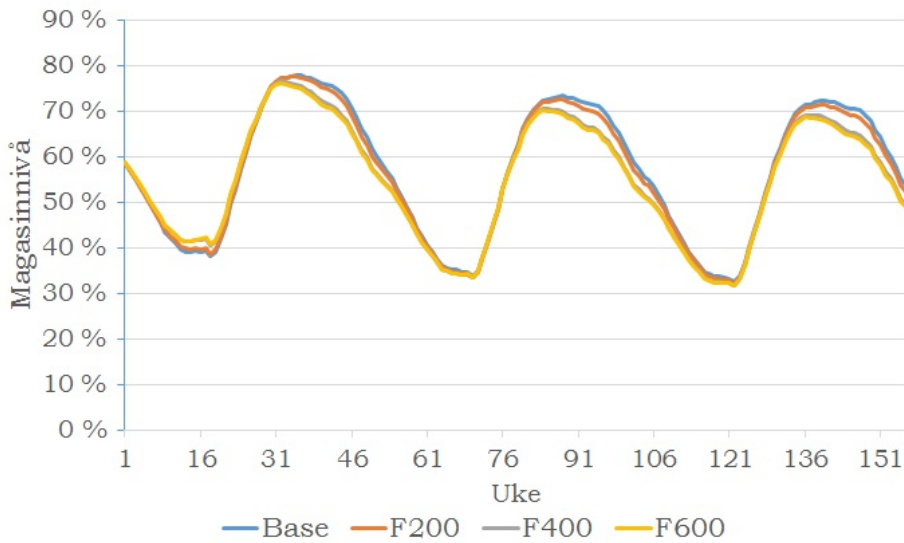
Figur 10.3: Magasinkurver Finnmark for Samkjøringsmodellen, case F.



Figur 10.4: Magasinkurver Finnmark for SOVN, case F.



Figur 10.5: Magasinkurver Troms for Samkjøringsmodellen, case F.



Figur 10.6: Magasinkurver Troms for SOVN, case F.

10.1 Resultater CASE F

Tabell 10.2: Kraftverdier Finnmark, case F [EUR/MWh].

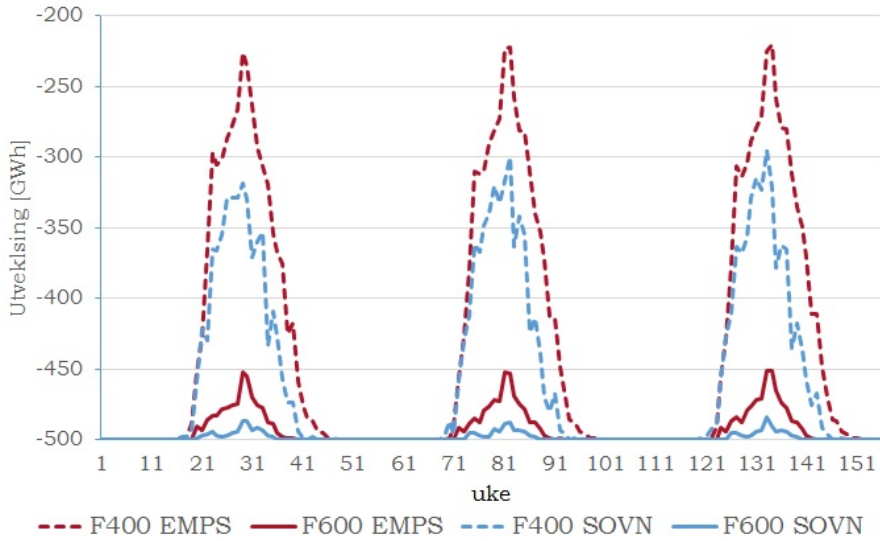
| | Samkjøringsmodellen | | SOVN | |
|------|---------------------|---------------|--------------|---------------|
| | Gjennomsnitt | Standardavvik | Gjennomsnitt | Standardavvik |
| Base | 36,50 | 2,92 | 37,87 | 4,27 |
| F200 | 58,78 | 33,64 | 53,74 | 27,95 |
| F400 | 3294,82 | 3171,32 | 3662,99 | 3286,56 |
| F600 | 5805,16 | 3694,71 | 6556,42 | 3169,74 |

Tabell 10.3: Kraftverdier Troms, case F [EUR/MWh].

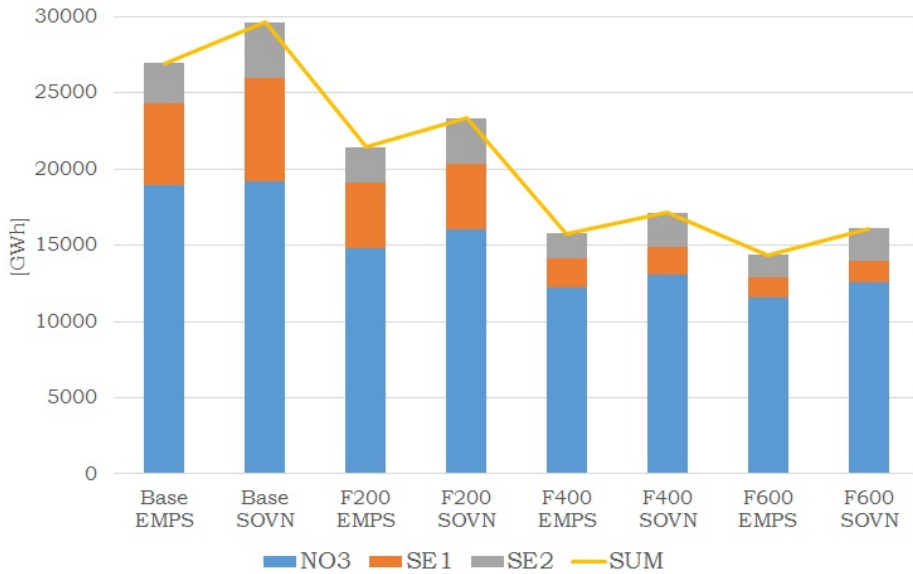
| | Samkjøringsmodellen | | SOVN | |
|------|---------------------|---------------|--------------|---------------|
| | Gjennomsnitt | Standardavvik | Gjennomsnitt | Standardavvik |
| Base | 36,55 | 2,87 | 37,90 | 4,27 |
| F200 | 40,03 | 8,73 | 39,14 | 5,26 |
| F400 | 41,90 | 9,89 | 40,37 | 5,9 |
| F600 | 64,56 | 70,76 | 42,00 | 12,05 |

vannkraft og de tre med eksterne prisrekker for trinnene i case F. Figur 10.9 viser utdrag fra energibalansen hentet fra resultatprogrammet *samutskrv* for delområdet Finnmark i case F. Vindkraften er bestemt eksogent. Den er derfor konstant for begge modeller for alle trinn. Samkjøringsmodellen viser gjennomgående noe større vannkraftproduksjon i Finnmark enn SOVN. Summen av internt kjøp og salg er marginalt høyere for SOVN for alle trinnene med unntak av F400, der den ligger noe lavere enn Samkjøringsmodellens. Utveksling av kraft er derimot større for samtlige trinn i SOVN.

Figur 10.10 viser utvikling i samfunnsøkonomisk overskudd i case F. Figuren viser det totale samfunnsøkonomiske overskuddet, samt fordelingen mellom produsentoverskudd, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter. Magasinendring og områdetap er også med i energibalansen, men disse er så små i forhold til de tre andre at de ikke vises på figuren.

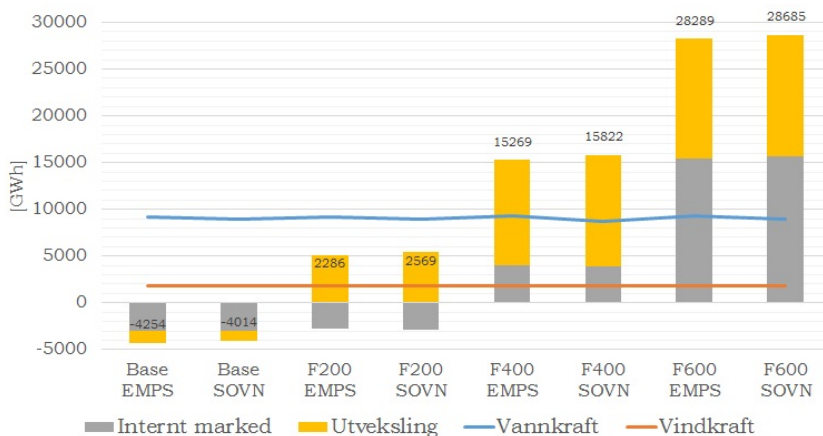


Figur 10.7: Utveksling mellom Finnmark og Troms, trinn F400 og F600.

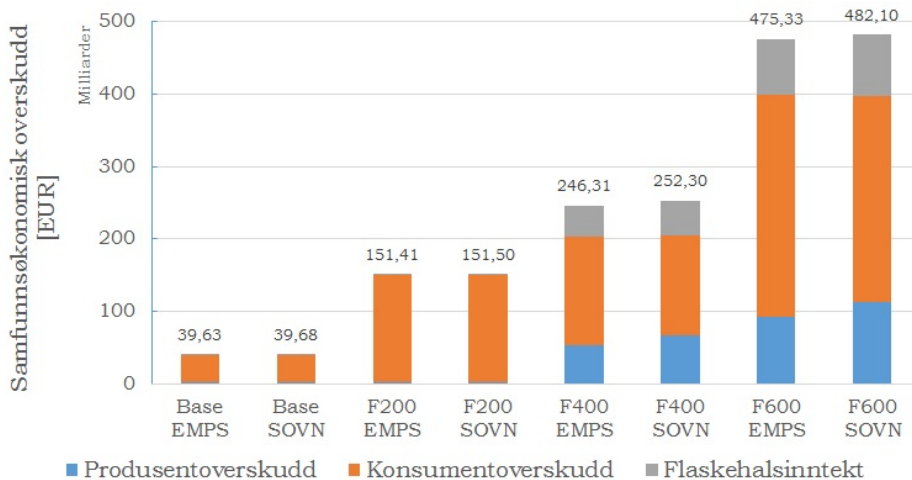


Figur 10.8: Utveksling til områder med eksterne prisrekker, case F.

10.1 Resultater CASE F



Figur 10.9: Energibalanse for Finnmark, case F.
Tallene over søylene angir summen av internt marked og utveksling til områder med eksterne prisrekker.

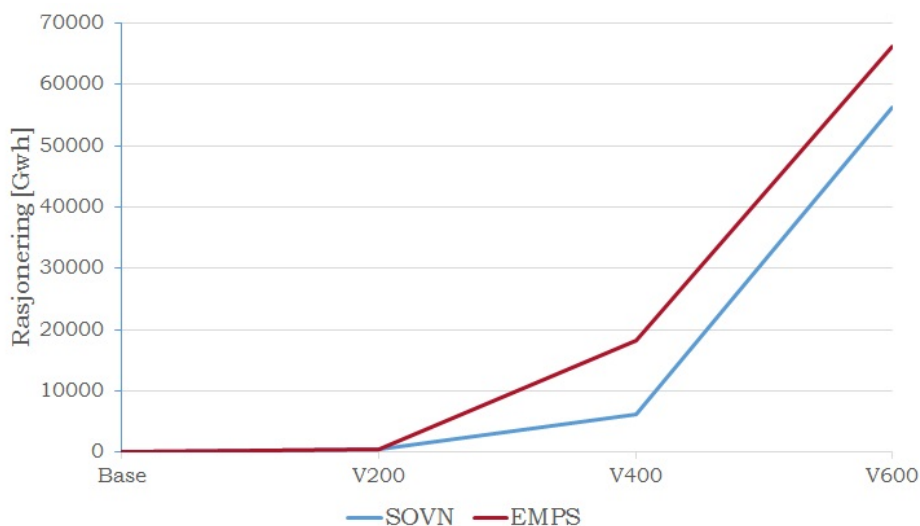


Figur 10.10: Samfunnsøkonomisk overskudd, case F.

10.2 Resultater CASE V

Det ble også undersøkt hvordan de to modellene taklet økning av fastkraft i flere delområder samtidig. Finnmark, Troms og Helgeland ble valgt da det kun er disse delområdene som har faste kontrakter av betydelig størrelse i det opprinnelige datasettet. De faste kontraktene i områdene ble gradvis justert opp i henhold til trinnene som er presentert i tabell 6.2. I likhet med i case F førte prisavhengigheten i de faste kontraktene til at fastkraften ble redusert, og at rasjonering ikke oppsto. En tilsvarende figur som 10.1 oppsto derfor også her. Prisavhengigheten ble fjernet også for dette caset før videre testing ble utført.

Figur 10.11 viser samlet rasjonering for alle delområdene med vannkraft i både SOVN og Samkjøringsmodellen for case V. Tabell 10.4 viser andelen av fastkraften som ble rasjonert i de to modellene. I likhet med i case F, forekommer det mer rasjonering i Samkjøringsmodellen enn i SOVN for alle trinn.



Figur 10.11: Rasjonering alle vannkraftområder, case V.

Tabell 10.5 viser gjennomsnittsverdier og standardavvik for kraftverdiene i delområdene med vannkraft for de ulike trinnene i case V. Som det går frem av tabellen ligger gjennomsnittsverdien mye lavere for SOVN for trinn F200. For de to høyeste trinnene ligger derimot SOVNs verdier høyere enn de fra Samkjøringsmodellen. Standardavviket er imidlertid lavere i SOVN for alle trinnene bortsett fra Base.

10.2 Resultater CASE V

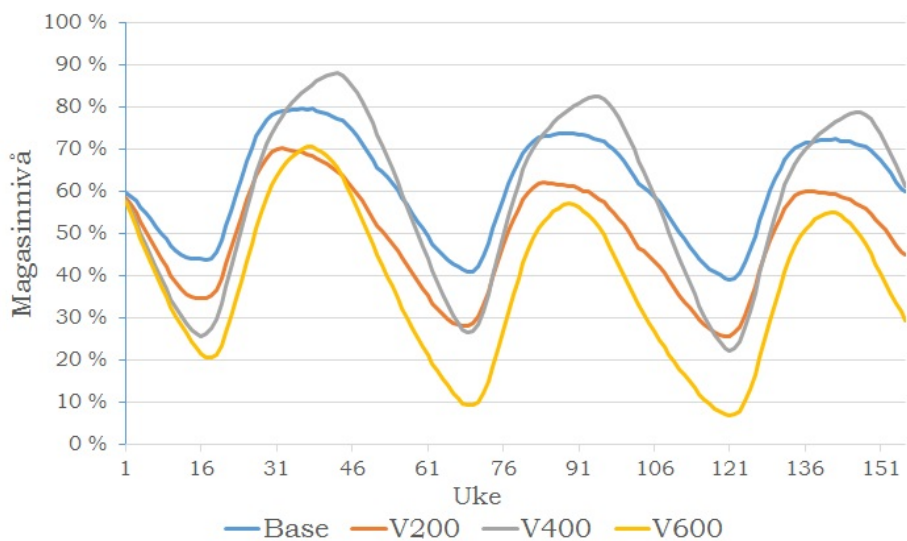
Tabell 10.4: Prosentvis rasjonering av fastkraft for hele systemet, case V [%].

| | Samkjøringsmodellen | SOVN |
|------|---------------------|--------|
| Base | 0,000 | 0,000 |
| V200 | 0,692 | 0,008 |
| V400 | 11,170 | 4,967 |
| V600 | 33,274 | 30,444 |

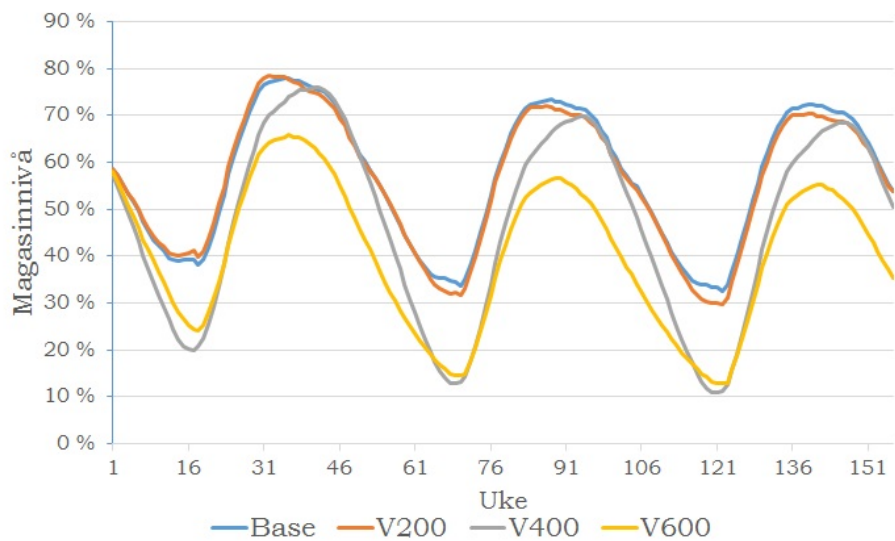
Tabell 10.5: Kraftverdier vannkraftområder, case V [EUR/MWh].

| | Samkjøringsmodellen | | SOVN | |
|------|---------------------|---------------|--------------|---------------|
| | Gjennomsnitt | Standardavvik | Gjennomsnitt | Standardavvik |
| Base | 36,57 | 2,86 | 37,92 | 4,22 |
| V200 | 111,02 | 122,18 | 66,09 | 59,51 |
| V400 | 3396,50 | 3276,13 | 4640,45 | 1856,83 |
| V600 | 5936,06 | 3470,26 | 8725,35 | 750,69 |

Figur 10.12 viser magasinkurvene i delområdet Troms for de ulike trinnene kjørt i Samkjøringsmodellen. Modellen er kalibrert separat for hvert enkelt trinn ved hjelp av automatisk kalibrering. I motsetning til i case F resulterte kalibreringen i store endringer i resultatene. Dette gjelder særlig for trinn V400 og V600. Ukalibrerte magasinkurver for Troms vises i figur F.1 i vedlegg F. Figur 10.13 viser magasinkurver for Troms generert av SOVN. Det går frem av resultatene at kurvene endres merkbart for begge modellene ved oppjustering av fastkraft. Samkjøringsmodellens kurver reduseres i likhet med i case F jevnt for trinn V200 og V600, mens kurven for V400 avviker ved å ligge høyere. Kurvene fra SOVN har høyere bunnivåer enn kurvene fra Samkjøringsmodellen. Det er verdt å legge merke til at kurven for Base og V200 er nesten sammenfallende i SOVN.



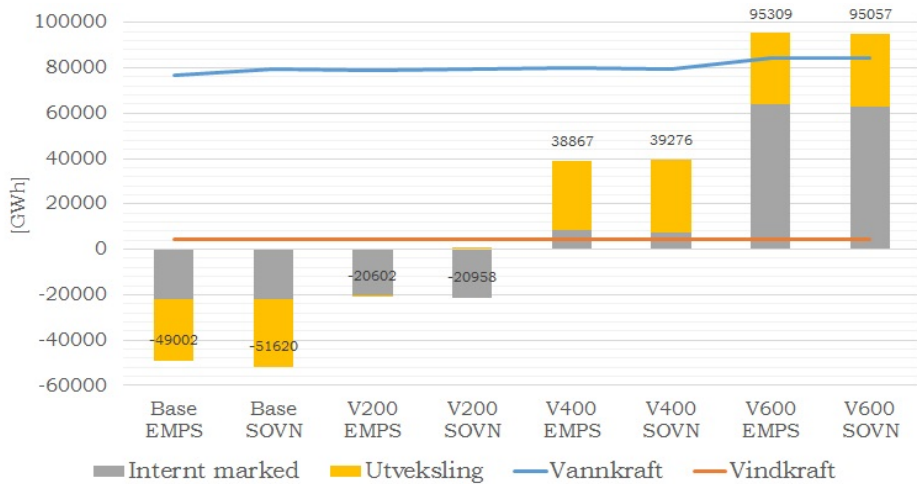
Figur 10.12: Magasincurver Troms for Samkjøringsmodellen, case V.



Figur 10.13: Magasincurver Troms for SOVN, case V.

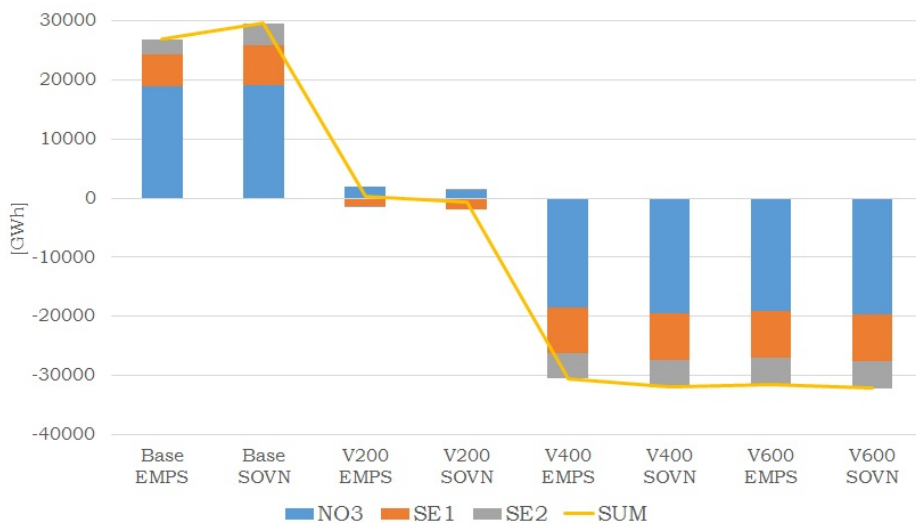
10.2 Resultater CASE V

Figur 10.14 viser utdrag fra energibalansen hentet fra resultatprogrammet *samutskrv* for delområdene med vannkraft i case V. Figur 10.15 viser en oversikt over utvekslingen mellom de fire delområdene med vannkraft og de tre med eksterne prisrekker for trinnene i case V. Figur 10.16 viser utvikling i samfunnsøkonomisk overskudd i case V. Figuren viser det totale samfunnsøkonomiske overskuddet samt fordelingen mellom produsentoverskudd, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter. Magasinendringen og områdetap var i likhet med i case F så små i forhold til de tre andre at de ikke vises i figuren.

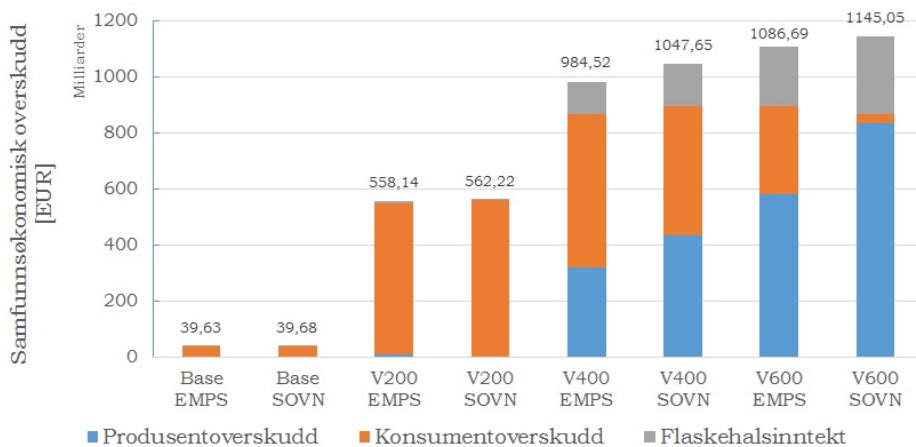


Figur 10.14: Energibalanse for vannkraftområdene, case V. Tallene over søylene angir summen av internt marked og utveksling til områder med eksterne prisrekker.

10 KNAPPHETSSTUDIER (CASE F OG V)



Figur 10.15: Utveksling til eksterne områder, case V.



Figur 10.16: Samfunnsøkonomisk overskudd, case V.

10.3 Diskusjon

Formålet med begge casene, F og V, var å simulere en presset kraftsituasjon for å undersøke hvordan SOVN og Samkjøringsmodellen taklet denne situasjonen. I case F, der de faste kontraktene kun ble oppjustert i Finnmark, forekom rasjonering kun i dette delområdet i begge modellene. Rasjonering av betydelig størrelse inntraff ikke før i trinn F400, som tilsvarer en firedobling av de faste kontraktene. Dette går frem av figur 10.2. Det samme gjelder for case V. Figur 10.11 viser at rasjoneringen for alvor setter i gang ved trinn V400. I case V forekommer rasjonering i alle de tre delområdene med oppjustert fastkraft. Felles for case F og V er at SOVN gir betydelig mindre rasjonering enn Samkjøringsmodellen.

Resultatene fra de to casene bærer mange likhetstrekk. Av studien går det likevel frem at case V gir mer ekstreme utslag i resultatene enn case F. Dette er en forventet effekt i og med at førstnevnte gjennomgår en betraktelig større oppjustering av total fastkraft i systemet. Tendensene for modellenes oppførsel er likevel i stor grad de samme for de to casene. Derfor blir resultatene fra case F og V sammenfattet i en felles diskusjon som følger under.

Diskusjonen belyser hvordan modellene oppfører seg forskjellig ved å trekke frem ulike funn. I hovedsak kan de mest interessante funnene deles inn i fire undertemaer; modellenes oppførsel ved henholdsvis stor og moderat økning i etterspørsel, energiknappheten i Finnmarks påvirkning på andre delområder i case F, og forskjeller i samfunnsøkonomisk overskudd mellom de to modellene. I tillegg følger en diskusjon om effekten av automatisk kalibrering, og om eventuelle feilkilder, før diskusjonen oppsummeres.

10.3.1 Stor økning i etterspørsel

Grunnen til at de to modellene gir ulik mengde rasjonering kan forklares ut i fra hvordan de produserer og disponerer kraft i trinnene der rasjoneringen forekommer. Magasinkurvene for Finnmark for case F, som presenteres i figurene 10.3 og 10.4, viser at Samkjøringsmodellens kurver reduseres trinnvis ved økning av fastkraften, mens kurvene fra SOVN oppnår et høyere maksnivå for trinn F400 og F600. Dette vil si at Samkjøringsmodellen produserer mer vannkraft når etterspørselen går opp, mens SOVN faktisk reduserer produksjonen noe i Finnmark i samme situasjon.

Figur 10.7 viser utveksling mellom Finnmark og Troms for trinnene F400 og F600 i de to modellene. Som det går frem av figuren blir det overført betraktelig mer kraft fra Troms til Finnmark i SOVN enn i Samkjøringsmodellen. Denne figuren

forklarer også det faktum at bunnivåene for magasinkurvene for F400 og F600 i Troms i begge modellen er sammenfallende. Dette går frem av figurene 10.5 og 10.6. Maksimal overføringskapasitet fra Troms til Finnmark er nådd i vinterhalvåret allerede for F400, og ytterligere produksjon i Troms kan ikke forsyne den økte etterspørselen i Finnmark som er gitt i F600. For SOVN er den maksimale overføringskapasiteten nådd for større deler av året enn i Samkjøringsmodellen. Dette kan forklare hvorfor magasinkurvene for F400 og F600 i figur 10.6 er nærmest identiske for hele tidsperioden for SOVN, mens de er litt avvikende for Samkjøringsmodellen i figur 10.5.

Figur 10.9 viser energiregnskapet for Finnmark for case F. Samkjøringsmodellen viser gjennomgående noe større vannkraftproduksjon enn SOVN. Dette stemmer overens med at magasinkurvene i Samkjøringsmodellen ligger lavere enn magasinkurvene i SOVN. Det er ikke nevneverdige forskjeller i summen av kjøp og salg i internt marked mellom de to modellene. Det er imidlertid verdt å nevne at rasjonering inngår som kjøp i det interne markedet. Sett bort fra rasjonering betyr dette at SOVN i større grad enn Samkjøringsmodellen kjøper fra det interne markedet.

Utveksling av kraft med andre delområder er større i SOVN enn i Samkjøringsmodellen for samtlige trinn. Den eneste muligheten for utveksling av kraft i Finnmark er til og fra Troms. SOVN kompenserer altså for lavere vannkraftproduksjon i Finnmark både med økt bruk av det interne markedet, og ikke minst import fra Troms. Det kan altså se ut til at importert kraft fra Troms dekker både den økte og noe av den opprinnelige etterspørselen ved trinn F400 og F600 i SOVN. Dermed tillates det en ytterligere fylling av magasinene i Finnmark, som vises i figur 10.4. Det er verdt å legge merke til at utvekslingen fra andre områder til Finnmark er svært lik for trinnene F400 og F600 for begge modellene. Dette grunner, som tidligere diskutert, i at den maksimale overføringskapasiteten fra Troms i den kritiske vintersesongen er nådd allerede for F400.

Det kan være interessant å undersøke hvor SOVN henter den ekstra kraften som overføres til Finnmark fra Troms. Ved nærmere undersøkelse ble det funnet at vannkraftproduksjonen lå stabilt noe høyere for SOVN i de Svartisen og Helgeland, mens det var svært små forskjeller i bruk av det interne markedet i andre delområder enn Finnmark.

Det aktuelle datasettet består også av tre delområder som er beskrevet av eksterne prisrekker. Det er derfor interessant å undersøke om modellene handler med disse områdene i ulik grad. Figur 10.8 viser gjennomsnittlig total overføring fra de fire delområdene med vannkraft til de eksterne områdene. Figuren viser en gjennomsnittlig positiv overføring fra vannkraftområdene til de eksterne for alle trinnene. Dette vil si at vannkraftområdene er netto eksportører for alle trinn i dette caset.

10.3 Diskusjon

Overføringen er markant større for SOVN enn for Samkjøringsmodellen for alle trinn. Dette gjelder også for trinnet Base. SOVN starter altså med en markant større eksport til de eksterne delområdene. Derfor blir det riktigere å undersøke netto endring av eksport mellom trinnene i de to modellene. Det går frem at reduksjonen i eksport er større fra trinn til trinn i alle tilfeller i SOVN. Derfor kan det konkluderes med at SOVN i større grad enn Samkjøringsmodellen benytter reduksjon i eksporten til de eksterne delområdene, SE1, SE2 og NO3, til å friggi kraft som kan dekke opp den økte etterspørselen i Finnmark. I tillegg dekker SOVN i større grad opp for økt etterspørsel i Finnmark med import av vannkraft fra andre delområder via Troms, samt høyere netto kjøp fra det interne markedet. Samkjøringsmodellen derimot, dekker større del av etterspørselen med produksjon av vannkraft i Finnmark, og må også ty til mer rasjonering.

Figurene 10.12 og 10.13 viser magasinkurvene for Troms for case V for henholdsvis Samkjøringsmodellen og SOVN. Kurven for V400 ligger høyere i Samkjøringsmodellen enn i SOVN, mens kurvene for V600 er relativt like for de to modellene. Dette vil si at SOVN produserer noe mer vannkraft i V400, men at forskjellene mellom modellene er mindre ved V600.

Energiregnskapet for case V, som er presentert i figur 10.14, støtter dette funnet. Som i case F holder produsert vindkraft seg stabil siden denne er gitt eksogent. Av figuren går det frem at total vannkraftproduksjon er marginalt større i SOVN for alle trinn. Det er imidlertid viktig å understreke at figuren viser energibalanse for alle vannkraftområdene, mens magasinkurvene ovenfor kun representerer delområdet Troms. Selv om magasinkurvene for Troms indikerer at de to modellene produserer ulik mengde vannkraft veies dette opp med mer eller mindre produksjon i de andre vannkraftområdene. Summen av vannkraftproduksjon er dermed relativt lik selv om det er store forskjeller i produksjonen i de enkelte delområdene. Det er et gjennomgående resultat for case V at vannkraftproduksjon i de enkelte delområdene varierer mellom modellene, men at total vannkraftproduksjon i systemet som helhet er ganske lik i SOVN og Samkjøringsmodellen.

Ved de to laveste trinnene fungerer vannkraftområdene som netto eksportør i begge modellene. Internt salg er også større enn internt kjøp, noe som gir negative verdier for internt marked. For disse to trinnene er det interne markedet omtrent like stort i de to modellene. SOVN eksporter imidlertid mer kraft til de eksterne delområdene. Fra og med trinn V400 går vannkraftområdene fra å være netto eksportører til å bli netto importører i begge modellene. Dette gjelder både utveksling med de eksterne delområdene og det interne markedet. Internt marked er noe større i Samkjøringsmodellen. Dette forklares med at Samkjøringsmodellen i følge tabell 10.4 har mer rasjonering enn SOVN, og rasjonering inngår i det interne markedet. Ved V200, V400 og V600 benytter SOVN i større grad import fra delområdene gitt

av eksogene priser.

Den samme oppførselen går altså igjen i både case F og case V. I case F bruker SOVN i større grad vannkraftproduksjon i andre delområder og reduksjon i eksporten til de eksterne prisområdene til å dekke den økte etterspørselen i Finnmark. Samkjøringsmodellen dekker i større grad økningen med økt produksjon i Finnmark samt økt rasjonering. Casene er forskjellige ved at case V simulerer en mer presset situasjon der økt fastkraft ikke lenger kan betjenes av økt produksjon i andre vannkraftområder siden det er knapphet i flere områder samtidig. I dette caset er derfor vannkraftproduksjonen likere i de to modellene, men SOVN viser fortsatt større bruk av økt netto import fra de eksterne prisområdene.

Tabellene 10.2 og 10.5 viser gjennomsnittet og standardavviket for kraftverdiene i henholdsvis Finnmark i case F og vannkraftområdene i case V. Av tabellene går det frem at gjennomsnittsverdiene er lavere i SOVN enn i Samkjøringsmodellen ved moderat økning av fastkraft (F/V200), men høyere for trinnene der det oppstår rasjonering (F/V400 og F/V600). Dette vil si at de i utgangspunktet lavere prisene i SOVN blir høyere enn i Samkjøringsmodellen når det inntreffer rasjonering i de aktuelle områdene. I trinnene med rasjonering, med unntak av i F400, er standardavviket betraktelig lavere i SOVN enn i Samkjøringsmodellen. Sammen med høyere gjennomsnittspris indikerer dette at kraftverdiene i SOVN er stabilt høye i trinnene med betydelig rasjonering.

Kraftverdiene i delområdene med vannkraft har stor sammenheng med vannverdiene siden produksjonen i disse områdene er dominert av vannkraft. En høy og stabil kraftverdi indikerer derfor også en høy og stabil vannverdi i denne situasjonen. Dette er forklarer modellenes ulike oppførsel. En stabilt høy vannverdi vil gi mer forsiktig vannkraftproduksjon over tid. Som tidligere diskutert er dette tilfellet i SOVN. Ved å være mer sparsommelig med vannet i magasinene unngår modellen rasjonering. Det konkluderes derfor med at SOVN med sin individuelle vannverdibergening vurderer verdien på vannet i magasinene på en bedre måte, og sender mer korrekte prissignaler til markedet. Følgelig oppnår også modellen mindre rasjonering enn Samkjøringsmodellen.

10.3.2 Moderat økning i etterspørsel

Det er verdt å legge merke til de to modellenes håndtering av trinnene F200 og V200. Disse representerer doubling av de faste kontraktene. I case F200 håndterer de to modellene situasjonen relativt likt. Samkjøringsmodellen gir en marginal mengde rasjonering, mens SOVN ikke gir rasjonering i det hele tatt. Dette går frem av tabell 10.1. Kraftverdiene både i Finnmark og Troms, som er gitt i tabellene 10.2

10.3 Diskusjon

og 10.3 er lavere og mer stabile i SOVN. Det samfunnsøkonomiske overskuddet er også marginalt bedre i SOVN. Disse resultatene tyder på at SOVN håndterer situasjonen på en bedre måte.

Forskjellen mellom modellene forsterker seg i case V200. Tabell 10.4 viser at begge modellene fortsatt gir en lav grad av rasjonering, men at Samkjøringsmodellen likevel gir vesentlig mer rasjonering enn SOVN. Kraftverdiene i tabell 10.5 er nesten doblet og langt mer ustabile for Samkjøringsmodellen i forhold til SOVN. Magasinkurvene for V200 i figurene 10.12 og 10.13 viser at Samkjøringsmodellen i større grad lar vannkraft fra egne områder dekke den økte etterspørselen enn SOVN. Dette går frem av at kurvene for V200 i Samkjøringsmodellen er senket i forhold til Base, mens de to er nærmest identiske i SOVN. SOVN er som tidligere diskutert altså flinkere til å bruke utveksling med andre delområder for å dekke den ekstra fastkraften. Prisene er både lavere og mer stabile, samtidig som modellen oppnår mindre rasjonering. Det samfunnsøkonomiske overskuddet er også høyere i SOVN. Den foreløpige konklusjonen som kan trekkes fra diskusjonen er at SOVN takler både moderat og ekstrem økning i etterspørsel i både ett og flere delområder på en bedre måte enn Samkjøringsmodellen.

10.3.3 Konsekvenser av knapphet i Finnmark

Denne delen av diskusjonen omhandler hvordan økningen i etterspørsel i case F påvirker de andre vannkraftområdene. Rasjoneringen i Finnmark i case F utløste aldri rasjonering i noen av de andre delområdene, hverken i Samkjøringsmodellen eller SOVN. Grunnen til dette kan være er en kombinasjon av begrenset overføringskapasitet, og at økningen av fastkraft ikke var tilstrekkelig stor nok til å skape knapphet i naboområdet. Overføringskapasiteten mellom Troms og Finnmark begrenset importen fra andre delområder i hele eller deler av tidsperioden i trinnene som opplevde rasjonering i Finnmark, F400 og F600. Dette illustreres i figur 10.7.

I tillegg tilsvarende en seksdobling av de faste kontraktene i Finnmark kun en dobling av den totale fastkraften i systemet. Dette går frem av tabell 6.1. En dobling kan høres dramatisk ut, men det er viktig å huske på at det aktuelle systemet med opprinnelig mengde fastkraft hadde et stort kraftoverskudd som følge av vannkraftproduksjonen. Figur 10.8 viser at det i det opprinnelige systemet (Base) eksporteres mellom 27 og 29 TWh til de eksterne områdene i løpet av tidsperioden på 3 år. Dermed må det store økninger til i etterspørselen før det oppstår rasjonering.

Selv om det ikke oppsto rasjonering i noen av de andre delområdene i case F vil dette ikke si at de andre delområdene forble upåvirket av knapphetssituasjonen

i Finnmark. Det går også frem av resultatene at Samkjøringsmodellen og SOVN taklet situasjonen på ulik måte.

Magasinkurvene for Troms, som presenteres i figurene 10.5 og 10.6, kan forklare denne forskjellen i oppførsel. Samkjøringsmodellen har en jevn reduksjon av kurvene også for Troms. Dette indikerer at den økte etterspørselen i Finnmark dekkes også av produksjon fra naboområdet. I SOVN er kurvene for de fire trinnene mer sammenfallende, men det registreres en liten reduksjon i toppnivået for kurvene fra trinn F200 til F400 og F600. Vannkraftproduksjonen i Troms blir altså påvirket i mindre grad i SOVN enn i Samkjøringsmodellen i case F.

Det går frem av tabell 10.3 at både gjennomsnittet og standardavviket for kraftverdiene i Troms er lavere i SOVN enn i Samkjøringsmodellen for trinnene med rasjonering i Finnmark. Som det går frem av tabell 10.2 er prisene i Finnmark høyere i SOVN for samme situasjon. Sammen gir dette at prisforskjellen mellom de to delområdene er større i SOVN enn i Samkjøringsmodellen. Dette stimulerer til større utveksling fra Troms til Finnmark, noe som også går frem av resultatene.

10.3.4 Samfunnsøkonomisk overskudd

Figur 10.10 viser samfunnsøkonomisk overskudd for case F for de to modellene. Tilsvarende viser figur 10.16 overskuddet for case V. Overskuddet er noe høyere for SOVN ved alle trinnene i begge casene, men differansen mellom de to modellene øker merkbart fra og med trinnet med firedobling av fastkraften (F/V400). Som tidligere diskutert inntreffer rasjoneringen for alvor ved dette trinnet. Særlig for case V er differansen mellom de to modellene synlig.

Forskjellen i fordelingen av bestanddelene i det samfunnsøkonomiske overskuddet mellom de to modellene kan forklares ved å se på definisjonene av de enkelte størrelsene. Disse er gitt i vedlegg A.1. Uttrykkene for konsument- og produsentoverskudd er gitt i ligningene (A.1) og (A.2). Ligning (A.3) beskriver flaskehalsinntekten.

For case F er fordelingen av bestanddelene i det samfunnsøkonomiske overskuddet i de to modellene er tilnærmet like for trinnene med de laveste mengdene med fastkraft. Dette vil si at de to modellene har ca like stort produsentoverskudd, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekt. For de laveste trinnene ligger flaskehalsinntektene på i størrelsesorden 0,3% av det totale samfunnsøkonomiske overskuddet, og produsentoverskuddet på mellom 2% og 8%. Dette betyr at det samfunnsøkonomiske overskuddet nesten utelukkende består av konsumentoverskudd i de to laveste trinnene. Dette har antagelig bakgrunn i at tilbudskurven er veldig slak på

10.3 Diskusjon

grunn av store mengder billig fornybar kraft. Dette gir en en lav pris og en skjev fordeling mellom produsent- og konsumentoverskudd. Dette er illustrert i figur A.2.

Betydelige flaskehalsinntekter inntreffer i begge modellene fra trinn F400. Dette har bakgrunn i at maksimal overføringskapasitet tangeres for større deler av perioden ved dette trinnet, og at store prisforskjeller mellom delområdene oppstår. Det samme gjelder for produsentoverskuddet, som øker ettersom fastkraften justeres opp. Bakgrunnen for dette er illustrert i figur A.1. Økt fastkraft skifter etterspørselskurven mot høyre, og det oppnås følgelig et høyere produsentoverskudd enn i figur A.2. Flaskehalsinntektene er gjennomgående høyere i SOVN. Dette gjelder også produsentoverskuddet, mens konsumentoverskuddet er høyere i Samkjøringsmodellen.

For case V er også de to nederste trinnene relativt like for de to modellene. Flaskehalsinntektene inntreffer også her ved firedobling av fastkraften. Inntektene er i likhet med i case F større i SOVN enn i Samkjøringsmodellen. SOVN oppnår også et betydelig større produsentoverskudd og et mindre konsumentoverskudd enn Samkjøringsmodellen. Denne situasjonen er ekstrem i trinn V600 i SOVN der konsumentoverskuddet nærmest er redusert til null, og produsentoverskuddet øker kraftig. Denne situasjonen er illustrert i figur A.3.

Forskjellen mellom fordelingen av bestandene av overskuddet i Samkjøringsmodellen og SOVN kan forklares ved ligningene i vedlegg A.1. Etterspørselskurvene er lik for de to modellene. Tilbudskurven er derimot ulik fordi modellene har satt ulik verdi på vannet i magasinene. At SOVN har et større produsentoverskudd og et mindre konsumentoverskudd ved F/V400 og F/V600 kan forklares med at vannverdiene er høyere i SOVN. Dette fører til at trinnene på tilbudskurven knyttet til vannkraft høyere, og SOVN oppnår dermed et negativt skifte i tilbudskurven sammenlignet med Samkjøringsmodellen. Følgelig blir også produsentoverskuddet større og konsumentoverskuddet mindre i SOVN. Dette forklarer også at prisene generelt er høyere i SOVN enn i Samkjøringsmodellen for disse trinnene. Dette går frem av tabellene 10.3 og 10.5. Den dramatiske forskjellen mellom reduksjonen i konsumentoverskudd i SOVN og Samkjøringsmodellen ved trinn V600 i figur 10.16 har dermed sammenheng med den veldig høye prisen for tilsvarende trinn i SOVN i tabell 10.5.

Forskjellen i flaskehalsinntekter kan også forklares med at kraftprisene er høyere i SOVN. I de ekstreme trinnene er overføringskapasiteten inn til vannkraftområdene maksimert i begge modellene. Prisene er derimot høyere i SOVN. Dette skaper en større prisdifferanse mellom vannkraftområdene, som har underskudd på kraft, og de eksterne prisområdene. Dermed oppnår også SOVN større flaskehalsinntekter enn Samkjøringsmodellen.

Av figur 10.10 og 10.16 går det frem at til tross for forskjellig fordeling mellom bestandene i det samfunnsøkonomiske overskuddet gir SOVN i alle tilfeller et totalt høyere overskudd enn Samkjøringsmodellen. Differansen mellom modellene øker også ved mer ekstreme knapphetssituasjoner. Dette tyder på at SOVN takler underskudd av kraft på en bedre måte enn Samkjøringsmodellen.

10.3.5 Effekten av kalibrering

Samkjøringsmodellen er som tidligere diskutert avhengig av korrekt kalibrering for å gi gode resultater. I denne masteroppgaven er det benyttet automatisk kalibrering for å gi en mest mulig rettferdig bedømming av hvordan modellene fungerer styrt av en mindre erfaren bruker. Den automatiske kalibreringen ga i praksis ingen utslag på magasinkurvene i case F. Det var i utgangspunktet ventet at modellen skulle kalibreres slik at kurvene for de tre trinnene med økt fastkraft nærmet seg kurven som beskriver Base.

De ukalibrerte magasinkurvene for Troms i case V vises i figur F.1 i vedlegg F. Figuren viser at kurvene senkes dramatisk ved økning av fastkraften. Kurvene for den kalibrerte modellen vises i figur 10.12. I dette caset hadde den automatiske kalibreringen effekt. Dette gjelder særlig for trinn V400 og V600. Nivåene for kurvene ble betraktelig hevet etter kalibreringen. Kurvene for trinn V200 ble i mindre grad påvirket av kalibreringen.

Prosentvis endring av kalibreringsfaktorene vises i tabell F.2 i vedlegg F. Ved økning i fastkraften var det ventet at tilbakekoblingsfaktoren skulle endre seg mest. Denne tar hensyn til nettopp størrelsen til de faste kontraktene. Formfaktoren tar hensyn til variasjon i faste kontrakter over året, mens elastisitetsfaktoren tar hensyn til det prisavhengige markedet. Ved oppjustering av allerede etablerte faste kontrakter er det naturlig at disse to ikke skal endre seg i like stor grad.

Tabell F.2 viser også dette. Tilbakekoblingsfaktoren øker med økte faste kontrakter, mens de to andre faktorene holder seg mer stabile. Tilbakekoblingsfaktoren øker imidlertid *ikke* mer i Finnmark enn i de andre delområdene i case F til tross for at fastkraften kun ble oppjustert i dette området. For case V øker tilbakekoblingsfaktorene for alle vannkraftområdene, men særlig for Troms og Svartisen. Dette til tross for at fastkraften ikke er justert i Svartisen.

Delområdet Troms ved trinn V400 skiller seg fra de andre ved å ha en større økning i tilbakekoblingsfaktoren samt reduksjon av de to andre faktorene. Magasinkurvene for Troms for dette trinnet avviker også fra tendensen, og ligger høyere enn for de andre trinnene. Dette går frem av figur 10.12. Magasinkurven er likere kurven

10.3 Diskusjon

for Base til tross for mer ekstreme topp og bunnpunkter. Kun på bakgrunn av magasinkurvene kan det se ut til at V400 er riktigere kalibrert enn V200 og V600. Det samfunnsøkonomiske overskuddet for Samkjøringsmodellen i trinn V400, som vises i figur 10.16, ligger imidlertid et godt stykke under resultatene fra tilsvarende trinn i SOVN. Differansen mellom modellene for trinn V400 skiller seg altså ikke spesielt ut ved sammenligning med andre trinn.

Konklusjonen som kan trekkes fra dette er at den automatiske kalibreringen kun hadde effekt på svært ekstreme endringer av datasettet. Det kan settes spørsmålstegn ved om innstillingene ved den automatiske kalibreringen var satt riktig. Kalibreringen ble kjørt med standardoppsettet som automatisk genereres i Samkjøringsmodellen. Dette vil si at den er kalibrert med fem hovediterasjoner med en initiell steglengde på 0,1 for alle faktorene. Faktorene reduseres deretter til 80% for hver hovediterasjon. Alle delområdene er vektet likt hva gjelder samfunnsøkonomisk overskudd. Hver kalibrering gjennomgikk ca. 180 iterasjoner totalt.

Også ved bruk av automatisk kalibrering i kapittel 8.1 hadde den automatiske kalibreringen liten effekt på resultatene. Da ble det konkludert med at den mest sannsynlige grunnen til dette var at datasettet allerede var godt kalibrert. Ved tidligere testing utført av Aarstad [31] ble det benyttet manuell kalibrering etter regler utviklet av Statnett. Da oppnådde Samkjøringsmodellen konsekvent høyere samfunnsøkonomisk overskudd enn SOVN. I lys av dette og resultatene etter kalibrering av modellen ved store endringer i fastkraften øker mistankene om at den automatiske kalibreringen ikke ga optimale kalibreringsfaktorer for dette datasettet.

10.3.6 Eventuelle feilkilder

Som tidligere diskutert har kraftverdiene mye å si for modellenes oppførsel. I dette datasettet er tre av delområdene styrt av eksogene prisrekker. Dette vil si at prisene i disse områdene er forutbestemt og uavhengige av tilbud og etterspørsel. I og med at delområdene er koblet til hverandre vil de faste verdiene dempe svingningene i kraftverdiene i de andre delområdene. Resultatene kunne vært annerledes om det ikke hadde vært modellert med eksogene prisrekker eller om overføringskapasiteten mellom delområdene hadde vært annerledes. I et ekstremt tilfelle med ubegrenset overføringskapasitet og tilbud fra de eksterne områdene ville den maksimale kraftverdien i området aldri oversteget den høyeste verdien i de eksogene prisrekkene. Resultatene kunne også vært annerledes om de eksogene prisene hadde vært høyere eller lavere enn hva som var tilfelle i dette datasettet.

10.4 Oppsummering knapphet

Et felles resultat fra de to casestudiene kan oppsummeres i følgende punkter:

- SOVN gir i alle tilfeller mindre rasjonering enn Samkjøringsmodellen
- Ved knapphet i kun ett område tenderer SOVN til å i større grad benytte seg av import av vannkraft fra andre delområder, samt reduksjon i eksporten til de eksterne prisområdene. Samkjøringsmodellen øker i større grad produksjonen av vannkraft i delområdet med knapphet, eller tyr til rasjonering.
- Ved knapphet i flere delområder samtidig benytter SOVN seg også i større grad av utveksling med de eksterne delområdene. Vannkraftproduksjon i systemet som helhet er relativt lik for de to modellene. Også her tyr Samkjøringsmodellen oftere til rasjonering.
- Ved moderat økning i etterspørselen oppnår SOVN mindre rasjonering, et høyere samfunnsøkonomisk overskudd og lavere og mer stabile priser enn Samkjøringsmodellen.
- Ved rasjonering er gjennomsnittsprisen høyere i SOVN, mens standardavviket er lavere. Dette betyr høyere, men mer stabile priser. Dette tyder på at SOVN setter en mer korrekt verdi på vannet i magasinene over tid, noe som resulterer i mindre rasjonering.
- Det totale samfunnsøkonomiske overskuddet er høyere for SOVN i alle testene som er gjennomført. Fordelingen mellom bestanddelene av overskuddet er imidlertid forskjellig for de to modellene. Dette forklares ved at SOVN setter vannverdiene høyere enn Samkjøringsmodellen.
- Forskjellene mellom modellene er økende med økende mengde fastkraft.

Samlet peker dette mot at SOVN i større grad leverer korrekte prissignaler og bruker fleksibiliteten som ligger i utveksling med andre delområder. Dermed oppnår modellen også mindre rasjonering og et høyere samfunnsøkonomisk overskudd. Dette resultatet gjelder både for moderat økning i etterspørsel, som ikke gir nevneverdig rasjonering, og for mer ekstreme tilfeller.

Det kan imidlertid settes spørsmålsteget ved om den automatiske kalibreringen av Samkjøringsmodellen har gitt optimale resultater for modellen. Ved tidligere testing med manuell kalibrering har SOVN konsekvent oppnådd noe lavere samfunnsøkonomisk overskudd enn Samkjøringsmodellen. Et av målene med denne masteroppgaven var imidlertid at en bruker med begrenset erfaring skulle betjene modellene.

10.4 Oppsummering knapphet

Hvis resultatene i Samkjøringsmodellen skulle vise seg å være påvirket i negativ retning på grunn av dårlig kalibrering, understreker dette nettopp en av de største svakhetene med Samkjøringsmodellen.

11 Pumpekraft (CASE P)

Denne delen av masteroppgaven tar for seg testing av funksjonaliteten knyttet til pumpekraft i SOVN. Studien har fått navnet case P. Kapittel 11.1 inneholder resultatene. Disse blir diskutert i kapittel 11.2, før en oppsummering i kapittel 11.3 sammenfatter de viktigste resultatene.

11.1 Resultater

Figurene 11.1 og 11.2 viser utviklingen til magasinkurvene for øvre og nedre magasin knyttet til pumpen som er installert i delområdet Finnmark. Spesifikasjoner for pumpen er presentert i tabell 6.4.

Tabell 11.1 viser pumpekraft gitt i GWh for pumpen i Finnmark. Tabellen viser også pumpekraft gitt i prosent av vannkraftproduksjonen ved kraftverket som ligger på samme sted som pumpen. Som det går frem av både magasinkurvene og tabellen blir pumpen brukt i liten grad i trinnene før P2500. Ved P5000 minker bruken av pumpekraft. Det ble mistenkt at dette hadde bakgrunn i begrenset overføringskapasitet ut fra Finnmark. Derfor ble noen av overføringslinjene i systemet oppjustert. Detaljer om de nye kapasitetene kan finnes i tabell 6.6 i kapittel 5. Kjøringen med oppjustert overføringskapasitet er referert til som P5000*, og er markert med stiplet linje i figurene 11.1 og 11.2. Som det vises i disse figurene og i tabell 11.1, brukes pumpen betraktelig mer ved økt overføringskapasitet ut av Finnmark.

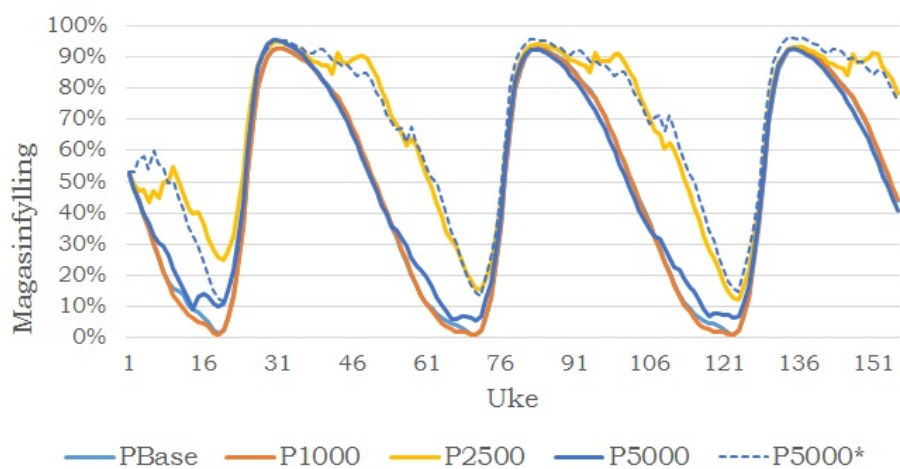
Tabell 11.1: Pumpekraft, Finnmark.

| | PBase | P1000 | P2500 | P5000 | P5000* |
|-----------------------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Pumpekraft [GWh] | 1,153 | 1,748 | 42,082 | 13,725 | 56,818 |
| Prosent av produksjon | 0,8% | 1,1% | 23,0% | 8,5% | 31,6% |

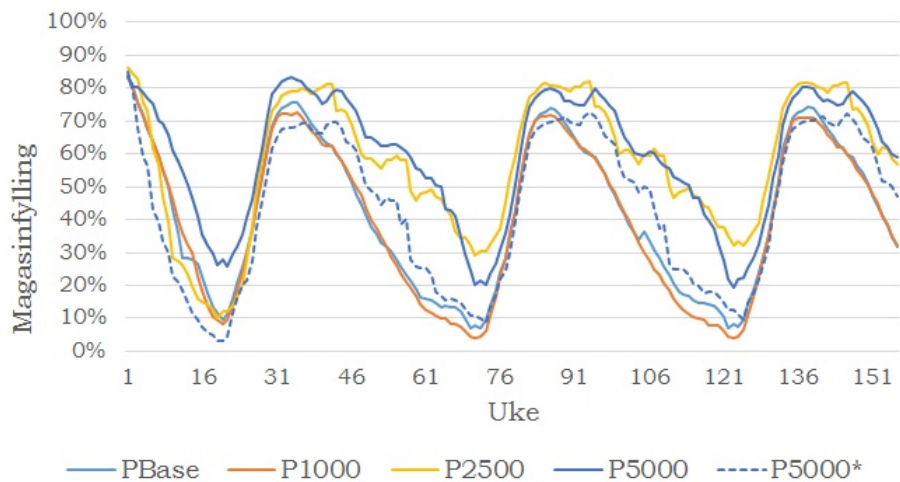
Figurene 11.3 og 11.4 viser utviklingen i magasinkurvene for øvre og nedre magasin tilknyttet pumpen i delområdet Troms. Nærmere detaljer om pumpen er presentert i tabell 6.4. Tabell 11.2 viser pumpekraft gitt i GWh for pumpen i Troms. Tabellen viser også pumpekraft gitt i prosent av vannkraftproduksjonen ved kraftverket som ligger på samme sted som pumpen.

Figurene 11.5 og 11.6 viser sammenhengen mellom pumpekraft, vindkraft og fastkraft for trinn P2500 for henholdsvis Finnmark og Troms.

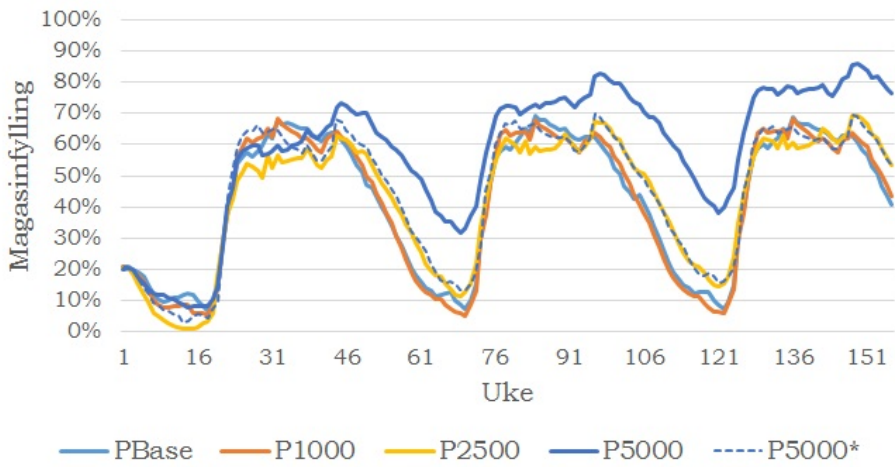
11.1 Resultater



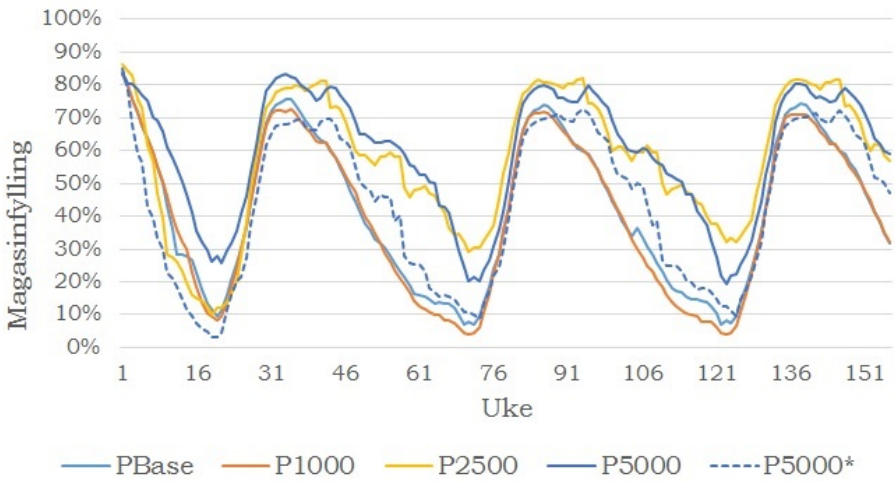
Figur 11.1: Magasinkurver ved pumping, øvre magasin, Finnmark.



Figur 11.2: Magasinkurver ved pumping, nedre magasin, Finnmark.

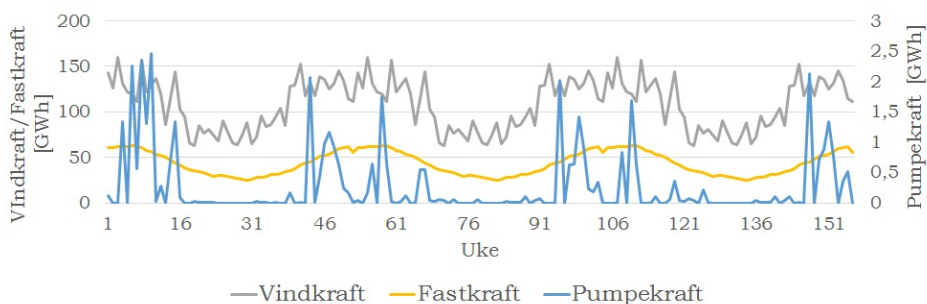


Figur 11.3: Magasinkurver ved pumping, øvre magasin Troms.

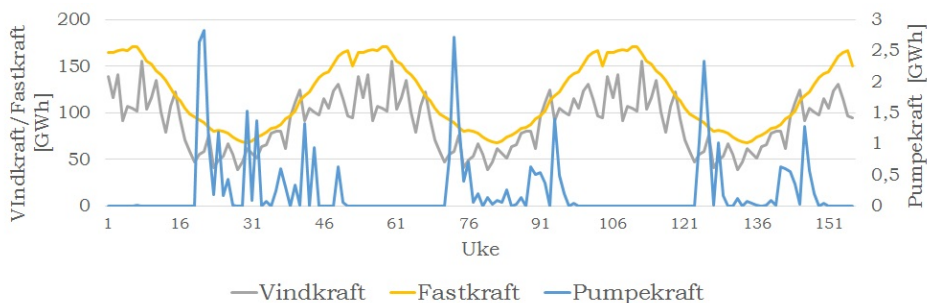


Figur 11.4: Magasinkurver ved pumping, nedre magasin Troms.

11.1 Resultater



Figur 11.5: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P2500. Det gjøres oppmerksom på at pumpekraft er vist på sekundæraksen.



Figur 11.6: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P2500. Det gjøres oppmerksom på at pumpekraft er vist på sekundæraksen.

Tabell 11.2: Pumpekraft, Troms.

| | PBase | P1000 | P2500 | P5000 | P5000* |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Pumpekraft [GWh] | 42,532 | 51,780 | 37,282 | 28,751 | 27,217 |
| Prosent av produksjon | 11,1% | 12,8% | 10,0% | 8,5% | 7,3% |

Tabell 11.3 viser flomkraft gitt i GWh, og som prosent av total vindkraftproduksjon i systemet. Denne flomkraften er hentet fra resultatprogrammet *Kurvetegn*, og omfatter også flom fra vindkraftproduksjon. Som det går frem av tabellen øker flomkraften drastisk ved P2500 før den blir svært stor ved P5000. Det forekommer mye flomkraft i både Finnmark og Troms, men Finnmark utmerker seg med henholdsvis 9,2% og 33,0% av vindkraftproduksjonen i P2500 og P5000. Økt overføringskapasitet ut av Finnmark i P5000* senker flomkraften betraktelig til kun

1,12% av vindkraftproduksjonen totalt. For Finnmark er tallet 2,1%. Systemet er også simulert for trinn med tilsvarende vindkraftproduksjon, men uten mulighet for pumpekraft. Disse kjøringene har fått prefikset U. Flomkraft for trinnene uten muligheter er vist i tabell 11.4. Ved sammenligning av resultatene med og uten pumpemuligheter går det frem at flomkraften reduseres med mulighet for pumping med unntak av P5000/U5000 der flomkraften øker noe ved innføring av pumper i systemet.

Tabell 11.3: Flomkraft for trinn med pumpemuligheter [GWh].

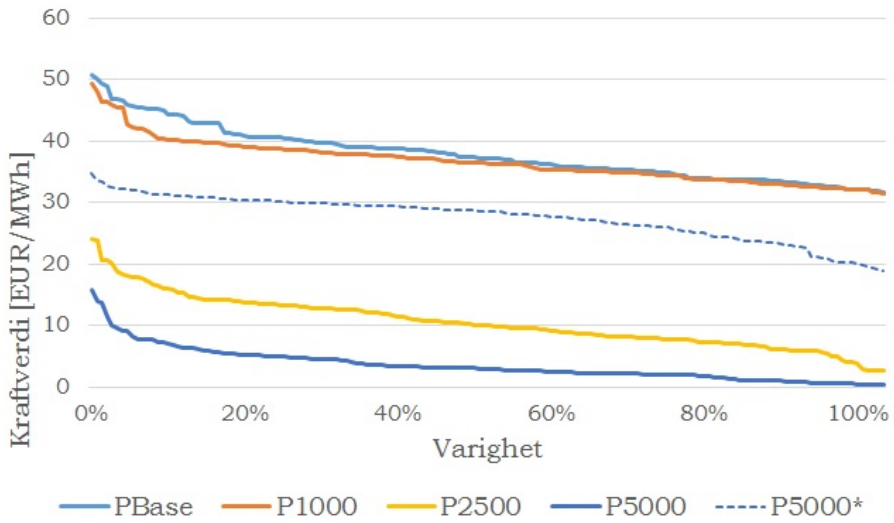
| | PBase | P1000 | P2500 | P5000 | P5000* |
|-----------------------------------|-------|-------|---------|---------|--------|
| Finnmark | 1,67 | 2,98 | 1546,99 | 7428,29 | 470,59 |
| Troms | 35,80 | 48,98 | 210,06 | 1287,69 | 28,09 |
| Svartisen | 8,57 | 14,83 | 48,71 | 278,63 | 80,25 |
| Helgeland | 1,31 | 0,14 | 0,19 | 8,38 | 2,58 |
| Sum | 47,35 | 66,93 | 1805,95 | 9012,99 | 581,51 |
| Prosent av vindkraftproduksjon | 1,14% | 0,61% | 5,05% | 17,41% | 1,12% |

Tabell 11.4: Flomkraft for trinn uten pumpemuligheter [GWh].

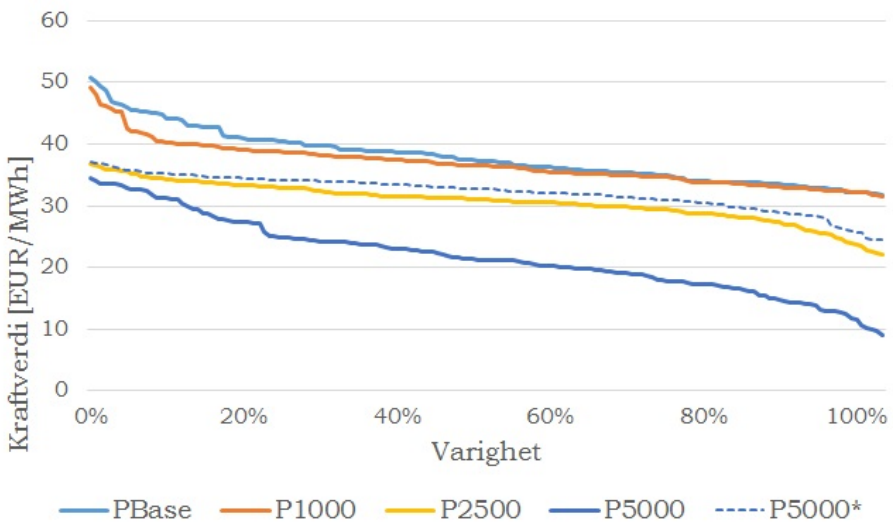
| | Base | U1000 | U2500 | U5000 | U5000* |
|-----------------------------------|-------|-------|---------|---------|--------|
| Finnmark | 1,78 | 3,38 | 1570,03 | 7450,91 | 508,83 |
| Troms | 36,70 | 51,96 | 219,54 | 1278,01 | 31,47 |
| Svartisen | 10,27 | 14,90 | 44,54 | 267,43 | 80,44 |
| Helgeland | 0,69 | 0,56 | 0,20 | 8,60 | 2,22 |
| Sum | 49,43 | 70,80 | 1834,31 | 9004,94 | 622,96 |
| Prosent av vindkraftproduksjon | 1,19% | 0,65% | 5,13% | 17,39% | 1,20% |

Figurene 11.7 og 11.8 viser varighetskurver for kraftverdiene i henholdsvis Finnmark og Troms for case P. Figurene viser at kraftverdiene er relativt stabile, og like, for trinnene PBase og P1000 i begge delområdene. Kraftverdiene reduseres i Troms i P2500 og P5000, men er ikke i nærheten av å nærme seg 0. Verdiene i Finnmark ligger derimot mye lavere. Her ligger kraftverdiene under 2 EUR/MWh i over 20% av ukene for P5000. Til sammenligning når kraftverdien i Troms for samme kjøring så vidt under 10 EUR/MWh for et par uker i perioden.

11.1 Resultater



Figur 11.7: Varighetskurver for kraftverdier i Finnmark, case P.



Figur 11.8: Varighetskurver for kraftverdier i Troms, case P.

Tabell 11.5 viser samfunnsøkonomisk overskudd for de ulike trinnene i case P med mulighet for pumpekraft. Tabell 11.6 viser overskuddet for tilsvarende trinn uten installerte pumper. Resultatene viser at overskuddet øker ved økning av installert vindkraft. Ved sammenligning av overskuddet for trinnene med og uten pumpemuligheter går det frem at overskuddet er uendret eller marginalt økt ved innføring av pumper. Tabellene viser også bestanddelene i det samfunnsøkonomiske overskuddet. Det går frem av resultatene av brorparten av overskuddet består av konsumentoverskudd, og at dette øker ved økning av vindkraft. Områdetapet var null for alle kjøring.

Tabell 11.5: Samfunnsøkonomisk overskudd for trinn med pumpemuligheter [10^9 EUR].

| | PBase | P1000 | P2500 | P5000 | P5000* |
|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Produsentoverskudd | 3,306 | 3,465 | 2,911 | 2,072 | 4,023 |
| Konsumentoverskudd | 36,327 | 36,406 | 37,103 | 37,617 | 36,771 |
| Flaskehalsinntekter | 0,133 | 0,146 | 0,651 | 1,154 | 0,604 |
| Magasinendring | -0,090 | -0,009 | 0,046 | 0,139 | 0,039 |
| Samfunnsøkonomisk overskudd | 39,677 | 40,008 | 40,710 | 40,982 | 41,437 |

Tabell 11.6: Samfunnsøkonomisk overskudd for trinn uten pumpemuligheter [10^9 EUR].

| | Base | U1000 | U2500 | U5000 | U5000* |
|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Produsentoverskudd | 3,307 | 3,462 | 2,912 | 2,074 | 4,025 |
| Konsumentoverskudd | 36,328 | 36,409 | 37,102 | 37,616 | 36,770 |
| Flaskehalsinntekter | 0,132 | 0,145 | 0,650 | 1,153 | 0,603 |
| Magasinendring | -0,090 | -0,008 | 0,045 | 0,139 | 0,038 |
| Samfunnsøkonomisk overskudd | 39,677 | 40,008 | 40,709 | 40,982 | 41,436 |

Varighetskurver som viser differansen mellom kraftverdiene for kjøring med og uten pumpemuligheter er gitt i vedlegg G.2.

11.2 Diskusjon

Formålet med case P var å undersøke funksjonaliteten av pumpekraft i SOVN. Dette har tidligere vært forsøkt testet i masteroppgaven *Long-term hydrothermal Scheduling with aggregate and individual Reservoirs* [31] skrevet av J. Aarstad i januar 2016. Det ble da konkludert med at det måtte finnes en feil i implementeringen av modellen. Kapittel 11.2.1 inneholder en vurdering av den nåværende funksjonaliteten av pumpekraft i SOVN sett opp mot resultatene fra tidligere testing. Kapittel 11.2.2 inneholder en diskusjon rundt ulikt pumpemønster i de to delområdene med mulighet for pumpekraft. I kapittel 11.2.3 vurderes effekten av økt overføringskapasitet på bruk av pumpekraft. Dette innebærer en diskusjon av trinn P5000*. Kapittel 11.2.4 inneholder en diskusjon om endring i samfunnsøkonomisk overskudd ved økt bruk av pumpekraft. I kapittel 11.2.5 diskuteres lønnsomheten og effekten av innføringen av muligheten for pumpekraft. Til slutt følger en diskusjon i kapittel 11.2.6 om eventuelle feilkilder ved testingen.

11.2.1 Forbedringer fra tidligere testing

Det har blitt gjennomført tidligere testing av pumpekraft i SOVN i masteroppgaven av Aarstad. Det samme datasettet ble benyttet i denne masteroppgaven, men det ble i tillegg til de originale prisfilene benyttet også andre eksterne prisrekker som representasjon av delområdene SE1, SE2 og NO3. Pumpene er plassert på nøyaktig de samme stedene i vassdragene som i de to oppgavene. Pumpene valgt av Aarstad hadde imidlertid større effekt. Begge var på 700 MW mot henholdsvis 305 og 644 MW som er benyttet i denne oppgaven. Lavere pumpeeffekt betyr at det kan pumpes mindre vann per sekund. Kun på bakgrunn av dette ventes det derfor like mye eller mindre total pumpekraft i resultatene fra denne masteroppgaven.

Testingen utført av Aarstad viste årlig pumpeforbruk på rundt 44 GWh i Finnmark for en simulering med vindkraftproduksjon tilnærmet lik P5000. Trinn med lavere mengde vindkraft ga ingen eller svært liten bruk av pumpekraft. I Troms oppsto bruk av pumpekraft først ved simulering med vindkraftmengde omtrent tilsvarende P5000. Årlig pumpekraft ved dette trinnet var da rundt 5 GWh. Dette gjaldt ved testing med de originale prisfilene. De andre, og mer volatile, prisfilene ga bruk av pumpekraft i Troms allerede fra caset tilsvarende PBase. Det ble funnet at pumpene bare ble benyttet ved svært lave kraftverdier, og at kraftverdiene ble lavere med pumpemulighet enn uten. Det ble derfor konkludert med at daværende versjon av SOVN hadde feil i implementeringen av programkoden som er knyttet til pumpemuligheter.

Resultatene presentert i kapittel 11.1 viser at funksjonaliteten knyttet til pumpekraft i SOVN er forbedret med nye versjoner av programmet. Total pumpekraft for hele perioden er vist i tabell 11.1 og 11.2. Resultatene herfra viser at bruk av pumpekraft inntreffer ved langt lavere vindkraftproduksjon med den nye versjonen av SOVN. Begge delområdene benytter pumpekraft helt fra trinnet uten ekstra vindkraft (PBase). Totalt pumpekraft i GWh er ikke direkte sammenlignbar for de to masteroppgavene grunnet forskjellig effekt på pumpene, men resultatene viser at selv med lavere mulig pumpeeffekt blir det benyttet mer pumpekraft i denne nye testingen.

Resultatene viser også at pumping ikke lenger kun forekommer ved svært lave kraftpriser slik resultatene fra Aarstad viste. Kraftverdiene med pumpemuligheter er også noe høyere enn eller tilnærmet like simulering uten pumpemuligheter for store deler av simuleringsperioden. Dette går frem av figurene G.11 - G.14 i vedlegg G.2. Dette resultatet stemmer overens med teorien presentert i vedlegg A.1 om at innføringen av pumpemuligheter, som kan sees på som økt etterspørsel av kraft, skaper et positivt skifte i etterspørselskurven, og dermed presser kraftverdiene oppover. Dette er illustrert i figur A.3. Videre er differansen mellom kraftverdiene med og uten pumpemuligheter langt mindre enn i Aarstads masteroppgave. Det konkluderes derfor med at funksjonaliteten knyttet til pumpekraft i SOVN er forbedret, og at videre testing kan utføres.

11.2.2 Pumpemønster i Finnmark og Troms

Tabell 11.1 viser at pumping forekommer i Finnmark helt fra trinn Pbase, men at bruken av pumper for alvor tar av ved P2500. Ved P2500 tilsvarer pumpekraften 23% av total vannkraftproduksjon ved den tilknyttede vannkraftmodulen. Ved PBase og P1000 er magasinkurvene i øvre magasin i Finnmark i figur 11.1 nærmest helt glatte. Kurven for P2500 er hakkete, noe som tyder på variasjon mellom pumping og produksjon. Som det går frem av figur 11.5 forekommer størsteparten av pumpingen i tappesesongen (uke 40-18). Tappesesongen sammenfaller i Finnmark med perioden i året der det blir produsert mest vindkraft. Pumpemønsteret i denne figuren er representativ for alle trinnene. Tilsvarende kurver for andre trinn er gitt i vedlegg B.

Tabell 11.2 viser at pumping forekommer i Troms i større grad enn i Finnmark helt fra PBase. Allerede i dette trinnet tilsvarer pumpekraften 11,1% av produksjonen ved den tilknyttede vannkraftmodulen. Mengden pumpekraft øker noe ved trinn P1000, men avtar deretter noe igjen ved videre økning av vindkraft. Figur 11.6 viser vindkraft, fastkraft og pumpekraft for Troms ved P2500. Pumpemønsteret

11.2 Diskusjon

er representativt for alle trinnene, men figurer for andre trinn enn P2500 finnes i vedlegg F. I motsetning til Finnmark, der pumping nesten utelukkende forekommer i tappesesongen, benyttes pumping i Troms nesten utelukkende i fyllingssesongen. Dette innebærer at pumping forekommer i de periodene der det blir produsert minst vindkraft. Samtidig faller periodene med pumping sammen med sommerseongen, som er den perioden med minst fastkraft og lavest kraftverdier.

Resultatene viser altså at pumping i de to delområdene følger totalt ulik strategi. Det er flere viktige forskjeller på de to områdene som kan være bakgrunnen for dette. For det første er Troms et område med mye større mengde fastkraft enn Finnmark. Som det går frem av figurene 11.5 og 11.6 dekker produsert vindkraft hele fastkraften i Troms i enkelte perioder først ved P2500, mens vindkraftproduksjonen er om lag dobbelt så stor som fastkraften i Finnmark ved samme trinn. Dette vil si at Finnmark har et enormt overskudd av kraft som enten går til spille, må pumpes tilbake i magasinet eller overføres til andre delområder. Dette forklarer den store mengden flomkraft som oppstår i Finnmark ved P2500 og P5000, som det går frem av tabell 11.3. Troms har derimot nesten alltid mulighet til å benytte vindkraften til å dekke fastkraft i eget område. Dette gjelder selv i store deler av perioden i det mest ekstreme trinnet, P5000. Derfor er også flomkraften for Troms mye mindre enn i Finnmark.

Et annet viktig moment er muligheten til utveksling av kraft med andre delområder. Finnmark er et mer isolert område enn Troms med begrenset mulighet til å overføre overskuddskraft til andre delområder. Det finnes kun én linje ut og inn av området. Derfor er det større insentiver i dette området til å benytte pumping for å lagre ekstra vindkraft som ikke kommer til nytte. Troms har derimot både mulighet til utveksling av kraft med SE1, samt en nærmest ubegrenset overføringskapasitet videre sørover til Svartisen og Helgeland.

Sammen kan dette forklare det totalt forskjellige pumpemønsteret i delområdene. I Finnmark brukes pumping konsekvent for å lagre overskuddskraft, mens pumpemulighetene i Troms benyttes i sommerhalvåret når prisene er lavere. Svært forenklet kan en si at Finnmark bruker pumpekraft som sitt eget batteri, mens Troms lar seg bruke som batteri også for andre delområder.

11.2.3 Effekt av utvidet overføringskapasitet (P5000*)

For å undersøke hvilken effekt begrensingen på kraftutveksling har på pumpemønsteret i Finnmark ble linjen til Troms og videre til SE1 kraftig oppjustert. Linjen som går motsatt vei, samt andre linjer i systemet, forble uendret. Detaljer rundt den nye overføringskapasiteten er beskrevet i tabell 6.6 i kapittel 5. Det ble testet

med installert vindkraft lik trinnet P5000. Trinnet med økt overføringskapasitet er derfor navngitt P5000*. Resultatet av testingen var hyppigere og totalt mer bruk av pumpekraft i Finnmark. Fra figur G.9 går det frem at det nå forekommer mer pumping hele året, men at de store toppene for pumpekraft fortsatt er forbeholdt tappesesongen. Ved sammenligning med vindkraftproduksjonen er det tydelig at pumping fortsatt blir brukt til å håndtere overskuddskraft i eget område, da kurvene for vindkraft og pumpekraft følger hverandre gjennom året. Flomkraften som går frem av tabell 11.3 senkes også kraftig ved P5000*.

Resultatene av denne testingen viser at for at pumpekraft skal være lønnsomt i et område, må det være ledig kapasitet på linjene for å overføre kraften til andre delområder. Ved P5000 var kapasiteten sprengt nesten hele tiden fordi området kvittet seg med overskuddskraft fra vindkraft. Dermed var det ikke ledig kapasitet til å overføre ytterligere kraft generert av pumpekraft. Derfor gikk også mengden pumpekraft ned i forhold til P2500. Ved P5000* økes imidlertid mengden pumpekraft. Dette tyder på at overføringskapasiteten var en begrensende faktor for bruk av pumpekraft.

Pumpemønsteret gjennom sesongene i Troms ble ikke nevneverdig påvirket av den økte overføringskapasiteten, men total pumpekraft sank noe i dette delområdet sammenlignet med mer begrenset kapasitet. Dette kan ha sammenheng med at overføringskapasiteten til SE1 ble økt, og at modellen valgte å sende overskuddskraft dit fremfor å lagre energien i egne magasiner.

Den økte overføringskapasitetene førte til økning i det samfunnsøkonomiske overskuddet. Flaskehalsinntektene og magasinendringen minket noe på grunn av at mindre kraft går til spille og mer sendes ut av vannkraftområdene. Konsumentoverskuddet ble også noe redusert. Produsentoverskuddet økte imidlertid mer enn samlet reduksjon i de tre overnevnte. Dette har bakgrunn i at det skapes et positivt skifte i etterspørselskurven ved større overføringsmuligheter. Følgelig økte også prisene.

11.2.4 Samfunnsøkonomisk overskudd

Samfunnsøkonomisk overskudd for case P med mulighet for pumping er gitt i tabell 11.5. Ved innføring av mer vindkraft, øker det samfunnsøkonomiske overskuddet noe. Bakgrunnen for dette er først og fremst økning i konsumentoverskuddet. Økt magasinendring og økte flaskehalsinntekter bidrar også til den totale økningen.

Dette kan i likhet med situasjonen for case F og V diskutert i kapittel 10.3.4 forklares ved å bruke definisjonene fra vedlegg A.1. Konsumentoverskuddet øker

11.2 Diskusjon

fordi tilbudet av kraft øker og prisene senkes. Dette går frem av figurene 11.7 og 11.8. Flaskehalsinntektene øker fordi prisforskjellene mellom områdene øker. Disse oppstår fordi overføringskapasiteten ut fra områdene med stor produksjon fra vindkraft er for liten til å overføre så mye som det ønskes. Magasinendringen øker til tross for lavere vannverdier fordi mer vann beholdes i magasinene grunnet den store vindkraftproduksjonen. Produsentoverskuddet øker først, men reduseres fra og med P1000 noe grunnet lavere priser og mye rasjonering. Denne reduksjonen kommer av at kraftoverskuddet blir så stort at mye av kraften går til spille som flomkraft. Dette går frem av tabell 11.3. Flomkraft er ekvivalent med at kraften “selges” til en pris lik 0. Følgelig vil overskuddet til produsentene reduseres.

11.2.5 Virkning og lønnsomhet av pumpekraft

Denne delen av diskusjonen tar for seg virkningen og lønnsomheten av å installere mulighet for pumpekraft i systemet. Av resultatene går det frem at systemet oppfører seg svært likt med og uten mulighet for pumpekraft. Dette gjelder både for testing i kombinasjon med og uten økning av produksjon fra vindkraft. Sammenligning av resultatene i tabell 11.3 og 11.4 viser at flomkraften i systemet reduseres noe, men i liten grad, ved innføring av pumpekraft. Dette gjelder for alle trinn bortsett fra U/P5000, der flomkraften øker noe. Som tidligere diskutert representerer dette trinnet en svært ekstrem situasjon med mye overskuddskraft i systemet. Det er imidlertid verdt å legge merke til at pumpekraft i Finnmark reduserer flomkraften i dette området i denne ekstreme situasjonen, men at den øker i andre delområder.

Fra varighetskurvene i figurene G.11 - G.14 som viser differansen mellom kraftprisen med og uten pumpekraft går det frem at kraftverdiene for store deler av perioden er like eller svært like før og etter at pumpemulighetene er introdusert.

Som det går frem ved sammenligning av resultatene i tabell 11.5 og 11.6, gir mulighet for bruk av pumpekraft små utslag i samfunnsøkonomisk overskudd. Overskuddet øker minimalt eller er konstant for alle trinn. Den største økningen er for trinnet med økt overføringskapasitet, U/P5000*, der overskuddet øker med i overkant av 800 000 EUR. I masteroppgaven *Storskala pumpekraft* skrevet av A. Henden [34] er det oppgitt en rimelig kostnad for pumpekraftverk ligger på 0,25 til 0,5 MEUR/MW. De to pumpene innstallert i denne studien ville altså hatt en pris på rundt 237-475 MEUR. Dette omfatter kun investeringskostnadene, og ikke eventuelle kostnader knyttet til vedlikehold. I tillegg er det for dette trinnet også antatt en betydelig oppgradering av overføringskapasiteten mellom Finnmark og Troms, og Troms og SE1 som ikke er tatt med i regnestykket. Uten å regne på

mer nøyaktig på dette, virker det svært usannsynlig at akkurat dette caset kan bli lønnsomt. Det konkluderes derfor med at testingen av innføring av pumpekraft utført i denne masteroppgaven gir noe mindre flom, men at det samfunnsøkonomiske overskuddet øker for lite til at pumpekraft blir lønnsomt.

11.2.6 Eventuelle feilkilder

Det er viktig å påpeke at denne studien ikke er en realistisk simulering av et fremtidsscenario. Målet har først og fremst vært å undersøke om funksjonaliteten knyttet til pumpekraft fungerer i SOVN, og om det oppstår forskjeller mellom hvordan SOVN håndterer mulighet for pumpekraft i de to delområdene Finnmark og Troms. For enkelhets skyld er det lagt inn én stor pumpe i hvert av de to delområdene. Størrelsene på disse er svært overdimensjonerte sammenlignet med produksjonsmulighetene ved de aktuelle modulene. De to pumpene må derfor betraktes som aggregerte pumper for delområdene.

En mer realistisk mulighet hadde vært å legge inn mindre pumper flere steder i systemet. Dette hadde imidlertid vært mer tidkrevende både når det kommer til dimensjonering av pumpene og analyse av resultater.

Det kan også settes spørsmålsteget om mengden pumpekraft innstallert i systemet var stor nok til å gi merkbare utslag på resultatene. Dette gjelder spesielt samfunnsøkonomisk overskudd, som endret seg svært lite. Mengden energi som ble pumpet var, selv på det høyeste, svært liten sett opp mot den totale produksjonen i systemet som helhet.

Vassdragene i modellen er i mange tilfeller komplekse med flere moduler som er knyttet sammen med begrensinger på vannføring mellom magasinene og lignende. Det ser ikke ut til at magasinivåer i de fire direkte berørte magasinene har begrenset bruken pumpekraft ved noe tidspunkt. Begrensinger knyttet til magasiner og vannveier mellom magasiner andre steder i systemet kan likevel ha påvirket mengden pumpekraft på måter som ikke er oppdaget.

Prisene fra de eksterne prisrekkene har i likhet med for case F og V mye å si for resultatene også i case P. Masteroppgaven skrevet av Aarstad benyttet også eksogene prisrekkefiler generert for et datasett fra Tyskland i tillegg til de originale prisrekkene. Disse inneholdt mer varierende priser, og ga markant større bruk av pumpekraft. Bruk av disse eller tilsvarende filer ville trolig gitt mer bruk av pumpekraft.

11.3 Oppsummering pumpekraft

- Funksjonaliteten knyttet til pumpekraft i SOVN er kraftig forbedret fra tidligere testing. Pumping forekommer ikke lenger kun ved svært lave kraftverdier, og differansen mellom kraftverdiene med og uten pumpemuligheter langt mindre med den nye versjonen av modellen.
- De to delområdene Finnmark og Troms viser vidt forskjellig pumpemønster. Mens Finnmark brukte pumping for å lagre overskuddskraft fra eget område, brukte Troms i større grad pumpekraft i perioder med lav kraftverdi. Dette skyldes trolig et mer ekstremt kraftoverskudd i Finnmark enn i Troms, samt mer begrenset mulighet for å eksportere til andre delområder.
- Økning av overføringskapasiteten ut av Finnmark ga mer bruk av pumpekraft både i mengde og hyppighet. Studien viser at tilgjengelig overføringskapasitet må være tilstrekkelig stor ut av et område før pumping er lønnsomt.
- Innføring av mulighet for pumpekraft i denne masteroppgaven ga kun små utslag i resultatene. Flomkraften ble noe redusert, men samfunnsøkonomisk overskudd forble nærmest uendret.

Selv om testingen av pumpekraft i SOVN ikke ga store utslag på resultatene for systemet som helhet har studien vist at funksjonaliteten knyttet til pumpekraft i modellen fungerer bedre enn tidligere, og gir resultater som konsistent beveger seg i den retningen som er forventet ved installasjon av pumpekraftverk. Dette innebærer blant annet at total flom reduseres når muligheten for pumping innføres. Det samfunnsøkonomiske overskuddet øker også som følge av at mindre kraft går tapt.

12 Konklusjon

Det overordnede målet med denne masteroppgaven var å bidra til å undersøke hvorvidt SOVN er bedre egnet til å simulere fremtidens energisystem enn det nåværende markedsledende alternativet, Samkjøringmodellen. Det var på forhånd kjent at den største ulempen med SOVN er den lange beregningstiden. Derfor er den første delen av oppgaven viet undersøkelser av hvordan beregningstiden kan reduseres i SOVN uten at det går merkbart ut over kvalitetene på resultatene. Ved justering av ulike parametere i kontrollfilen ble det funnet et tydelig mønster for hvordan endring av parameterne påvirket beregningstiden og resultatene. Disse funnene ble systematisert i en tabell som kan være et nyttig hjelpemiddel når disse parameterne skal bestemmes ved senere kjøring av modellen. Konklusjonen av denne testingen er at tidshorizonten har mest å si for både beregningstiden og kvaliteten på resultatene, men at også andre parametere med fordel kan justeres for å oppnå gode resultater og samtidig kortere beregningstid.

Testingen av ulike former for scenarioreduksjon viste at scenarioreduksjon allerede implementert i SOVN opprettholder egenskapene til de opprinnelige tilsigsdataene på en måte som er overlegen ekstern scenarioreduksjon utført i Matlab. Resultatene viser at bruk av scenarioreduksjonen implementert i SOVN gjør det mulig å redusere antall scenarioer kraftig, noe som igjen reduserer beregningstiden.

Casestudien der kraftunderskudd ble simulert i ett og flere delområder viste at det er en viss forskjell på hvordan modellene takler dette. SOVN gir i alle tilfeller mindre rasjonering enn Samkjøringsmodellen. Det ble konkludert med at bakgrunnen for dette er at SOVN gir mer korrekte prissignaler og utnytter fleksibiliteten i systemet bedre ved å i større grad utveksle kraft med andre delområder. Det totale samfunnsøkonomiske overskuddet er høyere for SOVN enn Samkjøringsmodellen i alle simuleringene som er gjennomført, og forskjellene mellom modellene er økende ved økende grad av knapphet. Det kan imidlertid settes spørsmålsteget ved om den automatiske kalibreringen av Samkjøringsmodellen har gitt optimale resultater for modellen. Et av målene med denne masteroppgaven var imidlertid at modellene skulle kjøres med minst mulig inngripen fra brukeren for å undersøke modellenes egenskaper anvendt av en bruker med begrenset erfaring. Mindre behov for inngripen fra brukeren er også fremholdt som en av fordelene med SOVN kontra Samkjøringsmodellen. SOVN har ikke det samme behovet for kalibrering, og dermed fjernes usikkerheten knyttet til om modellen er riktig kalibrert. Det skal imidlertid nevnes at mange av dagens brukere av Samkjøringsmodellen har utviklet egne rutiner for bruk av modellen, og setter stor pris på å selv kunne kalibrere modellen etter eget ønske.

Funksjonaliteten knyttet til pumpekraft i SOVN er kraftig forbedret fra tidligere testing. Innføring av mulighet for pumpekraft i denne masteroppgaven ga kun små utslag i resultatene for systemet som helhet, men studien viser at modellen gir resultater som konsistent beveger seg i den retningen som er forventet ved installasjon av pumpekraftverk. Dette innebærer blant annet at total flom reduseres når muligheten for pumping innføres. Videre viser resultatene at delområdene Finnmark og Troms har vidt forskjellig pumpemønster. Det konkluderes med at dette skyldes et mer ekstremt kraftoverskudd i Finnmark enn i Troms, samt ulik mulighet for eksport til andre delområder. Videre konkluderes det med at tilgjengelig overføringskapasitet ut av et område må være tilstrekkelig stor før pumping blir lønnsomt.

Oppsummert tegner SOVN til å være en svært lovende og brukervennlig modell som takler både dagens og fremtidens kraftsystem på en god måte. Konklusjonen er at modellen viser konsistent en bedre evne til å sette korrekte vannverdier enn Samkjøringsmodellens aggregerte modell. Den store ulempen med modellen sammenlignet med Samkjøringsmodellen er veldig mye lengre beregningstid, selv i etterkant av scenarioreduksjon og justering av innstillinger. Samkjøringsmodellen er en meget godt etablert modell som har mange brukere, og den gir fortsatt gode resultater raskt og effektivt. Det er derfor ikke gitt at SOVN vil fullstendig ta over markedssegmentet til Samkjøringsmodellen. Mest sannsynlig vil de to modellene brukes parallelt i mange år fremover.

13 Videre arbeid

I løpet av det året som jeg har jobbet med SOVN har modellen blitt kraftig forbedret både med tanke på kvalitet på resultater og beregningstid. Forskningsprosjektet som SOVN er et resultat av er nå i slutfasen. Dette betyr ikke at modellen er ferdig utviklet og testet. Det gjenstår fortsatt mange interessante aspekter ved modellen som det både kan og bør tas tak i. Noen konkrete forslag er:

- Denne studien har vist at SOVN håndterer kraftunderskudd på en god måte. Dette bør testes ut også med andre datasett for å se om resultatene fra denne masteroppgaven også er gyldige for andre systemer. Det kan med fordel velges datasett som har ulik karakteristikk fra datasettet i denne oppgaven, for eksempel lavere andel vannkraftproduksjon.
- Det har blitt allerede blitt gjennomført en del testing med datasett med mye vindkraft i SOVN. Andre fornybare kilder, som for eksempel sol, kan også inkluderes i testingen.
- Pumpekraft i SOVN bør undersøkes ytterligere. Modellen bør testes med flere pumpekraftverk av reell størrelse, og ikke én aggregert pumpe i hvert delområde, som i denne oppgaven. Pumpemoduler uten tilsig til øvre magasin bør også implementeres i datasettet og testes.
- Som diskutert i oppgaven er den store ulempen med SOVN beregningstiden. Mye har blitt gjort for å redusere denne i løpet av tiden modellen har eksistert, men arbeidet med dette kan med fordel fortsettes. Mulige områder er videre arbeid med scenarioreduksjon, modifisering av scenarioviften og overføring av kutt fra en uke til den neste.

Når modellen lanseres og distribueres til faktiske brukere som kjører den for en mengde ulike datasett, vil det antagelig komme tilbakemeldinger fra brukerne om styrker og svakheter ved modellen, samt ønsker om utvidet funksjonalitet på ulike områder. Utviklerne av modellen bør lytte til tilbakemeldingene, og bruke dem ved videre utviklingen av modellen.

Energibransjen er i en periode med hurtig omstilling, og nye problemstillinger som ikke er viktige i dag kan bli svært aktuelle om bare få år. Et eksempel er små kunder som i perioder produserer kobler seg av nettet og produserer egen kraft, eller som vil selge kraft til nettet. Hvis denne typen produksjon blir utbredt kan det for eksempel være aktuelt å implementere det i modellen. Samkjøringsmodellen har overlevd i

mange tiår, men har hatt en kontinuerlig utvikling der stadig ny funksjonalitet har blitt lagt til for å etterkomme behov fra brukerne og for å følge utviklingen i bransjen. Det samme vil SOVN måtte gjøre hvis modellen skal overleve over tid.

Referanser

- [1] Heimdal S G. Effekt av stokastisk optimering på vannverdier i Norden [prosjekt-oppgave]. Trondheim: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet; 2015.
- [2] Hatlen L M, Aarrestad K K. Energi- og vannressurser i Norge [faktahefte]. Oslo: Olje- og energidepartementet; 2015.
- [3] Fornybar.no. Produksjon og marked [internett].;15.10.2015]
[http://Tilgjengelig fra: www.fornybar.no/vannkraft/produksjon-og-marked](http://Tilgjengelig%20fra%3A%20www.fornybar.no/vannkraft/produksjon-og-marked)
- [4] Magnussen I, Spilde D, Killingland M. Energibruksseksjonen. Energibruk i Fastlands-Norge. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE); 2011.
- [5] Hanssen-Bauer I, Drange H, Førland E J, Roald L A, Børsheim K Y, Hisdal H, Lawrence D, Nesje A, Sandven S, Sorteberg A, Sundby S, Vasskog K, Ådlandsvik B. Klima i Norge 2100. Bakgrunnsmateriale til NOU Klimatilpassing. Oslo: Norsk klimasenter; 2009.
- [6] Lie Ø. *Fornybar kraft for første gang størst i Tyskland* [internett]. Teknisk Ukeblad; 02.01.2015 [02.01.2015; 07.10.2015]. Tilgjengelig fra <http://www.tu.no/kraft/2015/01/02/fornybar-kraft-for-forste-gang-storst-i-tyskland>
- [7] Statnett. Nettutviklingsplan 2015, versjon april 2015. Oslo; 2015.
- [8] Korpås M, Vereide K. *Norge må bli Europas batteri* [internett]. Aftenposten; 09.11.2015 [11.11.2015; 05.06.2016]. Tilgjengelig fra: <http://www.aftenposten.no/viten/Norge-ma-bli-Europas-batteri-8236205.html>
- [9] Dupačová J, Gröwe-Kuska N, Römisich W. Scenario reduction in stochastic programming. An approach using probability metrics. Springer-Verlag. 2003.
- [10] Rachev S T. Probability Metrics and the Stability of Stochastic Models. Chichester: Wiley; 1991.
- [11] Dupačová J, Römisich W. Quantitative stability in stochastic programming: the method of probability metrics. Berlin: Institut für Mathematik, Humboldt-Universität; 2000.
- [12] Heitsch H, Römisich W. Scenario Reduction Algorithms in Stochastic Programming. Computational Optimization and Applications. 2003;24:187-206.

REFERANSER

- [13] Feng Y, Ryan S M. Scenario Construction and Reduction Applied to Stochastic Power Generation Expansion Planning. *Computers and Operations Research*. 2013;40(1):9-23.
- [14] Kaut M, Wallace S W. Evaluation of Scenario-Generation Methods for Stochastic Programming. *Pacific Journal of Optimization*. 2007;3(2):257-271.
- [15] Doorman G L. Course material ELK-15 Hydro Power Scheduling. Trondheim: Department of Electrical Power Engineering, NTNU; 2015.
- [16] Wolfgang O, Haugstad A, Mo B, Gjelsvik A, Wangensteen I, Doorman G. Hydro reservoir handling i Norway before and after deregulation. *Energy*. 2009, 34(10);1642-1651.
- [17] SINTEF Energi. 010 Samkjøringsmodellen (Brukerveiledning Samkjøringsmodellen) [brukermanual].
- [18] SINTEF Energi. 010 Programpakken Vansimtap [brukermanual].
- [19] Hveding V. Digital simulation techniques in power system planning. *Economics of Planning*. 1968;8(2):118-139.
- [20] Stage S, Larsson Y. Incremental cost of water power. *AIEE Transactions, Part III (Power Apparatus and Systems)*. 1961;80:361-365.
- [21] Førstund F R. On The Influence of Inflow Uncertainty on Pricing of Electricity from Hydropower. Oslo: Department of Economics, University of Oslo.
- [22] Wolfgang O, Skjelbred H I. Automatisk kalibrering av Samkjøringsmodellen. Basert på samfunnsøkonomi eller magasindisponering [Rapport]; 2012.
- [23] Henden A. *New market model based on price decoupling* [presentasjon], Brukermøte produksjonsplanlegging. 2015.
- [24] SINTEF Energi. SOVN[internett]. Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/projectweb/sovn1/methods/>
- [25] Mo B. Models for Aggregation and Disaggregation (MAD).
- [26] Helseth A et al. Stochastic optimization model with individual water values and power flow constraints. [teknisk rapport]. Trondheim: SINTEF Energi; 2014.
- [27] Helseth A, Mo B, Gjerden K. On Designing a Stochastic Optimization Model for Detailed and Long-Term Hydro-Thermal Scheduling in the Nordic Power Market. 2014.

- [28] Helseth A, Mo B, Warland G. Long-term scheduling of hydro-thermal power systems using scenario fans. *Energy Systems*. 2010;(1):277-391.
- [29] Helseth A. Stochastic network constrained hydro-thermal scheduling using a linearized progressive hedging algorithm. *Energy Systems*. 2015.
- [30] Warland G. SINTEF Energi. SOVN user manual [brukermanual].
- [31] Aarstad J. Long-term hydrothermal Scheduling with aggregate and individual Reservoirs [masteroppgave]. Trondheim: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet; 2016.
- [32] Stoltz G. Konsumentoverskudd [internett]. Store norske leksikon. [25.11.2014; 10.05.2016]. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/konsumentoverskudd>.
- [33] Taşkin Z. C. Benders Decomposition. *Wiley Encyclopedia of Operations Research and Management Science*. 2010.
- [34] Henden A L. Storskala pumpekraft [masteroppgave]. Trondheim: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet; 2014.

REFERANSER

Tillegg A Teoretisk bakgrunn

A.1 Kraftmarkedsteori

Som omtalt i kapittel 3.4 består det samfunnsøkonomiske overskuddet av blant annet produsent- og konsumentoverskudd. Dette vedlegget inneholder en nærmere forklaring av disse to størrelsene. Konsumentoverskuddet er i Store Norske leksikon definert som

... nytteoverskuddet for konsumenten som oppstår når den summen en person er villig til å betale for en viss mengde av et gode er større enn den sum han faktisk betaler. [32]

Hvis q variabelen for produsert kraft, vil dette i kraftmarkedsammenheng kunne beskrives som

$$O^{\text{konsument}} = \int_0^Q (D(q) - p^*)dq \quad (\text{A.1})$$

der Q er mengden produsert kraft i GWh, $D(q)$ er etterspørselskurven og p^* er kraftprisen.

Tilsvarende er produsentoverskuddet lik nytteverdien for produsenten som oppstår når den summen en bedrift er villig til å selge for en viss mengde av et gode er større enn den sum bedriften faktisk får betalt. Dette er kan beskrives som

$$O^{\text{produsent}} = \int_0^Q (p^* - S(q))dq, \quad (\text{A.2})$$

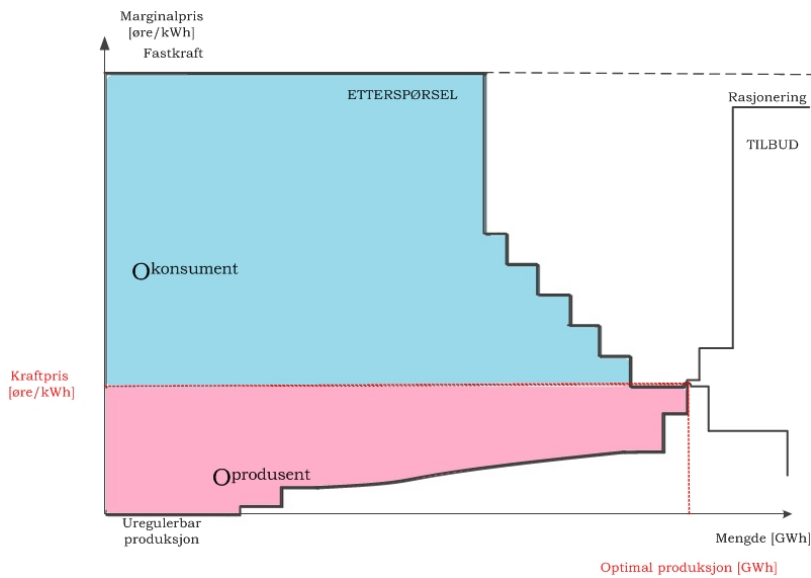
der Q er mengden produsert kraft i GWh, $S(q)$ er tilbudskurven og p^* er kraftprisen. Figurene A.1 - A.3 illustrerer fordelingen mellom konsument- og produsentoverskuddet i ulike situasjoner. Figur A.1 illustrerer en situasjon med relativt balanserte andeler konsument- og produsentoverskudd. Figur A.2 illustrerer en situasjon der etterspørselskurven er skiftet mot venstre. Som det går frem av figuren blir produsentoverskuddet redusert og konsumentoverskuddet økt. Et skifte i tilbudskurven mot høyre ville gitt samme utslag. Figur A.3 illustrerer en situasjon der etterspørselskurven er skiftet mot høyre. Dette gir en økning i produsentoverskudd og en reduksjon i konsumentoverskudd. Et skifte i tilbudskurven mot venstre ville gitt samme utslag.

A.1 Kraftmarkedsteori

Flaskehals oppstår når etterspørselen i et område overstiger summen av det som er mulig å produsere og importere, eller når tilbudet overstiger summen av det som er mulig å konsumere og eksportere. Dette inntreffer når overføringskapasiteten tilfaller TSOen og består av mengden kraft overført på linjen ganget med prisforskjellen mellom delområdene som utveksler kraften. Matematisk kan dette uttrykkes som

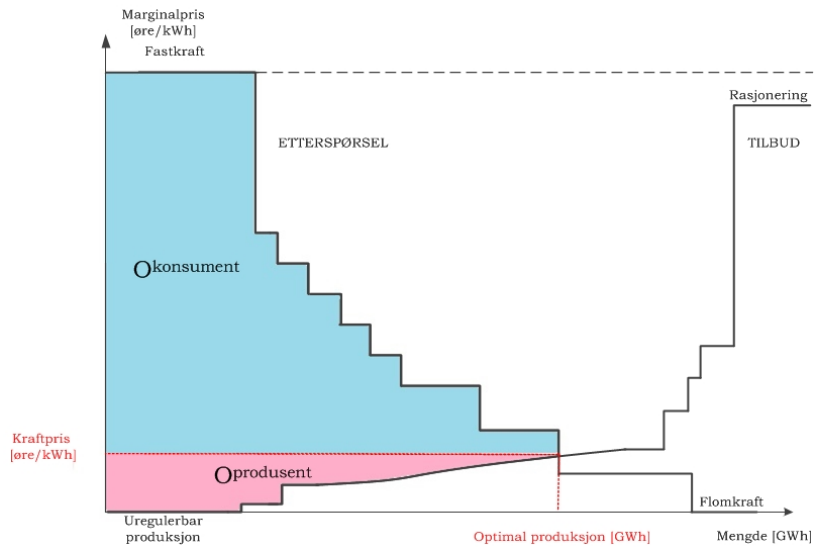
$$O^{\text{TSO}} = (p_A - p_B) * X, \quad (\text{A.3})$$

der p_A og p_B er kraftprisene i de to områdene og X er overført kraft gitt i MW. I pressede situasjoner vil ofte X tilsvare overføringslinjens maksimale kapasitet.

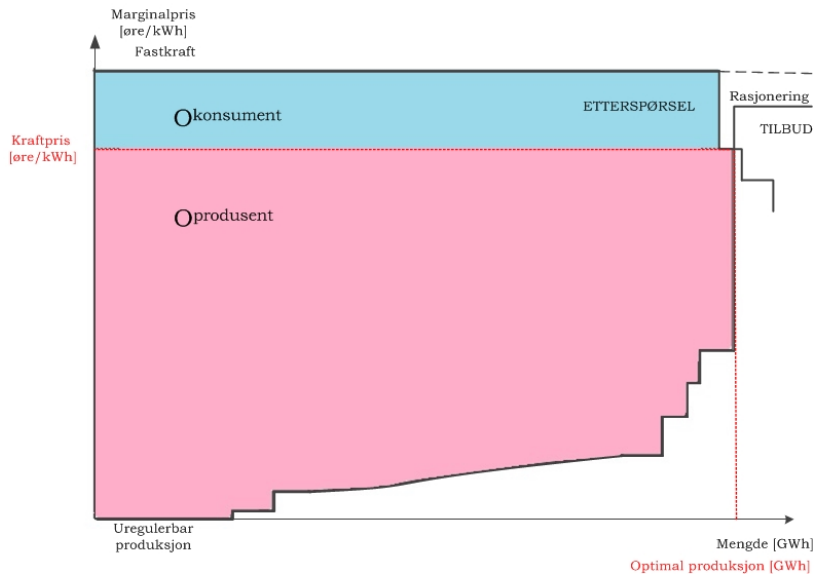


Figur A.1: Kraftmarked med relativt balansert produsent- og konsumentoverskudd.

A TEORETISK BAKGRUNN



Figur A.2: Kraftmarked med mye større konsumentoverskudd enn produsentoverskudd.



Figur A.3: Kraftmarked med mye mindre konsumentoverskudd enn produsentoverskudd.

A.2 Benders dekomposisjon

Dette vedlegget inneholder en beskrivelse av Benders dekomposisjon¹⁰. Beskrivelsen er skrevet med et preprint av et kapittel i *Wiley Encyclopedia of Operations Research and Management Science* [33] som grunnlag.

Benders dekomposisjon er en metode for å løse store optimeringsproblemer. Metoden går i korte trekk ut på å dele problemet opp i flere mindre problemer som løses iterativt. Problemet deles opp i et førstestegs masterproblem som løses for noen av variablene, mens de resterende variablene, som ofte er de kompliserende variablene, blir bestemt ved å løse et andrestegs subproblem gitt verdiene fra masterproblemet.

En formell beskrivelse av metoden følger under. Anta følgende problem:

$$\min c^T x + f^T y \quad (\text{A.4a})$$

$$\text{s.t. } Ax + By = b \quad (\text{A.4b})$$

$$x \geq 0, y \in Y \subseteq \mathbb{R}^q, \quad (\text{A.4c})$$

der x og y er vektorer av kontinuerlige variabler av dimensjon henholdsvis p og q . Y er et polyeder, A og B er matriser og b , c og f er vektorer. x -variablene er knyttet til førstestegsproblemet, og y -variablene er knyttet til andrestegsproblemet. y -variablene kjennetegnes som de variablene som kompliserer problemet. Metoden går derfor ut på å approksimere funksjonen $f^T y$. Problemet (A.1) deles opp i et masterproblem(A.2) som inneholder y -variabler og et subproblem(A.3) som inneholder x -variabler. Problemet (A.1) kan skrives med hensyn på y -variable:

$$\min f^T y + q(y) \quad (\text{A.5a})$$

$$\text{s.t. } y \in Y \quad , \quad (\text{A.5b})$$

der $q(y)$ er definert som den optimale verdien av målfunksjonen

$$\min c^T x \quad (\text{A.6a})$$

$$\text{s.t. } Ax = b - By \quad (\text{A.6b})$$

$$x \geq 0. \quad (\text{A.6c})$$

¹⁰Oppkalt etter den nederlandske matematikeren Jacques F. Benders

Problemet (A.3) er et lineært problem for alle gitte verdier av $y \in Y$. Dersom det antas at problemet er bundet for alle verdier av $y \in Y$, kan $q(y)$ finnes ved å løse dualen til problemet. Dualproblemet til (A.3) der dualverdiene¹¹ α er knyttet til restriksjon (A.3b) er gitt ved

$$\max \alpha^T(b - By) \tag{A.7a}$$

$$\text{s.t. } A^T \alpha \leq c \tag{A.7b}$$

$$\alpha \text{ fri.} \tag{A.7c}$$

Fra (A.4) går det frem at mulighetsrommet for dualformuleringen, som beskrives av (A.4b)-(A.4c), ikke avhenger av verdien av y . Hvis dette mulighetsrommet er tomt vil dette si at enten (i) det primale problemet (A.3) er ubundet for en $y \in Y$, eller at (ii) det primale mulighetsrommet (A.3b)-(A.3c) er tomt for alle $y \in Y$. Begge disse mulighetene medfører at problem (A.1) ikke har løsning. På den andre siden, hvis mulighetsrommet (A.4b)-(A.4c) ikke er tomt, kan dualproblemet reformuleres etter følgende prinsipp:

La alle ekstrempunkter i mulighetsrommet benevnes $(\alpha_p^1, \dots, \alpha_p^I)$ og alle ekstremstråler¹² benevnes $(\alpha_r^1, \dots, \alpha_r^J)$. I og J er henholdsvis antall ekstrempunkter og ekstremstråler i mulighetsrommet. Dualproblemet kan dermed løses for en gitt \hat{y} -vektor ved å undersøke om (i) $(\alpha_r^j)^T(b - B\hat{y}) > 0$ for en ekstremstråle eller (ii) det finnes et ekstrempunkt α_p^i som maksimerer verdien av målfuksjonen $(\alpha_p^i)^T(b - B\hat{y})$. (i) medfører at dualformuleringen er ubundet og primalformuleringen har ingen løsning, mens (ii) medfører at både primal- og dualformuleringen har endelige optimale løsninger. Dualproblemet (A.4) kan dermed reformuleres:

$$\min q \tag{A.8a}$$

$$\text{s.t. } (\alpha_r^j)^T(b - By) \leq 0 \quad \forall j = 1, \dots, J \tag{A.8b}$$

$$(\alpha_p^i)^T(b - By) \leq q \quad \forall i = 1, \dots, I \tag{A.8c}$$

$$q \text{ fri.} \tag{A.8d}$$

$q(y)$ i (A.2a) kan deretter erstattes med (A.5), og man oppnår en reformulering av det originale problemet uttrykket med q - og y -variabler:

¹¹Merk at i forbindelse med vannkraftplanlegging vil dualverdiene representere marginalkostnadene, dvs. vannverdiene.

¹²På engelsk kjent som extreme rays

A.2 Benders dekomposisjon

$$\min f^T y + q \tag{A.9a}$$

$$\text{s.t. } (\alpha_r^j)^T (b - By) \leq 0 \quad \forall j = 1, \dots, J \tag{A.9b}$$

$$(\alpha_p^i)^T (b - By) \leq q \quad \forall i = 1, \dots, I \tag{A.9c}$$

$$y \in Y, q \text{ fri.} \tag{A.9d}$$

Restriksjoner av typen (A.6b) blir kalt *feasibility cuts*. Disse kuttene sikrer løsbareheten til det primale subproblemet (A.3). Restriksjoner av typen (A.6c) kalles *optimality cuts*. Disse er knyttet til vilkårene for optimalitet av subproblemet. Det er ofte svært mange ekstrepunkter og -stråler av dualformuleringen (A.4). Derfor vil det ikke være praktisk å generere alle mulige restriksjoner av typene (A.6b) og (A.6c). Benders dekomponering starter derfor kun med noen få av disse restriksjonene, og løser dermed det man kaller et *relaksert masterproblem* som gir en foreløpig optimal løsning (y^*, q^*) . Deretter løses det duale subproblemet (A.4), og en løsning $q(y^*)$. Hvis dette subproblemet har en optimal løsning $q(y^*) = q^*$, vil algoritmen stoppe.

Hvis det duale subproblemet er ubundet vil et kutt av typen (A.6b) legges til masterproblemet. Hvis derimot subproblemet har en optimal løsning $q(y^*) > q^*$, vil en restriksjon av typen (A.6c) legges til masterproblemet. Deretter løses masterproblemet på nytt. På denne måten vil kutt genereres og legges til problemet for hver iterasjon. I og J er endelige. Derfor vil metoden konvergere mot en optimal løsning i løpet av et endelig antall iterasjoner.

Tillegg B Utregning av pumpeparametere

I tillegg til å finne ut hvilke to moduler som pumpen skal plasseres mellom, må følgende parametere bestemmes før pumpen kan legges inn i modellen:

- Største og minste løftehøyde [m]

Største og minste løftehøyde er gitt av den største og minste høydeforskjellen mellom magasinene. Største løftehøyde er gitt som differansen mellom maksnivå i det øverste magasinet og utløpet i det nederste magasinet, mens minste løftehøyde er differansen mellom bunnivå i det øverste magasinet og utløpet i nederste magasinet.

- Midlere pumpeeffekt [MW]

Effekten av en pumpe er gitt av ligningen ved

$$P = Q * \rho * g * H * \eta, \quad (\text{B.1})$$

der

| | |
|--------|---|
| P | Effekt [W] |
| Q | Vannføringen [m^3/s] |
| ρ | Tettheten til vann = 1000 [kg/m^3] |
| g | Gravitasjonskonstanten = 9,81 [m/s^2] |
| H | Høyde som vannet skal pumpes [m] |
| η | Virkningsgrad |

For vannføringen, Q , og høyden, H , brukes i første omgang de nominelle verdiene. Nominell høyde er oppgitt i modellen, mens nominell vannføring bestemmes ut i fra hvor fort magasinet ønskes fullstendig tømt. Ved ønske om tømning på f.eks. 24 timer (=84600 sekunder) vil vannføringen, Q , bli $\frac{\text{magasinvolym} [m^3]}{84600 [s]}$.

- Tilhørende pumpekapasitet for største og minste løftehøyde [m^3/s].

Den nominelle pumpekapasiteten regnet ut ovenfor gjelder for den nominelle løftehøyden. Korrekt pumpekapasitet for de spesifikke løftehøydene kan finnes ved interpolering, eller ved å holde effekten, P , konstant, og regne ut pumpeeffekten å bruke ligning B.1 med H lik minste og største løftehøyde.

Tillegg C Tilleggopplysninger om datasett

C.1 Utvalgte tilsigsår

| År | Tilsig [GWh] | | A-I | S39 | S18 | S12 | S8 | S6 | S5 | S4 |
|------|-----------------|--------|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|
| 1962 | 23 760 | Tørt | | | | | | | | |
| 1963 | 27 649 | Normal | | x | | | | | | |
| 1964 | 32 333 | Vått | | x | | | | | | |
| 1965 | 25 742 | Tørt | x | x | | | | | | |
| 1966 | 20 350 | Tørt | x | x | | | | | | |
| 1967 | 24 384 | Tørt | x | | | | | | | |
| 1968 | 24 254 | Tørt | x | | | | | | | |
| 1969 | 22 085 | Tørt | x | x | x | | | | | |
| 1970 | 20 876 | Tørt | x | x | x | x | x | x | x | |
| 1971 | 31 194 | Vått | x | x | x | | | | | |
| 1972 | 30 494 | Vått | x | | | | | | | |
| 1973 | 32 599 | Vått | x | x | x | | | | | |
| 1974 | 26 962 | Normal | | | | | | | | |
| 1975 | 32 566 | Vått | | x | | | | | | |
| 1976 | 27 016 | Normal | | x | | | | | | |
| 1977 | 24 324 | Tørt | | | | | | | | |
| 1978 | 23 727 | Tørt | | x | x | x | x | x | x | x |
| 1979 | 24 861 | Tørt | x | x | | | | | | |
| 1980 | 19 298 | Tørt | x | x | | | | | | |
| 1981 | 26 483 | Normal | x | x | | | | | | |
| 1982 | 28 946 | Normal | x | x | | | | | | |
| 1983 | 30 275 | Vått | x | x | x | x | x | x | | |
| 1984 | 29 357 | Vått | x | x | | | | | | |
| 1985 | 25 436 | Tørt | x | x | | | | | | |

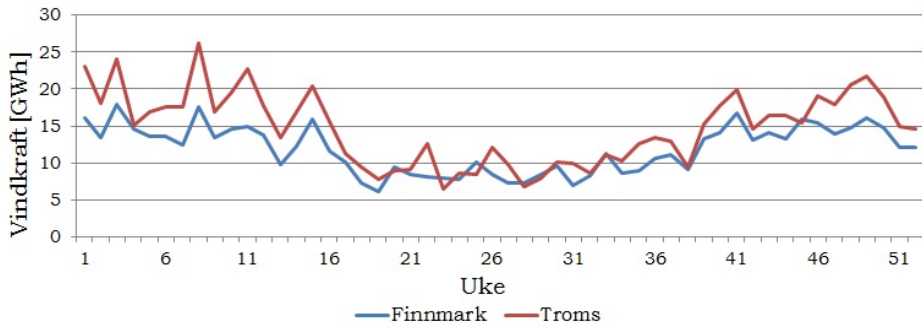
C TILLEGGOPPLYSNINGER OM DATASET

| År | Tilslig [GWh] | | A-I | S39 | S18 | S12 | S8 | S6 | S5 | S4 |
|------|------------------|--------|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|
| 1986 | 24 291 | Tørt | x | x | x | | | | | |
| 1987 | 22 782 | Tørt | x | x | | | | | | |
| 1988 | 25 512 | Tørt | x | | | | | | | |
| 1989 | 36 969 | Vått | x | x | x | x | | | | |
| 1990 | 30 517 | Vått | | | | | | | | |
| 1991 | 28 794 | Normal | x | x | | | | | | |
| 1992 | 31 421 | Vått | x | x | x | | | | | |
| 1993 | 30 407 | Vått | | x | | | | | | |
| 1994 | 22 928 | Tørt | x | x | | | | | | |
| 1995 | 34 551 | Vått | x | x | x | x | x | x | x | x |
| 1996 | 26 382 | Normal | x | x | x | x | x | | | |
| 1997 | 34 039 | Vått | x | | | | | | | |
| 1998 | 27 097 | Normal | x | | | | | | | |
| 1999 | 27 145 | Normal | x | x | | | | | | |
| 2000 | 32 432 | Vått | x | x | | | | | | |
| 2001 | 27 602 | Normal | x | x | x | x | x | x | x | x |
| 2002 | 28 702 | Normal | x | | | | | | | |
| 2003 | 28 268 | Normal | x | x | x | x | | | | |
| 2004 | 28 224 | Normal | x | x | x | | | | | |
| 2005 | 37 533 | Vått | x | x | x | x | x | | | |
| 2006 | 26 533 | Normal | x | x | | | | | | |
| 2007 | 32 080 | Vått | x | x | x | x | x | x | x | x |
| 2008 | 23 892 | Tørt | x | x | | | | | | |
| 2009 | 27 777 | Normal | x | | | | | | | |
| 2010 | 23 636 | Tørt | x | x | x | x | | | | |
| 2011 | 33 880 | Vått | x | x | | | | | | |
| 2012 | 26 216 | Tørt | | x | x | x | | | | |

C.2 Vindkraft

C.2 Vindkraft

Figur C.1 viser vindkraft over et år i Finnmark og Troms. Det gjøres oppmerksom på at figuren viser vindkraftproduksjon i det originale datasettet uten endringer. Tabell C.1 viser fordelingen av vindkraft på årstidene i de to delområdene.

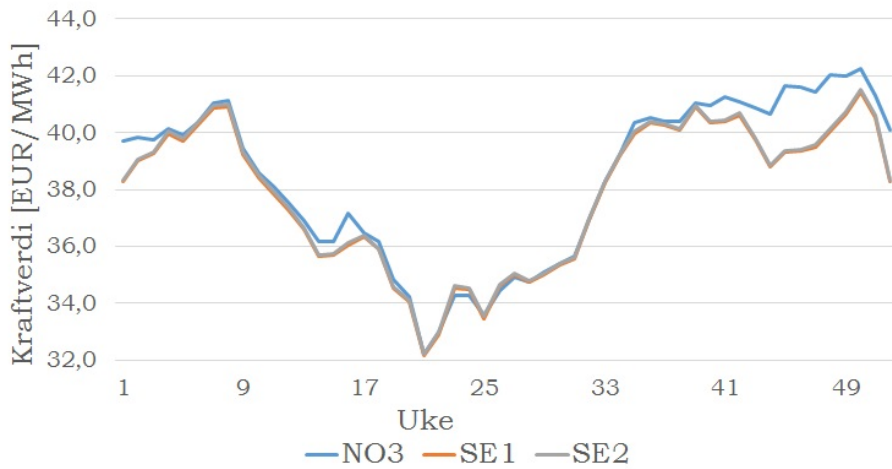


Figur C.1: Vindkraft over året.

| Sesong (uke) | Finnmark | | Troms | |
|----------------|----------|-------|----------|-------|
| | [GWh] | Andel | [GWh] | Andel |
| Vinter (49-8) | 174,3810 | 28,3% | 228,708 | 30,0% |
| Vår (9-21) | 147,8620 | 24,0% | 189,8357 | 24,9% |
| Sommer (22-35) | 119,3168 | 19,3% | 135,2342 | 17,7% |
| Høst (36-28) | 175,5116 | 28,4% | 209,3155 | 27,4% |
| Totalt | 617,0714 | 100% | 739,0934 | 100% |

C.3 Eksterne prisrekker

Delområdene SE1, SE2 og NO3 er modellert av eksterne prisrekker i datasettet. Middelerdiene av prisene for de 51 historiske årene i de tre områdene er illustrert i figur C.2.



Figur C.2: Middelerdiene av eksterne prisrekker.

C.4 Overføringskapasitet

C.4 Overføringskapasitet

Figur C.3 viser filen MASKENETT.DATA som gir overføringskapasiteter og detaljer knyttet til tap og eventuelle revisjoner på linjene.

```
'MASKENETT',5,25,35,25,49,34,  
1,'FINNMARK',2,'TROMS',  
0,0.01,0.01,  
0,400,500,  
0,  
2,'TROMS',3,'SVARTISEN',  
0,0.01,0.01,  
0,9000,9000,  
0,  
2,'TROMS',6,'SE1',  
0,0.01,0.01,  
0,600,600,  
0,  
3,'SVARTISEN',4,'HELGELAND',  
0,0.01,0.01,  
0,9000,9000,  
0,  
4,'HELGELAND',5,'N03',  
0,0.01,0.01,  
0,1300,1300,  
0,  
4,'HELGELAND',7,'SE2',  
0,0.01,0.01,  
0,350,350,  
0,  
-1,"AVSLUTT",-1,"SLUTT"
```

Figur C.3: Filen MASKENETT.DATA som viser detaljer knyttet til overføring mellom områder.

C.5 Fastkraft

Tabell C.1: Fastkraft i delområdene.

| Område | Navn | [GWh]/år |
|-----------|----------------------|----------|
| Finnmark | Alminnelig forsyning | 2 186 |
| | Tap EMPS | 76 |
| Totalt | | 2 262 |
| Troms | Alminnelig forsyning | 5 917 |
| | Tap EMPS | 211 |
| Totalt | | 6 128 |
| Svartisen | Alminnelig forsyning | 1 |
| | Tap EMPS | 1 |
| Totalt | | 2 |
| Helgeland | Alminnelig forsyning | 2 089 |
| | Tap EMPS | 196 |
| Totalt | | 2 285 |
| Sverige 1 | Forbrug Aaret | 1 |
| Totalt | | 1 |
| Sverige 2 | Forbrug Aaret | 1 |
| Totalt | | 1 |
| Norge 3 | Forbrug Aaret | 1 |
| Totalt | | 1 |

Tillegg D Innstillinger for kjøring

D.1 Nærmere beskrivelse av parametere for testing i SOVN

| Nr | NWEEK SCEN | KONV | MAX ITER | LSEKV | LAST WEEK SEQ | LAST WEEK ACC | NCUT |
|------|---------------|-----------|-------------|-------|---------------------|---------------------|------|
| A1 | 104 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| A2 | 78 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| A3 | 52 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| A4 | 26 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| A5 | 13 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| B1 | 104 | 10^{-4} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| B2 | 104 | 10^{-3} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| B3 | 104 | 10^{-2} | 100 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| C1 | 104 | 10^{-6} | 200 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| C2 | 104 | 10^{-6} | 60 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| D1.1 | 104 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| D1.2 | 104 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 6 | 0 |
| D1.3 | 104 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 11 | 0 |
| D1.4 | 104 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 21 | 0 |
| D2.1 | 52 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| D2.2 | 52 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 6 | 0 |
| D2.3 | 52 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 11 | 0 |
| D2.4 | 52 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 21 | 0 |
| D3.1 | 26 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| D3.2 | 26 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 6 | 0 |
| D3.3 | 26 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 11 | 0 |
| D3.4 | 26 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 21 | 0 |
| D3.5 | 26 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 31 | 0 |

D INNSTILLINGER FOR KJØRINGER

| Nr | NWEEK SCEN | KONV | MAX ITER | LSEKV | LAST WEEK SEQ | LAST WEEK ACC | NCUT |
|------|---------------|-----------|-------------|----------|---------------------|---------------------|-----------|
| D4.1 | 13 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| D4.2 | 13 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 6 | 0 |
| D4.3 | 13 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 11 | 0 |
| D4.4 | 13 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 21 | 0 |
| E1 | 104 | 10^{-6} | 100 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| F1.1 | 26 | 10^{-6} | 100 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| F1.2 | 26 | 10^{-6} | 100 | 1 | 1 | 2 | 0 |
| F1.3 | 26 | 10^{-6} | 100 | 1 | 2 | 6 | 0 |
| F1.4 | 26 | 10^{-6} | 100 | 1 | 4 | 6 | 0 |
| F1.5 | 26 | 10^{-6} | 100 | 1 | 6 | 6 | 0 |
| G1 | 52 | 10^{-4} | 60 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| G2 | 52 | 10^{-4} | 60 | 0 | 1 | 4 | 0 |
| G3 | 52 | 10^{-4} | 60 | 0 | 1 | 6 | 0 |
| G4 | 52 | 10^{-4} | 60 | 0 | 1 | 8 | 0 |
| G5 | 52 | 10^{-4} | 60 | 0 | 1 | 11 | 0 |
| H1 | 52 | 10^{-4} | 10 | 0 | 1 | 4 | 0 |
| H2 | 52 | 10^{-4} | 20 | 0 | 1 | 4 | 0 |
| H3 | 52 | 10^{-4} | 30 | 0 | 1 | 4 | 0 |
| H4 | 52 | 10^{-4} | 40 | 0 | 1 | 4 | 0 |
| I1 | 52 | 10^{-4} | 10 | 0 | 1 | 4 | 1 |
| I2 | 52 | 10^{-4} | 10 | 0 | 1 | 4 | 2 |
| I3 | 52 | 10^{-4} | 10 | 0 | 1 | 4 | 5 |
| I4 | 52 | 10^{-4} | 10 | 0 | 1 | 4 | 10 |

D.2 Kontrollfil SOVN

D.2 Kontrollfil SOVN

| | | | | |
|-----------------|---|--------------|---|--|
| MAXITER | , | 100 | , | Max number of Bender iterations |
| NWEEKSCEN | , | 104 | , | Number of weeks in the scenario - fan |
| NSCEN | , | 39 | , | Number of scenario in the fan |
| LSEKV | , | 0 | , | Sequential (1) or accumulated (0) time resolution |
| LASTWEEKSEQ | , | 1 | , | Last week with sequential time res. |
| LASTWEEKACC | , | 1 | , | Last week with acc. time res. appl. |
| FYEARSIM | , | 1 | , | First year to simulate |
| NYEARSIM | , | 39 | , | Number of years to simulate |
| RGRIDDATA | , | 0 | , | Use grid data. True (1) or False (0). |
| GRIDDATAFILE | , | GridFile.csv | , | File name grid data. |
| GRIDSCEN | , | 0 | , | Use grid data in scenario fan |
| FALLHOYDE | , | 1 | , | Use water drop in master problem |
| FALLHOYDESCEN | , | 1 | , | Use water drop in scenario-fan problem |
| SAVEWATERVALUES | , | 1 | , | Save water values inside of a week for all modules |
| SAVECUT | , | 0 | , | Save cut for each iteration, week, year |
| SAVEENDWVSCEN | , | 0 | , | Save water value in end of scenario-fan |
| SAVEDEBBUGINFO | , | 0 | , | Save information for debugging for each process |
| MAGMINGRENSE | , | 2.000 | , | Limit of inclusion of reservoir constraints |
| NSES | , | 1 | , | Number of seasons in auto regr. model |
| SESWEEK | , | 1, 52 | , | Initial week and weeks defining the seasons (end week) |
| MINDIFF | , | 0.100D-06 | , | Criteria for Benders iterations |
| NCUT | , | 0 | , | Number of initial cuts from previous solution |
| CSPILLSCEN | , | 0.000 | , | Small penalty for spillage in scenario fan |
| CSPILL | , | 0.020 | , | Small penalty for spillage |
| CBYPASSSCEN | , | 0.000 | , | Small penalty for bypass in scenario fan |
| CBYPASS | , | 0.010 | , | Small penalty for bypass |
| CPENUPPERRES | , | 100.000 | , | Penalty for Max reservoir |
| CPENRES | , | 300.000 | , | penalty for Min reservoir |
| CPENQMIN | , | 300.000 | , | Penalty for QMIN |
| CPENQFOMIN | , | 300.000 | , | Penalty for QFOMIN |
| V_REFCOST | , | 10.000 | , | Parameter used in end conditions for scenario fan |

Figur D.1: Kontrollfil for SOVN bruk ved simulering A1.

Tillegg E Kode

E.1 Forward fast selection

Koden er skaffet til veie av Camilla Thorrud Larsen, stipendiat ved Institutt for elkraftteknikk, NTNU. Den ble overlevert via epost 15. februar 2016.

```

1 function [RS, P] = ffs( X, K, p )
2 %% Fast forward selection algorithm for scenario reduction
3 % [RS, P] = ffs(X, K, p) returns a reduced scenario set RS
   with
4 % corresponding probabilities P.
5 %
6 % X is the initial scenario set approximating the true
   underlying
7 % distribution of the data.
8 % X is either a column vector (univariate data) or an Nxk
   matrix where N is
9 % the cardinality of the initial scenario set and k is the
   number of
10 % variables.
11 %
12 % K is the cardinality of the reduced scenario set.
13 %
14 % p is an optional vector containing the probabilities of
   each scenario in
15 % X. If omitted, default is that the 'observations' in X
   are equiprobable
16 %
17 % The reduced scenario set and corresponding probabilities
   are found by
18 % minimizing the Kantorovich distance..
19 %
20 %%
21 if size(X, 1) < size(X, 2)
22     X = X';
23 end
24
25 N = size( X, 1 );
26

```

E.1 Forward fast selection

```
27 if nargin < 3
28     p = repmat( 1 / N, 1, N );
29 end
30 prob = p;
31 % Initialize the index sets J and S
32 J = 1 : N;
33 S = [ ];
34
35 % Compute the initial cost matrix (symmetric with zeros on
    the diagonal)
36 costMatrix = pdist2( X, X );
37
38 % Compute probability distances between each scenario and
    all the other
39 % scenarios
40 prDist = p * costMatrix;
41
42 % Select first scenario to keep, the one with the smallest
    prDist
43 u = find( prDist == min( prDist ), 1 );
44 p( u ) = 0;
45
46 % Update the index set J and include u in S
47 J = setdiff( J, u );
48 S = [S u];
49
50 for k = 2 : K
51
52     for i = J
53         for j = J
54             costMatrix( i, j ) = min( costMatrix( i, j ),
                costMatrix( i, u ) );
55         end
56     end
57
58     prDist = p * costMatrix;
59     u = find( prDist == min( prDist ), 1 );    %should
        exclude columns with indices in S
60
61     p( u ) = 0;
62
```



```

63     J = setdiff( J, u );
64     S = [ S u ];
65
66 end
67
68 RS = X( S, : );
69
70 %% Step K+1: Calculate the optimal probabilities of the
71    preserved scenarios using the optimal redistribution
72    rule
73
74 P = repmat( 1 / N, K, 1 );
75
76 %X = sort(X);
77 %RS = sort(RS);
78
79 distance = pdist2(X, RS);
80
81 for k = 1:K
82     P(k) = prob(S(k));
83 end
84
85 for j = J
86     idx = find( distance( j, : ) == min( distance(j, : ) ),
87                1 );
88     P( idx ) = P( idx ) + prob( j );
89 end
90 end

```

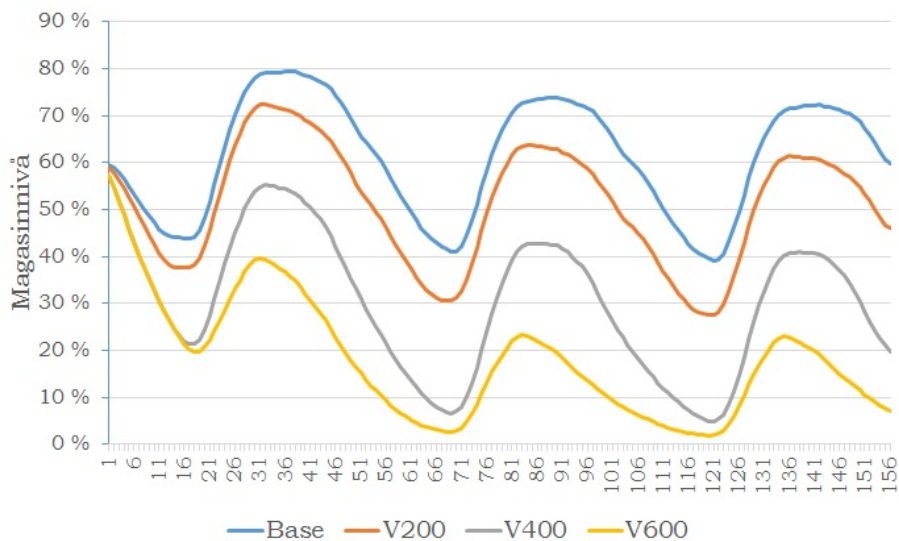
Tillegg F Kalibrering av Samkjøringsmodellen

F.1 Kjøretid kalibrering av Samkjøringsmodellen

Tabell F.1: Kalibreringstid gitt i [min:sek] i Samkjøringsmodellen for ulik grad av scenarioreduksjon.

| Scenarioer | 51 | 39 | 18 | 12 | 8 | 6 | 5 | 4 |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kalibreringstid | 34:22 | 27:10 | 17:41 | 11:34 | 10:37 | 09:58 | 09:21 | 08:17 |

F.2 Kalibrering av modellen case F og V



Figur F.1: Ukalibrerte magasinkurver for Troms fra Samkjøringsmodellen, case V. Disse svarer til kalibrerte kurver i figur 10.12.

F KALIBRERING AV SAMKJØRINGSMODELLEN

Tabell F.2: Prosentvis endring i kalibreringsfaktorer ved automatisk kalibrering, case F og V.

| | Tilbakekobling | Form | Elastitet |
|-----------|----------------|------|-----------|
| F200 | | | |
| Finmark | - | - | - |
| Troms | - | - | 10 |
| Svartisen | - | - | 10 |
| Helgeland | - | -5 | - |
| F400 | | | |
| Finmark | 33 | - | - |
| Troms | 56 | - | 10 |
| Svartisen | 38 | - | - |
| Helgeland | 27 | -18 | 4 |
| F600 | | | |
| Finmark | 30 | - | 20 |
| Troms | 76 | - | - |
| Svartisen | 76 | - | - |
| Helgeland | 54 | -5 | -10 |
| V200 | | | |
| Finmark | 28 | - | 5 |
| Troms | 70 | - | 10 |
| Svartisen | 52 | - | 20 |
| Helgeland | 50 | -5 | - |
| V400 | | | |
| Finmark | 99 | - | 5 |
| Troms | 941 | -20 | -64 |
| Svartisen | 247 | - | - |
| Helgeland | 175 | -5 | - |
| V600 | | | |
| Finmark | 163 | - | -10 |
| Troms | 425 | - | 10 |
| Svartisen | 439 | - | - |
| Helgeland | 281 | -5 | - |

Tillegg G Tillegg resultater

G.1 Testing av parametere i SOVN

Tabell G.1: Ytelse testing ved justering av LASTWEEKACC, første testrunde.

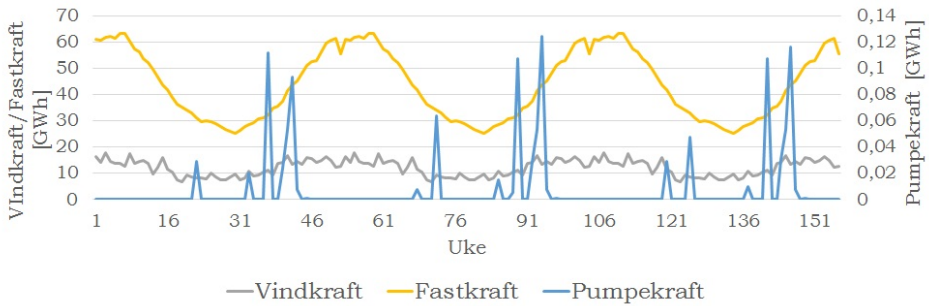
| | | | | | |
|---|-------|--------|-------|-------|-------|
| NWEEKSCEN = 104 uker | A1 | D1.1 | D1.2 | D1.3 | D1.4 |
| LASTWEEKACC | 1 | 2 | 6 | 11 | 21 |
| Maks antall iterasjoner nådd | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Snitt antall iterasjoner | 55,17 | 65,27 | 64,70 | 62,84 | 59,66 |
| Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) | 20,3% | 32,3 % | 31,3% | 28,9% | 25,7% |
| NWEEKSCEN = 52 uker | A3 | D2.1 | D2.2 | D2.3 | D2.4 |
| LASTWEEKACC | 1 | 2 | 6 | 11 | 21 |
| Maks antall iterasjoner nådd | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Snitt antall iterasjoner | 60,14 | 69,96 | 68,69 | 66,18 | 62,11 |
| Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) | 24,4% | 35,9 % | 35,1% | 31,6% | 27,2% |
| NWEEKSCEN = 26 uker | A4 | D3.1 | D3.2 | D3.3 | D3.4 |
| LASTWEEKACC | 1 | 2 | 6 | 11 | 21 |
| Maks antall iterasjoner nådd | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Snitt antall iterasjoner | 63,77 | 73,30 | 72,10 | 69,68 | 66,18 |
| Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) | 29,1% | 40,5 % | 37,6% | 36,5% | 31,4% |
| NWEEKSCEN = 13 uker | A5 | D4.1 | D4.2 | D4.3 | D4.4 |
| LASTWEEKACC | 1 | 2 | 6 | 11 | 13 |
| Maks antall iterasjoner nådd | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Snitt antall iterasjoner | 68,87 | 77,07 | 76,39 | 74,25 | 73,18 |
| Andel problemer som nådde maks iterasjoner (100) | 34,2% | 40,1 % | 40,8% | 38,6% | 37,7% |

Tabell G.2: Regnetid ved testing på antall uker med akkumulert tidsoppløsning.

| | | NWEEKSCEN | | | |
|-------------|----|-----------|----------|----------|---------|
| | | 104 | 52 | 26 | 13 |
| LASTWEEKACC | 1 | 19:13:44 | 4:27:03 | 1:37:30 | 0:46:34 |
| | 2 | 21:54:11 | 5:22:42 | 2:11:27 | 1:08:40 |
| | 6 | 33:40:25 | 8:35:08 | 4:20:32 | 2:39:33 |
| | 11 | 48:18:23 | 14:27:10 | 7:42:02 | 5:18:52 |
| | 21 | 84:24:07 | 17:37:04 | 22:42:55 | 6:46:57 |

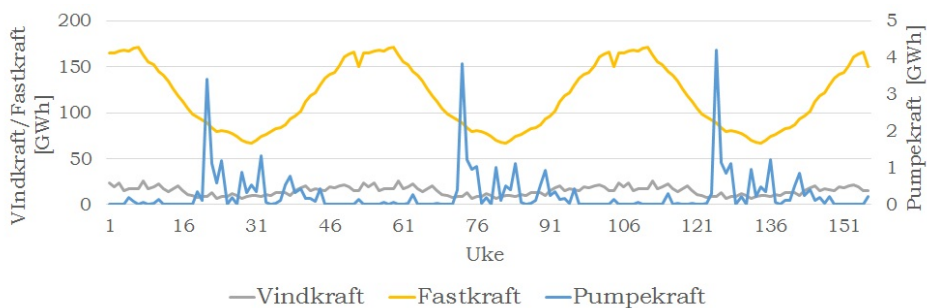
G.2 Kurver pumpekraft

Figurene G.1 - G.10 viser sammenhengen mellom vindkraftproduksjon, fastkraft og bruk av pumpekraft i case P.

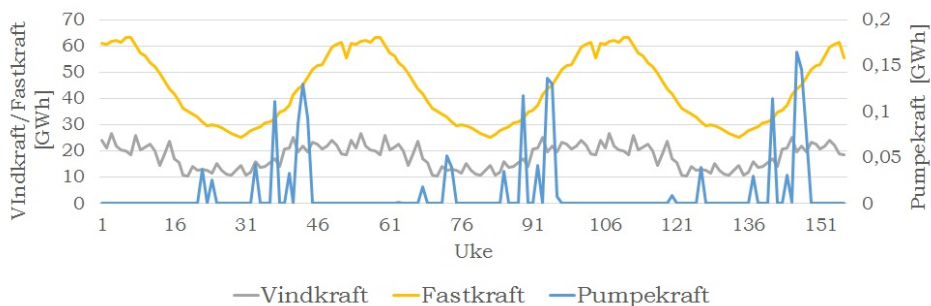


Figur G.1: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, PBase.

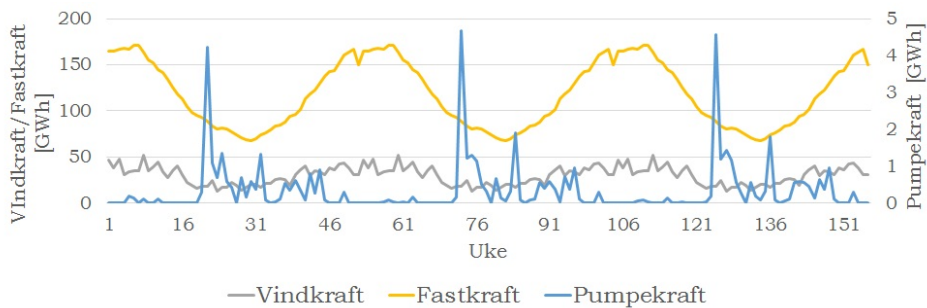
G.2 Kurver pumpekraft



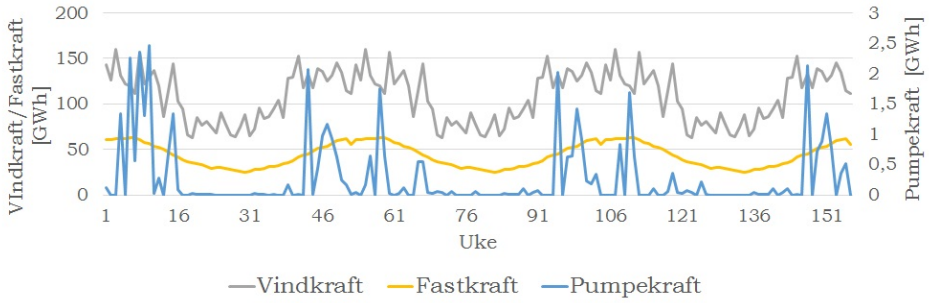
Figur G.2: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, PBase.



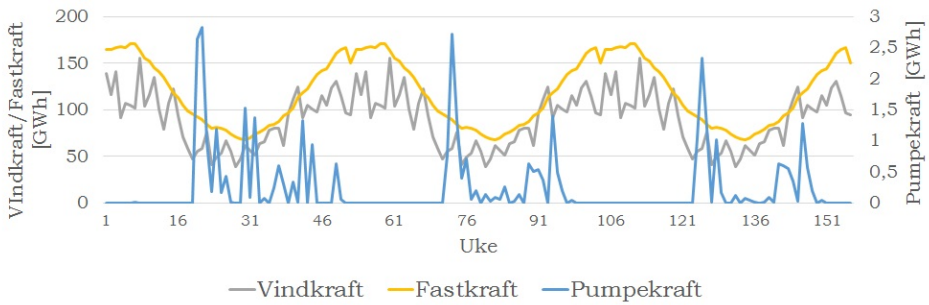
Figur G.3: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P1000.



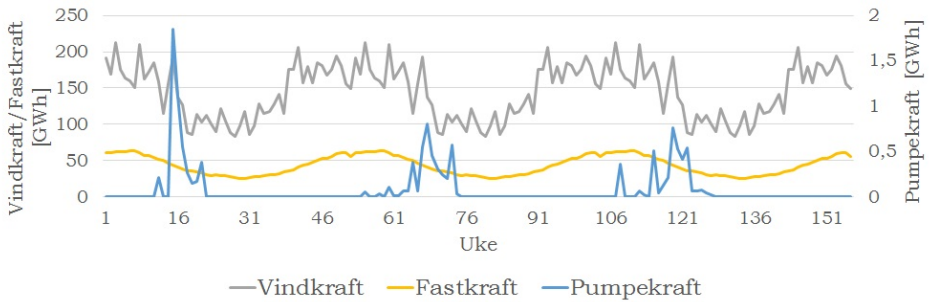
Figur G.4: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P1000.



Figur G.5: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P2500.

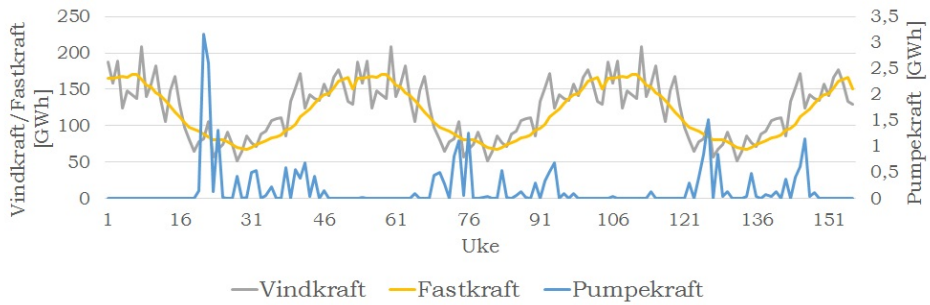


Figur G.6: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P2500.

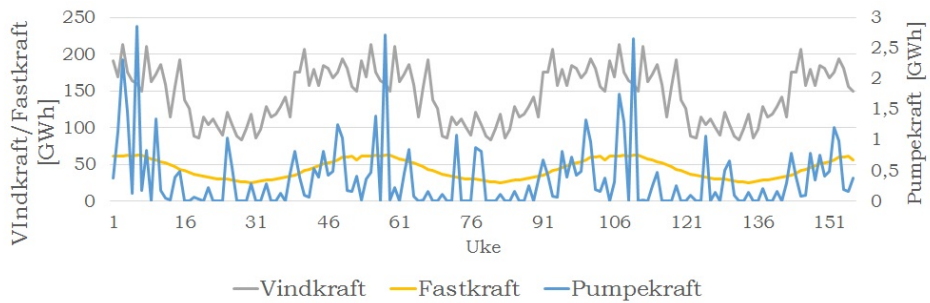


Figur G.7: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P5000.

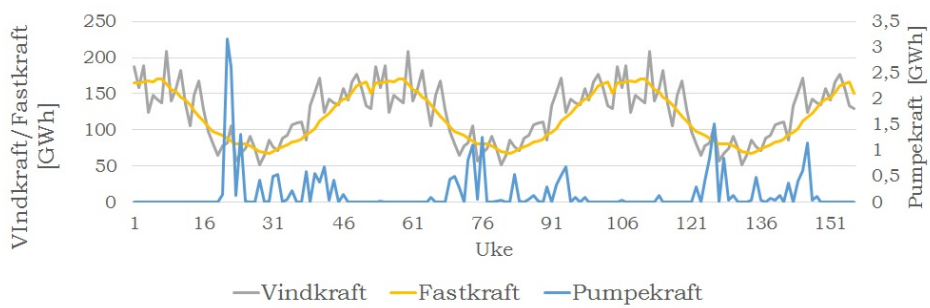
G.2 Kurver pumpekraft



Figur G.8: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P5000.



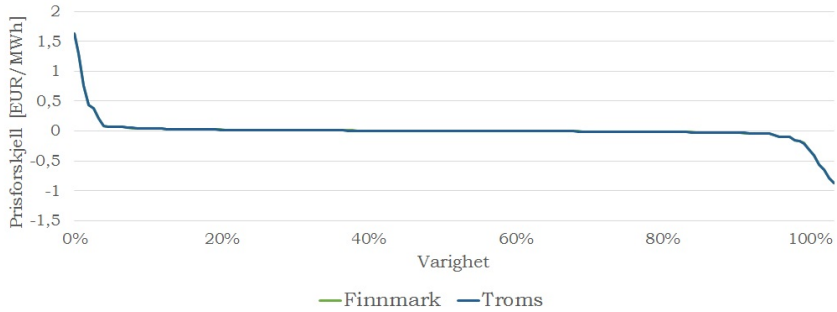
Figur G.9: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Finnmark, P5000*.



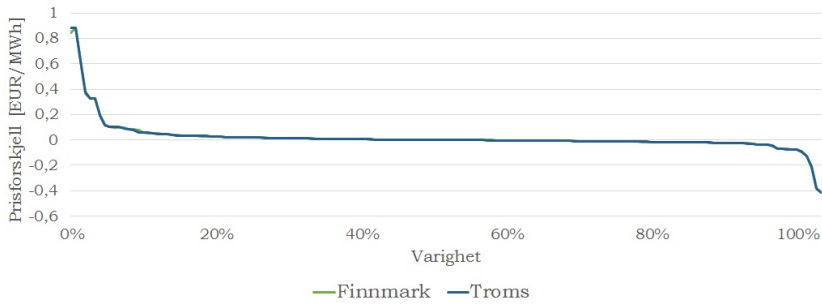
Figur G.10: Pumpekraft, vindkraft og fastkraft, Troms, P5000*

G TILLEGG RESULTATER

Figurene G.11-G.14 viser varighetskurver for differansen mellom kraftverdier for kjøring med og uten pumpemuligheter i Finnmark og Troms for ulik grad av vindkraft. Positive verdier angir at kraftverdien for kjøringen med pumper er større enn for den uten pumper. Prisene er gitt per prisavsnitt.

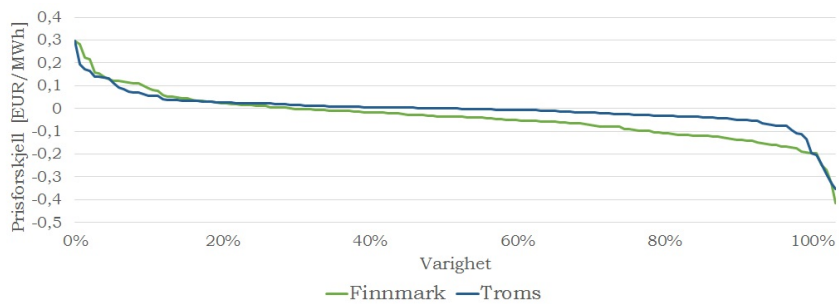


Figur G.11: Differanse mellom kraftverdier med og uten pumpemulighet, Base/PBase.

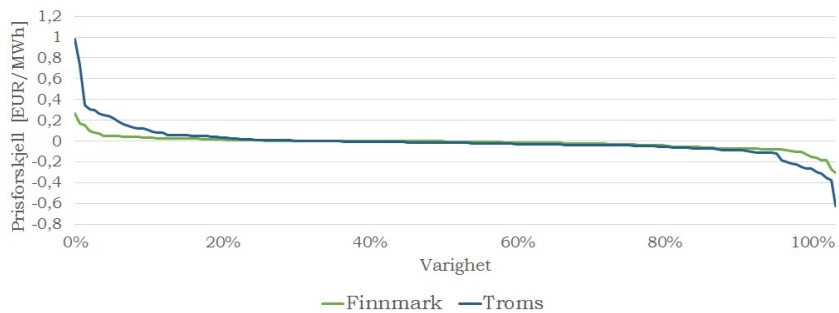


Figur G.12: Differanse mellom kraftverdier med og uten pumpemulighet, U/P1000.

G.2 Kurver pumpekraft



Figur G.13: Differanse mellom kraftverdier med og uten pumpemulighet, U/P2500.



Figur G.14: Differanse mellom kraftverdier med og uten pumpemulighet, U/P5000.