

Simulering av kraftsituasjonen i Midt-Norge med Samkjøringsmodellen

Kaia Solland

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juli 2007
Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Oppgavetekst

Midt-Norge forventes å få et importbehov for kraft på ca 9 TWh i normalår og betydelig mer i år med lite nedbør. Med eksisterende nett og produksjon vil det kunne oppstå svært problematiske situasjoner i visse perioder. Målet med oppgaven er å undersøke disse forholdene nærmere ved bruk av Samkjø-ringsmodellen, samtidig som nylig utviklede muligheter i denne modellen testes ut.

- A. Verifiser/oppdater Statnetts eksisterende modell mht kraftbalansen og pri-ser spesielt i Midt-Norge, stadium 2010. Dokumenter resultater (spesielt importbehov for energi og effekt og priser) i normalår og tørrår.
- B. Analyser prisene i Midt-Norge med og uten eget prisområde.
- C. Forbedre modelleringen ved å ta i bruk den nyutviklede muligheten i Samkjøringsmodellen for å modellere langsiktig. Arbeidet omfatter estimering av parametere og uttesting av metodikk, samt analysere virkningen på ef-fektbalansen under høylast.

Oppgaven gitt: 12. februar 2007

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Forord

Denne masteroppgaven er utført ved Institutt for Elkraftteknikk ved NTNU våren 2007.

Jeg vil gjerne takke min veileder prof. Gerard Doorman ved NTNU. I tillegg vil jeg takke Hans Ivar Skjelbred og Ingrid Honve ved SINTEF Energiforskning for veiledning og hjelp med Samkjøringsmodellen. Til slutt vil jeg takke Statnett, ved Arne Pettersen, for tilgang til datasett og hjelp med dette.

Trondheim, juli 2007

Kaia Solland

Abstract

Mid Norway has recent years had a large growth in power consumption. Further growth is expected. Most of the growth comes from energy-intensive industries. There has not been an equal growth in power production in the region. Because of this, Mid Norway is expected to have a yearly power shortage of 9 TWh in 2010. In years with less inflow than normal the shortage will become larger.

Analysis based on the use of the EMPS model shows that there will be a shortage of 9,6 TWh. Load shedding will be necessary for years with less inflow than normal. There will be full import most of the time.

There is mostly an energy shortage in Mid-Norway and not any lack of effect. The prices will be stable during the week. There will mostly be price variations between summer and winter.

Mid-Norway is currently divided into a separate price area at the Nordic power pool Nord Pool. Normally, Mid Norway is a part of the same price area as Northern Norway. Mid Norway is separated as a way of creating power balance. Dividing Mid Norway into a separate price area increases the price in Mid-Norway, but lowers the price in Northern Norway.

The power consumption for energy-intensive industries is modeled as price sensitive. If the price exceeds a certain limit, the power consumption is disconnected. Experience shows that there is normally a delay in disconnection. SINTEF is working on a model that takes this factor into account. Experiments has shown that adding delay to the power elasticity increase the prices and the load shedding volumes. If the delay is increased enough, the management of water reservoir is changed. This leads to larger water spill.

Sammendrag

Det har de siste årene vært en betydelig vekst i kraftforbruket i Midt-Norge. Det forventes videre vekst i årene som kommer. Siden det ikke har vært en tilsvarende vekst i kraftproduksjonen i regionen, forventes det at Midt-Norge vil ha et betydelig kraftunderskudd. Statnett har beregnet dette underskuddet i 2010 til 9 TWh for et normalår. I et tørrår vil dette underskuddet kunne bli betydelig større.

Beregninger gjort ved hjelp av Samkjøringsmodellen og Statnetts modell for 2010 bekrefter dette. Midt-Norge vil ha et kraftunderskudd på 9,6 TWh i et gjennomsnittår og vil i tørrår måtte rasjonere deler av forbruket for å skape balanse. Det vil være nødvendig med maksimal import mesteparten av tiden.

Det tyder ikke på at det vil være effektmangel i Midt-Norge. Prisene vil være stabile over døgnet. Det vil derimot være en klar pristopp senvinters.

Midt-Norge er for tiden inndelt i et eget prisområde hos kraftbørsen Nord Pool. Normalt inngår Midt-Norge i samme prisområde som Nord-Norge. Regionen er skilt som et virkemiddel for å oppnå kraftbalanse. Beregninger viser at Midt-Norge vil ha merkbart høyere priser som eget prisområde enn hva som er tilfelle når regionen inngår i samme prisområde som Nord-Norge. For Nord-Norge blir situasjonen motsatt, og Nord-Norge har mye å tjene på å være eget prisområde.

Forbruket til kraftkrevende industri modelleres normalt ved hjelp av utkoblbare kontrakter. Når kraftprisen kommer over utkoblingsprisen kobles forbruket ut. Erfaringer fra høyprisperioder tyder på at det er en treghet i tilpasningen til industrien. Forbruket vil reduseres gradvis om prisene holder seg høye lenge. SINTEF tester for tiden ut en ny måte å modellere fleksibiliteten på. Ved å modellere kun en viss prosentandel av forbruket som prisavhengig fra uke til uke, vil Samkjøringsmodellen kunne ta høyde for tregheten.

Simuleringer med ulik treghet i forbruket viser at redusert fleksibilitet medfører høyere priser og økt rasjonering. Om fleksibiliteten økes ytterligere vil det medføre at magasindisponeringen legges om. Modellen legger opp til en høyere magasinfylling, noe som medfører mer flom. Resultatene i Midt-Norge blir annerledes enn resten av Norge. Dette kan ses i sammenheng med at situasjonen i Midt-Norge er anstrengt fra før.

Den nye modelleringen er i utviklingsfasen og erfaringer viser at ytterligere uttesting er ønskelig for å oppnå stabile resultater.

Innhold

1	Innledning	1
2	Bakgrunn	3
2.1	Definisjon av Midt-Norge	3
2.2	Kraftsituasjonen	3
2.3	Prisområdeinndeling	5
3	Samkjøringsmodellen	7
3.1	Modelleringen av det fysiske systemet	7
3.1.1	Vannkraft	8
3.1.2	Varmekraft	10
3.1.3	Vindkraft	10
3.1.4	Kontrakter	10
3.1.5	Nettdata	12
3.2	Strategidelen	12
3.2.1	Aggregering av delområdene	12
3.2.2	Vannverdier	13
3.2.3	Matematisk utledning av vannverdiene	15
3.2.4	Kalibrering	17
3.2.5	Kalibreringsparameterene	18
3.3	Simuleringsdelen	19
3.4	Ny modellering av forbrukerfleksibilitet	21
3.4.1	Priselastisitet	21
3.4.2	Kraftkrevende industri og priselastisitet	21
3.4.3	Ny modellering av forbruksfleksibilitet	23
4	Datasett	29
4.1	Generell systemdata	29
4.2	Modellering av Norge	31
4.2.1	Produksjon	31
4.2.2	Forbruk	32
4.3	Midt-Norge	33
4.4	Endringer i forhold til datasettet fra Statnett	33
4.4.1	Dummy-område	34
4.4.2	Tap	34

4.4.3	Tempraturkorrigering av alminnelig forbruk	34
4.5	Rasjonering	35
5	Metode	37
5.1	Simuleringen	37
5.2	Del A: Basismodellen	37
5.2.1	Energibalansen	37
5.2.2	Importbehov	38
5.2.3	Effektbalansen	38
5.2.4	Kraftpriser	38
5.3	Del B: Eget prisområde	38
5.4	Del C: Ny modellering av elastisiteten	39
5.5	Kalibrering	40
6	Resultater	41
6.1	Del A: Basismodellen	41
6.1.1	Energibalanse	41
6.1.2	Import	41
6.1.3	Energibalansen i tørrår	42
6.1.4	Effektbalanse	43
6.1.5	Priser	44
6.2	Del B: Eget prisområde	49
6.3	Del C: Langsiktig forbrukselastisitet	50
6.3.1	Treghetsparameteren $\beta = 20\%$	50
6.3.2	Andre verdier av β	57
7	Diskusjon	65
7.1	Del A	65
7.2	Del B	66
7.3	Del C	67
7.4	Forslag til videre arbeid	69
8	Konklusjon	71
	Referanser	73
A	Relativ temperaturfølsomhet	75
B	Kalibreringsparametere	77
C	Endring i effektforbruk for β lik 40% og 60%	79
D	Ukespriser i Midt-Norge for tre tørrår ved ulike verdier av β	81

Figurer

2.1	Energibalansen i Midt-Norge (inkl. Tunnsjødal) [1]	4
3.1	Skjematisk figur av et delområde [2]	8
3.2	Standard vannkraftmodul [2]	8
3.3	Vassdragtopografi [2]	9
3.4	Enmagasinmodell av et produksjonssystem [3]	13
3.5	Driftsavhengige kostnader for planleggingsperioden [3]	16
3.6	Beregning av vannverdi k_0 [3]	17
3.7	Isopriskurver for valgte vannverdier [2]	18
3.8	Preferansekurve [2]	19
3.9	Ukentlig beslutningsprosess for simulering[2]	20
3.10	Asymptotisk tilpasning og momentant tilpasning sett i forhold til pris[4]	26
4.1	Delområdene i modellen[5]	30
4.2	Modell av prisavhengig alminnelig forbruk og tap	32
4.3	Delområdene med overføringslinjer	35
6.1	Gjennomsnittlig årlig energibalansen for Midt-Norge	42
6.2	Årlig import for de ulike tilsigsseriene	42
6.3	Energibalansen for Midt-Norge, tre tørrår	43
6.4	Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene	44
6.5	Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene for 1970	45
6.6	Gjennomsnittspris i Midt-Norge og Norge Øst for de ulike prisavsnittene	45
6.7	Gjennomsnittlig ukespriser for Midt-Norge og Norge Øst	46
6.8	Ukespriser som prosentiler for Midt-Norge	47
6.9	Ukespriser som prosentiler for Norge Øst	47
6.10	Ukespriser for tre tørrår	48
6.11	Gjennomsnittspriser for Midt-Norge med og uten eget prisområde	49
6.12	Import for de ulike tilsigsseriene med $\beta=20\%$	50
6.13	Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene med $\beta=20\%$	51
6.14	Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene for 1970 med $\beta = 20\%$	51
6.15	Gjennomsnittspris i Midt-Norge og Norge Øst for de ulike prisavsnittene	52
6.16	Gjennomsnittlig ukepris for Midt-Norge og Norge Øst med $\beta = 20\%$	52
6.17	Ukespriser som prosentiler for Midt-Norge med $\beta = 20\%$	53
6.18	Ukespriser som prosentiler for Norge Øst med $\beta = 20\%$	54
6.19	Ukespris i tre tørrår med $\beta = 20\%$	54

6.20	Endring i totalt effektforbruket med $\beta = 20\%$	56
6.21	Endring i gjennomsnittspris ved ulike verdi av β	57
6.22	Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β	58
6.23	Endringer i effektforbruk for $\beta = 10\%$ i forhold til basismodellen	58
6.24	Endring i magasinfylling for Midt-Norge i forhold til basismodellen	61
6.25	Gjennomsnittlig årlig flom i Norge ved ulike verdier av β	61
6.26	Endring i magasinfylling for Norge i forhold til basismodellen	62
6.27	Ukespriser i Norge Øst ved ulike verdier av β	63
B.1	Kalibreringsverdiene for basismodellen	77
C.1	Endringer i effektforbruk for $\beta = 40\%$ i forhold til basismodellen	79
C.2	Endringer i effektforbruk for $\beta = 60\%$ i forhold til basismodellen	80
D.1	Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β for 1951	81
D.2	Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β for 1970	82
D.3	Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β for 1978	82

Tabeller

4.1	Prisavsnittene [5]	30
4.2	Produksjon i Norge i TWh [5]	31
4.3	Relativ effektfaktor for de ulike prisavsnittene for alminnelig forbruk og tap	33
4.4	Forbruk i Norge i TWh [5]	33
4.5	Forbruk i Midt-Norge [5]	33
4.6	Utkoblbare kontrakter i Midt-Norge	34
6.1	Rasjonering i Midt-Norge	44
6.2	Rasjonering for $\beta = 20\%$	55
6.3	Rasjonering i Midt-Norge for ulike verdier av β	59
6.4	Rasjonering av alminnelig forbruk på ukesbasis for de ulike modellen	60
6.5	Gjennomsnittlig endring i magasinfylling i forhold til basismodellen for Norge	62

Kapittel 1

Innledning

De siste årene har det vært en stor vekst i kraftforbuket i Midt-Norge, og det forventes videre vekst i årene som kommer. Siden det ikke har vært en tilsvarende vekst i kraftproduksjonen i regionen, forventes det at Midt-Norge vil ha et betydelig kraftunderskudd i et normalår. Statnett har beregnet dette undrskuddet til 9 TWh i 2010. I et tørrår vil dette underskuddet kunne bli betydelig større.

Målet med denne oppgaven er å undersøke situasjonen i Midt-Norge ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Statnetts eksisterende modell Basis 2010 vil bli benyttet etter at det er gjort noen oppdateringer.

Del A

I første delen av oppgaven vil Statnetts modell, med oppdateringer, bli verifisert med hensyn til kraftbalanse og priser. Det vil bli fokusert på importbehov for energi og effekt. Det vil også bli sett nærmere på prisvariasjonene over uken og over året. Denne delen legger grunnlaget for videre sammenligninger senere i oppgaven.

Del B

For å håndtere underskuddsituasjonen har Statnett gjort Midt-Norge til et eget prisområde. Dette gjøres for å la markedet ta seg av håndteringen av kraftunderskuddet. Alternativet til eget prisområde er at Midt-Norge inngår i samme prisområde som Nord-Norge. I denne delen av oppgaven vil det bli undersøkt hva kraftprisene blir for Midt-Norge som eget prisområde, og som en del av prisområdet til Nord-Norge.

Del C

En nye måte å modellere langsiktig treghet i forbruksfleksibilitet er under uttesting hos SINTEF. Dagens Samkjøringsmodell opererer med momentan utkobling av forbruket ved en pris

over utkoblingsprisen. Empiriske data tyder på at det er en tregehet i tilpansningen til forbrukerne. Siden det er begrenset med data om temaet er det valgt å simulere med ulike verdier for fleksibiliteten. Videre blir det undersøkt hvilken innvikrning dette har på resultatene, og resultatene sammenlingnes med del A. Mer testing av parametere og metoder hadde vært ønskelig, men på grunn av begrensninger ved programvaren lot dette seg ikke gjøre.

Kapittel 2

Bakgrunn

Midt-Norge har hatt en kraftig vekst i elektrisitetsforbruket de siste årene. Forbruksøkningen skyldes i hovedsak vekst innen den kraftkrevende industrien i regionen. Situasjonen har utviklet seg slik at Midt-Norge nå har kraftunderskudd i et normalår. Det forventes ytterligere vekst i forbruket i årene som kommer. Statnett har beregnet at kraftunderskuddet i 2010 vil være ca 9 TWh.

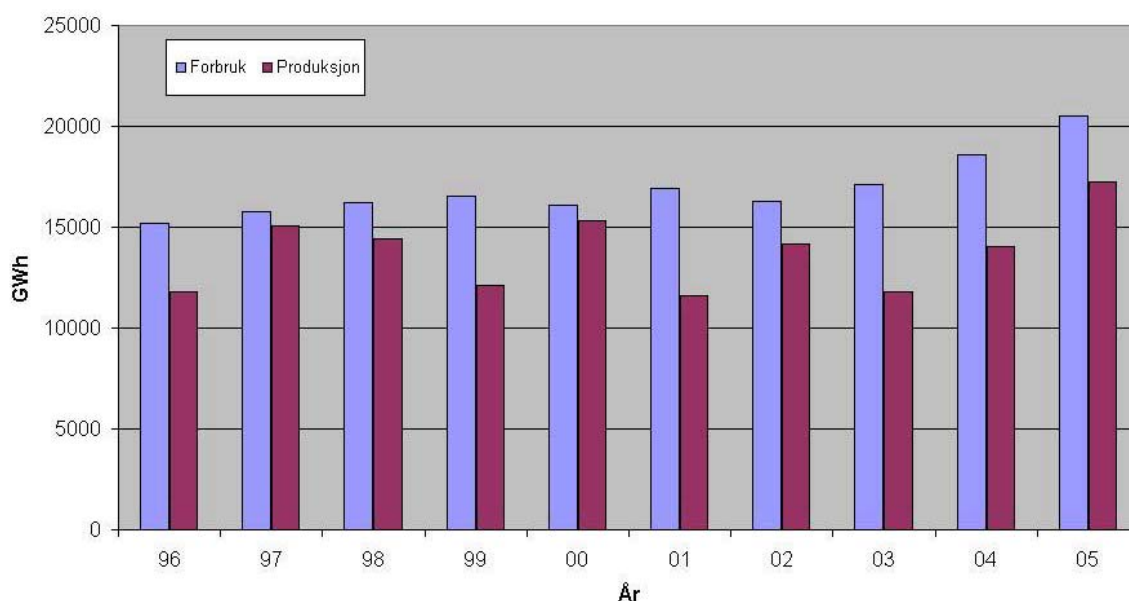
2.1 Definisjon av Midt-Norge

På grunn av fysiske egenskaper ved det høyspente overføringsnettet deles Norge av driftsmessige årsaker opp i flere delområder. Statnett har fra 2006 tatt i bruk en ny definisjon på Midt-Norge, der seks overføringslinjer avgrensner Midt-Norge fra de andre norske delområdene. Det er tre kraftlinjer til delområde Øst, linjene Aura-Vågåmp (300 kV), Osbu-Vågåmo (132 kV) og Savalen-Ulset (132 kV). Til området Vest er det en linje mellom Hauden og Leivdal på 132kV. Linjene Namsos-Tunnsjødal (300 kV) og Verdal-Tunnsjødal (300 kV) utgjør forbindelsen nordover. Mot Sverige er det en 300 kV linje mellom Nea og Järpestrømmen. Ved bruk av denne inndelingen består Midt-Norge i hovedsak av de to Trøndelagsfylkene og Møre og Romsdal. Unntaket er Tunnsjødal i Nord-Trøndelag som med denne definisjonen går inn under området Nord. [1]

2.2 Kraftsituasjonen

Figur 2.1 viser energibalansen til Midt-Norge for årene 1996-2005. Figuren viser energibalansen til de tre fylkene pluss Bindal, men eksklusiv Kolsvik. Ut i fra figuren kan det sees at forbruket har steget betydelig de siste årene. I 2005 var forbruket over 20 TWh, mens produksjonen var 17,2 TWh. Dette var et våtår, med mer nedbør enn normalt. Midlere årsproduksjonen for 2005 var 14,6 TWh. Om 2005 hadde vært et normalår hadde Midt-Norge hatt en kraftunderskudd på 5,4 TWh. [6] [7] [8] Produksjon og forbruk for området rundt Tunnsjødal i Nord-Trøndelag er inkludert i figuren, men går ikke inn under Statnetts nye definisjon av

Midt-Norge. Tunnsjødal har en betydelig produksjon, det vil si 1,7 TWh i et normalår. Dette medfører at kraftbalansen for Midt-Norge er verre enn hva som fremkommer av figuren. [1]



Figur 2.1: Energibalansen i Midt-Norge (inkl. Tunnsjødal) [1]

Største delen av forbruksøkningen i regionen skyldes vekst innen kraftkrevende industri (KKI) i Møre og Romsdal. Fra 2000 til 2005 ble det en fordobling av forbruket til industrien i fylket, fra 3 TWh til 6 TWh i året. Mesteparten av denne økningen skyldes utvidelse av Hydro sitt aluminiumsverk på Sunndalsøra. Den kraftkrevende industrien i Møre og Romsdal består av Statoil Tjeldbergodden, Hydro Aluminium på Sunndalsøra og Hustadmarmor AS i Fræna. Alle tre bedriftene har planer om ytterligere vekst i årene som kommer. I løpet av 2007 vil det nye behandlingsanlegget for gass fra Ormen Lange feltet bli satt i drift i Aukra. Dette vil gi en økning på 1,2 TWh i året, med muligheter for ytterligere økning fra 2015. [6]

I tillegg til vekst i kraftkrevende industri i Møre og Romsdal forventes det videre vekst innen alminnelig forbruk i de tre fylkene. Statnett har antatt en videreføring av trenden så langt, og forventer en årlig økning på 0,9%. Alminnelig forbruk i regionen var i 2006 på 10,1 TWh. Med en vekst på 0,9% vil alminnelig forbruk i 2010 være 10,5 TWh.[1]

Mesteparten av den forventede lastøkningen baserer seg på konkrete planer fra industrien, noe som minsker usikkerheten rundt tallmaterialet. Det er større usikkerhet knyttet til fremtidig vekst i kraftproduksjon. Det foreligger flere planer om utbygging av gasskraftverk i regionen, men det er fortsatt utvist om dette blir realisert og i tilfelle når. Det er også planer om utbygging av vindkraft, men også her er det fortsatt uvist når og hvor mye som blir utbygd.[1]

Økt import kan være med på å sikre kraftbalanse. NVE har gitt konsesjon til å oppgradere linjen mellom riksgrensen og Nea i Midt-Norge, fra 300 kV til 420 kV. [9] Analyser utført av Statnett viser at én omfattende nettinverstering i tillegg til oppgraderingen mot Sverige vil være tilstrekkelig for å kunne ivareta forsyningsikkerheten. Flere løsninger er aktuelle, men beregninger viser at en ny linje mellom Ørskog og Sogn vil være mest samfunnsøkonomisk lønnsom. Denne linjen vil kunne stå klar i 2012.[10]

Ved et økt kraftunderskudd i regionen må den totale importkapasiteten reduseres for å hindre spenningskollaps. Statnetts analyser viser at den samlede importkapasiteten til Midt-Norge i 2010 må reduseres til 1200 MW. Dette gjøres for å opprettholde en akseptabel driftssituasjon. Denne faktoren vil forværre kraftbalansen til Midt-Norge. [10]

2.3 Prisområdeinndeling

For å skape balanse i Midt-Norge på kort sikt finnes det flere aktuelle virkemidler. Et virkemiddel som allerede er tatt i bruk, er inndeling av Midt-Norge til eget prisområde (elspotområde) ved den nordiske kraftbørsen Nord Pool. Bruk av egne prisområder er en måte å håndtere store og langvarige flaskehalsen i nettet. Ved å innføre separate prisområder, vil markedet sørge for best mulig utnyttelse av tilgjengelig overføringskapasitet. Når et elspotområde har kraftunderskudd, vil dette føre til høyere priser på strøm i dette området enn i områdene rundt. Kraftflyten vil gå fra lavprisområdet til høyprisområdet og således sørge for at kraftflyten går fra overskuddsområdet til underskuddsområdet. Markedsmekanismen sørger for optimal utnyttelse av importkapasiteten. En annen fordel ved å innføre flere elspotområder er at markedsaktørene vil se den korrekte prisen på kraft i det aktuelle området. Høy pris i et område være et insentiv til investeringer i økt produksjonskapasitet og langsiktig reduksjon av forbruket.[11]

Normalt er Norge inndelt i to elspotområder. Område NO1 inkluderer Sør-Norge syd for Midt-Norge, mens NO2 inkluderer Midt-Norge og Nord-Norge. Statnett har to ganger tidligere skilt ut Nord-vestlandet og vestre deler av Sør-Trøndelag som midlertidig prisområde, det var vinteren 2002/2003 og 2003/2004.[1] I november 2006 skilte Statnett hele Midt-Norge ut som eget elspotområde. I en melding i april i år, på Nord Pool Spot sin hjemmeside, opplyser Statnett at de vil opprettholde områdeinndelingen frem til de planlagte nye kraftlinjene er klare. Når dette skjer vil Statnett på nytt ta stilling til om hvordan inndelingen av Midt-Norge skal være. [12]

Kapittel 3

Samkjøringsmodellen

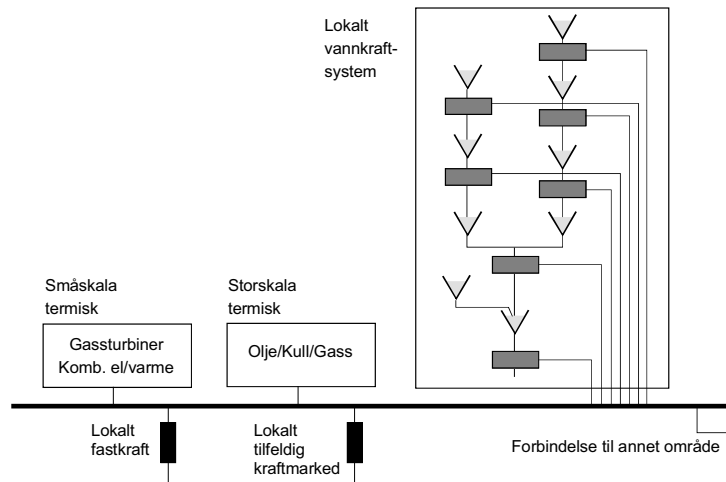
Produksjonsplanlegging for kraftsystemer med en betydelig andel vannkraft er en kompleks oppgave. En av utfordringene er det fysiske produksjonssystemet, som ofte kjennetegnes av at det er stort og består av mange ulike faktorer. I tillegg vil det være store variasjoner på tilgang- og etterspørselssiden. Særlig tilgangssiden vil variere mye som følge av variasjoner i nedbør. Det vil være tilsigsvariasjoner både innefor et år og mellom ulike år. [2]

For å kunne analysere kraftsystemer med mye vannkraft, trengs det analyseverktøy som kan håndtere kompleksiteten. Samkjøringsmodellen ble utviklet på begynnelsen av 70-tallet av EFI. Modellen er en markedssimulator som optimaliserer utnyttelsen av hydro-termiske kraftsystemer ved bruk av vannverdimetoden.[13]

Samkjøringsmodellen har flere bruksområder. Vanlige bruksområder er lokal og nasjonal driftsplanlegging, utbyggingsplanlegging, nettberegninger og markedsundersøkelser. [13] Modellen består av to deler, en strategidel og en simuleringsdel. Strategidelen legger opp strategien for disponering av vannet i magasinene. Disponeringen baseres på vannverdiregninger. I den andre delen, simuleringsdelen, simuleres det med utgangspunkt i strategien fastlagt i delen en.[2] Disse to delene diskuteres mer i del 3.2 og i del 3.3. Først vil det innledningsvis komme en beskrivelse av hvordan det fysiske systemet er modellert.

3.1 Modelleringen av det fysiske systemet

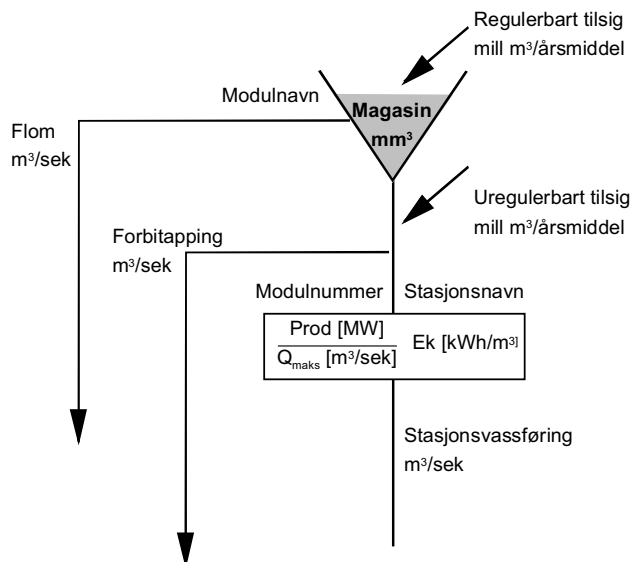
Kraftsystemet modelleres ved bruk av delområder. Delområde-inndelingen er gjort med utgangspunkt i karakteristiske egenskaper ved vannkraftsystemet eller begrensninger i overføringskapasitet. Hvert delområde kan inneholde egen kraftproduksjon modellert som varme eller vannkraft, i tillegg til faste og utkoplbare kontrakter. Et delområde vil ha elektriske forbindelser til andre delområder i form av overføringslinjer. [13] Figur 3.1 viser en skjematisk fremstilling av et delområde. Et delområde kan, men behøver ikke, inneholde alle faktorene.



Figur 3.1: Skjematisk figur av et delområde [2]

3.1.1 Vannkraft

Vannkraftsystemet for et delområde modelleres ved bruk av standardmoduler. Figur 3.2 viser en skjematisk oversikt over en standard vannkraftmodul. Modulen kan bestå av et magasin og en stasjon, i tillegg til informasjon om pumpedata, tilsig og restriksjoner.[13]



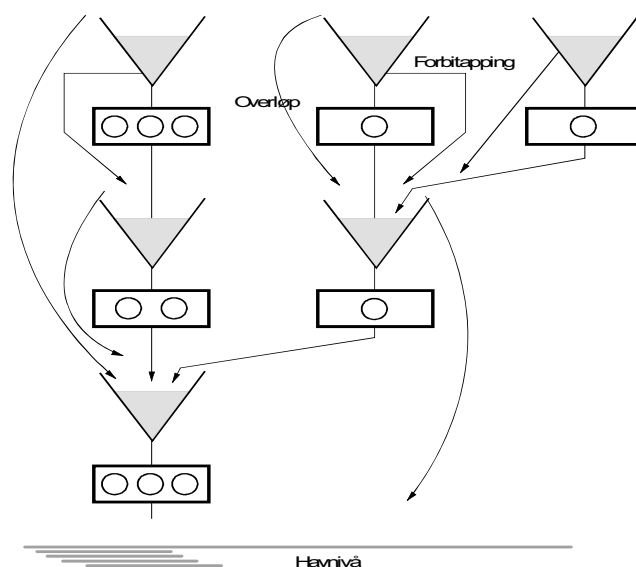
Figur 3.2: Standard vannkraftmodul [2]

Magasinet er beskrevet med hensyn på volum. I tillegg kan det legges inn informasjon om forholdet mellom fylling og kotehøyde, kalt magasinkurven. Magasinkurven legges inn som en stykkevis lineær kurve.[13]

Stasjonene er beskrevet med hensyn på tappekapasitet og energiekvivalent. Luker modelleres ved å sette energiekvivalenten til null. Sammenhengen mellom produksjon og vannføring er normalt angitt som en stykkevis lineær kurve ved en referansefallhøyde. Produksjonen, ved en gitt vannføring, korrigeres linært for endring i forhold til referansefallhøyden. [2]

Tilsgit modelleres som regulerbart og uregulerbart. Regulerbart tilsgit er tilsgit som kan lagres i vannmagasinene, mens uregulerbart tilsgit kommer direkte til stasjonen og kan ikke lagres. Tilsgitet angis som årsmiddel basert på en gitt historisk periode. Tilsgitet modelleres ved hjelp av en tidsserie som angir tilsgitet for hver uke for hvert år.[2]

Det ligger normalt flere vannkraftverk langs samme vassdrag, noe som må tas med i modellen. Det må oppgis hvor stasjonvannføring, forbitapping og flom går og de behøver ikke gå til samme modul, se figur 3.3. Alternativt kan vannet gå til havet. Stasjonsvannføring og forbitapping kan ha maksimalkapasitet, men ikke flomvannføring.[2]



Figur 3.3: Vassdragtopografi [2]

Pumpemuligheter kan også legges inn i modellen. En pumpe kan enten være en ren pumpestasjon som kun fungerer som en pumpe og pumper vann opp til et magasin. Vannet pumpes opp for å bedre kunne utnyttes til kraftproduksjon. Et annet alternativ er et pumpekraftverk, som er en vannkraftstasjon som kan reversere turbinene sine og pumpe vann opp til et overliggende magasin. Pumping av vann vil skje i perioder med mye tilsgit og lav last.[13]

Det kan legges inn flere typer restriksjoner for vannkraftmodulen. Noen av restriksjonene er ikke absolutte, men kan brytes. De etterfølges da av en form for økonomisk straff. Det kan legges inn restriksjoner på:

- Maksimal magasinifylling
- Minimal magasinifylling
- Maksimal stasjonsvannføring

- Minimal stasjonsvannføring
- Minimal forbitapping

[2]

3.1.2 Varmekraft

Termisk kraft kan modelleres på flere måter. Den mest vanlige er å modellere varmekraftverk som prisavhengig tilgang. Kraftverket modelleres ut fra forventet produksjonskapasitet og med tilhørende variable kostnader. De variable kostnadene vil først og fremst bestå av brenselkostnader. Kapasiteten oppgis i MW. I tillegg kan det oppgis en forventet tilgjengelighet i prosent. 100 % tilsvarer at enheten er forventet å være fullt tilgjengelig hele tiden. De marginale produksjonskostandene oppgis i øre eller Eurocent per kWh. [13]

Denne modellformen vil ikke passe for alle kraftverk, særlig ikke for gasskraftverk. Det er ofte spesielle betingelser for leveranse av gass. I noen tilfeller vil det være kontraktfestet at det skal leveres en spesifisert mengde gass uke for uke. Kraftverket kan i dette tilfellet modelleres som en fast tilgang med forutbestemt volum og uttaksprofil. Gasskraftverk kan ha lagringsplass for gass i form av for eksempel et bergrom. I dette tilfellet vil det kunne være tjenelig å beskrive kraftverket som en vannkraftmodul. Lageret modelleres som et vannkraftmagasin og gassleveransen som regulerbart tilsig. Om det er integralkrav til produksjonen, kan det brukes en brukstidskontrakt, type kjøp, for å beskrive gasskraftverket. Se del 3.1.4 for beskrivelse av brukstidskontrakt. [13]

3.1.3 Vindkraft

Vindkraftproduksjon i samkjøringsmodellen kan modelleres på flere måter. En måte er å modellere vindkraft som en vannkraftmodul. Tilsigsseriene blir generert ut fra vindserier og lagt inn som uregulert tilsig. En annen måte å gjøre dette på er å legge inn vindkraft som en salgskontrakt med kostnad lik null.

3.1.4 Kontrakter

I Samkjøringsmodellen finnes det i hovedsak to typer kontrakter, fast kontrakter og utkoplbare, prisavhengige kontrakter.

Faste kontraktforpliktelse og rettigheter kan igjen deles i to undergrupper:

Faste kontrakter med forutbestemt volum og uttaksprofil Denne typen kontrakter har et definert uttak uke for uke, som regel er dette basert på tidligere forbruk. Alminnelig forsyning blir ofte modellert slik, med varierende uttak uke for uke. Disse kontraktene kan temperaturkorrigeres, gjøres prisavhengige, gjenkjøpes og rasjoneres.

Brukstidskontrakter Disse kontraktene er definert ut i fra maksimaleffekt og kvantum for hver kontraktperiode. Kjøperen kan selv velge når han vil ta ut kontrakten.

Utkoblbare kontrakter vil bli koblet ut når prisen kommer over utkoblingspris. Eksempler på slike kontrakter er for utkoblbar industrilast og kjelkraft. Kontrakten kan variere utkoblingsprisen fra uke til uke.[13]

Temperaturkorrigering

Som nevnt tidligere i avsnittet kan de faste kontraktene med forutbestemt volum og uttaksprofil temperaturkorrigeres. Dette er spesielt aktuelt for Norge siden elektrisk oppvarming er sterkt utbredt. I år med lite nedbør er det ofte også lavere temperaturer, noe som vil være med på å forværre situasjonen. Kontrakten blir knyttet opp til en eller flere temperaturserier. Om det er flere temperaturserier, vektet disse. Det kan være maksimalt fem serier. Videre legges det inn ukentlige verdier for relativ temperaturfølsomhet.[14]

Formelen for temperaturfølsomhet er som følger:

$$F(i,k) = (T_{mid}(k) - T(i,k)) \cdot (Fo(i,k) \cdot T_c(k))/100 + Fo(i,k) \quad (3.1)$$

- $F(i,k)$ = Temperaturkorrigert last for uke k i år i
- $Fo(i,k)$ = Last referert middeltemperaturen i uke k i år i
- $T(i,k)$ = Temperatur i gjeldene uke [14]
- $T_{mid}(k)$ = Middeltemperatur i gjeldene uke
- $T_c(k)$ = Relativ temperaturfølsomhet

Prisavsnitt

Forbruket vil variere over døgnet og over uken. Dette modelleres ved hjelp av prisavsnitt i Samkjøringsmodellen. For hvert prisavsnitt oppgis det navn og hvor mange timer det er per uke. Summen av antall timer for alle prisavsnittene må være 168. Eksempler på prisavsnitt kan være høylast, lavlast, helg eller natt. Kontraktene knyttes opp mot prisavsnittene ved at det for hver av kontraktene kan oppgis en relativ effektfaktor som viser kontraktens fordeling over uken.[14]

Rasjonerings

Rasjonerings bindes opp til en fast kontraktforpliktelse. Det legges inn verdier for laveste rasjoneringspris, pris ved 10% rasjonerings og pris ved 25 % rasjonerings. Ut i fra disse verdiene genererer programmet en åtte trinns rasjoneringskurve. Ved laveste pristrinn vil 3% bli rasjonert, ved det høyeste trinnet vil de resterende 75% bli rasjonert. Rasjonerings kan ikke knyttes til prisavhengige kontrakter, dette inkluderer også prisavhengig fastkraft. [14]

3.1.5 Nettdata

Data om overføringskapasiteten mellom de ulike delområdene legges inn som nettdata. Det oppgis en aggregert overføringskapasitet mellom to delområder. Det må oppgis hvilke to delområder linjen går mellom og energitap i prosent. I tillegg må det oppgis maksimal overføringskapasitet og overføringsavgift for begge retninger. Det kan oppgis ulike verdier for de forskjellige prisavsnittene. [13]

3.2 Strategidelen

I strategidelen til Samkjøringsmodellen beregnes den forventete marginalverdien av lagret vann, den såkalte vannverdien. Vannverdien vil være grunnlaget for disponeringen i simuleringdelen. Vannverdieberegningene gjøres med utgangspunkt i magasininfylling og tidspunkt, og er basert på stokastisk dynamisk programmering.

3.2.1 Aggregering av delområdene

En slik regneoppgave blir raskt uhåndterbar. For å få akseptable regnetider forenkles modellen under utregningen. Vannkraftsystemet innenfor hvert delområde aggregeres slik at det blir et ekvivalent magasin og en ekvivalent stasjon for hvert område. I tillegg forenkles beregningene ytterligere ved at hvert delområde er dekket under selve utregningen, slik at vannverdiene beregnes for hvert enkelt delområde separat.[2]

Figur 3.4 viser en aggregert modell av et vannkraftsystem slik det er under vannverdieberegningene. Magasinene i detaljmodellen summeres til et ekvivalentmagasin. Energiinnholdet til ekvivalentmagasinet blir funnet ved å multiplisere de enkelte magasinenes voluminnhold med tilhørende energi-ekvivalent i forhold til havet. Ekvivalentstasjonen finnes ved å summere maksimumsproduksjonen til hver av stasjonene i delområdet. [2]

Det ekvivalente magasinet vil være gunstigere med tanke på reguleringskapasitet enn magasinene vil være enkeltvis. Problemene med flom og tomme magasiner ville blitt veldig redusert om tilsiget ble simulert på samme måte. Det er derfor en spesiell måte å modellere tilsiget på.[2]

Uregulerbart tilsig

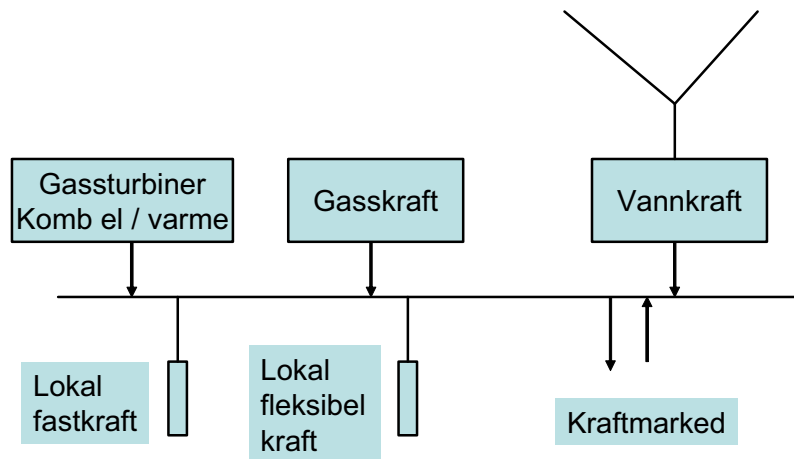
Produksjon på grunn av uregulerbart tilsig til stasjonene

- + Produksjon på grunn av krav om minimum vannføring og/eller forbitapping
- + Produksjon for å unngå flom
- Pumping for å unngå flom

Regulerbart tilsig

Sum produksjon og uttak av brukstidskontrakter kjøp

- Uregulerbart tilsig
- Energi brukt til pumping
- + Økning i magasininnhold



Figur 3.4: Enmagasinmodell av et produksjonssystem [3]

3.2.2 Vannverdier

Vann er i utgangspunktet gratis, men det betyr ikke at det er uten verdi. Et vannkraftverk vil ha økonomiske utgifter i forbindelse med bygging av et vannmagasin, men når det er ferdigbygd er det små kostnader forbundet med lagring av tilsig. Verdien av vann er knyttet til at regn er en begrenset ressurs, avhengig av forhold vi ikke kan kontrollere. Det er viktig å verdisette vannet riktig slik at det benyttes på en samfunnsøkonomisk optimal måte. Verdien på vann i magasinet vil i stor grad avhenge av fremtidige forhold. Om det forventes lite nedbør de neste månedene, vil dagens verdi være lagt høyere enn om det forventes å regne mye fremover. Begrepet vannverdi beskriver forventningsverdien av den marginale kilowattimen som ligger lagret i magasinet.[2]

Det er flere faktorer som må tas med i vannverdiberegningen. Disse er:

- Situasjon i eget system
- Forventning om belastning
- Forventning om kraftmarked
- Forventning om tilsig

[14]

Situasjon i eget system

Situasjonen i eget system vil være avhengig av magasinutfylling og produksjonsevne. Dagens magasinutfylling anses å være kjent. Det vil være litt større usikkerhet knyttet til produksjonsevnen. Det vil være variasjoner i produksjonsevnen på grunn av at den kan være tilsigsavhengig,

avhengig av tappefordeling, ha restriksjoner og planlagte og uplanlagte revisjoner. I praksis er det vanskelig å ta hensyn til usikkerheten i produksjonsevnen. Erfaring viser at har den liten innvirkning på beregningen av vannverdiene. Det velges derfor å knytte produksjonsevnen til en tidsfunksjon uten usikkerhet. [14]

Forventninger om belastning

Her benyttes belastning om faste leveringsforspliktelser (fastkraft). Forventningen kan beregnes ut fra en prognose for årlig energibehov og ved å lage en fordelingsnøkkel som beskriver fordelingen innenfor året. Fordelingen innenfor året antas å være uavhengig av fastkraftens absoluttverdi. Fastkraften kan også temperaturkorrigeres om det finnes tilgjengelige temperaturserier. Mesteparten av usikkerheten her knytter seg til prognosen for årlig energibehov. [14]

Forventninger om kraftmarked

Kraftmarkeder anses som den vanskeligste delen å modellere med hensyn på vannverdiene. Det er stor usikkerhet knyttet til kraftmarkedet, i tillegg er denne usikkerheten vanskelig å modellere. De momentene som det er mest usikkerhet knyttet til er:

- Omverdens magasinsituasjon
- Omverdens tilsigsforhold
- Import- og eksportmuligheter
- Flaskehals i systemet
- Omverdens strategiske handlingsmønster

[14]

Forventninger om tilsig

Fremtidig tilgang til vann vil være en avgjørende faktor for beregningen av vannverdien. Fremtidig tilsig er en stokastisk variabel. Gjennom mangeårige målinger av nedbør på et stort antall steder over hele landet kan det beregnes tilsigsserier for de fleste nedslagsfelt. For å finne produksjonssystemets normalproduksjon ønsker man å finne en tilsigsrepresentasjon som statistisk sett har de samme egenskapene som de observerte seriene. På grunn av store variasjoner fra år til år vil det være mye usikkerhet knyttet til middelveien. Usikkerheten er vanskelig å unngå, og det aksepteres at forventningsverdien til vannverdiberegningene er tilnærmet lik middelveien til de seriene som ligger til grunn.[14]

En utfordring med modelleringen av avviket er at tilsiget er autokorrelert. Det betyr at tilsiget i uke vil være avhengig av tilsiget uken før. Når tilsiget modelleres som en stokastisk uavhengig

størrelse vil denne faktoren forsvinne. For å igjen få med denne effekten er det innført spesielle algoritmer for dette. Det benyttes fysisk observerte ukestilsig i vannverdiregningene. [14]

3.2.3 Matematisk utledning av vannverdiene

Den økonomisk optimale driften av et vannkraftsystem vil gå ut på å minimere driftskostnadene. Driftskostnadene vil være avhengig av fremtidig utvikling. Den totale driftsavhengige kostnaden på nå-tidspunktet vil være lik alle variable driftskostnader ut planleggingsperioden pluss kostnaden av magasinendringen. Den totale driftsavhengige kostnaden i dag kan også sies å være lik de driftsavhengige kostnadene i uken som kommer pluss den totale driftsavhengige kostnaden i enden av uken. Formel 3.2 viser den matematiske utledningen av problemet.[14]

$$J(x, k) = S(x, N) + \sum_{i=k}^N L(x, u, i) = L(x, u, k) + J(x, k + 1) \quad (3.2)$$

x	Angir magasinbeholdning
k	Angir tidspunkt i perioden
N	Siste tidspunkt i perioden
u	Energiuttak fra egne magasin for å produsere en bestemt mengde kraft
$J(x, k)$	Totale driftsavhengige kostnader
$S(x, N)$	Kostnad av magasinendringer, med andre ord verdien av startmagasinet minus verdien av restmagasinet
$L(x, u, i)$	Kostnader ved å gå fra periode i til periode $i+1$. Inkluderer kostnader ved egen vannkraft- og varmekraftproduksjon, kjøp av kraft, kostnader ved rasjonering av fastkraft og inntekter ved salg av tilfeldig kraft.

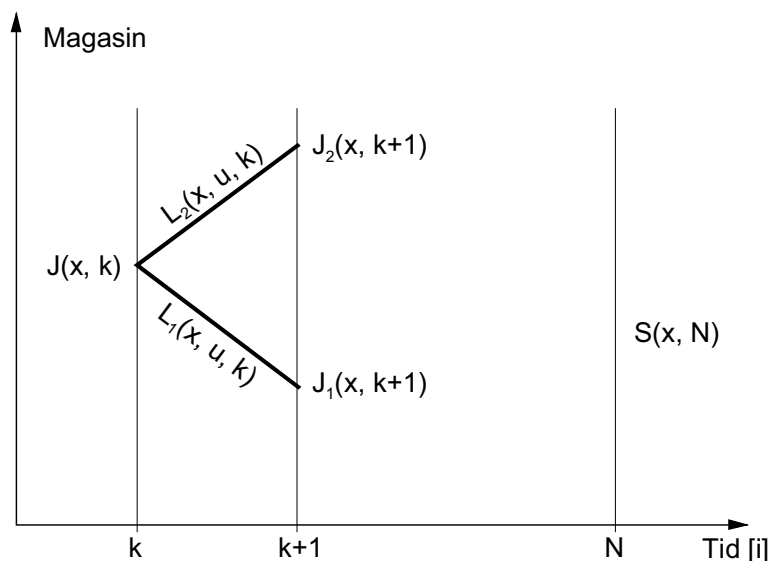
Hvilken verdi som velges for energiuttaket fra magasinet, u , vil innvirke på kostnadene. Ulike verdier av u vil gi ulik kostnadsutvikling. utfordringen ligger i å finne den verdien av u som gir minimale kostnader. Figur 3.5 viser en skjematisk beskrivelse av de driftsavhengige kostnadene for en periode.[14]

Optimal drift kan beregnes ved å derivere de totale driftsavhengige kostnadene med hensyn på u og finne minimumsverdien.

$$\begin{aligned} \min_u J &= \min_u \{L(x, u, k) + J(x, k + 1)\} \\ &\Rightarrow \frac{dJ}{du} = 0 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Ved å utføre derivasjonen får man følgende ligning:

$$\frac{dJ}{du} = \frac{\partial L}{\partial u_k} + \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \cdot \frac{\partial x_{k+1}}{\partial u_k} = \frac{\partial L}{\partial u_k} + \frac{\partial J}{\partial c_{k+1}} \cdot (-1) = 0 \quad (3.4)$$



Figur 3.5: Driftsavhengige kostnader for planleggingsperioden [3]

Det er her brukt at endring i magasinbeholdning med hensyn på energiuttak er lik -1, det vil si:

$$\frac{\partial x_{k+1}}{\partial u_k} = -1 \quad (3.5)$$

Optimal drift er da gitt ved:

$$\frac{\partial L}{\partial u_k} = \frac{\partial J}{\partial x_{k+1}} \quad (3.6)$$

for perioden k .

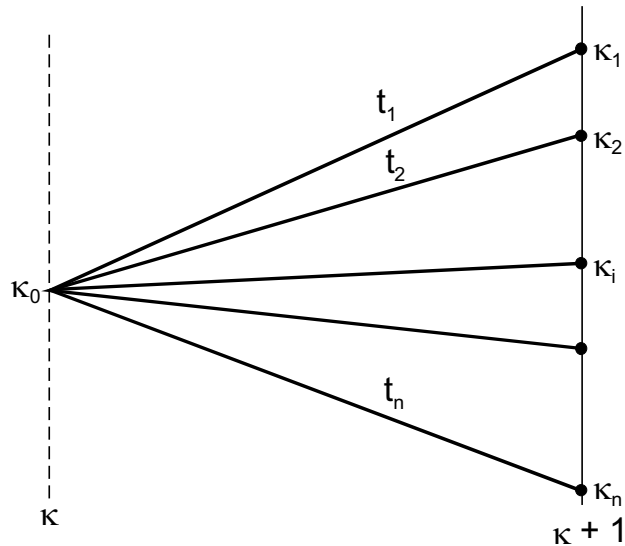
$\frac{\partial L}{\partial u_k}$ er marginal driftsavhengig kostnad med hensyn på kjøp, salg, rasjonering osv. $\frac{\partial J}{\partial x_{k+1}}$ er den deriverte av fremtidig driftsavhengig kostnader med hensyn på magasinbeholdningen i tidspunkt $k + 1$. Dette tilsvarer per definisjon vannverdien i tidspunktet $k + 1$. [3]

Når en kjenner vannverdien i slutten av uken er det mulig å finne vannverdien i inneværende uke. Vannverdien i uke k tilsvarer vannverdien en ender opp med i uke $k + 1$ ved optimal drift i henhold til ligning 3.6. Vannverdien finnes ved bakover dynamisk programmering. Man starter på slutten av perioden og regner seg bakover. Om man velger å starte tilstrekkelig langt frem i tid, vil det ikke ha innvirkning hva man har som startverdi. I perioder med flom vil vannverdien være lik null. [3]

Det er her antatt at tilsiget i inneværende uke er kjent. Dette er ikke tilfellet i virkeligheten. Tilsiget vil være en stokastisk variabel. For å kunne modellere dette, antas det at det finnes n diskrete tilsigsverdier. Hver tilsigsverdi har en viss sannsynlighet knyttet til seg og summen av disse vil være 1. [3]

$$\sum_{i=k}^n p_i = 1,0 \quad (3.7)$$

Avhengig av hvilket tilsig man får i kommende uke, vil man få ulike verdier for optimal drift. Figur 3.6 viser hvordan det vil være. Det er her antatt at vannverdien, k_i , på slutten av uken er kjent for ulike magasinfyllinger.[3]



Figur 3.6: Beregning av vannverdi k_0 [3]

Vannverdien blir da:

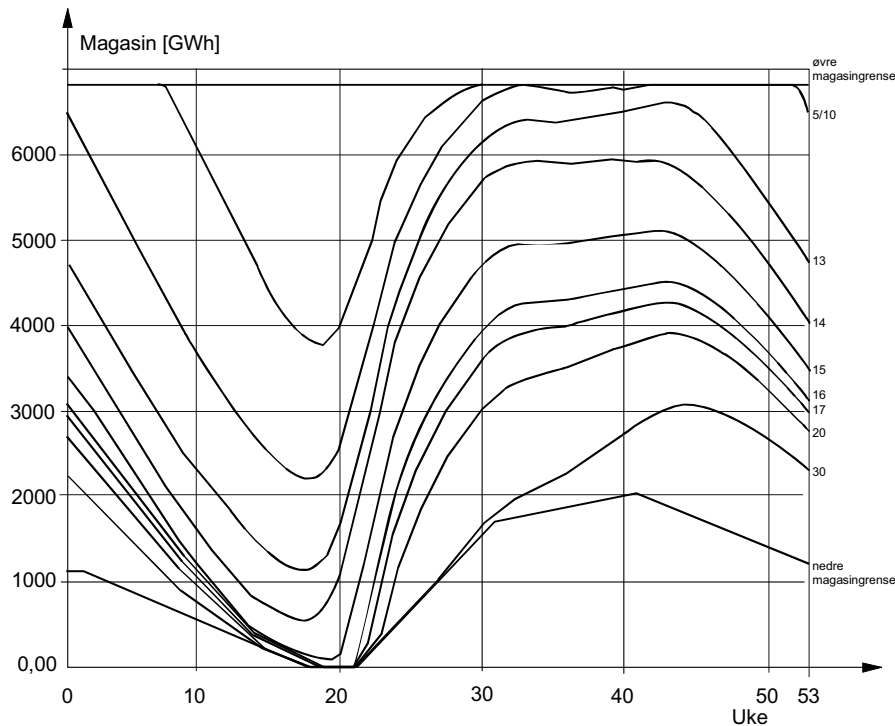
$$k_0 = \sum_{i=k}^n p_i \cdot k_i \quad (3.8)$$

Siden tilsigene er seriekorrelererte, tillegges de ulike vektning etter gitte regler.

Som resultat fra strategidelen i samkjøringsmodellen ender man opp med vannverdier for ulike magasinfyllinger. Figur 3.7 viser isokurver for ulike vannverdier i forhold til magasinfylling.

3.2.4 Kalibrering

Samkjøringsmodellen garanterer ikke optimal løsning, og må derfor kalibreres. Vannverdien i et delområde beregnes uavhengig av vannverdiene i de andre delområdene. Verdien av vann i et magasin vil i realiteten påvirkes av situasjonen i områdene rundt. For å få med denne faktoren i beregningen må det tilføres informasjon om mulighetene for utveksling. Dette gjøres ved å manuelt kalibrere modellen. Det er i hovedsak magasinbehandling eller driftsavhengig kostnad som vurderes ved kalibrering. Forsøk med systematisk søking etter lavest driftsavhengig



Figur 3.7: Isopriskurver for valgte vannverdier [2]

kostnad (optimal løsning) viser at denne løsningen også gir bra magasindisponering. Magasindisponering benyttes som regel som kriterium da det ofte er lettere å forholde seg til. [2] Først en beskrivelse av samkjøringssystemer før de ulike kalibreringsparametrene presenteres.

Samkjøringssystem

De forskjellige delområdene grupperes i *samkjøringssystemer*. Et *samkjøringssystem* kan bestå av et eller flere delområder. Disse grupperingene er et modellmessig hjelpemiddel i forbindelse med vannverdiregningene og har innvirkning på modelleringen av forbruket. Delområdene grupperes på bakgrunn av linjekapasitetene mellom områdene. Innad et samkjøringssystem vil man i vannverdisammenheng se på kapasitetsbegrensningene mellom delområdene som neglisjerbare. For Norden blir ofte de forskjellige landene delt i hvert sitt samkjøringssystem.[2]

3.2.5 Kalibreringsparameterene

Det er tre ulike kalibreringsparametre, som beregnes for hvert delområde. Det er kun områder med vannkraftproduksjon som trenger å kalibreres. De tre parametrene er:

Tilbakekoplingsfaktoren Faktoren justerer størrelsen av lasten. På denne måten justere denne faktoren nivået på isopriskurvene. Et av prinsippene for fastsettelse av verdien til denne faktoren er basert på reguleringsgraden til delområdet. Jo høyere reguleringsgrad, jo

høyere del av av områdets fastkraft skal dekkes av vannkraftproduksjon i det samkjøringssystemet hvor delområdet ligger. Dette gir høyere verdi på faktoren.

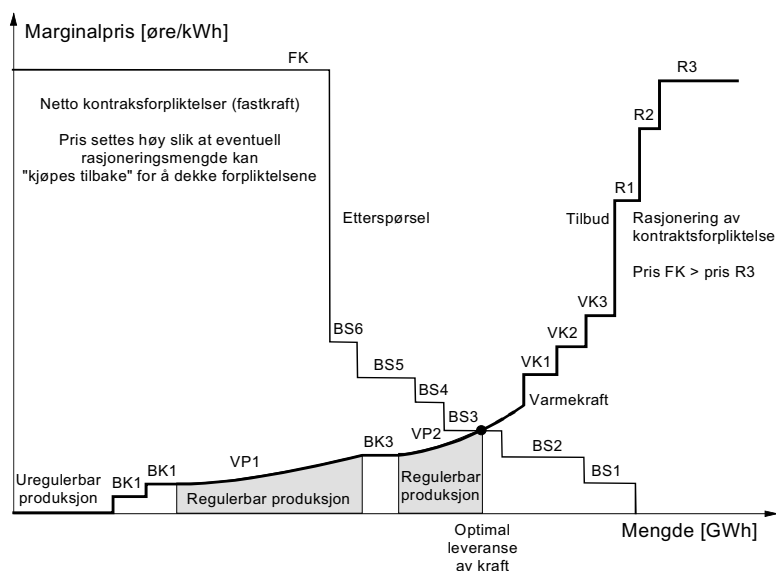
Formfaktoren Parameteren angir årsfordeling til lasten i forhold til lastfordelingen til samkjøringssystemet. Verdien 1,0 gir en lik årsfordeling som samkjøringssystemets last. En verdi over 1,0 gir høyere last om vinteren og lavere om sommeren, mens verdier under 1,0 gir det omvendte.

Elastisitetsfaktoren Med denne faktoren kan man minske eller øke avstanden mellom isopriskurvene for vannverdiene i et delområde. Lavere faktor gir brattere etterspørselskurve og tettere isopriskurver.

Av disse tre faktorene er det tilbakekoblingsfaktoren som har størst innvirkning på resultatet.[2]

3.3 Simuleringsdelen

Etter at vannverdiene er beregnet i strategidelen kjøres simuleringsdelen for å finne ut hvordan systemet vil oppføre seg ved ulike tilsigssenarioer. Igjen benyttes tilsigsserier. Simuleringene kan kjøres enten i serie eller i parallell. Ved begge tilfelle benyttes en startverdi for magasin-fyllingene. Ved parallellsimuleringer settes startverdien inn for hvert år, mens i seriesimuleringer vil magasin-fyllingen på slutten av den forrige årsserien være startverdien for neste. På denne måten får man modellert med følgene av å ha to tørrår på rad. Ved parallellsimuleringer har startverdiene for magasin-fyllingene mye å si, men ikke like mye for seriesimuleringer med mange årsserier.

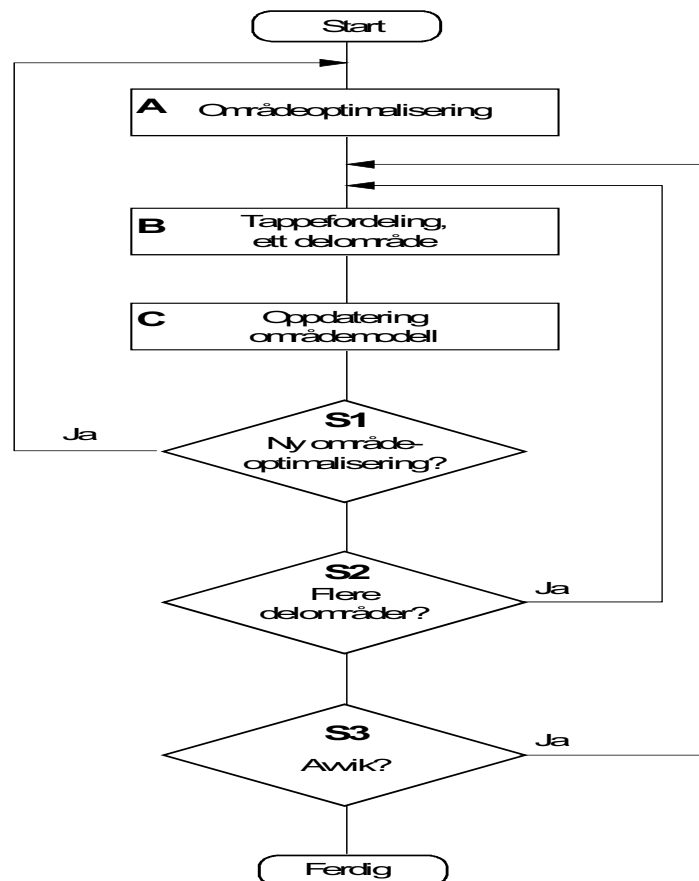


Figur 3.8: Preferansekurve [2]

Simuleringen gjennomføres i to deler. Først finner den optimal beslutning på samlet områdenivå. Optimaliseringen tar hensyn til kostnader, tap og fysiske begrensninger. Optimal pro-

duksjon bestemmes ut fra preferansekurven. Preferansekurven består av to kurver, en for forbruk og en for produksjon. Grunnprinsippet er at blilligste produksjonsenhet kobles inn først og resten av produksjonsenhetene rangeres etter pris. For forbruket er det den delen med høyest utkoblingspris som er inne først og så rangeres de andre etter utkoblingspris. Produksjon og pris bestemmes av likevektspunktet. Figur 3.8 viser eksempel på preferansekurve. BS-trinnene modellerer utkoblbart forbruk. VP1 og VP2 viser vannverdiene til to vannkraftverk.

Etter at områdeoptimaliseringen er ferdig kjøres tappefordeligen for hvert delområde separat. Siden områdeoptimaliseringen skjer på aggregert nivå må det undersøkes om det er mulig å fordele produksjonen på tilgjengelige stasjoner og ikke bryte noen restriksjoner. Om det blir store avvik ved kjøring av tappefordeling vil det bli kjørt ny områdeoptimalisering. Figur 3.9 viser flytskjema for simulering i Smakjøringsmodellen.



Figur 3.9: Ukentlig beslutningsprosess for simulering[2]

3.4 Ny modellering av forbrukerfleksibilitet

I Samkjøringsmodellen, slik den er i dag, er det ikke mulig å modellere langsiktig forbrukerfleksibilitet. Industrien er som oftest modellert som en serie utkopplbare kontrakter med varierende volum og utkoplingspris. Vinteren 2002-2003 og høsten 1996 var preget av lite vann i magasinene og høy priser. Erfaringer fra disse periodene kan tyde på at det er en betydelig langsiktig forbrukselastisitet i kraftsystemet. SINTEF jobber for tiden med et prosjekt for å forbedre modelleringen av forbruksfleksibilitet i Samkjøringsmodellen. Prosjektet går ut på å implementere treghet i tilpasningen til forbrukere.[4]

3.4.1 Priselastisitet

I et kraftmarked vil man erfare at forbruket vil synke ved økte priser. Priselastisitet på forbrukssiden er definert som endring i forbruket som følge av endring i pris. I praksis vil man erfare at man har flere typer priselastisitet. Studier viser at man kan skille mellom elastisitet observert på kort, mellomlang eller lang sikt. Kortsiktig priselastisitet vil være elastisitet observert på timesbasis ut fra spotprisen. I Norge varierer spotprisen lite fra time til time, så det finnes lite data om hva den kortsiktige priselastisiteten er. Siden det er lite forbruk som er eksponert for spotprisen på timesbasis, antas det at den er liten.[15]

Priselastisiteten på mellomlang sikt antas å være av større betydning. Med mellomlang sikt menes endringer som skjer over uker eller måneder.[15] Siden det norske kraftsystemet i hovedvekt består av vannkraft, vil det være sesongvariasjoner i prisene. I sommerhalvåret er tilsigert stort og forbruket lavt, noe som medfører lave priser. Om vinteren kommer nedbøren som snø, noe som medfører lite tilsig. Samtidig er forbruket høyt. I år med lite nedbør vil det kunne oppstå situasjoner der det er lite vann i magasinene på slutten av vinteren. I slike tørrår vil vi kunne oppleve svært høye priser senvinters frem til vårkulminasjonen.

Langsiktig priselastisitet har et tidsperspektiv som går over flere år. Forbruksendringene som følge av høy pris vil komme av at kraftkrevende industri legges ned eller at forbrukere bytter over til andre energikilder enn elektrisitet. [15] Langsiktig priselastisitet vil ikke bli diskutert videre i denne oppgaven. Senere henvisninger til langsiktig priselastisitet vil referere til elastisitet observert på uke eller månedsbasis, altså det som i avsnittet over ble kalt mellomlang sikt.

3.4.2 Kraftkrevende industri og priselastisitet

Den kraftkrevende industrien har ofte langsiktige kraftavtaler, men i perioder med høye priser vil de kunne være interessert i å stenge ned hele eller deler av produksjonen og heller selge strømmen tilbake til markedet til spotpris. Hvor lett dette lar seg gjøre er avhengig av hvilken type industri det er og hvilke prosesser som er involvert. Noen bedrifter kan stenge ned driften i noen timer, mens for andre er det kun aktuelt å gjøre det for flere måneder av gangen. [16]

I Møre og Romsdal er det Hydro Sunndal og Hustadmarmor som antas å kunne redusere produksjonen sin ved høye priser. Ormen Lange-terminalen anses som uaktuell for nedstengning

ved høye priser. Dette på grunn av høye gasspriser og store volum. En annen faktor som også er viktig, er Norges troverdighet som gassleverandør. I Trøndelagsfylkene er det treforedling og ferrosilisiumproduksjon som forventes å kobles ut ved høye priser. For alle disse bedriftene antas det at de først vil koble ut produksjonen sin om prisene forventes å være høye i en lengre tid fremover. [17]

Hvorvidt industrien vil velge å redusere produksjonen, avhenger i stor grad av forhold på verdensmarkedet og hva prisen på sluttproduktet er. I perioder med lavkonjunktur kan det forventes at produksjonen kobles ut ved lavere priser enn i perioder med høykonjunktur. Prisene på verdensmarkedet for de ulike produktene vil kunne variere i forhold til hverandre. Noen typer industri vil ha gode tider, mens det er dårlige tider for andre. Disse endrignene vil medføre endringer i utkoblingsprisen over tid.

Treforedling

I perioden 1998 til 2001 skyldtes 5,2%-6,0% av de totale kostnadene for denne typen industri utgifter for kraft. Analyser gjort av ECON om erfaringer fra høyprisperioden vinteren 2002/2003 viser at kraftforbruket innenfor denne industrien gikk ned. ECON har analysert data fra perioden 1993 til 2003 og funnet en kraftpriselasitet for denne bransjen på -0,11. Dette betyr at om kraftprisen skulle dobles, ville kraftforbruket gå ned med 11%. Priselasiteten har en 95% konfidensintervall mellom -0,08 og -0,13. Ved beregning av elastisiteten er det tatt hensyn til treghet i tilpasninger, slik at etterspørselen etter kraft i en måned er avhengig av kraftprisen i forrige måned.[16]

Et annet element som er viktig, er produktpriselasiteten. Denne parameteren sier noe om hvor mye kraftforbruket vil variere i forhold til prisvariasjoner for produktet. Med utgangspunkt i prisen på avisopapir, ble det for samme periode funnet en produktpriselasitet på 0,12. Dette vil si at når prisen på avisopapir dobles, går kraftforbruket opp med 12%. Her var det større usikkerhet for verdien med et 95% konfidensintervall mellom 0,02 til 0,21. Ting tyder allikevel på at kraftforbruket for treforedlingsindustrien er lik eller mer avhengig av prisen på sluttproduktet enn prisen på kraft.[17]

Ferrosilisiumproduksjon

For ferrosilisiumproduksjonen varierte kostnadene for strøm mellom 14,7% og 16,7% av totale kostnader i perioden fra 1998 til 2001. ECON fant at det her var en kraftpriselasitet på -0,18 og et 95% konfidensintervall mellom -0,13 og -0,23. Også her er det tatt hensyn til treghet i tilpasningen, slik at forrige måneds kraftpriser er lagt til grunn.

Innenfor denne industrien er det tydelig en sammenheng mellom produktpris og kraftforbruk, men sammenhengen er negativ. Produktpriselasiteten for perioden 1993 til 2003 ble beregnet til å være -0,44, men med et 95% konfidensintervall mellom -0,19 og -0,68. Årsaken er de norske produsentenes store markedsandel. Når kraftforbruket går ned, som følge av høye kraftpriser, vil produktprisen gå opp på grunn av økt etterspørsel i markedet.[16]

Aluminiumsindustrien

Hydro Sunndal er Norges største enkeltforbruker av kraft. I Midt-Norge er forbruket 24% av normalforbruket i regionen.[5] De siste årene har det blitt gjort mye for å øke fleksibiliteten til aluminiumsverkene. På kort sikt kan produksjonen tåle å stenges ned i en time eller to. Dette vil kun hjelpe ved effektmangel. For å få energifleksibilitet kan Hydro Aluminium redusere kraftforbruket sitt med 5% ved å redusere spenningen på alle ovnene. For ytterligere reduksjon i forbruket kan enkeltceller i smeltehallen stenges ned. En smeltehall kan bestå av opptil 100 enkeltceller. I tilfelle streik er det kontraktfestet at en kontrollert nedstenging kan skje i løpet av 2 uker. Oppstart vil ta mye lengere tid. Det vil ta 2 måneder å fase inn de nye prebake-ovnene, mens de eldre Søderberg-ovnene vil ta 6 måneder.[16]

Analyser gjort av ECON på bakgrunn av offentlig tilgjengelig data, viser at break-even nivå for prebake-teknologien, som brukes ved Hydro Sunndal, kan være så høy som 85 øre/kWh. Med en Eurokurs på 8,0 blir dette over 10 Eurocent/kWh.[17]

ECON's analyser viser at andelen av totale kostnader, som kommer fra kraftforbruk, lå i perioden 1998 og 2001 mellom 13,4% og 14,6%. I sine analyser fant ikke ECON noen klar sammenheng mellom kraftpriser og kraftforbruk. Dette mener de er naturlig, på grunn av de store kostnadene knyttet til å stenge ned produksjonen. De fant en produktpriselasticitet på -0,07, med et 95% konfidensintervall mellom -0,03 og -0,11. Også her har denne parameteren negativ verdi, noe som tyder på at det norske produksjonsvolumet har innvirkninger på prisen på verdensmarkedet. [16]

Kjelmarkedet

Kjelmarked omtaler forbruk som kjennetegnes ved at forbrukeren på kort varsel kan bytte fra elektrisitet til annen type brensel, som regel oljefyrte kjeler. Kundene betaler en lavere nettleie for å kunne tilby dette. Forbruket til denne typen kontrakter vil være avhengig av forholdet mellom prisen på elektrisitet og prisen på olje. Ved svært høye kraftpriser skulle i prinsippet elektrisitetsforbruket bli null. Erfaringer fra tørråret 1996 og vinteren 2002/2003 viser at dette ikke skjedde. Det kan være flere årsaker til dette. En erfaring man gjorde i 1996 var at flere hadde tekniske problemer med oljekjelen, da denne ikke hadde vært i bruk på mange år. Dette bryter med betingelsene for å få redusert nettleie. En annen grunn til at forbruket ikke ble helt redusert, er at de som drifter anlegget ikke optimaliserer driften. Den kanskje viktigste grunnen er at mange kunder har fastpris på strøm og vil derfor ikke tjene noe på å redusere forbruket.[18]

3.4.3 Ny modellering av forbruksfleksibilitet

Forbruket er modellert ved hjelp av prisavhengige faste kontrakter eller utkoplbare kontrakter. De utkoplbare kontraktene virker slik at om prisen i det aktuelle prisavsnittet kommer over den kontraktfestede utkoplingsprisen, koples hele kontraktsvolumet ut. Dette samsvarer ikke helt

med virkeligheten og på grunn av dette er en ny modellering av prisavhengig forbruk under uttestning.

Ideelt burde modellforandringer implementeres både i strategi og simuleringsdelen. Tidligere erfaringer med å implementere flere dimensjoner i vannverdiberegningene har vist seg å gi økte regnetider og derfor ikke blitt ansett som hensiktsmessig. Det er heller valgt at modellen kalibreres iterativt av bruker. Denne fremgangsmåten er også valgt for implementeringen av tregghet i tilpasning.[4]

Hovedtankegangen bak prosjektet er at det fleksible forbruket synker gradvis etter hvert som prisene holder seg høye over en viss periode. Det vil kunn være en prosentandel som vil kunne variere fra en uke til neste. På denne måten vil forbruket synke gradvis om prisene skulle holde seg høye, mens det vil kun være mindre forbruksreduksjon om prisøkningen viser seg å være kortvarig. Det antas at markedet trenger en viss tid til å tilpasse seg.

I denne oppgaven vil det kun være industrien og kjelkraft som modelleres med tregghet i tilpasning, prisavhengig fastkraft er utelatt. For industrien, som er modellert som utkopplbar kraft, er det tre forskjellige modelleringsmetoder. Disse er gradvis asymptotisk tilpasning, gradvis lineær tilpasning og spotpris. En ting alle tre har felles er at forbruket deles i tre kategorier:

Ufleksibelt inne Angir andelen av forbruket som var inne forrige uke, og som ikke kan tas ut denne uken, uavhengig av hvor høy prisen måtte være.

Ufleksibelt ute Angir andelen av forbruket som ikke var koblet inn i forrige uke, og som heller ikke kan kobles inn denne uken uavhengig av hvor lav prisen måtte være.

Fleksibel kapasitet Angir andel av forbruket som vil være fleksibelt fra en uke til neste. Om dette forbruket kobles ut eller inn, vil være avhengig av prisen.

[4]

Gradvis asymptotisk tilpasning

Denne tilpasningen tar utgangspunkt i at forbruket som er fleksibelt fra en uke til neste, er en prosentandel av forbruket i forrige uke.

Følgene symboler benyttes:

Symbol

t	Ukenummer
y_t^{kap}	Enhetens maksimale forbruk
y_t^{inne}	Ufleksibelt inne
y_t^{ute}	Ufleksibelt ute
y_t^{flex}	Fleksibel kapasitet
y_t	Forbruk i uke t
α_t	Tregghet i tilpasning i uke t
c_t	Utkoblingspris for fleksibelt forbruk uke t
p_t	Kraftpris uke t
Δy_t	Endring i forbruk fra periode t til periode $t + 1$

Ligning 3.9 angir hvor stor del av forbruket som må være inne i en uke i forhold til hva som var inne i forrige uke. Denne andelen er inne uansett pris.

$$y_t^{inne} = \alpha_t y_{t-1} \quad (3.9)$$

Andelen av forbruk som ikke kan kobles inn fra en uke til neste angis av formel 3.10.

$$y_t^{ute} = \alpha_t (y_t^{kap} - y_{t-1}) \quad (3.10)$$

Andelen som er fleksibel fra en uke til neste er:

$$y_t^{flex} = y_t^{kap} - y_t^{inne} - y_t^{ute} = y_t^{kap} (1 - \alpha_t) \quad (3.11)$$

Forbruket i uke t blir da som følger:

$$y_t = y_t^{inne} + \begin{cases} 0 & p_t > c_t \\ y_t^{flex} & p_t \leq c_t \end{cases} \quad (3.12)$$

I situasjoner der $y_t^{ute} < 0$ settes $y_t^{ute} = 0$.

Med denne modellerigen er det være størst reduksjon i forbruket om hele forbruket var inne forrige uke. Om veldig lite av forbruket var inne forrige uke vil forbruksreduksjonen være liten. Forbruket vil nærme seg null asymptotisk. Omvendt vil forbruksøkningen være størst om det var lite forbruk i uken som var, men om forbruket i forrige uke var nær maksimalverdi vil økningen være liten. Igjen vil forbruket nærme seg maksimalkapasitet asymptotisk.[4] Figur 3.10 viser hvordan denne tilpasning vil gi utslag på forbruket i forhold til momentan tilpasning.

Gradvis tilpasning med konstant endring

For å unngå dette er det laget en måte å modellere treghet på, der andelen av forbruket som er fleksiblet er avhengig av kapasiteten og ikke forbruket forrige uke. De samme symbolene som ble benyttet i forrige avsnitt benyttes også her, men det er innført en nye treghetsparameter:

Symbol

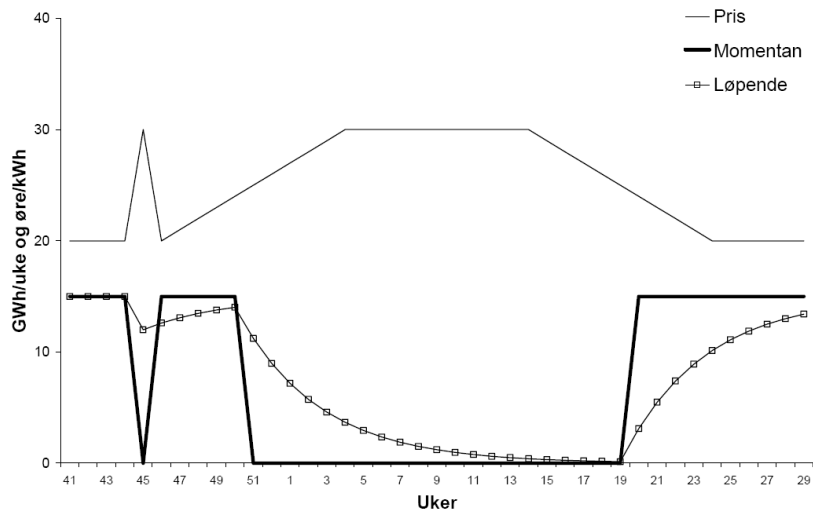
β_t Treghetsparameter

Formelene for y_t^{inne} , y_t^{flex} og y_t^{ute} blir som følger.

$$y_t^{inne} = \max(y_{t-1} - \beta_t y_t^{kap}, 0) \quad (3.13)$$

$$y_t^{flex} = 2\beta_t y_t^{kap} \quad (3.14)$$

$$y_t^{ute} = y_t^{kap} - y_t^{flex} - y_t^{inne} = (1 - \beta_t) y_t^{kap} - y_{t-1} \quad (3.15)$$



Figur 3.10: Asymptotisk tilpasning og momentant tilpasning sett i forhold til pris[4]

Ut fra disse formlene kan forbruket i inneværende uke beregnes til:

$$y_t = y_t^{inne} + \begin{cases} 0 & p_t > c_t \\ y_t^{flex} & p_t \leq c_t \end{cases} \quad (3.16)$$

Det er også satt inn begrensninger slik at y_t^{inne} og y_t^{ute} ikke kan være større enn y_t^{flex} . [4]

Gradvis tilpasning med utgangspunkt i forventet pris

De to metodene beskrevet så langt har den svakheten at de tar utgangspunkt i spotpris for inneværende uke. For kraftkrevende industri må forbruchsreduksjonen ofte planlegges lang tid i forveien. I tillegg vil produsjonene ofte måtte stenges over en lengre tidsperiode. Den viktigste faktoren vil da være forventet kraftpris i tiden fremover. Det er derfor laget en modellering som tar utgangspunkt i at forbruchsreduksjon i inneværende uke er bestemt av om forventet kraftpris i en periode fremover er høyere en utkoblingspris.

Formelene for forbruket i inneværende uke beregnes slik:

$$y_t = y_t^{inne} + \begin{cases} 0 & p_t > c_t \\ y_t^{flex} & \sum_{\tau \in T} (E[p_\tau] - c_\tau) \leq 0 \end{cases} \quad (3.17)$$

T er et tidsintervall med bestemt varighet og kan starte i inneværende uke eller senere. $E[p_\tau]$ er forventet kraftpris i uke τ . Det er flere måter å finne $E[p_\tau]$. En metode er å ta utgangspunkt i inneværende ukers kraftpris. En annen metode er å se på et antall historiske uker for å unngå

kortsiktige prisvariasjoner. For ta mer hensyn til senere prisutvikling, kan de historiske ukene vektet. [4]

Kapittel 4

Datasett

For å kunne simulere, trengs det en modell av kraftsystemet i form av et datasett. Datasettet, som er benyttet i denne oppgaven, baserer seg på Statnetts datasett Basis 2010. Datasettet bygger på Nordisk Samlastmodell 2010. Statnett har datasett for ulike år. Basis 2010 er valgt fordi dette datasettet er mest bearbeidet. I tillegg er datasettet for år 2010 det som gir størst kraftunderskudd i Midt-Norge. I 2010 antas det at mesteparten av lastøkningen vil være på plass, men at det enda ikke er bygd ut ny produksjon i form av gasskraftverk.[5]

4.1 Generell systemdata

Det originale datasettet fra Statnett er delt inn i 20 delområder. Figur 4.1 viser oversikt over delområdene. I Statnetts tidligere modeller er det bare Norge som har vært fullstendig modellert. I dette settet er også Sverige, Finland og Danmark detaljmodellert. Delområdene er gruppert sammen i samkjøringssystem. Disse grupperingene tar utgangspunkt i prisområdeinndelingen hos Nord Pool. I modellen er det lagt inn overføringslinje mellom Fyn og Danmark Øst, noe som forklarer hvorfor Danmark er satt til et samkjøringssystem.

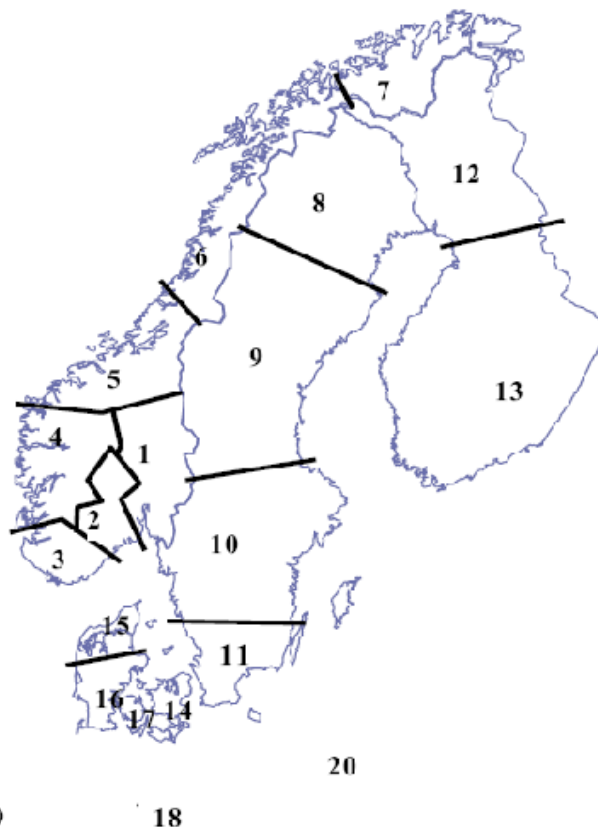
Nederland, Tyskland og Polen er modellert med utgangspunkt i tidligere observerte priser. Prisene på den tyske børsen EEX er korrelert med estimat av forbruket (minus vindproduksjon). Ut fra en logaritmisk regresjonskurve er det beregnet en tilnærmet korrelasjon mellom gitt forbruksnivå og forventet spotpris. Spotprisen (P) blir beregnet ut i fra forbruket (F) ved hjelp av formelen:

$$P = 18,76638 \cdot 1,00036^F \quad (4.1)$$

For å kunne ha en felles valuta for den nordiske modellen er all prising i Euro. En annen fordel med Euro er at Nord Pool bruker Euro som hovedvaluta ved spotprisberegninger.[5]

Uken er delt inn i 5 prisavsnitt. Oversikt over disse er satt opp i tabell 4.1.

Samkjøringssystem	Delområde	Nummer
Norge Syd	Norge-Øst	1
	Norge-Sent	2
	Norge-Syd	3
	Norge-Vest	4
Norge Nord	Norge-Midt	5
	Norge-Nord	6
	Norge-Finn	7
Sverige	Sverige 1	8
	Sverige 2	9
	Sverige 3	10
	Sverige 4	11
Finland	Finland-Nord	12
	Finland-Syd	13
Danmark	Danmark-Øst	14
	Jylland-Nord	15
	Jylland-syd	16
	Fyn	17
Kontinentet	Tyskland	18
	Nederland	19
	Polen	20



Figur 4.1: Delområdene i modellen[5]

Tabell 4.1: Prisavsnittene [5]

Prisavsnitt	Tidspunkt	Time per uke
1 Peak - hverdager	08.00-13.00	25 timer
2 High - hverdager	13.00-20.00	35 timer
3 Mo-Ev - morgen og kveld, hverdager	06.00-08.00 20.00-2300	25 timer
4 Nights - alle dager	23.00-06.00	49 timer
5 Weekend, dagtid helg	06.00-23.00	34 timer

Råvareprisene vil ha innvirkning på kraftprisenivået gjennom økte produksjonskostnader. De råvarene som har størst innvirkning på prisenivået vil være olje, kull og pris for CO₂-kvoter. Oljerelaterte produksjonsenheter utgjør sjeldent marginale produksjonsenhet under markedsklareringen. Innvirkningen fra olje på elektrisitetsprisen er i hovedsak gjennom fraktrater for kull og innvirkning på gassprisen. Prisene som blir brukt i modellen er basert på IEA's (International Energy Agency) siste prognoser for 2010 lagt frem i World Energy Outlook 2005. [5]

4.2 Modellering av Norge

Tidligere modeller har normalt hatt 12 delområder for Norge, men i denne modellen er det gjort om til 7. Dette er gjort for å få en jevnere fordeling av prisområder i de forskjellige landene. Inndelingen er gjort slik at de viktigste snittene og kapasitetsbegrensningene er ivaretatt. [5] De ulike delområdene i Norge har lik modellering, men ulike absoluttvolum. Siden Midt-Norge er likt modellert som resten av Norge vil modelleringen av Norge gjennomgåes her. Modelleringen av Norge vil i tillegg innvirke på situasjonen i Midt-Norge.

4.2.1 Produksjon

Vannkraftproduksjonen er beregnet ut i fra NVE's (Norges vassdrags- og energidirektorat) offisielle tilsigsserie fra 1970-1999. For å få en større spredning i nedbørsmengden, og således fange opp statistiske sannsynligheter for tørr- og våtår, er det valgt å simulere med tilsigsserier fra 1950 til 2000. Dette vil gi et normaltilsig som er 2,5 TWh lavere enn NVE's offisielle serie på grunn av økt tilsig de siste årene. Dette er det tatt hensyn til ved å modellere et fiktivt ekstratilsig på 2,5 TWh.[5]

Det er beregnet en viss økning i produksjonen frem til 2010 i forhold til dagens produksjon. For vannkraft er det tatt utgangspunkt i en midlere årsproduksjon for 2006 på 119,7 TWh. I 2010 er det antatt at midlere årsproduksjon har økt med 1,3 TWh. Mesteparten av økningen kommer fra Sauda (510 GWh). Resten antas å komme fra diverse småkraft.[5]

For vindkraft er det beregnet en økning i årlig produksjon med 2 320 GWh, noe som er en betydelig økning sett i forhold til dagens vindkraftproduksjon. Per 01.01.06 var vindkraftproduksjonen beregnet til 760 GWh. Samlet vindkraftproduksjon i 2010 blir 3 079 GWh. Produksjonen er basert på vindserier utarbeidet fra vindmålinger gjort av meteorologisk institutt i perioden 1960-2000.[5] Vindkraft er modellert som vannkraftmoduler med tilhørende vindserier. Vindseriene er modellert som tilsig.

Det er antatt at det bygges ut to gasskraftverk, et på Karstø og et i forbindelse med Snøhvit-anlegget, med en årsproduksjon på henholdsvis 3,46 TWh og 1,70 TWh. Gasskraftverk på Tjeldbergodden antas ikke å være på plass før 2015.[5]

Tabell 4.2 viser oversikt over hvordan produksjonene i Norge er antatt å øke frem mot 2010. Statnetts modell Basis 2006 er lagt til grunn for dagens situasjon.

Tabell 4.2: Produksjon i Norge i TWh [5]

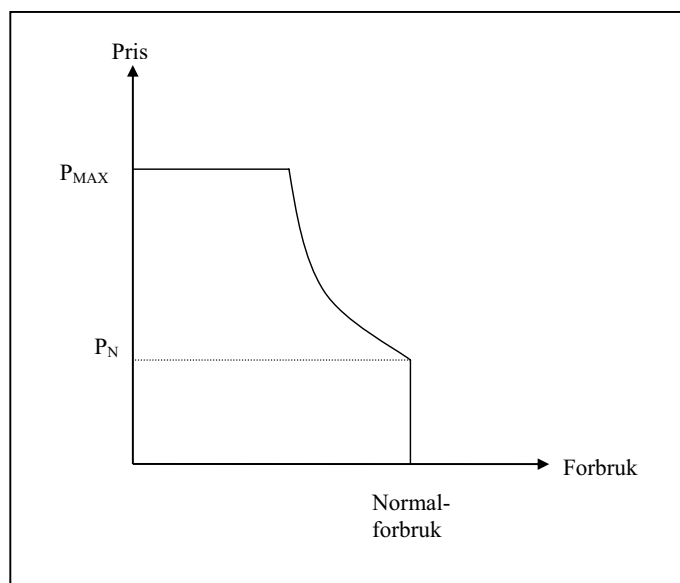
	<i>Vannkraft</i>	<i>Vindkraft</i>	<i>Termisk kraft</i>
Basis 2006	119,70	0,76	0,90
Basis 2010	121,00	3,08	6,06

4.2.2 Forbruk

Alminnelig forbruk og tap er modellert som prisavhengig fastkraft. 7% av forbruket er satt til å være prisavhengig. Ved en pris på 4,5 Eurocent/kWh vil 100% av forbruket være inne. Ved maksprisen på 50 Eurocent/kWh vil 93% av forbruket være inne. Om det ved denne prisen fortsatt ikke er mulig å oppnå balanse, vil forbruket reduseres uten at prisen endrer seg. I praksis vil dette tilsvare rasjonering. Forbruket mellom 4,5 og 50 Eurocent/kWh vil beregnes ut fra formelen:

$$W = \left(\frac{P}{P_N} \right)^e \quad (4.2)$$

P er prisen. P_N er normalprisen, satt til 4,5 Eurocent/kWh. Eksponenten e er satt til -0,03. W blir da forbruket som prosent av normalforbruket. Figur 4.2 viser prinsippet bak modelleringen av alminnelig forbruk og tap. Tap er modellert på samme måte som alminnelig forbruk på grunn av at størrelsen på tap er avhengig av forbruket til et hvert tidspunkt. Denne tilnærmingen vil være en forenkling da tapet ikke bare er avhengig av alminnelig forbruk, men også av de andre typene forbruk.



Figur 4.2: Modell av prisavhengig alminnelig forbruk og tap

Fordelingen over de ulike prisavsnittene er vist i tabell 4.3 Høyeste forbruk er i høylastperioden peak, mens det er lavest forbruk om natten. Ellers vil det være ulik fordeling over året for de ulike delområdene. Grovt sett kan man si at forbruket i januar er rundt det dobbelte av hva det er i juli.

Resten av forbruket er delt inn i kraftkrevende industri, treforedling, olje- og gassbehandlingsanlegg og kjelkraft. Dette forbruket er modellert som utkoblbare kontrakter. Forbruket for olje og gassbehandlingsanlegg vil bestå av forbruk tilknyttet Troll/Kollsnes, Snøhvit og Ormen Lange. Den største enkeltforbrukeren er Hydro Sundal med et årlig forbruk på 5,6 TWh.

Tabell 4.3: Relativ effektfaktor for de ulike prisavsnittene for alminnelig forbruk og tap

<i>Peak</i>	<i>Day</i>	<i>Morning and evening</i>	<i>Night</i>	<i>Weekend</i>
1,160	1,100	1,040	0,860	0,950

Utviklingen for forbruket i Norge er vist i tabell 4.4.

Tabell 4.4: Forbruk i Norge i TWh [5]

	<i>Alm.forsyning</i>	<i>KKI</i>	<i>Treforedling</i>	<i>Olje/gassanlegg</i>	<i>Uprioritert forbruk</i>	<i>Tap</i>
2006	71,27	34,58	5,13	0,90	10,71	11,05
2010	78,24	32,61	5,13	3,88	10,71	11,13

4.3 Midt-Norge

Produksjonskapasiteten i Midt-Norge er satt til 13,8 TWh i gjennomsnitt for 2010, mot 13,0 TWh i 2006. Denne økningen skyldes utbygging av småkraft og vindkraft. Det er ikke modellert noen store vannkraftutbygginger eller noen utbygging av gasskraft.[5]

Alminnelig forbruk forventes å ha en økning på 8% over denne fireårsperioden. For de fleste typene industri forventes det ingen økning fra 2006 til 2010. Unntaket er olje og gassbehandlingsanlegg. Denne kontrakten henviser til Ormen Lange anlegget som kommer til å bli satt i drift i løpet av 2007.[5]

Tabell 4.5: Forbruk i Midt-Norge [5]

	<i>Alm.forsyning</i>	<i>KKI</i>	<i>Treforedling</i>	<i>Olje/gassanlegg</i>	<i>Uprioritert forbruk</i>	<i>Tap</i>
2006	10,04	7,89	1,75	0,00	1,96	1,67
2010	10,84	7,89	1,75	1,28	1,96	1,67

Industriforbruket er modellert som utkoblbare kontrakter. Tabel 4.6 viser utkoblingspris og volum for de ulike kontraktene. KKI-kontraktene vil bestå av ferro/silisium/mangan, aluminium og kjemisk industri. Det er varierende andel av disse industriene for de ulike pristrinnene. Den største kontrakten er KKI-300, består for det meste av aluminiumsproduksjon.[5]

Alle disse kontraktene vil ha likt effektuttak i de ulike prisavsnittene og igjennom året. Unntaket er kjelkraft lett, som har samme fordeling over året som alminnelig forbruk, men med effektfaktor 1,0 for alle prisavsnittene.

Overføringskapasiteten mellom Midt-Norge er økt fra 600 MW for 2006-datasettet til 1200 MW for 2010-datasettet.

4.4 Endringer i forhold til datasettet fra Statnett

Det har blitt gjort forandringer på datasettet fra Statnett for å tilpasse det til oppgaven.

Tabell 4.6: Utkoblbare kontrakter i Midt-Norge

<i>Kontraktsnavn</i>	<i>Type</i>	<i>Utkoblingspris [Eurocent/kWh]</i>	<i>Volum [GWh/år]</i>
KKI-40	Kraftkrevende industri	5,6	1 050
KKI-55	Kraftkrevende industri	7,5	582
KKI-70	Kraftkrevende industri	9,4	780
KKI-300	Kraftkrevende industri	37,5	5 453
Oljegassland-300	Olje/gass behandlingsanlegg	49	1 280
Tref-60	Treforedling	7,5	875
Tref-80	Treforedling	10	875
Kjelkraft tung	Kjelkraft	3,1	926
Kjelkraft lett	Kjelkraft	5,9	699
Kjelkraft lett-fast	Kjelkraft	37,5	332

4.4.1 Dummy-område

For å kunne ta inn hensyn til at det i perioder med liten egenproduksjon vil være begrensninger på samlet import til Midt-Norge er det opprettet et eget dummy-område for regionen. All overføring inn til Midt-Norge vil gå igjennom dette området. Begrensningen på samlet importkapasitet til Midt-Norge blir da satt som overføringsgrensen mellom Midt-Norge og dummy-området. Importgrensen er satt til 1200 MW. Dummy-området vil ikke ha noe forbruk eller produksjon. Figur 4.3 viser de ulike delområdene og hvordan de er knyttet sammen ved hjelp av overføringlinjer.

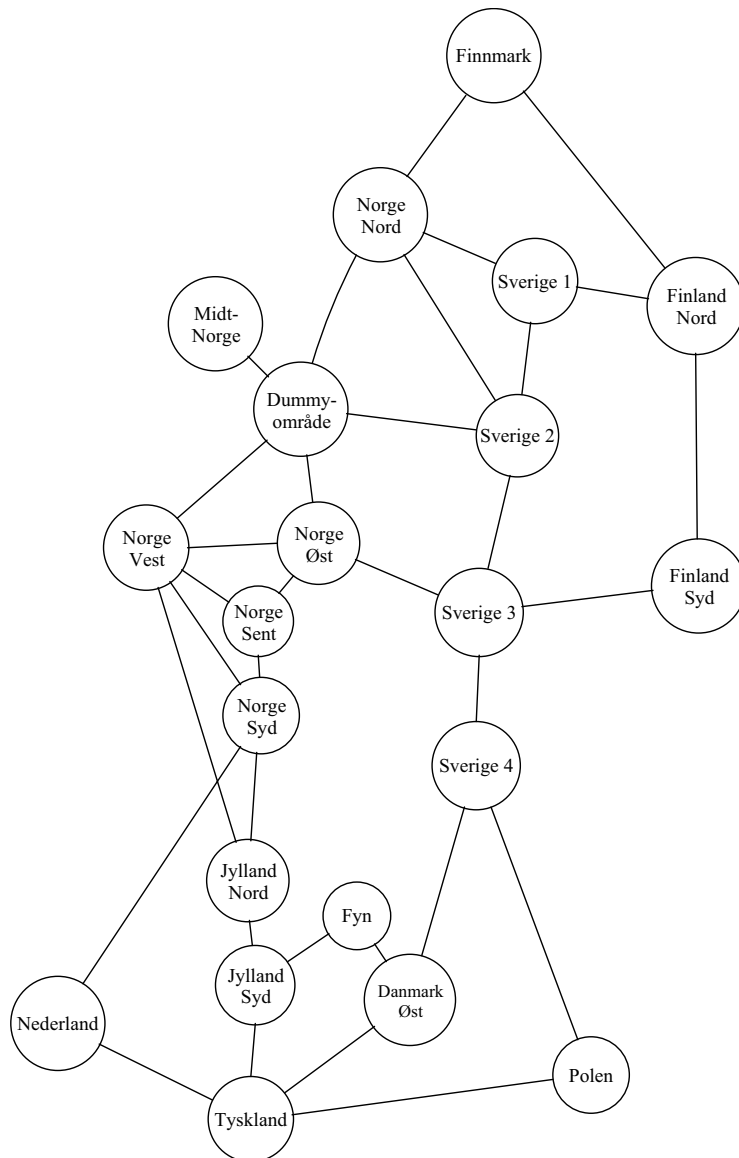
4.4.2 Tap

De verdiene for tap som er oppgitt tidligere i kapittelet, er ikke de samme som opprinnelige lå inne i modellen. Statnett bruker datasettet som grunnlag for kjøring med Samlast. Samlast er en videreføring av Samkjøringsmodellen som kombinerer Samkjøringsmodellen med last-flytanalyser. Samlast modellerer tapene på en bedre måte, så Statnett beregner mye av tapene i dette programmet. For å ikke få for lave verdier for tap i denne oppgaven ble verdiene økt med bakgrunn i data oppgitt i et notat fra Statnett om deres basismodeller for Samlast. [5]

4.4.3 Temperaturkorrigering av alminnelig forbruk

Det ble valgt å temperaturkorrigere det alminnelige forbruket i Norge. Vintertemperaturen har en stor innvirkning på forbruket. Perioder med lite nedbør sammenfaller ofte med perioder med lave temperaturer. Det vil derfor kunne gjøre situasjonen verre ved å temperaturkorrigere forbruket.

Norge Øst, Norge Sentralt og Norge Syd er temperaturkorrigert i forhold til serie for Oslo. Norge Vest er bundet opp til temperaturserie for Bergen, mens Norge Midt er knyttet til serie



Figur 4.3: Delområdene med overføringslinjer

for Trondheim. Norge Nord og Norge Finnmark er knyttet opp til temperaturserie for Tromsø. Relativ temperaturfølsomhet er presentert i A.

Tap, som er modellert til å følge det alminnelig forbruket, er også temperaturkorrigert.

4.5 Rasjonering

Det er ingen eksplisitt modellering av rasjonering i modellen. Fastkraften er modellert som prisavhengig forbruk og det kan ikke knyttes rasjonering til prisavhengige kontrakter. Kraftkrevende industri er modellert som utkopplbar kraft, som også er prisavhengig. Ved stor etterspørsel vil

prisene stige og medføre at mer og mer av industiforbruket vil koples ut. Den prisavhengige delen av fastkraften vil også bli koblet ut fortløpende. (annet ord?) Om dette ikke reduserer forbruket tilstrekkelig til å skape balanse vil modellen etterhvert begynne å redusere fastkraften utover de 7 prosentene som er prisavhengig. For dette datasettet vil det bli kuttet i alminnelig forbruk ved priser over 50 Eurocent/kWh. Ved så høye priser vil alt industriforbruk allerede være koblet ut. Se del 5.2.3 for mer om rasjonering i modellen.

Kapittel 5

Metode

5.1 Simuleringen

Det er tatt utgangspunkt i år 2010. Det ble simulert for et år med 51 tilsigsserier fra 1950 til 2000. Simuleringene ble gjort i serie.

5.2 Del A: Basismodellen

I denne delen skal Statnetts modell oppdateres og verifiseres. De oppdateringene som ble gjort står omtalt i del 4.4. For å verifisere modellen ble effekt- og energibalansen undersøkt i tillegg for prisene for Midt-Norge. Resultatene fra denne delen er blitt brukt som grunnlag for senere sammenligninger i oppgaven. Modellen som er blitt benyttet her vil videre bli kalt basismodellen.

5.2.1 Energibalansen

Energibalansen ble beregnet ut fra gjennomsnittlig årlig forbruk og produksjon for alle 51 simuleringene. For å kunne se hva som skjer i spesielt kritiske situasjoner ble det valgt ut tre tørrår som ble studert enkeltvis. De tre tørrårene som ble valgt ut, er 1951, 1970 og 1978. Disse ble valgt fordi de vil gi rasjonering. 1970 skiller seg klart ut som det mest anstrengte året med mest rasjonering, lavest vannkraftproduksjon og høyest pris både i en enkelperiode og som gjennomsnitt.¹

¹Gjennomsnittsprisen igjennom året ble beregnet med lik vektning for hver uke. For å få riktig gjennomsnittspris burde vektningen for hver uke vært basert på forbruket i samme uke. Det ble her valgt å benytte seg av denne forenklingen da det ikke forventes at det vil ha videre effekt på valg av tørrår.

5.2.2 Importbehov

Importbehov ble undersøkt ved å se på importen for de ulike årene separat for å se om det var store variasjoner mellom de ulike tilsigsseriene. Ellers kommer gjennomsnittlig importbehov frem fra energibalansen.

5.2.3 Effektbalansen

For et kraftsystem må det hele tiden være balanse mellom produksjon og forbruk, Med andre ord, det må være effektbalanse. Om dette ikke er mulig å oppnå, må noe av forbruket rasjoneres. Effektbalansen ble undersøkt ved å se på hvor mange tilsigsserier som ville gi rasjonering og hvor stort volum som ville bli rasjonert. Det ligger ingen eksplisitt rasjonering i modellen. Visse tilsigsserier vil allikvel gi situasjoner som i praksis vil tilsvare rasjonering. Ved en pris på 37,5 Eurocent/kWh vil alt forbruk fra industrien være koblet ut, da øverste pristrinn er på 37,5 Eurocent/kWh.² I en situasjon der alt forbruk fra industrien er koblet ut vil det i praksis være snakk om rasjonering. Det ble derfor valgt å definere perioder med en kraftpris på over 37,5 Eurocent/kWh som rasjonering.

5.2.4 Kraftpriser

Prisen vil kunne variere over uken og over året. Både prisen for de fem ulike prisavsnittene og ukesprisen gjennom året ble derfor undersøkt. Også her ble det valgt å se på de tre tørrårene i tillegg til gjennomsnittsprisen. Ofte vil prisene i ekstremisituasjoner variere mye fra normalårene. Det ble derfor også sett nærmere på prisprosentilene.

For å ha noe å sammenligne prisene med ble det valgt å se på prisene i delområde Norge Øst. Norge Øst er det området med størst forbruk og vil derfor ha størst innvirkning på den samlede prisen for Sør-Norge, tilsvarende prisområde NO1.

5.3 Del B: Eget prisområde

I denne delen ble det undersøkt hvilken virkning det har på prisen at Midt-Norge skilles ut som eget prisområde. Modellen opererer med syv ulike delområder for Norge som hver modelleres som et eget prisområde. Nord Pool opererer for tiden med to, eventuelt tre elspotområder for Norge. Modellen har fire prisområder for Sverige og to for Finland, mens det hos Nord Pool for tiden opereres med et prisområde for hvert land. Danmark har i modellen 4 prisområder, men er delt i to hos Nord Pool.

For å modellere prisområdeinndelingen riktig burde overføringskapasitetene forandres slik at det ikke ble noen kapasitetsbegrensninger innen samme elspotområde. På denne måten kunne

²Kontrakt for olje og gass behandlingsanlegg i Midt-Norge er et unntak og har utkoblingspris på 49 Eurocent/kWh

det kjøres to simuleringer, en hvor Midt-Norge var uskilt som eget prisområde og en hvor området var i samme prisområde som Norge Nord og Norge Finnmark. En ulempe med denne modelleringen er at mange kapasitetsbegrensinger ville blitt fjernet slik at resultatet kunne blitt urealistisk. I tillegg benytter Nord Pool to dummyområder, et i Sverige og et i Danmark (DK1), for å ta hensyn til kapasitetsbegrensinger innad i disse to elspotområdene. For å få riktig beregninger måtte disse tas med.

Det ble valgt å benytte en annen måte å se virkningen av eget prisområde. Prisene i Midt-Norge, Norge Nord og Norge Finnmark ble vektet opp mot forbruket. Prisen for et samlet prisområde, P_T , ble funnet ut fra formelen:

$$P_T = \frac{P_M \cdot F_M + P_N \cdot F_N + P_F \cdot F_F}{F_M + F_N + F_F} \quad (5.1)$$

Der F tilsvarer forbruket i samme periode.

For å skille ut Midt-Norge som eget prisområde ble prisen for Norge Nord og Norge Finnmark beregnet på samme måte, mens prisen for Midt-Norge ble holdt avskilt. Som nevnt innledningsvis er dette en forenkling, men det viser hvilken virkning dette har på prisen.

5.4 Del C: Ny modellering av elastisiteten

Som nevnt i teoridelen kan det legges inn modifikasjoner i modellen som gjør at tilpasningen av forbruket blir forandret. Ved å legge inn en treghetsparameter blir den momentane fleksibiliteten begrenset. Treghetsparameteren kan også legges inn på alminnelig forbruk, men det er valgt å ikke gjøre det i denne oppgaven. Det ble valgt å fokusere på industrien, da det er den som er modellert som mest elastisk.

Det er flere måter å modellere treghet i tilpasning, se del 3.4.3. I denne oppgaven ble det valgt å benytte lineær tilpasning av forbruket. Denne metoden ble valgt da den antas å være en god tilnærming til hvordan tregheten i forbruket faktisk er. Asymptotisk tilpasning vil medføre svært lang tid før all industri er koblet ut og tilsvarende like lang tid før all industri er koblet inn. Lineær tilpasning har ikke denne egenskapen, og den vil derfor trolig ikke gi like stiv modellering av forbruket.

Det er lite tilgjengelige data som viser hva priselastisiteten eller break-even nivåene til industrien er. Mye av denne informasjonen er ikke offentlig tilgjengelig. I tillegg er det lite empiriske data om temaet da det ikke har vært mange svært anstrengte kraftsituasjoner så langt. ECON's analyser bygd på erfaringer fra vinteren 2002/2003 viser at det er en treghet i tilpasningen, men at denne er forskjellig for de ulike typene industri og avhengig av produktprisen på verdensmarkedet. For aluminiumsindustrien, som utgjør en stor andel av industriforbruket i Midt-Norge, fant ikke ECON noen verdi for elastisiteten.

Resultatene til ECON viser en nedgang på 11% for trefordeling og 18% for ferrosilisiumsproduksjon i løpet av en perioden på en måned. Om en antar at en måned tilsvarer fire uker vil dette medføre en verdi for treghetsparameteren, β , på ca 3% og 4,5%. De empiriske data viser en

fleksibilitet veldig ulik den modellerte. Det er antatt at Statnett har tatt høyde for tregheten ved å dulle opp industriforbruket i flere trinn. Det er antatt at dette er gjort for å få modellert treghet i tilpasningen, og på denne måten unngå at hele forbruket kobles ut med en gang situasjonen blir litt forverret.

Siden det er så mye usikkerhet i forhold til verdi av treghetsparameter ble det valgt å simulere med flere ulike verdier. På den måten får man informasjon om hvilken innvirkning valg av β vil ha på situasjonen i Midt-Norge og hvordan modellen reagerer på nedsatt fleksibilitet. Verdiene som ble valgt var i utgangspunktet β lik 10%, 20% og 40%. Disse er en del høyere enn hva ECON har beregnet. Siden det er valgt å ikke forandre på utkoblingstrinnene er det valgt å se på parametre som ligger et sted mellom ECONs analyser og Statnett verdi på 100%. På bakgrunn av resultatene ble det valgt å også ha med β lik 60%.

Det ble kun implementert treghet i tilpasningen for Norge. Norge har den største andelen kraftkrevende industri i forhold til totalforbruk. I tillegg har modelleringen av Norge mest å si for situasjonen i Midt-Norge.

Det ble valgt å gi samme verdi på treghetsparameteren til alle typer kontrakter. Det eneste unntaket var kontrakten for gass og oljebehandlingsanlegg i Midt-Norge. Denne kontrakten har utkoblingspris på 49 Eurocent/kWh, noe som ble tolket som at den stiller i samme rasjoneringskategori som alminnelig forbruk. Terskelen for å koble ut olje og gassbehandlingsanlegg er svært høy siden Norges rykte med hensyn til leveringssikkerheten er viktig.

Resultatene for $\beta = 20\%$ ble gjennomgått i detalj for å kunne sammenligne med resultatene fra del A.

5.5 Kalibrering

For å kalibrere modellen ble det benyttet et program som gjør en systematisk søking etter størst samfunnsmessig overskudd. Programmet er laget ved SINTEF og gjennomfører en rekke simuleringer der en av parametrene for et av områdene forandres fra gang til gang. Parameteren forandres opp og ned for å undersøke endringer i samfunnsøkonomisk overskudd. Søkemetoden garanterer ikke optimum siden den kan ende opp i et lokalt optimum. Det er derfor nødvendig å sjekke at magasindisponeringen for kalibreringen ser fornuftig ut.

For å unngå at de ulike simuleringene skulle havne i ulike optimum ble basismodellen kalibrert først. Denne kalibrering ble så utgangspunktet for kalibreringene til de andre modellene. Det viste seg at kalibreringsparametrene endret seg lite mellom de ulike modellene. Kalibreringsverdiene til basismodellen er vist i vedlegg B.

Kapittel 6

Resultater

I denne delen simuleres del med utgangspunkt i datasettet beskrevet i kapittel 4.

6.1 Del A: Basismodellen

Først ble det simulert med Statnetts eksisterende modell med de oppdateringene som er omtalt i kapittel 4.

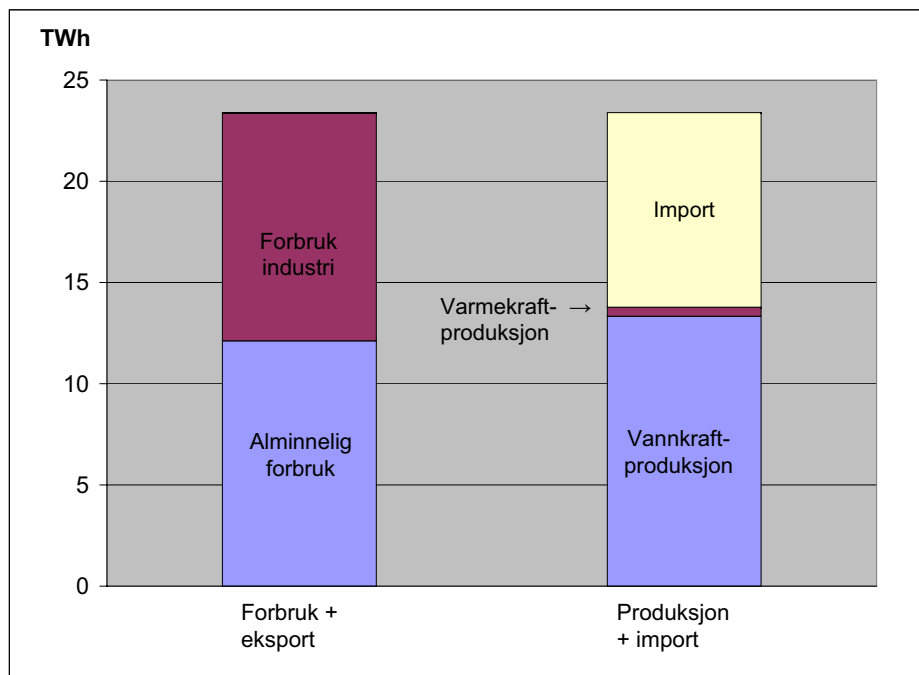
6.1.1 Energibalanse

Figur 6.1 viser gjennomsnittlig energibalanse på årsbasis. Figuren viser at alminnelig forbruk og forbruket fra industrien er av samme størrelseorden i regionen. Videre kommer det klart frem av figuren at Midt-Norge er avhengig av en betydelig mengde import for å skape balanse. Eksport, som skal ligge øverst på forbrukssøylen, er så liten at den ikke er synelig.

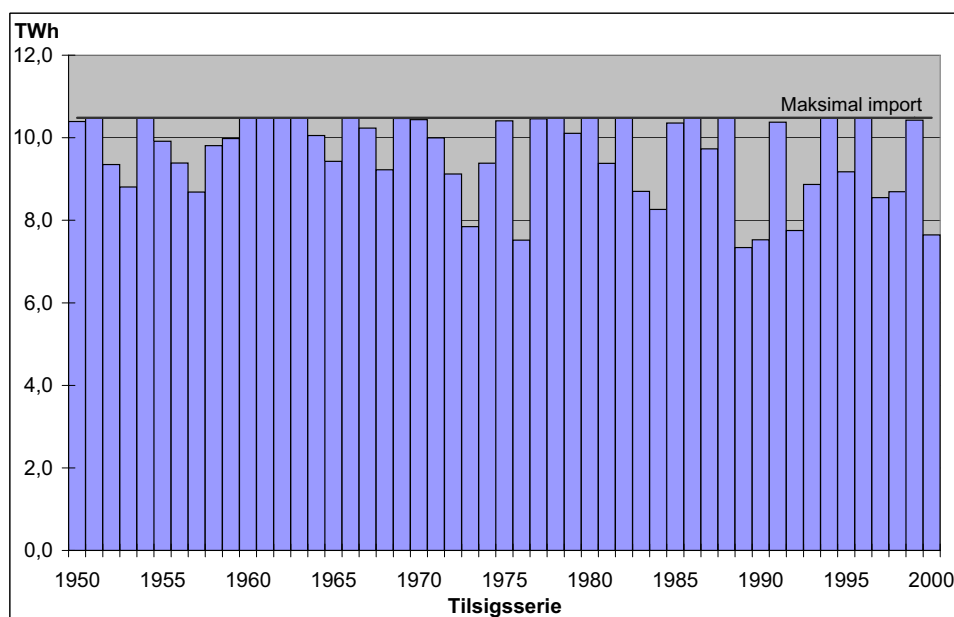
6.1.2 Import

Maksimal import til Midt-Norge fra Dummy-området er satt til 1200 MW. Om det er maksimal import 24 timer i døgnet hele året vil maksimal årlig import bli 10,48 TWh. Figur 6.2 viser årlig import for de ulike tilsigsseriene. Som det kommer frem av figuren vil det være maksimal import for flere av årene. Selv i våtår vil det være mye import. Regionen er et klart underskuddsområde.

Figuren viser import og ikke netto utveksling. Figuren tar med andre ord ikke hensyn til eksport. Eksporten fra Midt-Norge vil være liten, så den vil ha liten innvirkning på resultatet. Gjennomsnittlig årlig eksport for de 51 tilsigsseriene er 0,03 TWh. Maksimal eksport er for år 1976, med en samlet eksport på 0,45 TWh. Selv om det er en lav verdi skiller dette året seg ut som det med klart mest eksport. 28 av 51 år gir ingen eksport. Gjennomsnittlig netto utveksling er på 9,59 TWh, noe som stemmer overens med Statnetts egne beregninger på 9 TWh.



Figur 6.1: Gjennomsnittlig årlig energibalansen for Midt-Norge

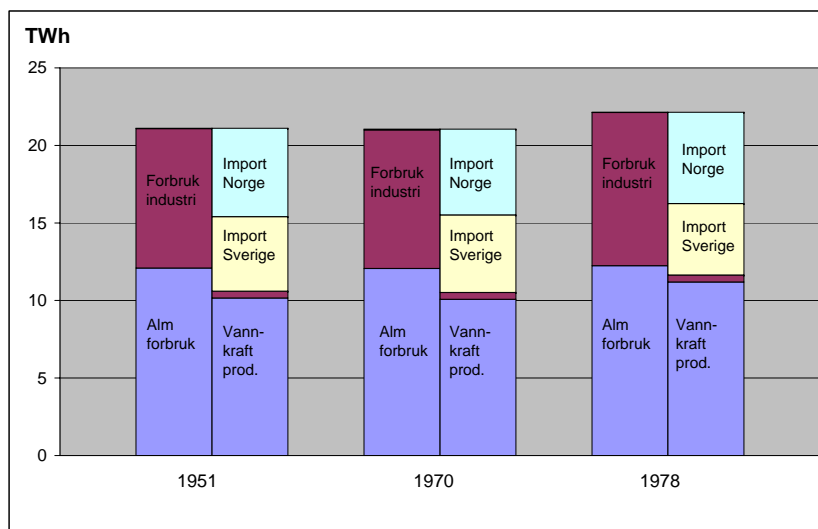


Figur 6.2: Årlig import for de ulike tilsigsseriene

6.1.3 Energibalansen i tørrår

Det er valgt å se nærmere på noen tilsigsserier som vil kunne gjøre kraftsituasjonen i regionen anstrengt. Seriene som er valgt er for årene 1951, 1970 og 1978. Figur 6.3 viser energibalansen

for de tre årene. For seriene 1951 og 1970 er det samlede forbruket merkbart lavere enn gjennomsnittet presentert i forrige avsnitt. Årsaken til dette er at vannkraftproduksjonen er betydelig lavere, noe som også kommer klart frem av figuren. Energibalansen for 1978 er ikke like lav som de to andre årene. At det allikevel blir rasjonering i 1978 må ses i sammenheng med at 1977 var tørrere enn normalt.



Figur 6.3: Energibalansen for Midt-Norge, tre tørrår

Alminnelig forbruk holder seg på nogenlunde samme verdi for de tre tørrårene sammenlignet med gjennomsnittsforbruket. Dette kan ses i sammenheng med at kun 7% av allminnelig forbruk er prissensitivt, mens all industri er modellert som prisavhengig.

I alle disse tre årene vil det være tilnærmet maksimal import, se figur 6.2. Det vil ikke være noen eksport.

6.1.4 Effektbalanse

Som nevnt i del 5.2.3 blir det ansett som rasjonering når prisen blir over 37,5 Eurocent/kWh. Med denne definisjonen vil det, som tidligere nevnt, bli rasjonering i tre av tilslagsseriene, 1951, 1970 og 1978. Tabell 6.1 viser oversikt over hvilke uker det vil bli rasjonering og hvor stort volum som samlet vil bli rasjonert for de tre tilslagsseriene.

Prisene kommer aldri opp til 50 Eurocent/kWh, noe som betyr at det kun er industrien som rasjoneres og ikke alminnelig forbruk. Tilslagsserien 1970 gir klart mest rasjonering med 600 GWh i løpet av 6 uker. Til sammenligning ligger forbruket i denne perioden på rundt 300 GWh per uke.

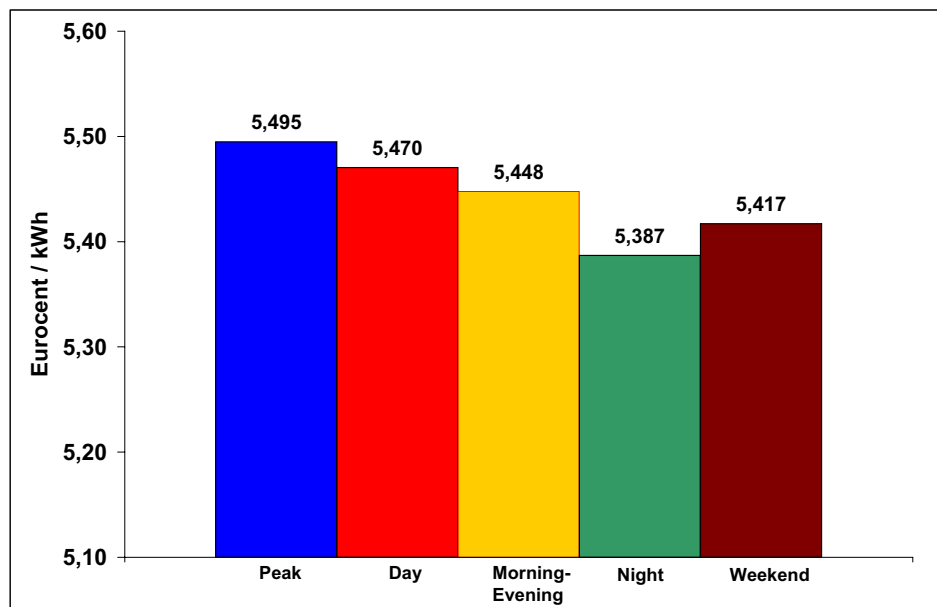
Tabell 6.1: Rasjonering i Midt-Norge

År	Uker	Volum [GWh]
1951	19	27,87
1970	11-15,18	599,84
1978	18-19	91,34

6.1.5 Priser

Gjennomsnittspriser er beregnet ut fra ukespriser og er ikke vektet opp mot forbruket. Dette vil ikke gi helt riktig verdi siden prisene som oftes er høyest om vinteren samtidig som forbruket er størst. Gjennomsnittsprisene blir snittprisen per uke og ikke per kWh. Dette vil være tilfelle for alle simuleringene, slik at det blir like betingelser for sammenligninger mellom ulike simuleringer.

Figur 6.4 viser prisen fordelt på de ulike prisavsnittene. Figuren viser at prisvariasjonen over døgnet er små.¹ Mellom høylastperioden (peak) og natt er det en prisforskjell på 0,12 Eurocent/kWh.

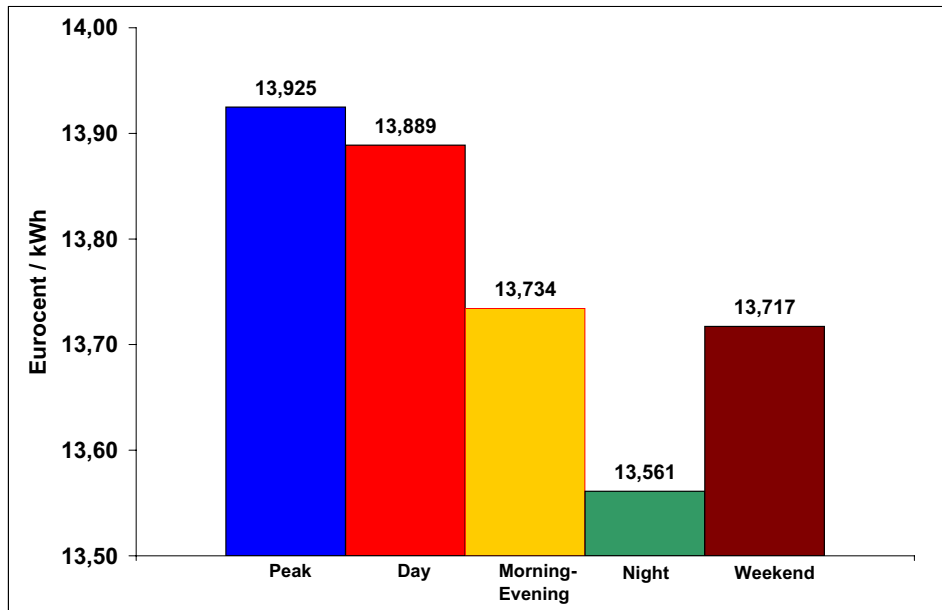


Figur 6.4: Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene

Prisforskjellen er ikke noe større for tørrårene 1951 og 1978. For 1970 er det noe større prisforskjell, se figur 6.5, men forskjellen er fortsatt ikke større enn 0,36 Eurocent/kWh mellom høylastperioden og natt.

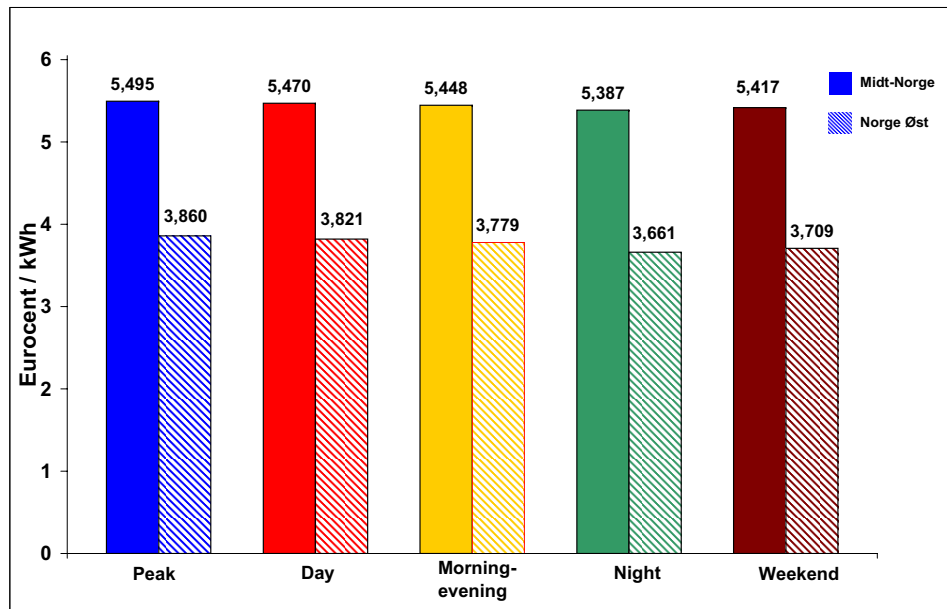
Sammenlignet med prisavsnittene for område Norge Øst kommer det frem at det er litt større

¹Det gjøres oppmerksom på at skalaen på y-aksen går ikke fra null, så prisvariasjoene er mindre enn hva man først kan få inntrykk av



Figur 6.5: Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene for 1970

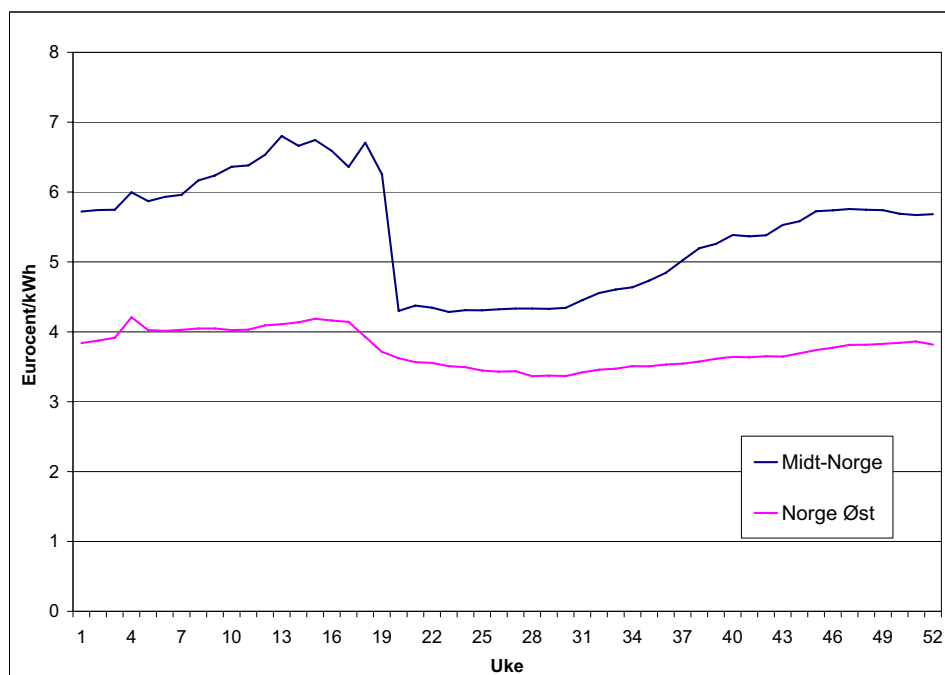
prisvariasjon over døgnet der, men prisforskjellen er minimal, se figur 6.6. Den litt større døgnvariasjonen kan komme av billig natteimport fra Danmark og eksport tilbake i høylasttimene.



Figur 6.6: Gjennomsnittspris i Midt-Norge og Norge Øst for de ulike prisavsnittene

I tillegg viser figuren at prisene i Midt-Norge vil ligge godt over prisene på Østlandet. Dette kommer også frem fra figur 6.7 som viser ukesprisen igjennom året. Norge Øst vil ha en jevnere

pris og vil ikke den samme prisstigningen om vinteren slik som Midt-Norge har. Midt-Norge har en tydelig pristopp på sen vinteren. Denne pristoppen sammenfaller med de ukene det er rasjonering for tre av tilsigsseriene, tabell 6.1



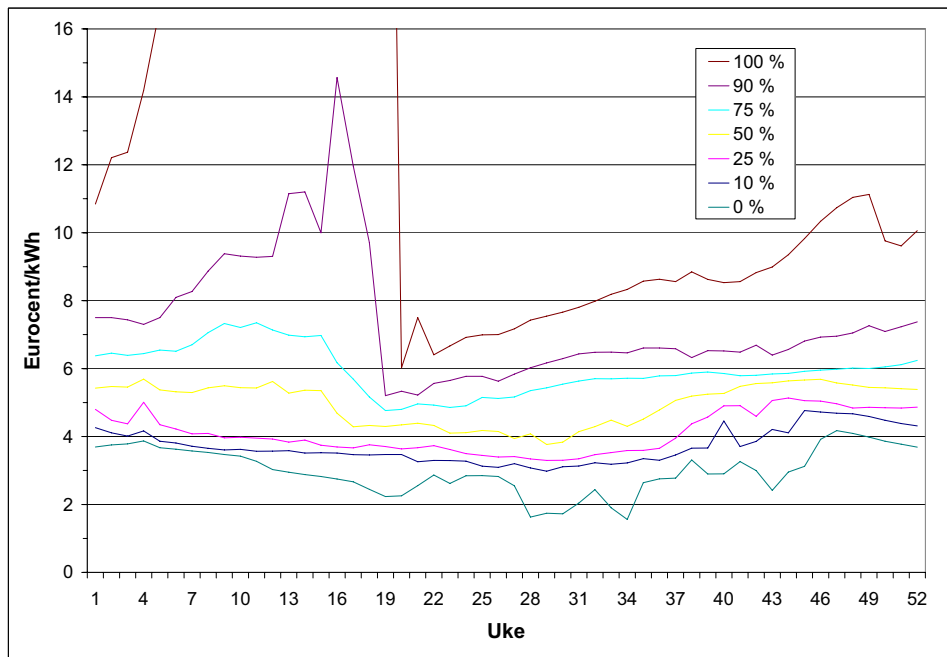
Figur 6.7: Gjennomsnittlig ukespriser for Midt-Norge og Norge Øst

Perioder med spesielt høye priser vil være med på å trekke opp gjennomsnittsprisen. For å få et bedre bilde på prisfordelingen for de ulike tilsigsserier er det i figur 6.8 vist prosentiler for ukesprisene i Midt-Norge. Toppen på 100-prosentilen er ikke tatt med for å tydeligere kunne vise variasjonen mellom de andre prosentilene. 100-prosentilen vil gå opp til en maksimalpris på 43 Eurocent/kWh.

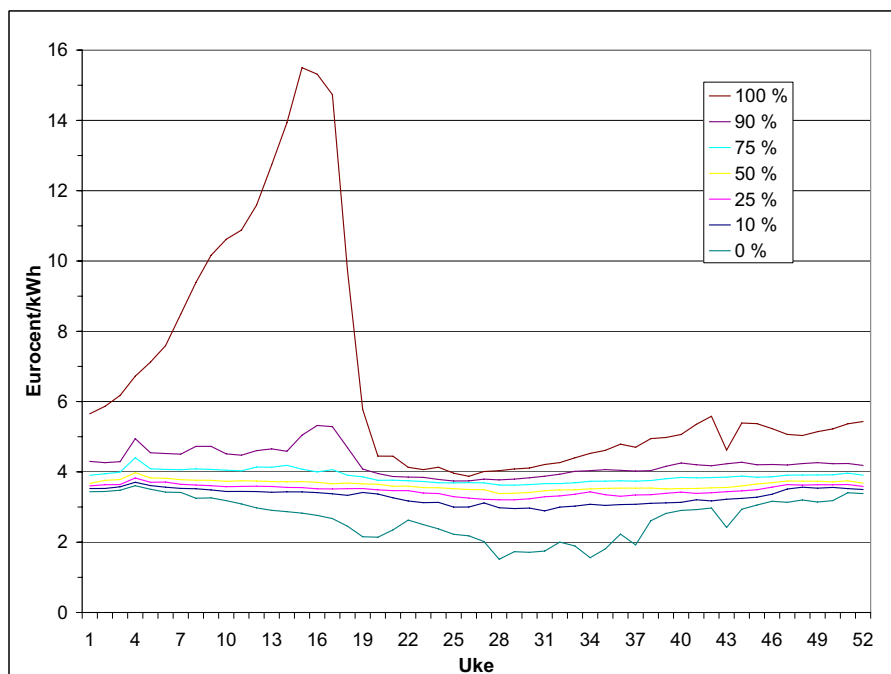
Prisen i Midt-Norge vil kunne bli veldig høy for noen tilsigsserier. Også 90-prosentilen vil gi spesielt høye priser.

For Norge Øst vil det være mindre prisvariasjon, se figur 6.9. Noen tilsigsserier vil gi høye priser, men det vil ikke bli rasjonering. Uten om ekstemprisene vil prisen variere lite i forhold til Midt-Norge.

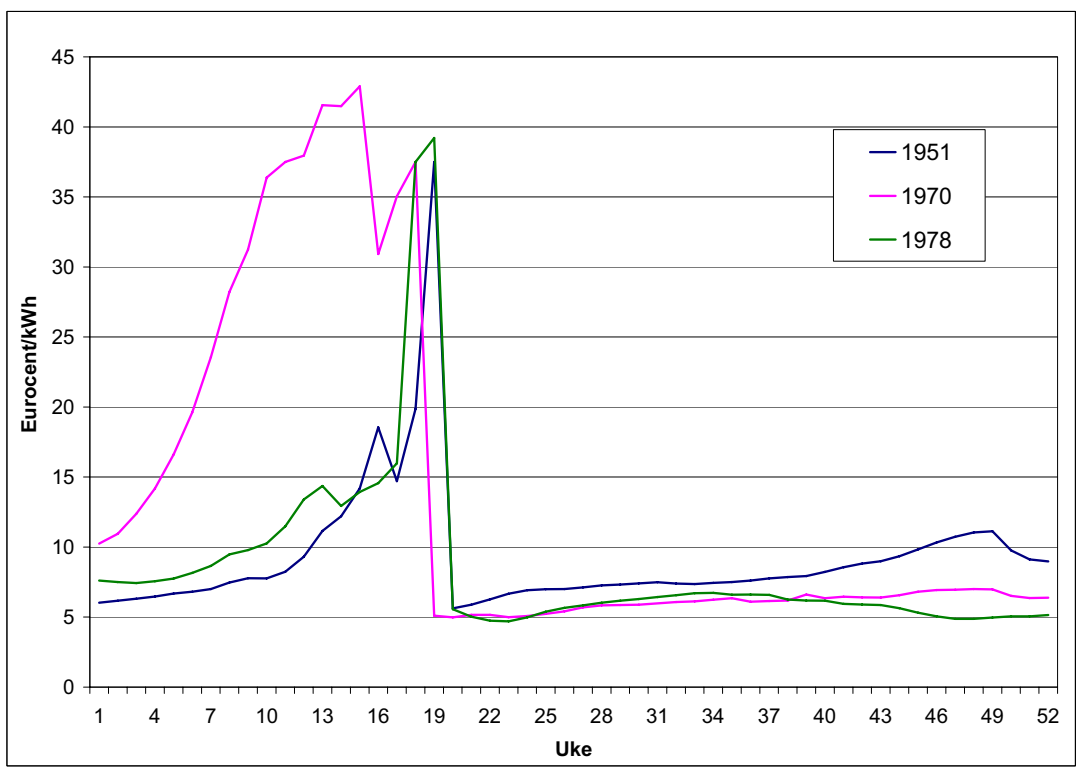
Prisfordelingen over året for de tre tørrårene vises i figur 6.10. Alle tre årene har ekstrempriser senvinters. For de andre ukene vil prisene normalisere seg. -er her?



Figur 6.8: Ukespriser som prosentiler for Midt-Norge



Figur 6.9: Ukespriser som prosentiler for Norge Øst



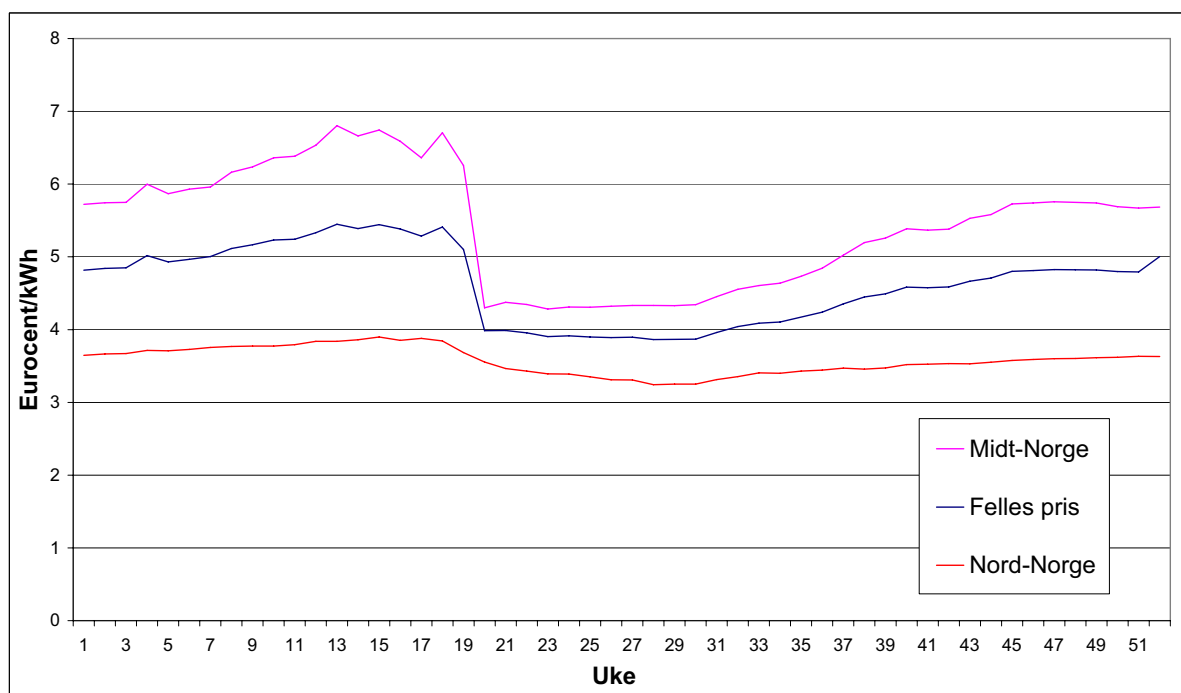
Figur 6.10: Ukespriser for tre tørrår

6.2 Del B: Eget prisområde

Inndelingen av Midt-Norge som eget prisområde er benyttet flere ganger av Statnett for å håndtere langsiktige flaskahalter i overføringsnettet, som nevnt i del 2.3. Resultatene i del A har tatt utgangspunkt i resultatene direkte fra Samkjøringsmodellen. I modellen er Norge inndelt i 7 delområder, hvor hvert område kan ses på som eget prisområde. Resultatene så langt har derfor tatt utgangspunkt i at Midt-Norge er et eget prisområde. I denne delen vil te undersøkes hvilken innvirkning det har på prisen hvorvidt Midt-Norge er eget prisområde eller ikke.

Figur 6.11 viser gjennomsnittsprisene for Midt-Norge når regionen inngår som en del av prisområdet NO2 og når det skilles ut som eget område. Som figuren viser prisen i Midt-Norge være med på å dra opp prisen i NO2 og øker prisvariasjonen gjennom året.

Når Midt-Norge skille ut og det er separate priser for Nord-Norge og Midt-Norge vil prisen i Midt-Norge ligge godt over prisen i Nord-Norge.²



Figur 6.11: Gjennomsnittspriser for Midt-Norge med og uten eget prisområde

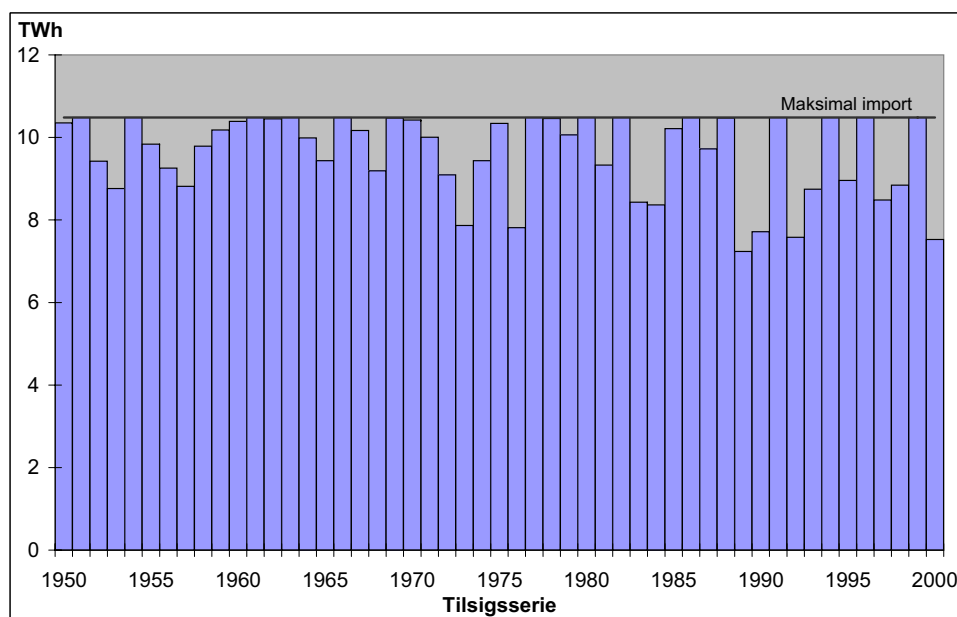
²Det som her omtales som Nord-Norge er ikke det samme som delområdet Norge Nord. Prisen for Nord-Norge er den vektete prisen for de to delområdene Norge Nord og Norge Finnmark.

6.3 Del C: Langsiktig forbrukselastitet

I denne delen vil den nye måten å modellere utkoblbart forbruk bli testet ut.

6.3.1 Treghetsparameteren $\beta = 20\%$

Import ved $\beta=20\%$ vises i figur 6.12. Som det kommer frem fra figuren vil det også her være maksimal import for mange av tilsigsseriene. Alle årene er avhengig av betydelig import.

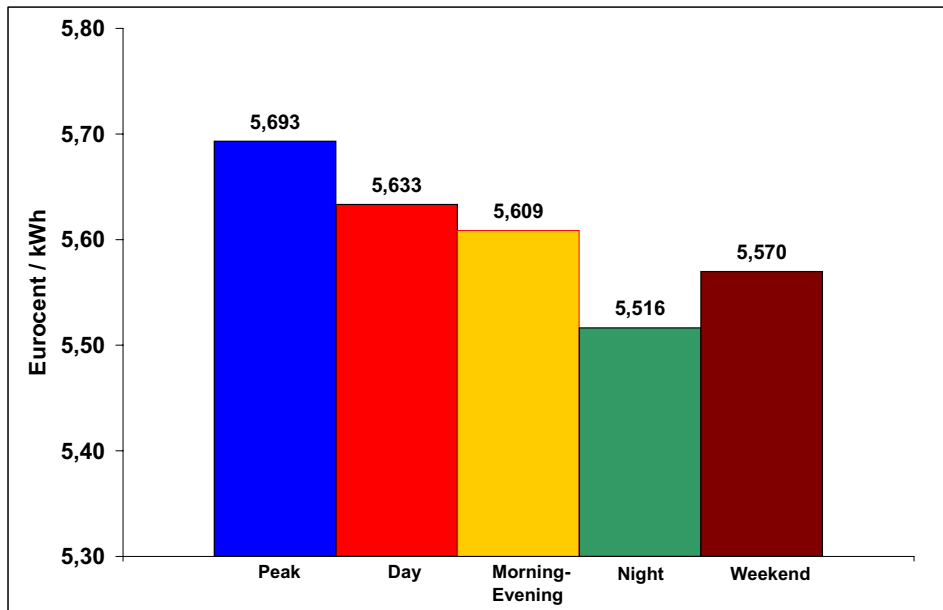


Figur 6.12: Import for de ulike tilsigsseriene med $\beta=20\%$

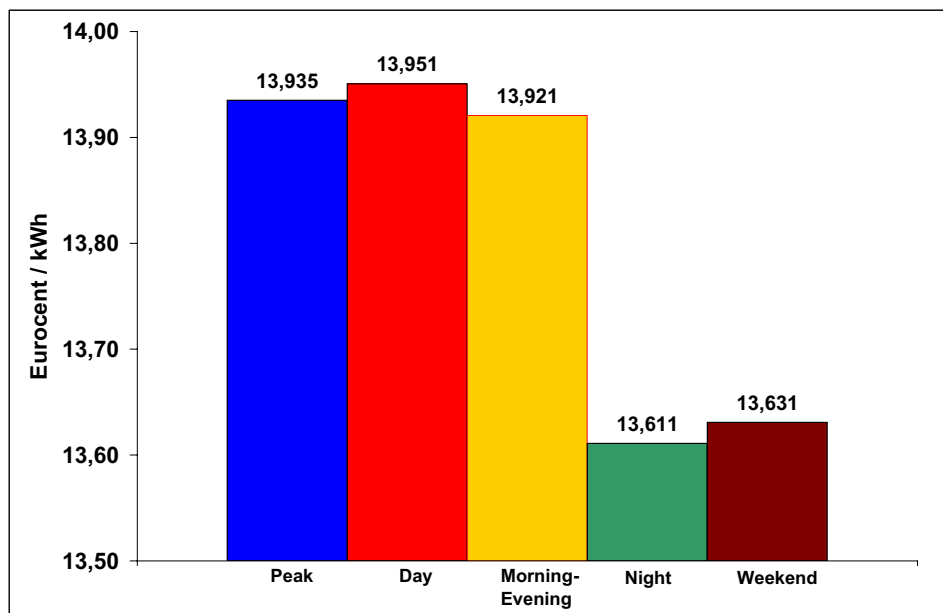
Gjennomsnittlig årlig eksport er 0,04 TWh, mens basismodellen hadde gjennomsnittlig årlig eksport på 0,03 TWh. Det vil være null eksport i 27 av 51 år. Maksimal eksport inntreffer 1976 med 0,49 TWh eksport og er det året med klart mest eksport. Eksport er ikke lagt inn i figur 6.12. Gjennomsnittlig netto utveksling er 9,57 TWh, noe som er litt lavere enn for basismodellen.

Ved å implemtere treghet i fleksibiliteten vil gjennomsnittsprisen bli høyere. Figur 6.13 viser at prisene vil gå noe opp i alle prisavsnittene sammenlignet med prisene i figur 6.4. Prisvariasjonen over døgnet vil øke, til 0,18 Eurocent/kWh i variasjon mellom høylast og natt. Prisforskjellen vil allikevel være minimal.

Prisvariasjonen for 1970 vises i figur 6.14. Variasjon mellom høylast og natt er på 0,32 Eurocent/kWh. Det vil ikke være noen økning i prisvariasjonen i forhold til basismodellen. Dette underbygger påstanden om at det først og fremst er energimangel og ikke effektmangel i Midt-Norge.



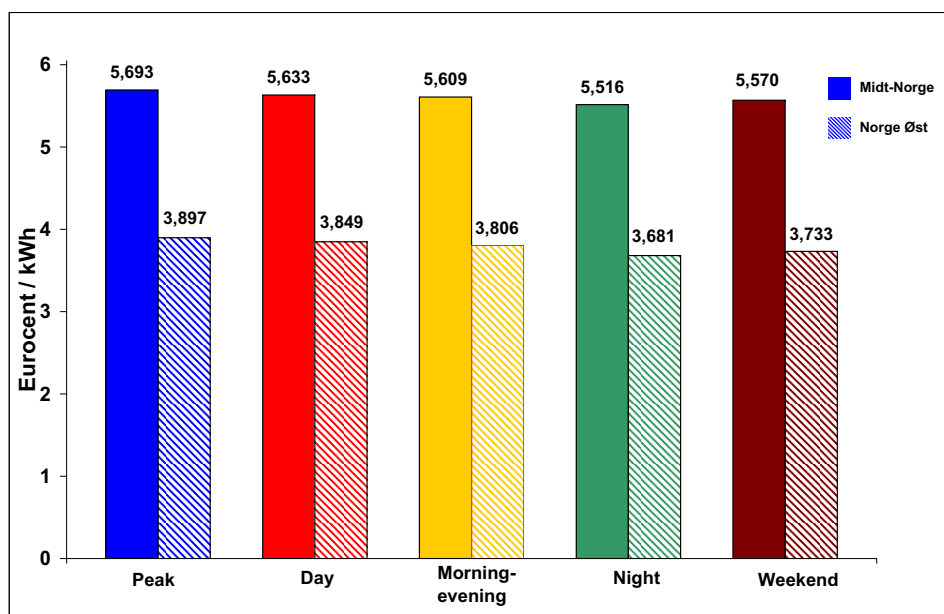
Figur 6.13: Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene med $\beta=20\%$



Figur 6.14: Gjennomsnittspris for de fem prisavsnittene for 1970 med $\beta = 20\%$

Figur 6.15 viser at det heller ikke blir særlig økning i prisvariasjonene for Norge Øst. For Norge Øst vil det være en marginal økning i pris i forhold til basismodellen.

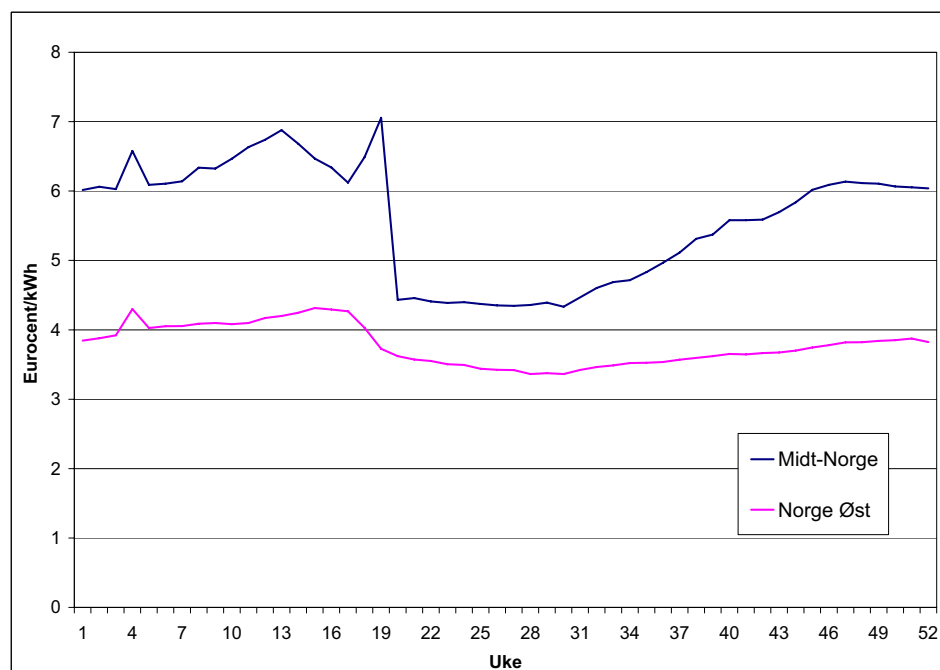
Midt-Norge vil fortsatt ha en høyere pris i vinterhalvåret med en pristopp mot slutten av vinteren. Pristoppen vil bli mindre markant i forhold til basismodellen, se figur 6.7, prisene vil



Figur 6.15: Gjennomsnittspris i Midt-Norge og Norge Øst for de ulike prisavsnittene

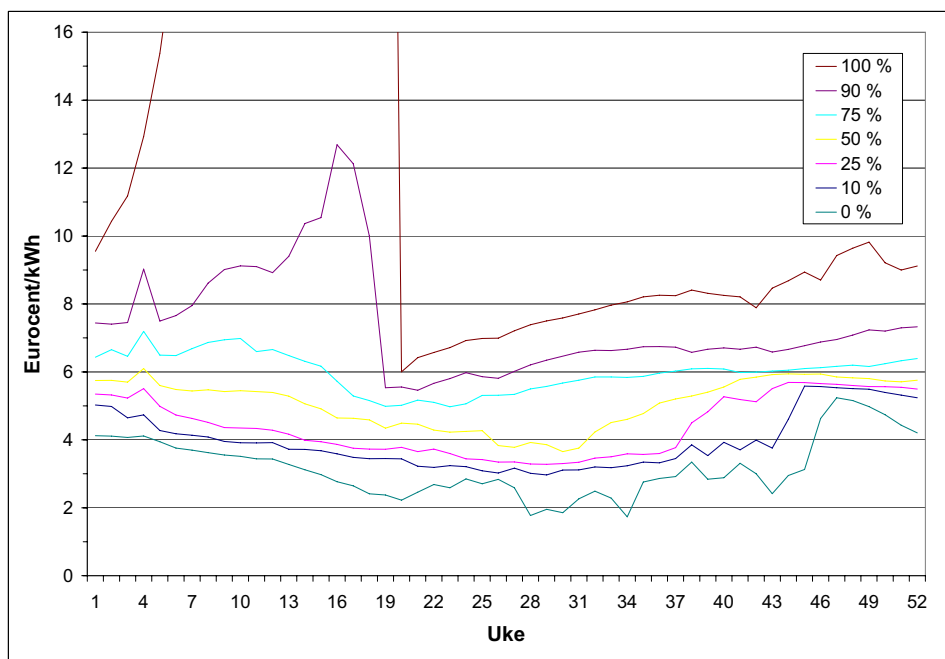
holde seg mere jevnt over høye hele vinteren igjennom. Det blir en topp i gjennomsnittsprisen rundt uke 5 og rundt uke 19, mer om dette senere.

Norge Øst vil fortsatt ha jevnere priser over året, se figur 6.16. Det blir en større prisstigning om vinteren enn hva som var tilfelle uten treghet i forbruksfleksibiliteten.



Figur 6.16: Gjennomsnittlig ukepris for Midt-Norge og Norge Øst med $\beta = 20\%$

Prisprosentilene for Midt-Norge, se figur 6.17, er ikke veldig ulik basismodellen. 100-prosentilen, som ikke vises helt i figuren, går opp til 50 Eurocent/kWh med $\beta = 20\%$, mens den i basismodellen ikke gikk lenger enn 40 Eurocent/kWh. I begge tilfeller vil det være rasjonering, men med priser på 50 Eurocent/kWh vil det være rasjonering av alminnelig forbruk. 90-prosentilen har en lavere maksimalverdi her enn for basismodellen, ellers må prisene sies å fordele seg nogenlunde likt.



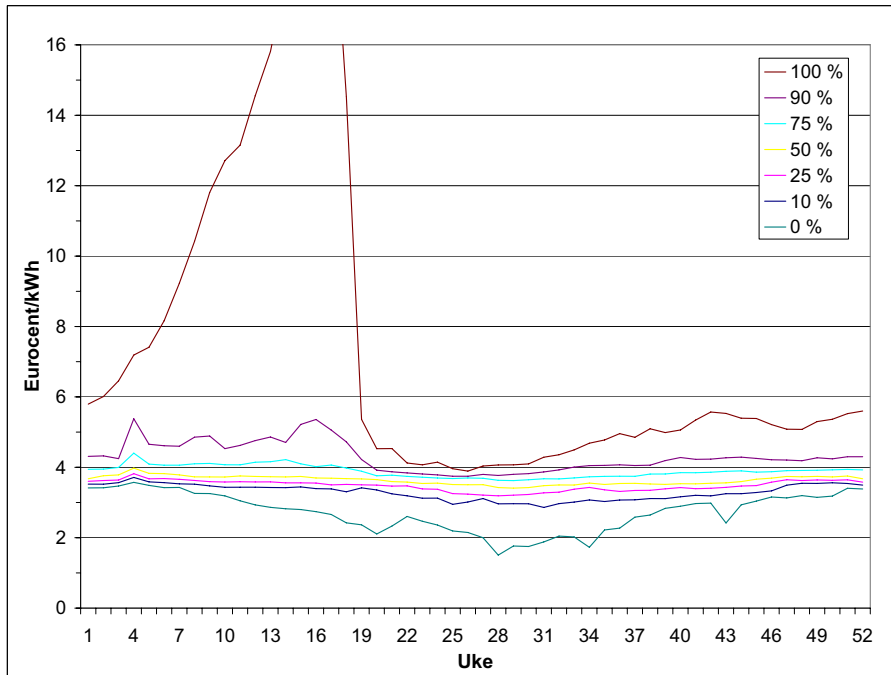
Figur 6.17: Ukepriser som prosentiler for Midt-Norge med $\beta = 20\%$

Endringene i prisene mellom de to ulike modellene ses bedre for Norge Øst. Maksimalpris vil stige fra 15,5 Eurocent/kWh i basismodellen til 21 Eurocent/kWh med $\beta = 20\%$, se figur 6.18. Den nye modelleringen viser klart at den vil medføre en forverring av kraftsituasjonen for Norge Øst i et tørrår. Det vil allikvel ikke medføre rasjonering for dette delområdet. I 90% av tilfellsene ikke oppstå situasjoner med store prisvariasjoner for Norge Øst.

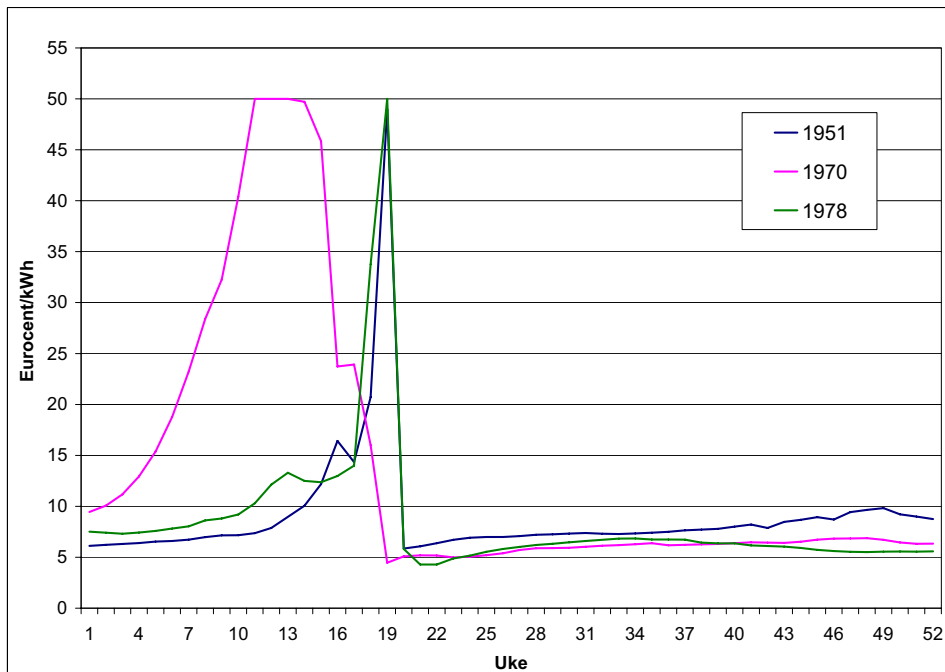
Maksimalprisene i de tre tørråene blir høyere med den nye modelleringen, se figur 6.19. I 1970 og 1978 går prisen opp til 50 Eurocent/kWh, noe som er maksimalprisen til modellen og fører til rasjonering av alminnelig forbruk. For 1951 vil maksimalprisen stige til 49 Eurocent/kWh, som betyr forbruket til olje og gassbehandlingsanlegg rasjoneres. At prisene vil stige helt opp til maksimalpris for modellen er forventet. I basismodellen er modellert med et betydelig kutt i forbruket når prisen kommer opp til 37,5 Eurocent/kWh. Med den nye modelleringen av forbruket kan det ikke kuttes umiddelbart i dette forbruket, og prisene vil derfor fortsette å stige.

Rasjonering med $\beta = 20\%$ vises i tabell 6.2. Det er klart mer rasjonering med denne modelleringen av forbruket. Det er rasjonering i flere og volumene er større enn for basismodellen.

Det er forventet at effektbalansen endrer seg. Endringene er beskrevet ved prosentvis endring av effektforbruket for den nye modelleringen i forhold til basismodellen. For å unngå at verdier



Figur 6.18: Ukepriser som prosentiler for Norge Øst med $\beta = 20\%$

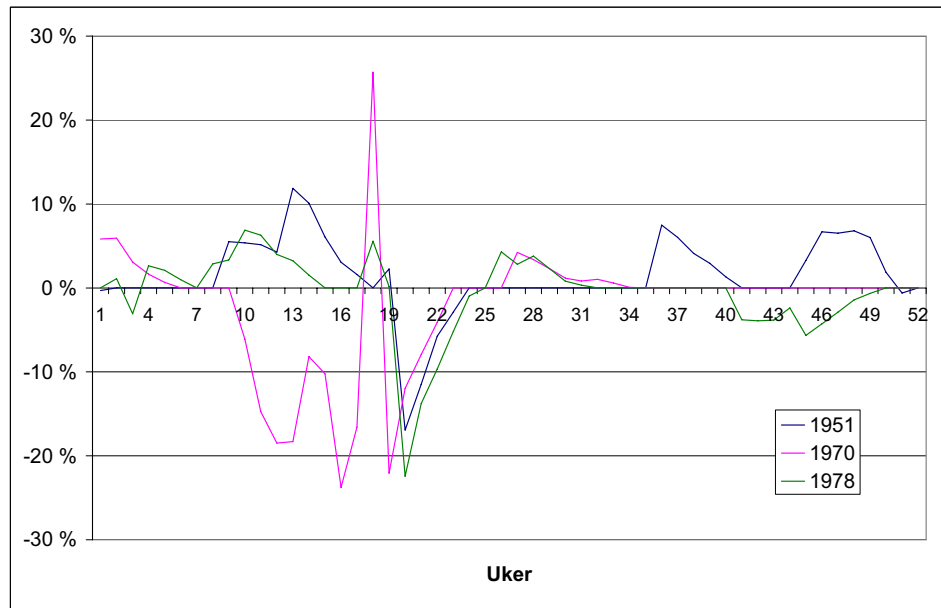


Figur 6.19: Ukespris i tre tørrår med $\beta = 20\%$

Tabell 6.2: Rasjoning for $\beta = 20\%$

<i>År</i>	<i>Uker</i>	<i>Volum [GWh]</i>
1951	19	31,44
1970	10-15	839,69
1977	17	5,02
1978	18-19	93,42
1979	19	16,23
1985	18	10,69
1986	16	62,77

skulle utligne hverandre er det her sett på tre forskjellige år og ikke gjennomsnittsverdien. Effektsituasjonen for de tre tørrårene vises i figur 6.20.

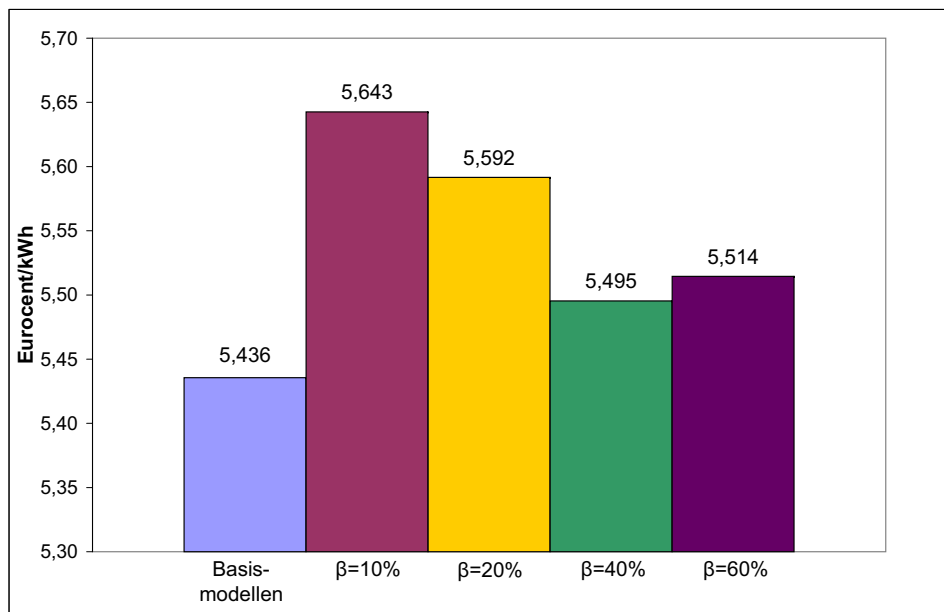


Figur 6.20: Endring i totalt effektforbruket med $\beta = 20\%$

Det vil være en merkbar endring i effektforbruket. Den tydeligste endringen vises i nedgangen i effekten som kommer etter uke 19. Med den nye modelleringen vil det ta tid å øke forbruket etter perioder med utkobling.

6.3.2 Andre verdier av β

Den samme simuleringen er også gjort for tre andre verdier av β , henholdsvis 10 %, 40 % og 60%. Gjennomsnittsprisen for samtlige simuleringer vises i figur 6.21. Resultatet er som forventet med unntak for $\beta = 40\%$. Når fleksibiliteten til systemet går ned er det forventet at prisen går opp. Prisen for $\beta = 40\%$ og $\beta = 60\%$ er ganske like, noe som kan komme av at det forskjellen mellom disse to modelleringene er minimal.

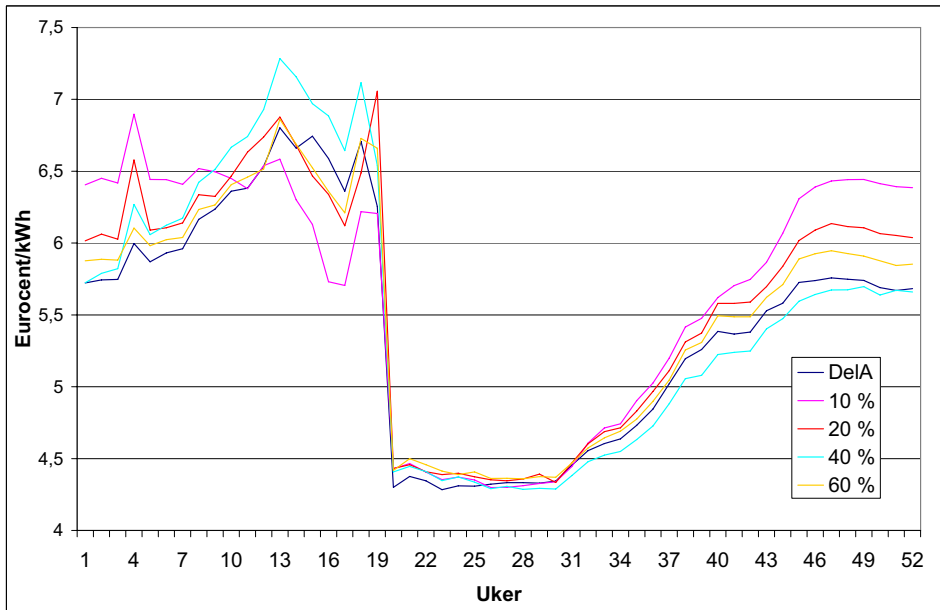


Figur 6.21: Endring i gjennomsnittspris ved ulike verdier av β

Ved å undersøke prisene gjennom året kommer det frem litt uventede (annet ord!!) resultat, se figur 6.22. I perioden frem til uke 10 vil prisene være som forventet. Basismodellen gir lavest pris og prisene vil stige ettersom fleksibiliteten går ned. Etter uke 10 er resultatene litt mer uklare. $\beta = 40\%$ gir høyest pris, mens $\beta = 10\%$ gir lavest. Rundt uke 19 faller prisene og ligger omtrent likt gjennom sommeren. Utover høsten blir prisen for $\beta = 10\%$ høyest etterfulgt av $\beta = 20\%$ og $\beta = 60\%$. Noe uventet (annet ord??) har $\beta = 40\%$ lavest pris i denne perioden. $\beta = 40\%$ gir størst prisvariasjoner igjennom året, mens $\beta = 10\%$ gir lavest prisvariasjon. De tre tørrårene gir like uklare resultater, se D.

Effektforbruket for $\beta = 20\%$ viste at det var en endring i effektbalansen med den nye modelleringen. Det som fremkom klart var nedgangen i effektforbruket etter uke 19. For de andre verdiene av β er det effektforbruket ved 10% som gir størst utslag. Endringene i effektforbruk for denne modellen i forhold til basismodellen er vist i figur 6.23. Igjen er det effektforbruket for de tre tørrårene som er vist. Som det fremgår av modellen vil effektforbruket også her gå ned etter uke 19. Imidlertid er det her, ulikt $\beta = 20\%$, økt relativt effektforbruk i perioden før uke 19.

Effektforbruket for de to andre verdiene av β er vist i C.



Figur 6.22: Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β



Figur 6.23: Endringer i effektforbruk for $\beta = 10\%$ i forhold til basismodellen

vil gi mindre rasjonering. $\beta = 10\%$ gir lavest samlet rasjonering (skrive om).

Tabell 6.3: Rasjonering i Midt-Norge for ulike verdier av β

<i>Modell</i>	<i>År</i>	<i>Uke</i>	<i>Samlet volum [GWh]</i>
Basis	1951	19	27,87
	1970	11-15,18	599,84
	1978	18-19	91,34
Sum			719,05
$\beta = 60\%$	1951	19	15,26
	1970	10-15,18	654,95
	1978	18-19	99,38
	1979	19	8,06
	1981	18	1,06
	Sum		
$\beta = 40\%$	1951	19	34,85
	1970	10-15	677,62
	1977	17	5,66
	1978	18-19	118,87
	1979	19	18,21
	1981	18	1,25
	1985	18	10,27
	1986	16	0,39
	Sum		
$\beta = 20\%$	1951	19	31,44
	1970	10-15	839,69
	1977	17	5,02
	1978	18-19	93,42
	1979	19	16,23
	1985	18	10,69
	1986	16	62,77
Sum			1 059,26
$\beta = 10\%$	1951	19	33,52
	1970	11-15,18	601,40
	1978	18-19	21,31
	1984	4	2,03
	1985	18	1,68
Sum			659,94

Rasjonering av alminnelig forbruk skjer først ved 50 Eurocent/kWh. I basismodellen, der det ikke er modellert noen treghet i forbruket, vil all industri tas ut først før det blir eventuell rasjonering på alminnelig forbruk. Uttak av industriforbruket er tilstrekkelig for å oppnå balanse og det blir derfor ingen rasjonering av alminnelig forbruk i modellen. Industriforbruket har lavere utkoblingspris og tas derfor ut først, i henhold til preferansekurven.

Når det modelleres med treghet i fleksibilitet til industrein vil det kunne oppstå situasjoner der forbruket ikke vil kunne kobles ut raskt nok og rasjonering av også alminnelig forbruk er nødvendig. Tabell 6.4 viser oversikt over rasjoneringen av alminnelig forbruk for de ulike simuleringene. Prosentandelen er regnet ut fra alminnelig forbruk ved en pris på 50 Eurocent/kWh uten rasjonering $\beta = 10\%$ gir størst rasjonering av denne typen forbruk, selv om den gir lavest rasjonering totalt, se 6.3. At det ikke kan oppnås balanse med kutt fra industriene alene er naturlig da kunn 10% av industriforbruket vil være fleksibelt fra en uke til neste. Det vil være betydelig vanskeligere å skape balanse i tørrår med denne modelleringen.

Tabell 6.4: Rasjonering av alminnelig forbruk på ukesbasis for de ulike modellen

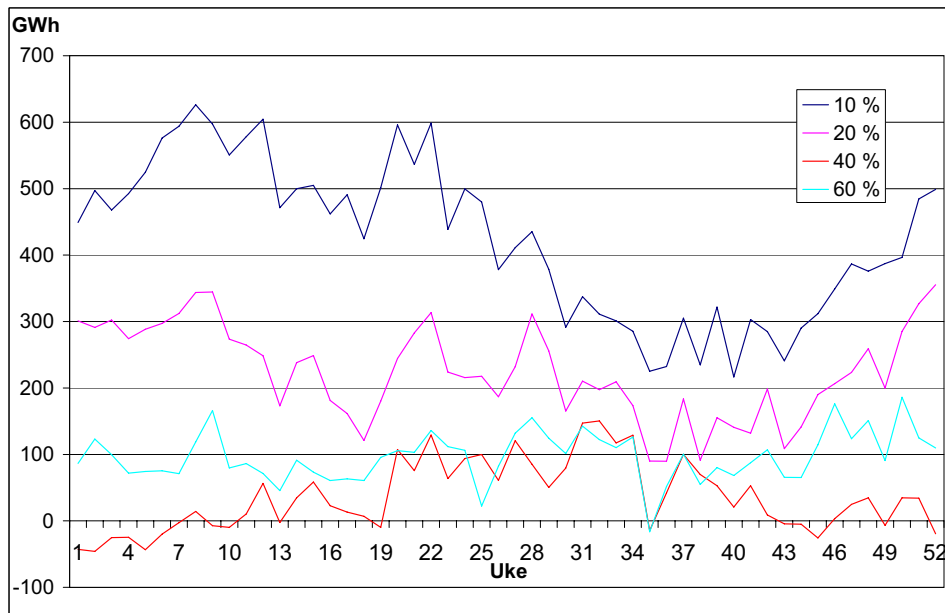
<i>Modell</i>	<i>År</i>	<i>Uke</i>	<i>Volum/uke [GWh]</i>	<i>Prosent av alm. forbruk</i>
$\beta = 60\%$	1970	15	3,33	1,4%
	1970	18	2,02	1,1%
$\beta = 40\%$	1970	15	3,71	1,5%
	1978	19	10,72	5,1%
$\beta = 20\%$	1970	11	8,91	3,4%
	1970	12	30,86	11,8%
	1970	13	23,97	8,9%
	1970	15	3,18	1,3%
	1978	19	32,03	15,4%
$\beta = 10\%$	1970	13	80,18	29,8%
	1970	14	59,72	21,9 %
	1970	15	46,11	18,7 %

Siden rasjoneringsvolumet går så mye nede fra $\beta = 20\%$ til $\beta = 10\%$ kan ting tyde på at magasindisponeringen har endret seg. Figur 6.24 viser endringer i magasindisponeringen i forhold til basismodellen. Det er tydelig at det er en økning i fyllingsgraden for modellen med $\beta = 10\%$. Ting kan tyde på at en så stor reduksjon i fleksibiliteten vil gjøre at disponeringen (av systemet?) vil måtte legges om for å ikke få uhåndterbare (annet ord?) situasjoner. Tabell 6.3 viser at, med $\beta = 10\%$, vil det for en av tilsigsseriene være 30% rasjonering av alminnelig forbruk.

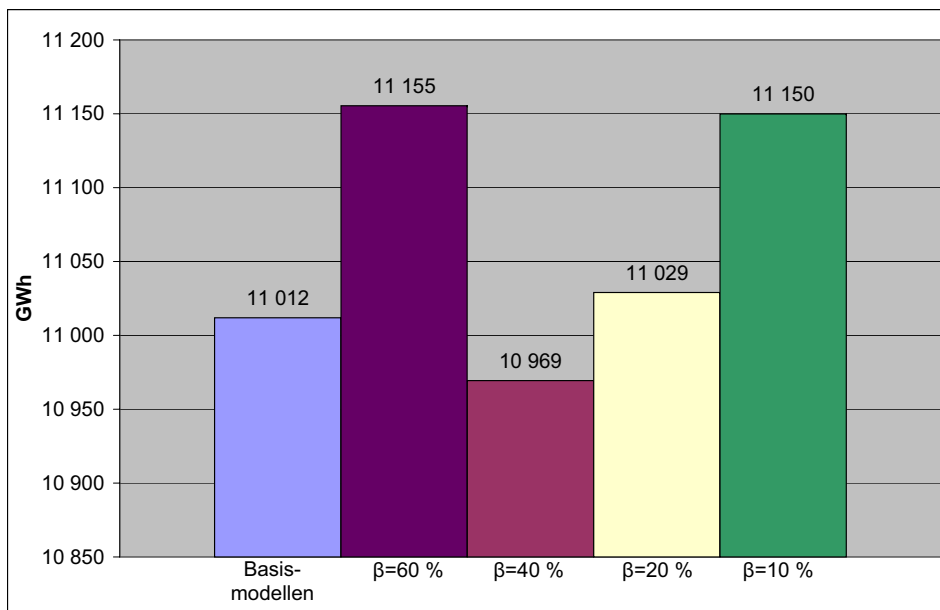
Også $\beta = 20\%$ har en tydelig økning i magasinutfylling. Økningen er ikke så stor for $\beta = 60\%$. For $\beta = 40\%$ er det kun en liten økning. I perioder vil magasinutfyllingen ligge lavere enn basismodellen. Dette er i overnstemmelse med de tidligere resultatene som viser at $\beta = 40\%$ modellen har størst prisvariasjoner og flest år med rasjonering.

Et resultat av økt magasinutfylling er som regel økt flom. Figur 6.25 viser gjennomsnittlig årlig flom for Norge. Resultatene kan virke noe inkonsekvens. Resultatet for $\beta = 10\%$ må sies å være som forventet. Økt magasinutfylling medfører økt flom. For de tre andre verdiene for β er resultatene litt vanskeligere å tolke. $\beta = 40\%$ gir mindre flom enn basismodellen, mens $\beta = 60\%$ gir mest flom av samtlige.

For å forstå disse resultatene bedre er det viktig å ta hensyn til at flom er beregnet for hele Norge. Det kan derfor være interessant å se hvordan de ulike verdiene for treghetsparameteren vil gi utslag på samlet norsk magasinutfylling. Figur 6.26 viser endringen for de ulike verdiene av β . Også her vil det være en klart høyere fyllingsgrad for $\beta = 10\%$.

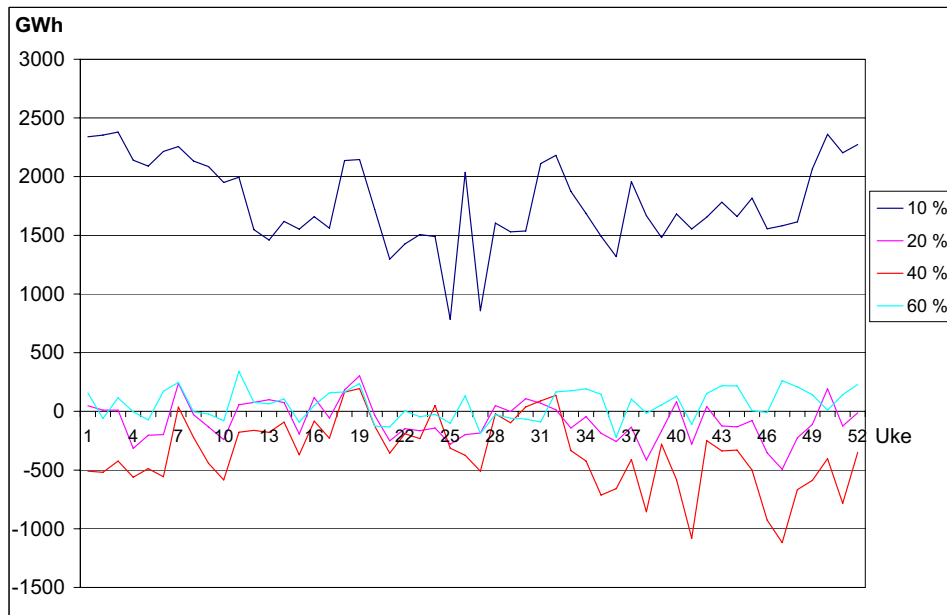


Figur 6.24: Endring i magasinifylling for Midt-Norge i forhold til basismodellen



Figur 6.25: Gjennomsnittlig årlig flom i Norge ved ulike verdier av β

$\beta = 40\%$ vil ha en lavere magasinifylling i de fleste perioder. Dette kommer klart frem fra tabell 6.5 som viser gjennomsnittsveriden på endringen i forhold til basismodellen. For $\beta = 20\%$ og $\beta = 40\%$ vil magasinifylling i snitt være lavere enn for basismodellen. Dette sammenfaller med at det for disse to modellen er nærmest like mye flom som for basismodellen.

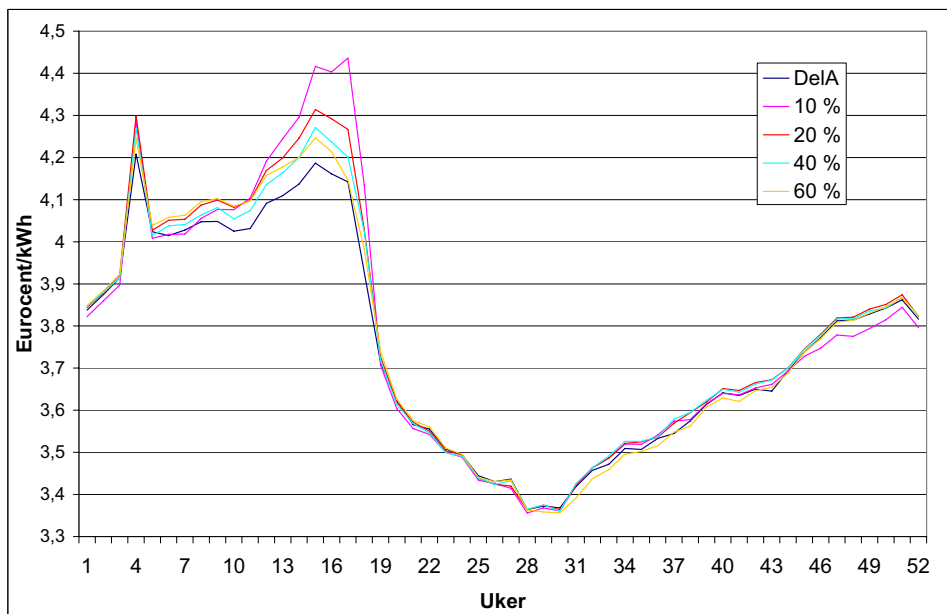


Figur 6.26: Endring i magasinifylling for Norge i forhold til basismodellen

Tabell 6.5: Gjennomsnittlig endring i magasinifylling i forhold til basismodellen for Norge

Modell	$\beta = 10\%$	$\beta = 20\%$	$\beta = 40\%$	$\beta = 60\%$
Endring [GWh]	1788	-82	-360	58

Resultatene så langt viser at man vil kunne oppleve å få andre svar om man kun ser på Midt-Norge i forhold til resten av Norge. Kraftsituasjonen i Midt-Norge er i allerede presset og dette vil kunne gi noe spesielle svar. (andre ord) Figur 6.27 viser ukesprisene for Norge Øst for ulike verdier av β . Prisene i høyprisperioden på senvinteren vil være høyere jo lavere fleksibiliteten er. -noe mer her



Figur 6.27: Ukespriser i Norge Øst ved ulike verdier av β

Kapittel 7

Diskusjon

7.1 Del A

Resultatene viser at det er et betydelig kraftunderskudd i Midt-Norge. Resultatene støtter Statnetts beregninger som er et kraftunderskudd på 9 TWh. Regionen er helt avhengig av netto import for å oppnå balanse for alle tilsigssenarioene. For noen av tilsigsseriene vil det også bli nødvendig med rasjonering.

Simuleringene viser at kraftprisen i Midt-Norge forventes å bli høy i 2010. Prisen i Midt-Norge vil være høyere enn for de andre norske områdene. Simuleringene er gjort med utgangspunkt i at Norge er delt inn i syv prisområder. Dette er ikke tilfellet hos Nord Pool, der det for tiden er tre prisområder. I hvilken grad forbrukerne i Midt-Norge vil se den prisen funnet her er uvist. Siden Statnett har uttalt at Midt-Norge vil være eget prisområde til ny overføringskapasitet er på plass, er det grunn til å tro at forbrukerne i Midt-Norge vil oppleve en merkbar høyere kraftpris enn resten av landet.

Resultatene viser små prisvariasjoner for de ulike prisavsnittene. Dette tyder på at det ikke er effektmangel, men kun energimangel i Midt-Norge. Et annet tegn på dette er at det går full import nesten hele tiden, ikke bare i høylastperioder. Industriforbruket, som utgjør nesten halvparten av forbruket, er ikke modellert med effektvariasjoner over uken. Forbruket i høylastperioder vil ikke bli veldig mye høyere enn for de andre periodene.

Rasjonering er i denne oppgaven definert ved en kraftpris på over 37,5 Eurocent/kWh. Hvorvidt dette er en god definisjon kan diskuteres, da den har fordeler og ulemper. En situasjon med så høye kraftpriser har ikke tidligere inntruffet, så det liten praktisk erfaring med dette. Bakgrunn for valg av rasjoneringspris er at siste del av industrien kobles ut ved 37,5 Eurocent/kWh. All industri vil ikke kobles ut uten at det i praksis er snakk om rasjonering. Trolig vil myndighetene gripe inn på et tidligere tidspunkt før prisen blir så høy. Denne oppgaven har derfor valgt en rasjoneringspris som er relativt høy. Fordelingen av rasjonering, slik den ble simulert i denne oppgaven, er lite trolig i praksis. Det undersøkes ikke hvordan en kritisk situasjon skal eller bør løses, men kun se på sjansen for at en slik situasjon oppstår og i hvor kritisk den er.

Det er modellert med et dummy-område for Midt-Norge for å ta hensyn til at det i situasjoner

med liten egenproduksjon vil være nødvendig å begrense totalimporten til området. I perioder med mye egenproduksjon vil det kunne være mer import. Dette er det ikke tatt hensyn til i modellen. Det er valgt å fokusere mest på situasjoner med kraftmangel og liten egenproduksjon.

Dummyområdet medfører at det kan gå transitt mellom Norge Nord, Norge Øst, Norge Vest og Sverige. I virkeligheten vil dette skape stabilitetsproblemer. Simuleringene viser at det i de fleste scenarioene ikke vil være noe transitt, så dette kan ses på som et minimalt problem. Det vil kunne gi utslag for kraftsituasjonen i områdene rundt, men siden det her fokuseres på Midt-Norge antas det at dette ikke vil ha stor innvirkning på resultatene.

Statnett kjøpte vinteren 2006/2007 inn to reservegasskraftverk på 150 MW hver. Disse vil være driftsklare vinteren 2008 og blir begge plassert i Møre og Romsdal. De vil kun bli satt i produksjon om det er 50% fare for rasjonering. De to reservekraftverkene er ikke med i modellene i denne oppgaven, så faren for faktisk rasjonering vil være mindre enn hva som ble funnet her. Disse reservekraftverkene vil først settes inn når kraftsituasjonen defineres som kritisk. Bruken av dem er uønsket, da de er kostbare å drive grunnet lav virkningsgrad. I tillegg vil de forurense mye i form av CO₂ som ikke vil bli rensset.[19] Disse kraftverkene vil derfor ikke hindre en kritisk situasjon i å oppstå, men kun begrense skaden i en slik situasjon.

Simuleringene er gjort med automatisk søk etter optimum. Det ble funnet en kalibrering som ga gode resultater for magasindisponering i Norge. Kalibreringer ga ikke like god magasindisponering for Syd-Sverige og for Finland. Det antas allikvel at dette ikke vil ha for stor innvirkning på resultatene i denne oppgaven.

7.2 Del B

Resultatene viser en tydelig forskjell på prisen for Midt-Norge og Nord-Norge. Med et felles prisområde vil Midt-Norge dra opp prisen for Nord-Norge og regionen vil få en tydelig pristopp om vinteren. Midt-Norge vil derimot tjene på felles prisområde ved å få lavere priser over hele året. Det har vært mye negativ fokus i media på innføringen av et eget prisområde for Midt-Norge grunnet økte priser. Det har ikke vært like mye fokus på hva privatpersoner og bedrifter i Nord-Norge vil tjene på det. Resultatene her viser at kraftprisen i Nord-Norge blir betydelig lavere om Midt-Norge skilles ut som eget område.

Modelleringen her må ses på som en forenkling. Som tidligere nevnt burde det blitt simulert med ubegrenset overføringskapasitet innad i et elspotområdene. Denne modellering burde gjennomføres for hele Norden. Når elspotprisene beregnes hos Nord Pool Spot er ikke kapasiteten mellom de ulike elspotområdene like høy som hva det opereres med her. Dette burde det tas hensyn til ved modelleringen. Nord Pool Spot opererer med to dummyområder, et for Sverige og et for Danmark, for å ta hensyn til snittbegrensninger. Dette må også tas hensyn til ved modellering med kun overføringsbegrensninger mellom elspotområder.

7.3 Del C

Resultatene fra denne delen er ikke fullstendig entydige. Noen trekk er det allikvel mulig å se. Ved å modellere treghet i forbrukstilpasningen vil gjennomsnittsprisene bli høyere. Ved å senke fleksibiliteten vil rasjoneringsmengden og hyppigheten øke opp til et vist punkt. Ved videre reduksjon i fleksibiliteten vil magasindisponeringen endres slik at rasjoneringsmengden synker noe, mens det blir en økning i flom.

Alle modellene med treghet i tilpasning forverret situasjonen i Midt-Norge, men på forskjellige måter. Magasindisponeringen i Midt-Norge er forskjellig for de ulike verdiene av β . De simulerigene med lavest magasindisponeringene gir mest rasjonering. $\beta = 40\%$ gir lavest gjennomsnittspris av de fire verdiene av β og minst flom, men rasjonering i flest år, åtte totalt.

$\beta = 10\%$ har lavere rasjoneringsvolum enn de andre modellene, men høyest rasjoneringsvolum av alminnelig forbruk i 1970. Det kan tyde på at modellen sliter med å skape balanse i denne perioden. Modellen har en klart høyere magasinifylling gjennom året enn de andre. Det kan tyde på at serien for 1970 gir en så kritisk situasjon at modellen må ha høy magasinifylling generelt for å klare å skape balanse i dette året. Som følge av den høye magasinifyllingen vil det bli lavere ekstrempriser og mindre rasjonering for de andre tilsigsårene, utenom 1970. Ulempen med en så høy magasinifylling er økt flom, noe som kommer frem fra figur 6.25. $\beta = 10\%$ har en lav 100-prosentil for ukesprisene, men enn lavere 90 prosentil enn de andre modellene. Dette tyder på at på grunn av situasjonen i 1970 er så ekstrem legges det opp til en veldig sikker drift.

For Midt-Norge blir magasindisponeringen lagt om noe for β lik 20% og 60%. Det kan tyde på at om fleksibiliteten endres litt blir situasjonen straks forverret. For resten av Norge vil det ikke være noe særlig økning i magasindisponeringen før $\beta = 10\%$. Dette kan komme av at kraftsituasjonen i resten av landet ikke er så presset og kan håndtere en reduksjon i fleksibiliteten.

$\beta = 60\%$ gir en høyere magasindisponering for Norge enn β lik 40% og 20% og følgelig mer flom. Det er ikke klart å finne en grunn til dette. Alle tre modellene har relativt like kalibreringsverdier.

Alle de fire ulike verdiene for β gir realistiske svar og endringene er ikke ekstreme. Det kan derfor argumenteres for at verdien som settes for β ikke vil være totalt avgjørende for resultatet. Undersøkelsene viser at medfølgende magasindisponering er det som utgjør hovedforskjellen.

Industrien vil trolig kutte forbruket tidligere om de tror de høye prisene vil vare en stund. Som nevnt i teoridelen, se del 3.4.2, er break-even punktet for aluminiumproduksjon rundt 10 Eurocent/kWh. Om snittprisen de neste månedene forventes å være over denne prisen vil industrien kutte produksjonen. For korte høyprisperioder vil aluminiumsindustrien kun redusere spenningen på ovnene, noe som tilsvarer 5% av forbruket. Ideelt sett burde forbruket modelleres for å ta høyde for dette. Største parten av forbruket burde knyttes opp til en kontrakt som kobles ut om prisene for eksempel de neste 6 månedene forventes å være over utkoblingspris. Fremtidig pris kan ikke basere uteliukkende på nåværende pris på grunn av store prisvariasjoenen over året. Normalt faller prisene rundt uke 19 som følge av vårflom. Industrien er klar over dette og det antas at de ikke vil koble ut produksjonen for 6 måneder i uke 16 på grunn av høye priser, siden de vet at prisene snart vil falle.

Det er prøvd å ta hensyn til priselastisiteten ved å fordele forbruket utover flere kontrakter. Det kan argumenteres for at prisen på 37,5 Eurocent/kWh er satt urealistisk høyt for at forbruket ikke skal kuttes med en gang, men kun i ekstreme situasjoner. Det er derfor trolig at dette tallet burde settes lavere når det simuleres med treghet i forbrukstilpassningen. Tallet er også avhengig av internasjonale markedsforhold og vil kunne variere ettersom det er høy eller lavkonjunktur.

Ideelt sett burde de ulike industriene modelleres forskjellig etter egenskaper ved de ulike industritypene. Noe av forbruket kan kanskje kobles ut momentant, mens andre deler vil trenge lengre tid på kobles ut. Det er mulig å legge inn ulike treghetsverdier for hver uke. Dette kan være aktuelt for bedrifter som må stenge ned produksjonen i lengre perioder. Terskelen for å stenge ned produksjonen i uke 1 må anses å være lavere enn å stenge ned produksjonen i uke 17.

En annen faktor modellen burde ta høyde for er hvor mye prisen stiger. Fleksibiliteten til en kontrakt med utkoblingspris på 8 Eurocent/kWh må antas å være større ved en pris på 20 Eurocent/kWh enn ved priser på 8,5 Eurocent/kWh. Ved en høy kraftpris er det mer å tjene på å stenge ned produksjonen. Ved å benytte forventning om fremtidig spotpris burde denne modelleres som gjennomsnitt over en periode for å ta høyde for at ekstrempriser i visse perioder øker besparelsen.

En følge av de nye modelleringen er ikke bare at det tar lengre tid til å senke forbruket, men også lengre tid å heve det. Ved vanlig modellering vil industrien kobles inn igjen med en gang prisene synker. Den nye modelleringen gjenspeiler trolig virkeligheten på en bedre måte. Når produksjonskapasiteten først er koblet ut er det grunn til å tro av noen av aktørene venter med å koble forbruket inn igjen i tilfelle prisnedgangen er kortvarig. Siden kraftsystemet i Norge først og fremst er energidimensjonert vil tregheten i innkobling være en positiv faktor med tanke på energibalansen. Den nye modelleringen av forbruket vil derfor ikke nødvendigvis medføre en forverret situasjon i tørrår.

I den opprinnelige modellen vil alt industriforbruk tas ut før alminnelig forbruk blir rasjonert. Dette vil ikke være tilfelle med den nye modellen på grunn av tregheten i industriforbruket. Som tidligere nevnt er det i modellen ingen god modellering hva som skjer i perioder med rasjonering. Verken 100% kutt i industrien eller 30% kutt i alminnelig forbruk er særlig realistisk. Det er grunn til å tro at det vil bli rasjonert på et tidligere tidspunkt, men det er mye usikkerhet knyttet til dette. Det mest relevante er å se på hvor ofte rasjonering inntreffer og sammenligne hvor stort volumet er for de ulike scenarioene for å på denne måten se hvor alvorlig den kritiske situasjonen er.

Det kan diskuteres hvorvidt det er riktig å putte inn treghet på kontraktene med utkoblingspris på 37,5 Eurocent. Disse kontraktene er i denne oppgaven definert som rasjonering. Det kan derfor ikke sies å være snakk om vanlig priselastisitet å koble ut disse kontraktene. I mildertid er det urealistisk at rasjonering av industrien kan skje for kun korte perioder av gangen. Som nevnt i teoridelen vil en nedstegning av produksjonen på Hydro Sunndal ta to uker. Det er derfor naturlig å anta at det også for denne typen kontrakter må forventes en viss treghet i tilpassningen.

7.4 Forslag til videre arbeid

Modellering med treghet i tilpasningen er under uttesting og det er derfor mye arbeid det er mulig å gjøre videre på den delen. For denne oppgaven var det ønskelig å modellere treghet i tilpasning ut fra prisen i en serie historiske uker. På grunn av feil i programvaren lot dette seg ikke gjennomføre. Feilen har i ettertid blitt rettet og uttesting av dette bør gjøres.

Mer innsamling av data vedrørende data om break-even nivåer for industrine, tid det tar å koble ut produksjon og så videre bør gjøres. På bakgrunn av dette kan det utarbeides en modell der de ulike kontraktene får en β som er spesielt tilpasset kontrakten.

Simuleringene så langt viser at modellen klarer å håndtere $\beta = 10\%$. Med utgangspunkt i analyser fra ECON kan det forsvarer å gjøre simuleringer med enda lavere verdier for β . Hvorvidt dette også bør gjøres for kontraktene med utkoblingspris på 37,5 Eurocent/kWh er usikkert. Dette vil kunne medføre så ekstreme situasjoner i noen år at modellen vil legge seg på en meget høy magasinifylling. En mulighet er å senke både utkoblingspris og β -verdi. Dette burde gjøres med bakgrunn i empirisk data.

De samme simuleringene som er gjort her kan gjøres med asymptotisk tilpassning og tilpassning basert på forventet spotpris. Det kan også være interessant å se på virkningen av å forandre β -verdi over året. Videre kan det være interessant å prøve å se om det finnes måter å modellere tregheten på slik at treghetsparameteren vil forandre verdier ut fra hvor mye høyere prisen er enn utkoblingsprisen.

Resultatene så langt viser at det vil være nyttig å se på oppførselen til flere delområder og ikke bare Midt-Norge isolert. Flere av sammenhengene vil kunne bli klarere på denne måten. Flere områder enn Midt-Norge bør studeres i detalj for å se om simuleringene gir realistiske svar.

Reservekraftverkenen i Møre og Romsdal ligger ikke inne i modellen. Da disse vil være i drift fra 2008 vil det være interessant å se på hvordan situasjonen i Midt-Norge vil være med disse på plass. De vil ikke kunne bli modellert som vanlig gasskraft siden de kun skal settes inn ved 50% sjans for rasjonering. Det må derfor utarbeides en egen måte å modellere disse på.

Det vil være interessant å gjøre simuleringer med bakgrunn i prisområdinndelingen hos Nord Pool Spot. Kapasitetsbegrensningene innad i et elspotområde må fjernes og det må modelleres med to dummyområder, et for Sverige og et for Danmark.

Kapittel 8

Konklusjon

Simulerigene viser at det er et betydelig kraftunderskudd i Midt-Norge. Underskuddet i et normalår ble funnet å være 9,6 TWh, et resultat som bekrefter Statnetts beregninger om et underskudd på 9 TWh i 2010. Underskuddet blir dekket gjennom import, men på grunn av importbegrensninger vil det i tørrår kunne oppstå situasjoner hvor det er nødvendig med rasjonering.

Undersøkelser av prisvariasjon mellom prisavsnittene viser at de er små. Dette tyder på at det ikke er effektmangel i regionen, men i hovedsak energimangel.

Prisene i Midt-Norge vil ligge godt over prisene i resten av landet om Midt-Norge fortsetter å være et eget prisområde. Hvis Midt-Norge blir plassert i samme prisområde som Nord-Norge vil Midt-Norge dra prisene for denne regionen opp.

Ved å redusere den momentane fleksibiliteten vil prisene og rasjoneringsvolum gå opp. Om fleksibiliteten reduseres ytterligere, vil magasindisponeringen legges om slik at ekstremprisene og rasjonering blir lavere, men flomtap går opp. I hovedsak er det magasindisponeringen som vil legge grunnlag for hvordan situasjonen blir. Fleksibiliteten vil virke indirekte gjennom sin innvirkning på magasindisponeringen.

Det er mye usikkerhet om hvordan industrien oppfører seg ved høye priser. Ved å modellere med treghet i tilpasning vil man kunne ta høyde for at noen reagerer med en gang, mens noen bruker noen uker. Erfaringer viser at det er slik det vanligvis er. Selv om treghet i tilpasning vil forverre kritiske situasjoner, vil tregheten i innkoblingen av forbruket virke positivt på situasjonen og prisene.

Det bør gjøres videre studier av priselastisiteten til kraftkrevende industri for å få et bedre grunnlag til å beregne tregheten i tilpasningen.

Erfaringer med den nye modelleringen i Samkjøringsmodellen viser at for å få stabile resultater kreves videre uttesting.

Referanser

- [1] Statnett. *Kraftsystemutredning for Sentralnettet 2006-2025*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1023> [14.07.07], 2006.
- [2] O.B Fosso, A. Haugstad, and T. Gjengedal. *Produksjonsplanlegging i vannkraftbaserte systemer, del 3 - Modeller*. Pensum i TET14 - Fordypningstema, Institutt for elkraftteknikk, NTNU, 2006.
- [3] O.B Fosso and T. Gjengedal. *Produksjonsplanlegging i vannkraftbaserte systemer, del 2 - Analysemetoder og vannverdiberegninger*. Pensum i TET14 - Fordypningstema, Institutt for elkraftteknikk, NTNU, 2006.
- [4] O. Wolfgang and B. Mo. *Modellering av langsiktig forbrukerfleksibilitet i Samkjøringsmodellen*. Arbeidsnotat, SINTEF Energiforskning AS, 2004.
- [5] Statnett. *Statnetts basismodeller Samlast*. U&I notat, Statnett SF, 2006.
- [6] Istad nett AS. *Kraftsystemutredningen Møre og Romsdal*. Tilgjengelig fra: http://www.istad.no/site/img/270/KSU2006_gjeldende_versjon_internett.pdf [22.01.07], 2006.
- [7] A Sylte and T Szabo. *Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2006-2021*. Tilgjengelig fra: <http://www.tronderenergi.no/tren/pdf/feed.aspx?%2ffileshare%2ffilArkivRoot%2fkonsern%2f2006%2fRKSU2006.pdf> [22.01.07], 2006.
- [8] Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk. *Kraftsystemutredningen for Nord-Trøndelag 2006-2015*. Tilgjengelig fra :<http://www.nte.no/Publisering.asp?Id=16&menyId=1> [01.11.06], 2006.
- [9] NVE. *420 kV Nea - riksgrensen*. Tilgjengelig fra: http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=7822 [20.06.07].
- [10] Statnett. *Synergi mellom gass og kraft i Midt-Norge og på Østlandet*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=11644> [14.07.07], 2005.
- [11] I Wangensteen. *Power System Economics - The Nordic Electricity Market*. Tapir Academic Press, Trondheim, Norway, 2007.

- [12] Statnett. *Central Norway - Elspot Area (NO2)*. Tilgjengelig fra: http://www.nordpoolspot.com/Market_Information/Exchange-information/No272007-Central-Norway—Elspot-area-NO2/ [20.06.07].
- [13] SINTEF Energiforskning. *Samkjøringsmodellen - dokumentasjon og brukerveiledning*. SINTEF Energiforskning, Årstall ikke oppgitt.
- [14] SINTEF Energiforskning. *Vansimtap - dokumentasjon og brukerveiledning*. SINTEF Energiforskning, Årstall ikke oppgitt.
- [15] H. Sæle and O.S. Grande. *Faktorer som påvirker priselastisiteten på etterspørselssiden*. Teknisk rapport, SINTEF Energiforskning AS, 2006.
- [16] ECON Analyse. *Kraftintensiv industris respons på høye kraftpriser vinteren 2002/2003*. Notat 2004-005, Tilgjengelig fra: http://www.econ.no/modules/trykksak/project_list.asp?mnusel=a185a190a221a [07.07.2007], 2004.
- [17] ECON Analyse. *Kraftsituasjonen i Midt-Norge*. Notat 2006-041, Tilgjengelig fra: http://www.econ.no/modules/trykksak/project_list.asp?mnusel=a185a190a221a [07.07.2007], 2006.
- [18] ECON Analyse. *Tørrår i Norden: Sank forbruket i Norge?* Notat 2003-007, Tilgjengelig fra: http://www.econ.no/modules/trykksak/project_list.asp?mnusel=a185a190a221a[11.07.2007], 2003.
- [19] Statnett. *Statnett signerer avtale om kjøp av reservekraft*. Pressemelding, Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=12123> [15.07.07], 2007.

Vedlegg A

Relativ temperaturfølsomhet

Temperaturserie 9003-A for Norge Øst, Norge Sentralt og Norge Syd

Relativ temepaturfølsomhet:

1.688, 1.801, 1.846, 1.886, 2.058, 1.965, 2.012, 2.254, 2.357, 2.406
2.589, 2.851, 2.877, 3.021, 3.468, 3.111, 3.024, 3.216, 3.016, 3.389
3.210, 3.303, 3.134, 2.894, 2.538, 2.343, 2.187, 2.753, 3.131, 3.160
3.476, 3.749, 3.564, 3.709, 4.158, 4.207, 4.008, 3.920, 4.499, 3.914
3.880, 3.855, 3.569, 3.252, 3.106, 2.826, 2.563, 2.374, 2.230, 2.095
2.024, 2.120,

Temperaturserie 9004-A for Norge Vest

Relativ temepaturfølsomhet:

3.137, 3.575, 3.681, 3.449, 4.247, 3.732, 3.555, 4.173, 4.520, 3.931
4.363, 4.765, 4.447, 4.566, 5.073, 5.265, 4.892, 5.443, 5.008, 5.504
5.363, 4.997, 5.030, 4.814, 4.500, 4.039, 3.508, 4.564, 4.469, 4.852
5.617, 5.448, 4.573, 4.529, 5.438, 5.764, 5.089, 4.826, 5.625, 5.098
5.193, 5.306, 4.855, 4.765, 4.610, 4.279, 4.037, 3.858, 3.725, 4.032
3.786, 4.156,

Temperaturserie 9005-A for Midt-Norge

Relativ temepaturfølsomhet:

1.379, 1.490, 1.652, 1.628, 1.875, 1.929, 1.885, 2.142, 2.639, 2.467
2.694, 3.185, 3.306, 3.212, 3.778, 3.482, 3.360, 3.499, 3.904, 3.504
3.714, 3.545, 3.476, 3.285, 3.069, 2.686, 2.768, 2.991, 3.487, 3.619
3.747, 3.531, 3.706, 3.562, 3.505, 3.834, 3.483, 3.451, 3.568, 3.513
3.386, 3.331, 3.004, 2.607, 2.550, 2.253, 2.017, 1.880, 1.841, 1.714
1.606, 1.632,

Temperaturserie 9006-A for Norge Nord og Norge Finnmark

Relativ temepaturfølsomhet:

1.873, 1.940, 2.067, 2.073, 2.214, 2.236, 2.273, 2.575, 2.687, 2.811
2.924, 3.224, 3.270, 3.536, 3.795, 3.384, 3.510, 3.815, 3.751, 3.893
4.147, 4.257, 3.991, 4.174, 4.019, 4.875, 4.672, 4.677, 5.472, 5.370
5.416, 5.136, 5.344, 4.926, 4.646, 4.824, 4.465, 4.706, 5.142, 5.076
4.180, 4.352, 3.710, 3.712, 3.704, 3.089, 2.643, 2.561, 2.436, 2.248
2.193, 2.104,

Vedlegg B

Kalibreringsparametere

Kalibreringsparametrene for basismodellen og grunnlaget for kalibrering for de andre modellene.

Område nummer	Navn på område	Tilbakekoplingsfaktor	Formfaktor	Elastisitetsfaktor
1	NORGEOST	0.550	0.075	0.975
2	NORGESENT	0.750	0.600	0.775
3	NORGESYD	0.700	1.400	0.900
4	NORGEVEST	0.750	1.250	0.650
5	NORGEMIDT	0.700	1.375	1.000
6	NORGENORD	0.450	0.900	1.000
7	NORGEFINN	0.075	1.225	1.850
8	SUER-SNO1	1.550	2.075	0.850
9	SUER-SNO2	1.650	0.750	0.650
10	SUER-SNO3	1.685	0.783	1.300
11	SUER-SNO4	2.005	0.426	1.800
12	FIN-NORD	2.500	1.945	0.950
13	FIN-SYD	1.150	0.200	0.850
14	DANM-OST	1.000	1.000	1.000
15	JYLL-NORD	1.000	1.000	1.000
16	JYLL-SYD	1.000	1.000	1.000
17	FYN	1.000	1.000	1.000
18	TYSKLAND	1.000	1.000	1.000
19	NEDERLAND	1.000	1.000	1.000
20	POLEN	1.000	1.000	1.000
21	DUMMY	0.700	1.000	0.900

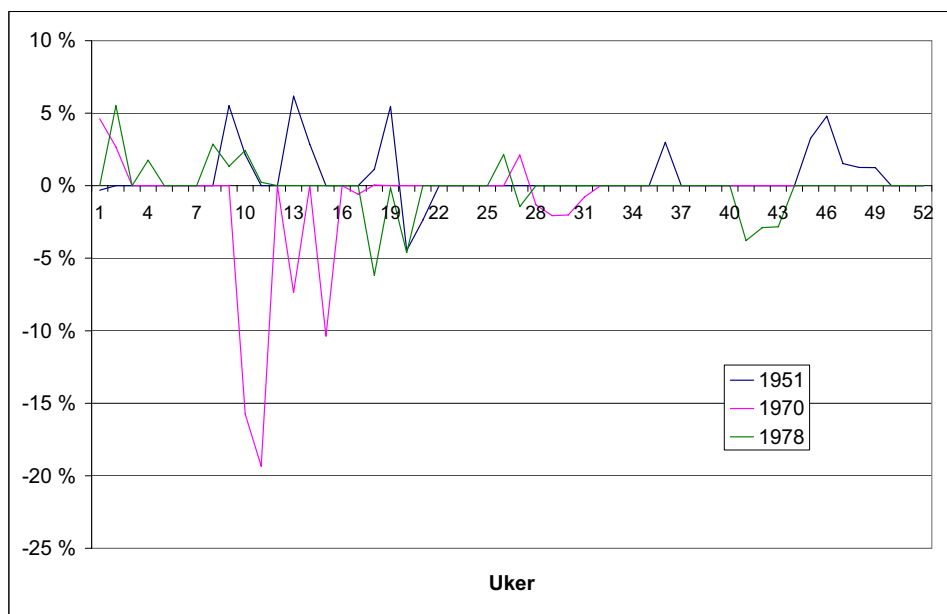
Figur B.1: Kalibreringsverdiene for basismodellen

Vedlegg C

Endring i effektforbruk for β lik 40% og 60%



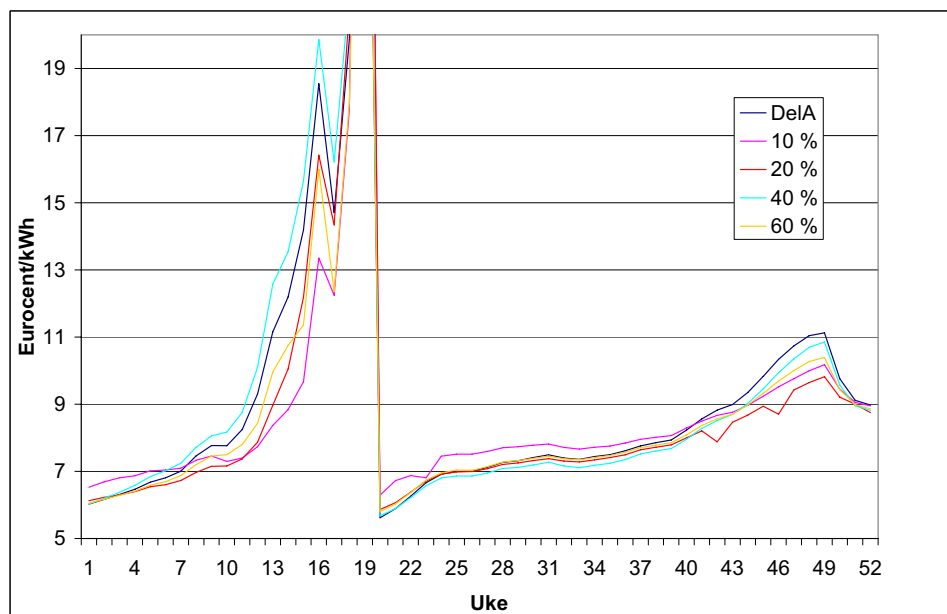
Figur C.1: Endringer i effektforbruk for $\beta = 40\%$ i forhold til basismodellen



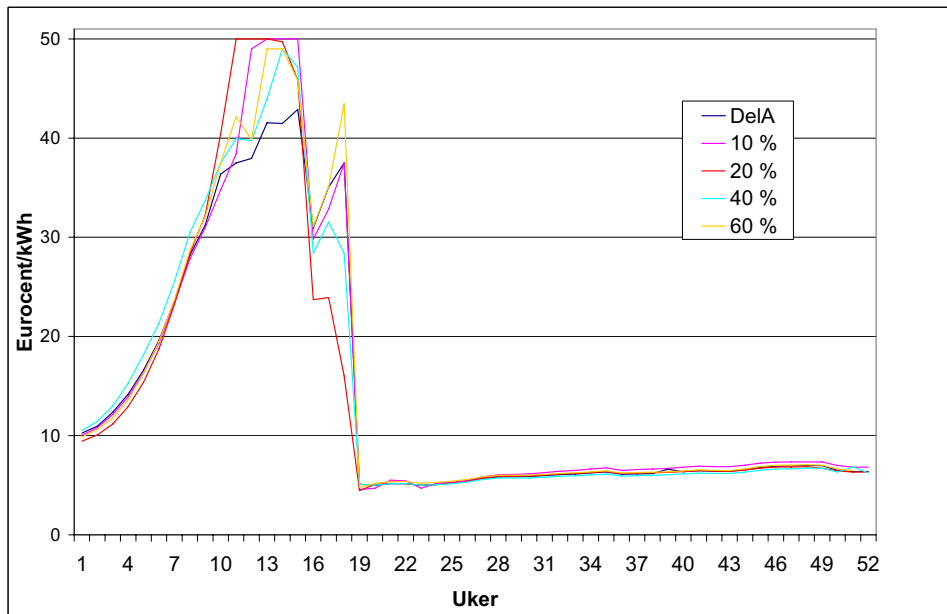
Figur C.2: Endringer i effektforbruk for $\beta = 60\%$ i forhold til basismodellen

Vedlegg D

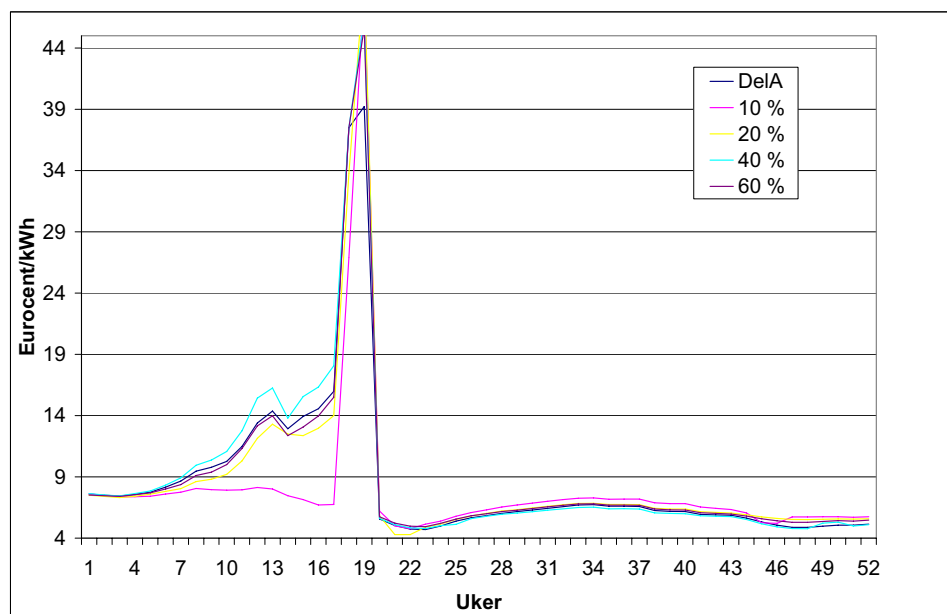
Ukespriser i Midt-Norge for tre tørrår ved ulike verdier av β



Figur D.1: Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β for 1951



Figur D.2: Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β for 1970



Figur D.3: Ukespriser i Midt-Norge ved ulike verdier av β for 1978