

# Forord

Jeg vil takke mine veiledere Ivar Wangensteen og Ragnar Torvik for deres hjelp, forståelse og deres trøstende ord når jeg har hatt det vanskelig.

Videre vil jeg takke SINTEF Energi for tilgang på kontorer, utstyr og fagpersoner som har kunnet bistå ved problemer ved modellen som er brukt i oppgaven. Statnett har også vært til svært god hjelp, og uten dem hadde jeg ikke klart å bli ferdig med oppgaven. De har bidratt med datasett, resultatbehandlingsprogram og tilgang til deres e-room. Dette har vært utrolig nyttig og vært avgjørende for at jeg har kunnet dokumentere og forstå modellen jeg har jobbet med.

Gjennom denne prosessen har jeg delt mye frustrasjon og fortvilelse med mine venner og medstudenter. Takk for at dere har vært der.

Til slutt vil jeg takke mamma, som alltid klarer å motivere meg.

Trondheim, 30.08.2011

Kristine Bakken



# Innholdsfortegnelse

<b>1. Innledning .....</b>	<b>1</b>
1.1. Bakgrunn.....	1
1.2. Innhold.....	2
<b>DEL 1: DET NORDISKE KRAFTMARKEDET</b>	
<b>2. Dagens kraftsystem .....</b>	<b>7</b>
<b>3. Dereguleringen.....</b>	<b>9</b>
3.1. Energiloven av 1990 .....	9
3.2. Norge før dereguleringen.....	10
3.3. Argumenter for deregulering av markedet.....	11
3.4. Effekter av dereguleringen.....	11
<b>4. Organisering av det nye markedet.....</b>	<b>13</b>
4.1. Nord Pool .....	14
4.2. Prissetting.....	15
4.3. Overføring av kraft.....	16
4.3.1. Risiko og Usikkerhet.....	17
4.4. Magasindisponering og produksjonsplanlegging.....	17
4.5. Produksjon .....	19
4.6. Forbruk .....	20
4.6.1. Inntektselastisiteten.....	22
4.6.2. Priselastisiteten.....	22
<b>DEL 2: TILBUDSSIDEN</b>	
<b>5. Tilbudssidesjokk .....</b>	<b>27</b>
5.1. Tørråret 2002-2003 .....	27
5.2. Situasjonen i Norge vinteren 2009-2010.....	28
<b>DEL 3: MODELLERING</b>	
<b>6. Samkjøringsmodellen .....</b>	<b>33</b>
6.1. Beskrivelse av modellen.....	33
6.2. Strategiberegning.....	34

6.2.1. Vannverdiberegning.....	34
6.2.2. Områder og overføringsnett.....	35
6.3. Simulering.....	36
6.4. Samnett.....	37
<b>7. Datasettet.....</b>	<b>38</b>
<b>8. Analysen .....</b>	<b>39</b>
<b>DEL 4: RESULTATER OG DISKUSJON</b>	
<b>9. Resultater .....</b>	<b>43</b>
9.1. Prisendringer .....	43
9.1.1. <i>NORGEMIDT</i> .....	44
9.1.2. <i>NORGESYD</i> .....	45
9.1.3. <i>Sammenlikning NORGESYD og NORGEMIDT</i> .....	46
9.2. Samfunnsøkonomisk overskudd .....	48
<b>10. Konklusjon .....</b>	<b>49</b>
<b>11. Videre Arbeid .....</b>	<b>51</b>
<b>DEL 5: VEDLEGG OG REFERANSER</b>	
<b>Vedlegg A. MODELLERING I SAMKJØRINGSMODELLEN.....</b>	<b>55</b>
<b>Vedlegg B. SAMOVERSKUDD .....</b>	<b>57</b>
<b>12. Referanser.....</b>	<b>59</b>

# 1. Innledning

## 1.1. Bakgrunn

Tidlig på 90-tallet ble markedet for elektrisitet i Norge, Sverige, Finland og Danmark integrert og åpnet opp for konkurranse, og i dag er det nordiske området et samlet marked. Dereguleringen av kraftmarkedet tok sikte på å bedre balansen mellom produksjonskapasitet og etterspørsel etter kraft, samt å øke effektiviteten og redusere regionale prisforskjeller. Målene skulle oppnås gjennom økt konkurranse mellom tilbydere og produsenter i markedet.

En hovedbekymring i kraftmarkedet har vært konkurranse. Bekymringen har oppstått på grunn av perioder med svært høye priser som igjen har ført til en debatt om hvor godt markedet fungerer. Dette temaet har lenge vært diskutert både i offentligheten og på politisk nivå, som bidrar til at strømprisene er et tema som får mye medieoppmerksomhet. Senest tirsdag 23.august 2011 skrev E24 at så mange som 8 av 10 ønsker like priser i hele landet. Dette er kommet frem i en undersøkelse som Sentio har laget for Nationen (e24 2011). Den nye energiministeren har også gitt uttrykk for et ønske om lik pris på kraft i hele landet. Samtidig skal Norge være pådriver og ligge i front når det kommer til fornybar energi.

Restriksjoner og begrensninger i overføringskapasiteter er grunnen til at prisene innad i et land er ulike, og for å oppnå lik pris på kraft i alle områder vil det kreve store utbygginger av sentralnettet.

De første månedene av 2010 opplevde Norge en periode med svært høye priser. Grunnen til det høye prisnivået var delvis grunnet utsatt vedlikeholdsarbeid på kraftstasjoner i Sverige. I tillegg til at produksjonskapasiteten var redusert opplevde også Norden en svært kald vinter, som ga høy etterspørsel etter kraft. Det som var spesielt med situasjonen denne vinteren var at det ikke bare var høye priser, men også store regionale forskjeller i prisnivå. Markedet ble delt inn i et høypris- og et lavprisområde. Midt-Norge og omegn utgjorde høyprisområdet, mens andre deler av landet, hovedsaklig Sør-Norge, dannet lavprisområdet. Den sistnevnte delen av landet

sto ovenfor en relativt normal pris. De betraktelige prisforskjellene gjør det interessant å se nærmere på årsaker til de store forskjellene ved å se nærmere på kapasiteten til overføringslinjene i sentralnettet.

Situasjonen i 2009-2010 har skapt et politisk ønske om like priser i alle områder, på tross av alle økonomiske råd. For å sikre effektiviteten i kraftmarkedet er det nødvendig at priser varierer både mellom områder og over året. Å legge til rette for like priser på kraft vil medføre store investeringskostnader, som igjen vil gi høyere kostnader for samfunnet.

I denne oppgaven ønsker jeg å undersøke hvordan begrensninger i sentralnettet påvirker pris, og hva utfallet blir ved å gjøre utbygginger som har til hensikt å fjerne kapasitetsbegrensninger. Fordi mitt utgangspunkt er den spesielle situasjonen i 2009-2010 vil jeg i denne analysen fokusere på Midt-Norge, og jeg vil bruke Samkjøringsmodellen til å teste effekter av forsterkninger i sentralnettet i dette området. Et hovedpoeng med oppgaven er å gi et eksempel på hva følgene av en utbygging med sikte på jevnere priser vil være, og vise at like priser ikke nødvendigvis er sammenfallende med lavere priser for høyprisområder som Midt-Norge.

## 1.2. Innhold

Denne masteroppgaven består av fire deler. Den første delen tar for seg hovedtrekkene i det nordiske kraftmarkedet og effekten av dereguleringen som skjedde på begynnelsen av 90-tallet. Fordi utgangspunktet for denne oppgaven er ønsket om like priser blant forbrukere går jeg også noe inn på energikonsumenteres adferd, og hva som bestemmer forbruket. Jeg har fokusert på husholdninger, fremfor industrien fordi mitt utgangspunkt er befolkningen og deres motstand mot ulike priser i Norge.

I den andre delen går jeg nærmere inn på sjokk på tilbudssiden og diskuterer noen av de mest signifikante sjokkene det nordiske markedet har opplevd. Jeg har valgt å se på tilbudssjokket i 2002-2003, og vinteren 2009-10, og sammenlikne dem med fokus på årsaker og effekter.

I del 3 presenterer jeg Samkjøringsmodellen, som er verktøyet jeg har brukt, i tillegg til å gi en beskrivelse av analysen jeg har gjort.

Oppgavens siste del inneholder funn fra simulering av modellen, resultatpresentasjon samt diskusjon. Jeg avslutter oppgaven med presentere alternative fremgangsmåter for videre analyse av prisforskjeller i det nordiske kraftmarkedet.





## DEL 1:

# DET NORDISKE KRAFTMARKEDET

---

På 1990-tallet ble det norske kraftmarkedet deregulert. Dette var starten på integrasjonen av et felles marked for elektrisitet i de nordiske landene. Siden har Norge, Sverige, Finland og Danmark vært i kraftig utvikling og har samarbeidet for å sørge for et effektiv og driftsikkert tilbud av elektrisk kraft til befolkningen.

Denne delen forklarer det Norske og nordiske kraftmarkedets utvikling fra et regulert til et deregulert system og tar for seg hovedtekkene i dagens kraftmarked.



## 2. Dagens kraftsystem

I dag er det Norske kraftmarkedet en del av en felles nordisk sammenslutning. De nordiske landene var de første i verden til å introdusere et marked som opererte på tvers av landegrenser, og er i dag et integrert marked som opererer på tvers av landegrenser (Bye & Hope 2005). Ved en beskrivelse av det norske systemet gjør den sterke integrasjonen mellom de nordiske landene at hele det nordiske kraftsystemet må sees i sammenheng (Statnett u.d.).

På tross av det felles kraftmarkedet er strukturen i nordiske landene noe forskjellig. Norge er delt inn i flere prisområder, mens Danmark kun bruker to. Per i dag opererer Finland med ett prisområde, mens Sverige ble fra og med Juli 2011 delt inn i fire prisområder. Inndelingen av prisområder i Sverige vil være av stor betydning for det Nordiske systemet da det vil gi mer presis kontroll av flyt i sentralnettet. Det er forventet at inndelingen vil gi noe økte priser i den sørlige delen av Sverige, mens Nord-Sverige vil oppleve en liten reduksjon i prisene. Man forventer den samme effekten i Nord- og Sør Norge, men i mindre grad enn i Sverige (Statnett 2010).

Når det kommer til pris på kraft vil denne være den samme som engrosprisen i alle landene så lenge overføringskapasiteten i systemet er tilstrekkelig. Ved forskjellig pris i to områder vil det gå en kraftflyt fra områder med lav pris til områder med høy pris, og slik vil prisene jevnes ut. I situasjoner hvor mangel på kapasitet på overføringslinjene er tilstede vil det oppstå flaskehals<sup>1</sup>, som da vil gi forskjellige priser i områdene. Når begrensninger i nettet forhindrer fri flyt av kraft mellom grensene vil områdeprisene avvike fra systemprisen. Slike situasjoner kan oppstå mellom land, men også mellom ulike områder i samme land (Amundsen & Bergman 2006).

Overføringer og handel av kraft mellom de nordiske landene avhenger av tilgjengeligheten på kraft. I år med mye nedbør eksporterer Norge og Sverige store mengder vannkraft, mens i tørre perioder vil situasjonen være motsatt, og landene vil da importere fra regioner som har en større produksjon basert på termisk kraft. På grunn

---

<sup>1</sup> Flaskehals er når kapasiteten på nettet er lav i forhold til hvor mye kraft som ønskes overført.

av varierende hydrologiske forhold vil et system basert på vannkraft alene gi meget volatile priser, selv etter at usikkerheten er tatt med i prisberegningene (Kauppi & Liski 2008).

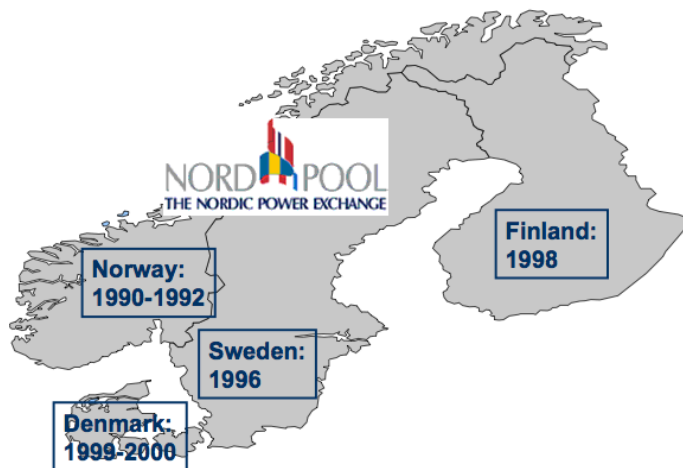
Til sammen danner produksjonskapasiteten for det nordiske systemet den felles sammenslutningen Nord Pool. Nord Pool eies av de nasjonale systemoperatørene<sup>2</sup> og er hovedinstitusjonen for handel og kraftoverføringer i det nordiske markedet for elektrisitet (Nord Pool u.d.).

---

<sup>2</sup> Statnett SF i Norge, Svenska Kräftnet i Sverige, Fingrid Oyj i Finland og Energinet i Danmark. Eierandelene er henholdvis på 30, 30, 20 og 20 prosent.

### 3. Dereguleringen

På 1990-tallet gikk de nordiske landene gjennom en strukturell endring. Det første landet som introduserte konkurranse i kraftmarkedet var Norge, som startet dereguleringen så tidlig som i 1991. Sverige fulgte etter, og dette førte videre til etableringen av det felles markedet, Nord Pool. I januar 1996 ble det første internasjonale elektrisitetsmarkedet for handel mellom landegrenser åpnet, og den første spotkontrakten ble inngått (Mork 2001). Ved utgangen av 2000 var også Danmark og Finland blitt med i det felles markedet. Et overblikk over dereguleringen i de Nordiske landene er vist i Figur 3-1.



Figur 3-1 Dereguleringen i de Nordiske landene (Doorman u.d.)

#### 3.1. Energiloven av 1990

Restruktureringen av det Norske kraftmarkedet ble introdusert ved Energiloven av Juni 1990. Energiloven ble iverksatt fra Januar 1991 med sikte på «mer rasjonell drift og fleksibel kraftutnyttelse» og gir i dag rammene for organisering av kraftforsyning og reguleringer for blant annet bygging og drift av elektrisk- og fjernvarmeanlegg, monopolkontroll, kraftomsetning, og utenlandshandel med kraft, i tillegg til

systemansvar, leveringskvalitet, energiplanlegging, og kraftforsyningsberedskap. Loven legger også til rette for konkurranse innen kraftproduksjon og omsetning (Olje- og Energidepartementet u.d.).

Som en følge av Energiloven ble det i 1992 opprettet statsforetakene Statkraft SF og Statnett SF. Etableringen ble gjort for å sørge for henholdsvis kraftproduksjon og nasjonalt distribusjonsnett. (Statnett u.d.).

### **Hovedelementer i reformen:**

- Spotmarkedsmodellen ble nå omorganisert til å inneholde handel, for å inkludere etterspørsel og et åpent marked for alle potensielle kjøpere.
- Innføring av markedsbasert handel av kraft
- Statkraft ble delt inn i Statkraft SF og Statnett SF. Andre kraftselskaper ble inndelt i handels- og nettverks enheter.
- For å sikre effektiviteten ble det utviklet reguleringer for naturlige monopol.
- Restruktureringen ble implementert uten endringer i eierskap. Dette fordi en privatisering av markedet ikke ville fått politisk støtte.

(Bye & Hope 2005)

Myndigheten til å fatte vedtak etter energiloven er i stor utstrekning delegert til NVE<sup>3</sup>.

## **3.2. Norge før dereguleringen**

Før Energiloven av 1990 hadde Norske kraftselskaper et ansvar for å levere elektrisitet i sin region. Det norske kraftmarkedet var styrt av forsyningsplikt og fastkraftforpliktelser (Wangensteen 2007). Nesten all produksjon ble solgt på langsiktige kontrakter med faste, politisk bestemte priser som ble satt til å dekke alle kostnadene. Den økonomiske risikoen for kraftprodusenter var lave, men produsentene hadde ansvar for å levere kraft i deres respektive område. En situasjon med for lite vann i magasinene, førte til høye kostnader for kraftselskapet. På grunn av den faste prisen, ville produsentene tjene på lave kostnader. De hadde et ansvar for å unngå situasjoner

---

<sup>3</sup> Norges Vassdrags- og energidirektorat.

der det ikke var nok vann, og kostnadene ved rasjonering ble tatt hensyn til da det ble gjort beslutninger i planleggingen av vanndisponering (Doorman 2007).

I tillegg til et rigid marked ble strømpriser og avtalevilkår generelt satt på bakgrunn av politiske beslutninger. Prisen pålagt av Statkraft var et resultat av den årlige reguleringen av selskapet som ble bestemt av Stortinget. Denne prisen fungerte som et signal til resten av markedet (Bye & Hope 2005).

Før reformen var det ca 70 kraftproduserende selskaper og 230 netteiere i systemet. Den største kraftprodusent ble Statkraft som utgjorde omtrent en tredjedel av total produksjon. Omtrent 85 av kraftselskapene var offentlige eide lokale, regionale og statlige selskaper (imbd).

### 3.3. Argumenter for deregulering av markedet

Før dereguleringen var prispolitikken og etableringen av konkurranse basert på kostnadsdekning. Denne organiseringen gjorde det mulig for produsentene å utvikle mer kapasitet enn forbrukere var villige til å betale for. Et av argumentene for dereguleringen av markedet var å unngå overdrevne investeringer. På grunn av kommunal eierstruktur ble det ofte utviklet dyre og ulønnsomme prosjekter og ny ressurskapasitet ble ikke utviklet på en samfunnsmessig optimal måte. Et annet argument for å deregulere markedet var at det ikke fantes grunnleggende insentiv til å gjøre kostnadsbesparelser, da prisene var basert på kostnadsdekning. Ved å introdusere konkurranse, ville prisene bli avgjort i markedet, noe som ville skape insentiver for kostnadsreduksjon (Wangensteen 2007).

### 3.4. Effekter av dereguleringen

Før dereguleringen av kraftmarkedet var produksjonsplanleggingen i hovedsak basert på minimering av systemkostnader. Dereguleringen var forventet å redusere investeringer, redusere og utjevne prisene mellom forbrukere, gi lavere netto tariffer, samt øke avkastningen på investeringene som ble gjort (Bye & Hope 2005).

På grunn av endringene for prissetting førte dereguleringen med seg et press på strømprisen, samtidig som den nye strukturen gav et bedre samsvar mellom sluttbrukerpriser og markedslukevektpriser (imbd). Som nevnt i forrige avsnitt var det produsentene som var ansvarlige for kraftleveringen før dereguleringen, noe som innebar at det også var dem som måtte bære både risiko og kostnad hvis det oppsto situasjoner hvor det ble mangel på vann i magasinene. Konsekvensen av for lite vann var at produsentene ikke klarte å levere etterspurt mengde kraft. På grunn av svært rigide priser, og lov om levering av strøm i eget område, var etterspørselen uelastisk. Etter dereguleringen endret situasjonen seg, da etterspørselen var ikke lenger var fast, men knyttet tettere opp mot pris. Prissettingen etter dereguleringen ble nå forbundet opp mot prissignaler fra forbrukere, noe som var positivt når det kom til forsyningssikkerheten, og slik markedet er organisert i dag står ikke produsentene ovenfor den samme risikoen for å ikke klare å levere etterspurt mengde kraft. (Doorman 2007).

Dereguleringen hadde ikke bare effekt på selve prissettingen, men den førte også med seg strukturelle endringer som økt overføringskapasitet, markedsbaserte konsumpriser og endret tilsig til vannmagasinene (Wolfgang, et al. 2009). Disse endringene forklares bedre i neste avsnitt. Dereguleringen bidro dessuten til å gi bedre samfunnsøkonomisk effektivitet, og i dag bruker vi mindre ressurser på å produsere samme mengde strøm. En annen effekt var et mer åpent marked, i form av friere konkurranse.

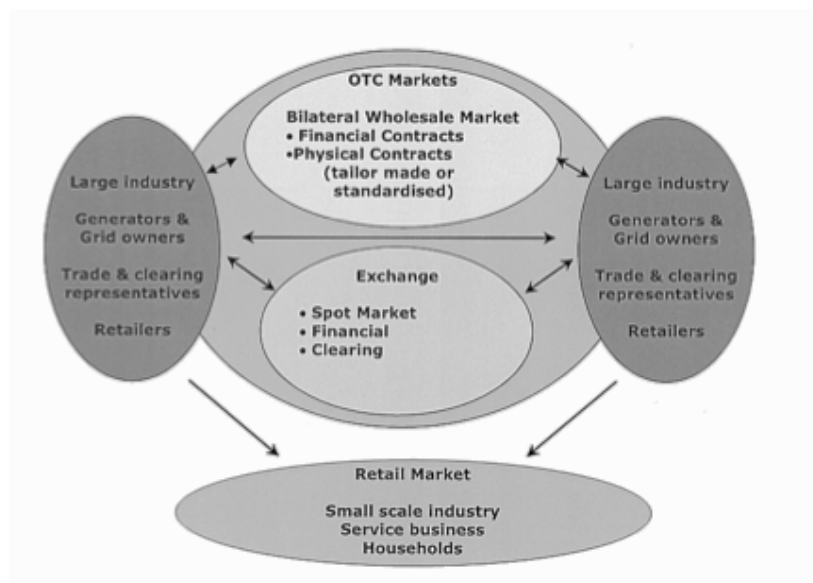
Energiloven har samlet sett sørget for mer effektiv energibruk gjennom markedsbasert prissetting, inntektsregulering av sentralnettet og god konkurranse mellom leverandører (Econ Pöyry AS 2007).



## 4. Organisering av det nye markedet

Den nordiske markedsstrukturen er preget av mange deltakere og at både produsenter og store sluttbrukere handler i engrosmarkedet<sup>4</sup> (Wangensteen 2007). Målet med dette er å oppnå en samfunnsmessig optimal langsiktig utvikling og utnyttelse av makt for å maksimere samfunnets velferd. Dette innebærer å ta hensyn til kundenes vilje til å betale for elektrisitet, behovet for en sikker forsyning, og at alle kostnader er inkludert, inklusive miljøkostnader. Ved dereguleringen av kraftmarkedet i Norge ble produksjon og salg organisert slik at markedet i dag er utsatt for konkurranse, mens nettverkene er naturlige monopoler som er regulert av regjeringen (Bye, Bjørndal, et al. 2010).

Det nordiske markedet består av et felles nordisk engrosmarked og et sluttbrukermarked<sup>5</sup> som er organisert gjennom Nord Pool. Organiseringen av markedet er vist i Figur 4-1.



Figur 4-1 Organisering av handel i det nordiske markedet (Flatabø, et al. 2003)

<sup>4</sup> Produsenter, leverandører, og andre større aktører kan fritt kjøpe og selge kraft i konkurranse med aktører i de nordiske landene.

<sup>5</sup> Husholdnings- og næringskunder som ikke handler direkte på Nord Pool

## 4.1. Nord Pool

Nord Pool er den nordiske kraftbørsen og er et marked hvor både fysiske og finansielle kontrakter inngås. I dag er det her kraftprodusenter, kraftleverandører og store industrikunder kjøper og selger kraft (Statistisk Sentralbyrå 2008).

Etableringen av Nord Pool startet i 1993, og i 1996 ble handelen utvidet til en felles kraftbørs for Norge og Sverige (Wangensteen 2007). I dag er Nord Pool delt inn i to avdelinger, Nord Pool Spot og Nord Pool ASA. Nord Pool Spot eies av systemoperatørene i de nordiske landene og har hovedansvaret for den daglige driften av fysisk krafthandel. Nord Pool ASAs hovedoppgave er utførelse av den finansielle handelen som foregår på kraftbørsen. Nord Pool ASA er i dag en av verdens største og mest likvide kraftbørser. I tillegg til clearing<sup>6</sup> av alle kontrakter som handles over elbørsen tilbyr Nord Pool også clearing tjenester for bilateral handel (Energi Norge u.d.).

Produsenter, kraftleverandører, store forbrukere og meglere er aktører på Nord Pool. Kraftleverandører kan både kjøpe og selge kraft på kraftbørsen, noe som i perioder vil være mer gunstig enn å produsere selv, avhengig av spotpris og produksjonskostnader(imbd).

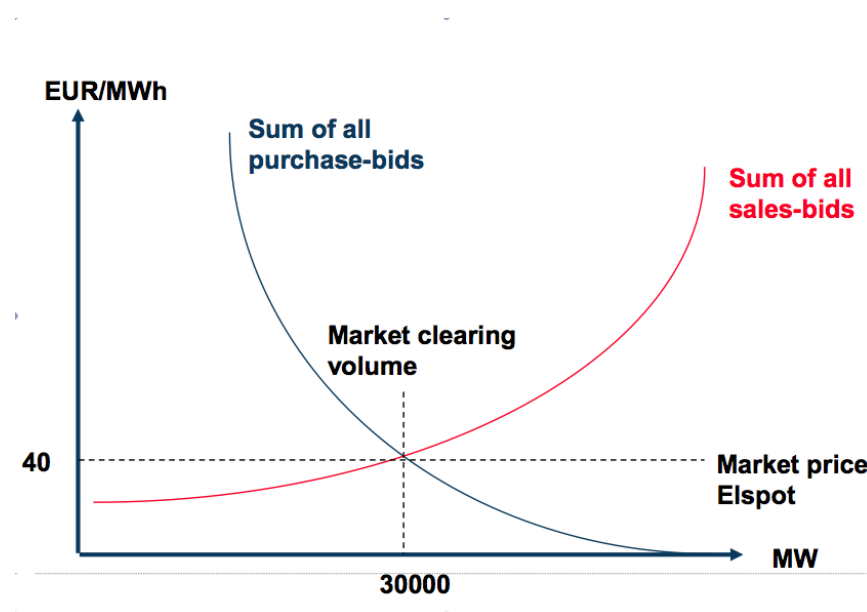
Kontrakter handlet på Nord Pool Financial Market består av både strømderivater og elsertifikater. Derivatene er future- og forwardkontrakter, opsjoner og CFD kontrakter<sup>7</sup>. Systemprisen for det totale nordiske kraftmarkedet brukes som referanseprisen for kontraktene som inngås, og de overnevnte kontraktene gir aktørene mulighet til å sikre seg finansielt mot systemprisen med dag-, ukes-, måneds-, sesong- og årskontrakter. Kontraktene er felles for hele markedet, og er ikke knyttet til spotprisen i de enkelte prisområdene (Statistisk Sentralbyrå 2008). Den maksimale tidshorisonten for handler er på fire år og kontantoppgjør for inngåtte kontrakter gjøres i hele leveringsperioden, med start på forfallsdato.

---

<sup>6</sup> Dette innebærer at Nord Pool fungerer som juridisk motpart for alle parter når kontrakter inngås. Dette minsker risikoen for kreditt- og oppgjørproblemer (Energi Norge, 2011).

<sup>7</sup> Contracts For Difference gir den forventede forskjellen mellom områdepris og systempris på det aktuelle tidspunkt. Slike kontrakter gir en mulighet til å sikre aktører mot prisforskjeller i de enkelte områdene.

Det skjer ingen fysisk levering av de finansielle kontraktene som inngås på Nord Pool. Prisen på kontraktene avregnes mot systemprisen, som bestemmes for hver time på dagen gjennom auksjoner (Wangensteen 2007). Aktørene leverer hver time markedet, ved å plassere bud en dag i forveien for de neste 24 timer. Budene og prisene blir deretter aggregert for hver time og prisen klareres slik at tilbud er lik etterspørsel i området time for time. (Kauppi and Liski 2008). Figur 3 illustrerer hvordan prissettingen i Nord Pool foregår.



Figur 4-2 Prissetting - Spotpris<sup>8</sup> (Randen 2010).

## 4.2. Prissetting

Forutsatt at det ikke eksisterer begrensninger på sentralnettet har det nordiske markedet i utgangspunktet en pris, som klarerer summert tilbud og etterspørsel fra alle prisområder. Denne prisen kaller vi systemprisen, og den gir prisen for hele det nordiske markedet. I de fleste tilfeller vil det imidlertid eksistere begrensninger i sentralnettet, og dermed vil systemprisen avvike fra gjennomsnittsprisen i prisområdene (Statistisk Sentralbyrå 2008). I dag utgjøres prisen i hvert område av systemprisen og overføringskapasiteter mellom områder.

<sup>8</sup> Spotprisen er prisen kjøper betaler ved kjøp av strøm på NordPool. Spotprisen varierer over døgnet, uken og året.

Prisen på kraft bestemmes av ulike faktorer på kort og lang sikt. På lang sikt må prisene dekke både investerings- og driftskostnader, mens på kort sikt er det eneste man må ta i betraktning at driftskostnadene dekkes. I et deregulert kraftsystem, vil prisene være viktige for å gi kort- og langsiktige signaler til aktører i markedet. Effektiv prising er gitt ved å maksimere forbruker- og produsent overskuddet når kraftflyt, pålitelighet og spenningsbegrensninger er tatt hensyn til. Løsningen på dette problemet gir priser som i et effisient marked vil være lik marginalkostnaden (Wangensteen 2009).

I et system hvor strømforsyningen i hovedsak er basert på vannkraft vil nedbørnivåer og vintertemperaturer ha betydelig innvirkning på prisen. På grunn av store variasjoner i vannkraftproduksjon mellom våte og tørre år, kan prisen i de nordiske landene variere betydelig mellom år med mye nedbør og år med minimal nedbør. Kraftmarkedet er i stadig utvikling og utbygginger av sentralnett og svingninger i forbruk er et annet aspekt av markedet som påvirker markedsprisen. Utveksling av kraft og tilhørende handelsvirksomhet mellom de nordiske og kontinentale kraftmarkeder fører til utjevning av prisforskjeller. Faktorer som påvirker Kontinentet innvirker på prisene i det nordiske markedet og vice versa. For europeisk kraftproduksjon er kull og gass viktige ressurser. Derfor vil prisen på disse råvarene også påvirke strømprisen i Norge. (Statkraft u.d.).

Variasjoner i værforholdene bidrar til potensielt dramatiske prisvariasjoner i ulike områder, som vi så i 2009-2010. Jeg vil se nærmere på denne spesielle situasjonen der de nordiske området opplevd problemer med høye priser senere.

### 4.3. Overføring av kraft

Kraftoverføringer spiller en viktig rolle både når gjelder prissetting og flyt mellom de ulike områdene i det nordiske kraftmarkedet. Når optimal overføring overstiger nettets begrensninger oppstår det flaskehals. Det er nødvendig å håndtere flaskehals situasjoner for å unngå at det oppstår skader på nettet. I tilfeller hvor strømmen av elektrisitet mellom to områder overstiger overføringskapasiteten til nettet vil prisene tilpasses inntil flyten er lik kapasitetsgrensen (Bye & Hope 2005). Restriksjoner på sentralnettets overføringslinjer er avgjørende for prisene på kraft. Der

det eksisterer begrensninger vil dette påvirke prisene, samt strømmen av kraft mellom områder.

I begynnelsen av 2010 opplevde Norge en periode med svært høye priser på elektrisitet, spesielt i Midt-Norge. Grunnen til de høye prisforskjellene var delvis utsatt vedlikeholdsarbeid på kraftstasjoner i Sverige i tillegg til at Norden opplevde en svært kald vinter. Kombinasjonene av disse faktorene resulterte i høy etterspørsel etter kraft, og dermed også en prisendring. Det som var spesielt i denne situasjonen var de store regionale forskjellene i prisen på elektrisitet, og at enkelte områder opplevde at prisene var svært høye, i motsetning til en relativt normal pris i andre deler av landet, hovedsaklig i Sør-Norge. De store regionale prisforskjellene henger sammen med forskjeller i nettet - og dets kapasitet. For å analysere prisforskjellene er det nødvendig å se på overføringskapasiteter, fordeling og prissetting i Norden (Statkraft u.d.).

#### 4.3.1. Risiko og Usikkerhet

Bruk av vannkraft medfører usikkerhet fordi det alltid vil være varierende tilsig til magasinene. Denne usikkerheten i tilgjengelighet gjør både prissetting og valg av produksjon vanskelig. Beslutningen angående bruk av vann nå, og hvor mye som skal overføres til neste periode må gjøres i inneværende periode. På bestemmelsestidspunktet vil tilsig for fremtiden være usikkert (Tønnesen 2005). Dette kan kun predikeres ved estimer, og for å gjøre det er det nødvendig å formulere en optimal produksjonsplan med maksimerte forventninger (Wangensteen 2007).

#### 4.4. Magasindisponering og produksjonsplanlegging

Det har gjennom de siste tiår blitt gjort flere studier og utredninger vedrørende vannmagasindisponeringen. I årene etter Energiloven av 1990 har det blitt vist at magasinnivåene er reduserte (Wolfgang, et al. 2009). Et spørsmål som da oppstår og som må besvares er hva som forårsaker denne endringen. At disponeringen i magasinene er forandret kan dels forklares ved endringer i klimatiske forhold, men det kan også skyldes de strukturelle endringene som markedet har gjennomgått. Studiet «*Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation*» ble gjort i regi av SINTEF Energiforskning i 2009 og konkluderte med at gjennomsnittlig nivå i

magasinene var høyere før dereguleringen (imbd). Dette impliserer at reguleringen av magasinene ble forandret etter 1990. Konklusjonen i studiet var at selv etter at klimatiske variabler var filtrert ut, var det fremdeles endringer i magasinbeholdningen. Disse forskjellene må derfor forklares av andre faktorer, og det er nærliggende å anta at energiloven og de strukturelle forandringene den førte med seg har påvirket hvordan produsenter disponerer vannet.

Planlegging av bruk av vannkraft bestemmer produksjon og tilgjengelighet på kraft. Mengden tilgjengelig kraft i inneværende uke avhenger av mengde vann overført fra forrige uke. Tilsiget til magasinene avhenger av stokastisk tilsig og tilsig som ikke kan lagres og den viktigste beslutningen som må tas er å bestemme hvor mye vann som skal frigis fra magasinene på ethvert tidspunkt. Volumet som frigis bestemmer ikke kun produksjon for inneværende uke, men også hvor mye vann som føres videre til neste uke. Det eksisterer begrensninger, som lagringskapasitet og regler for minimumsnivå i magasinene, som også er med på å bestemme hvor mye vann som kan overføres til fremtidige uker. Når magasinene er fulle og når mengden av vann til kraftverket er større enn produksjonskapasiteten, kan vann gå tapt. Dette tapet blir minimert ved å beregne forventninger i tilbudet. I noen tilfeller er det også minimumskrav til hvor mye kraft som må produseres. Det er forståelig at hvis ekstra vann blir brukt i en periode, reduserer dette tilgjengeligheten av vann i fremtidige perioder og inntekter fra bruk av vann fra magasinene i nåværende uke må balanseres mot tapt inntekt i fremtidige uker. Størrelsen på tapt inntekt vil til enhver tid være usikkert, og den forventede marginale verdien av vann til neste periode kan kun estimeres ved bruk av forventninger (imbd).

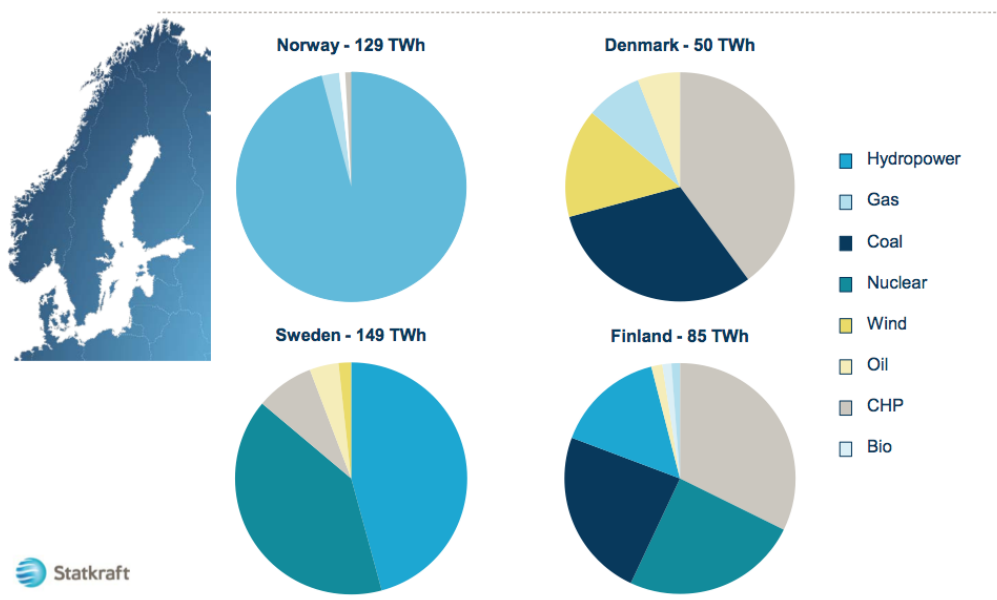
I et omstrukturert system vil hovedmålet være optimal utnyttelse av ressurser. Som nevnt ovenfor, vil en viktig faktor være at fremtidige forhold er usikre, og det vil av denne grunn ikke være mulig å kunne gi et perfekt anslag av kommende perioders inntekter. Problemformuleringen vil være å maksimere profitten ved bruk av forventede verdier. Maksimeringen blir ofte gjort under forutsetning av at produsentene er risikonøytrale. Når produsentene er risikonøytrale vil ethvert utfall være vektet med en tilhørende sannsynlighet, og beslutninger vil være basert på forventet verdi. I motsatt tilfelle vil man se på en aktør, eller en kraftprodusent. Når en aktør er risikoavers vil det legges ekstra vekt på det faktum at resultatet kan bli dårlig, og strategien vil være å prøve og unngå slike situasjoner, på tross av at det reduserer forventet inntekt (imbd).

I det nordiske systemet, er risikofaktor svært relevant da vi opplever store svingninger i tilgjengelighet for vann og risikostyring er derfor en viktig del av produsentenes aktiviteter. Optimal planlegging vil si at man maksimerer forventet fortjeneste basert på usikre priser og tilsig, samtidig som det eksisterer en akseptabel grad av risiko (Fleten, Wallace og Tomasgard 2001).

## 4.5. Produksjon

Elektrisitet kan produseres fra forskjellige kilder, som vann, vind, fossilt-, bio- og kjernefysisk brennstoff eller geometrisk energi. De overnevne er alle eksempler på ulike typer generatorer som kan brukes til å drive turbinene som lager elektrisitet (Førsund 2007).

Det nordiske kraftmarkedet består hovedsaklig av vann- og kjernekraft. Rundt 50 prosent av total kraftproduksjon er basert på vannkraft, men andelen er forskjellig i de fire landene. I et normalår består produksjonen i Norge av omtrent 98 prosent vannkraft, mens Sverige og Finland bruker en kombinasjon av vann, kjerne og fossilt brennstoff. I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft i et normalår ca 45 prosent hver. Finland har ca 20 prosent vann- kraft, 30 prosent kjernekraft, mens resten utgjøres av ulike typer varmekraft. I Danmark er kraftproduksjonen basert på kull, gass og biobrensel fra termiske anlegg og kombinerte varme- og kraftanlegg. I tillegg har Danmark fornybar energi, i form av vindkraft. Miljøpolitikken har gitt gode vilkår for utviklingen av vindkraft slik at denne utgjør ca. 20 prosent av kraftproduksjonen (Statnett 2010). Figur 3-1 viser et overblikk over produksjon av kraft i den nordiske regionen.



Figur 4-3 Energiproduksjon i de nordiske landene for et normalår<sup>9</sup> (Sylte 2010).

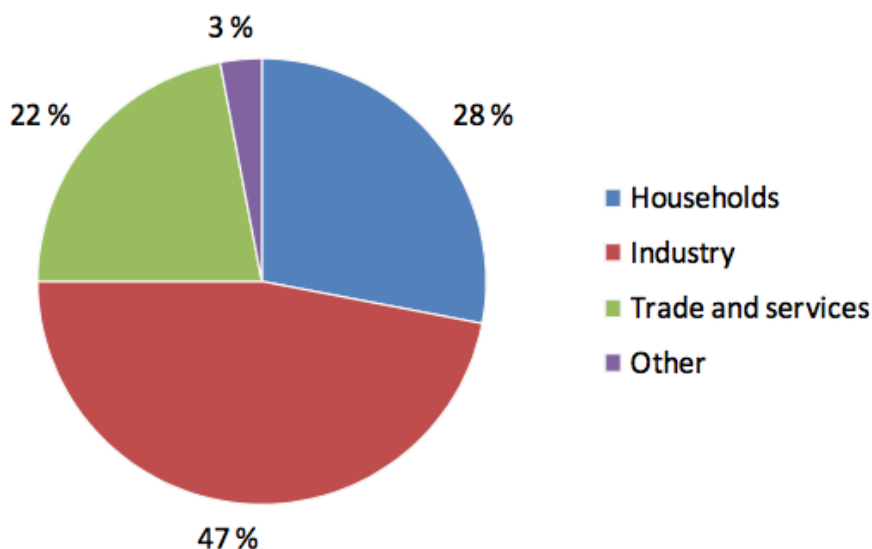
## 4.6. Forbruk

Totalt konsum av elektrisitet i den nordiske regionen er omtrent 390 TWh per år. Dette reflekterer et veldig høyt per capita forbruk av energi (Amundsen & Bergman 2006). Forbruket varierer over tid og er påvirket av pris og sesongmønster (Wangensteen 2007). Variasjoner i klimatiske forhold kan, og vil ofte forårsake det vi i økonomien kaller for tilbuds- og etterspørselssjokk.

Etterspørselen etter kraft er som andre varer og tjenester koblet til både pris på godet og inntekt til konsumentene i økonomien.

<sup>9</sup> Tall basert på simulering i Samkjøringsmodellen





Figur 4-4 Prosentvis fordeling av elektrisitetsforbruk i Norden i 2008 (Vehvilänen, et al. 2010).

Inntekt og energikonsum er nært knyttet til energiintensive livsstiler. Et typisk trekk er at jo høyere inntekt, jo høyere er også forbruket. I tillegg til denne sammenhengen ser man også strid mellom holdninger rettet mot energiforbruk og faktisk adferd. Oppfatningen av energibruk som en negativ miljømessig faktor øker med utdannings- og inntektsnivået hos mennesker, noe som også faktisk forbruk av energi gjør. Husholdninger med høy inntekt vil ofte uttrykke holdninger som ivaretar miljøet og uttrykker stor villighet til å spare energi, men vil samtidig ha en livsstil som involverer et høyt og energikrevende forbruk. Disse motstridighetene er imidlertid ikke nødvendigvis irrasjonell oppførsel, men heller en rasjonell konflikt. Denne konflikten er et eksempel på tilfeller hvor individuell gevinst på kort sikt blir foretrukket fremfor allmennhetens interesser på lang sikt. Dette kan vi knytte opp mot noe vi kjenner igjen fra økonomien som *The Tragedy of the Commons*. The Tragedy of the Commons er ofte brukt i miljøøkonomi og beskriver et dilemma som oppstår i situasjoner med flere individer som opptrer selvstendig og til sitt eget beste. Denne adferden ble først beskrevet av Garret Hardin og ble publisert i tidsskriftet Science i 1968.

For å se nærmere på de motstridene pris- og inntektseffektene av en endret pris på elektrisitet er det viktig å forstå to begreper, henholdsvis pris- og inntektselastisiteter.

#### 4.6.1. Inntektselastisiteten

Inntektselastisiteten er et begrep som brukes for å forklare effekten av en inntektsøkning på ulike goder. Inntekt og begrepet Brutto Nasjonal Produkt, BNP, henger sammen. BNP brukes ofte som et mål på rikdom og viser seg å være en betraktelig drivkraft bak utviklingen av elektrisitetskonsumet. Konsumet av elektrisitet følger BNP, men med en noe høyere vekstrate. Dette betyr at inntektselastisiteten er høyere enn 1. Tolkningen av dette er at ved en inntektsøkning på ett prosentpoeng, vil konsumet av elektrisitet øke mer enn en prosent. Størrelsen på elastisiteten avhenger av nivået på et lands utvikling. For land som er på et tidlig stadium er elastisiteten typisk høy, og den avtar i takt med utviklingen i økonomien. Man ser at for industrialiserte land vil elastisiteten være lavere enn 1 (Wangensteen 2007). Av dette forstår vi at etterspørselstetastisiteten har en positiv, men avtagende sammenheng med BNP, som kan sees på som et mål på utviklingen til en økonomi.

#### 4.6.2. Priselastisiteten

Konsum av elektrisitet avhenger både av inntekt til forbrukere i tillegg til pris. En av effektene av dereguleringen på begynnelsen av 90-tallet var at konsumentene i markedet ble utsatt for høyere volatilitet i prisene for elektrisitet. Konsumenters svar på en prisøkning vil være redusert etterspørsel, og vi sier at en effekt av økt volatilitet vil gi endret forbruksmønster.

Vi antar elektrisitet som et normalt gode, og ifølge økonomisk teori vil etterspørselen etter et slikt gode reduseres som følge av en prisøkning. Koeffisienten til priselastisiteten kan brukes som et mål på konsumentenes prisfølsomhet og kan defineres som den prosentvise endringen i etterspurt mengde delt på prosentvis endring i pris (Varian 1992).

Den vanligste måten å måle priselastisiteten i kraftmarkedet er ved å måle endringen i etterspørselen etter elektrisitet som følge av en endring i pris ved bruk av en økonometrisk analyse (Fan & Hyndman 2010). Estimeringene kan gjøres ved bruk av enten tidsserie eller paneldata analyser. Det kan imidlertid være problematisk å gjøre en slik analyse grunnet vanskeligheter ved å definere faktorer som er relevante og nødvendige (Wangensteen 2007).

Priselastisiteten brukes vanligvis på to forskjellige måter. Man kan bruke en godes egenpriselastisitet, men også dens substitusjonselastisitet. Begge elastisitetene er nyttige mål på hvordan pris og etterspørsel avhenger av hverandre. Egenpriselastisiteten sier noe om hvordan godets pris påvirker etterspørselen, og hvordan konsumenter responderer på prisendringer med forandret adferd. Denne er spesielt nyttig ved evaluering av langtidstilpasninger av endringer i prisen på elektrisitet. Substitusjonselastisiteten beskriver forholdet mellom godet og andre goder og fokuserer på hvordan en endring i relative priser kan få konsumenter til å substituere et gode for et annet, eller hvordan etterspørsel for et gode er i forskjellige tidsperioder. I de tilfellene hvor andre goder kan substituere den aktuelle varen vil denne elastisiteten være større enn null, og godenes pris vil påvirke hverandre (Varian 1992). Vi kan imidlertid merke oss at det vil være vanskelig å finne et godt substitutt for kraft, men i vårt tilfelle kan substitusjonselastisiteten brukes for å undersøke hvordan forbruket skifter over perioder med høy- og lav pris. Innad i markedet kan forskjellige goder være ulike kilder til kraft. Eksempel på slike substitutter kan være vann- og kjernekraft. Ved bruk av elastisitetene i markedet for elektrisitet er det viktig å skille mellom bruken av de to når betraktningen som gjøres involverer endring i elektrisitetsbruk og når etterspørselen mellom perioder endres (Fan & Hyndman 2010). Mens substitusjonselastisiteten kun har positive verdier, vil egenpriselastisiteten typisk være negativ. Det er imidlertid vanlig å bruke absoluttverdiene, som vil gi stor grad av likhet mellom elastisitetene, og de vil da reflektere relative endringer. Når elastisitetene er null betyr dette at en prisendring ikke vil ha noen påvirkning på etterspørselen, som betyr at godene er uavhengige. Vi sier da at etterspørselen er perfekt uelastisk og etterspørselskurven vil være horisontal (Varian 1992).



## DEL 2:

### TILBUDSSIDEN

---

Denne delen vil ta for seg tilbudssiden, og beskrive to sjokk som har rammet det nordiske kraftmarkedet i nyere tid. Ettersom vinteren 2009-2010 er utgangspunktet for hvorfor jeg har lyst til å gjøre min analyse er det naturlig å inkludere en del som tar for seg årsaker til hvorfor Norge opplevde uvanlig høye priser. For å illustrere forskjellen mellom dette tilbudsside sjokket og tidligere liknende situasjoner vil også beskrive tørråret i 2002-2003. Begge sjokkene medførte store prisendringer, men både årsak og konsekvens er noe forskjellige.

Som en innledning til min egen analyse vil jeg se på forskjellene mellom vinteren 2009-2010 og tørråret 2002-2003 før jeg fortsetter med min egen analyse i neste del av oppgaven.



## 5. Tilbudssidesjokk

På grunn av varierende nedbør har det gjennom årene oppstått situasjoner der Norden har opplevd lav magasinifylling og redusert tilgang på vann. Knapphet av kraft i det nordiske systemet er hovedsakelig forårsaket av perioder med lite nedbør og dermed redusert vannkraftproduksjon. I situasjoner der tilgangen på vann er lav, er det muligheter for betydelig økte priser, og i ekstreme tilfeller kan det være behov for rasjonering. Høye priser er ikke et betydelig problem for økonomien som helhet, men det kan ha store fordelingseffekter. Årsaken er at høye priser har en tendens til å ramme husholdninger med lav inntekt og sårbare bedrifter med høyt energiforbruk hardest (Doorman u.d.).

For å vise eksempler på hvordan sjokk på tilbudssiden kan påvirke prisene og markedet som helhet jeg vil nå kort se på to situasjoner hvor den nordiske regionen, og spesielt Norge, opplevde ekstremt høye priser.

### 5.1. Tørråret 2002-2003

I 2002-2003 ble det nordiske kraftmarkedet og Norge rammet av et sjokk i tilførselen av vann. Resultatet var at husholdninger og industri opplevde rekordhøye strømpriser. Grunnen til den stramme situasjonen var at det i juli 2002 var godt over gjennomsnittlig nivåer i vannmagasinene. For å gjøre plass til forventet nedbør startet norske kraftprodusenter å eksportere mye kraft i løpet av høsten. Men resten av året ble ikke som forventet. Svært tørre hydrologiske forhold gav lavt tilsig til magasinene. I andre halvdel av 2002 var fyllingsgraden så lav som 54 prosent. Det rekordlave tilsiget presset strømprisene til høye nivåer. I samme periode steg spotprisen på Nord Pool kraftig, denne oppgangen fortsatte også gjennom vinteren. Kraftprisen nådde en topp på gjennomsnittlige daglig prisen på 9 euro per MWh (Amundsen & Bergman 2006). Samtidig som dette inntraff opplevde Norske vannkraftspapirer en nedgangsperiode, med rekordlave nivåer denne vinteren (Von Der Fehr, Amundsen & Bergman 2006).

Alle de nordiske landene opplevde en økt utsalgspris på kraft, men sjokket rammet Norge hardest. Årsaken til at utslaget var mindre dramatisk i de andre landene var at

både Danmark, Sverige og Finland i større grad var avhengig av årlige fastpriskontrakter, i motsetning til Norge, som hadde en høy grad av variable kontrakter (Amundsen & Bergman 2006).

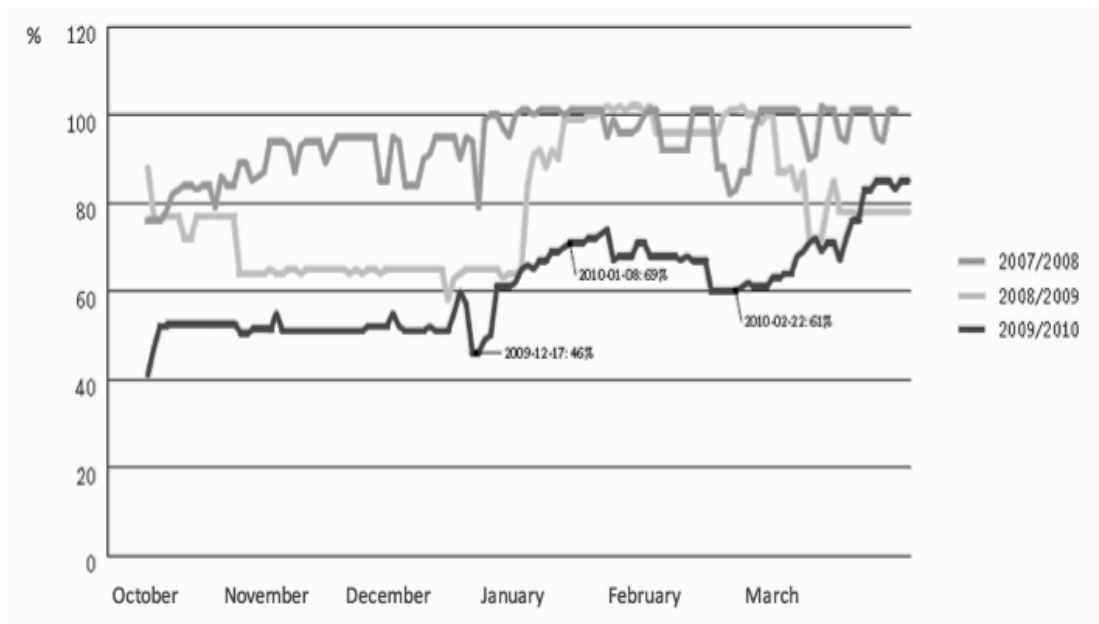
Konklusjonene som ble trukket var at til tross for de høye prisene, så det nordiske kraftmarkedet generelt ut til å fungere bra. Hovedargumentet var at markedet til en viss grad klarte å korrigere seg selv og myndighetene trengte ikke å gripe inn for å hindre en kollaps i markedet (imbd).

## 5.2. Situasjonen i Norge vinteren 2009-2010

Også etter 2002-2003 har det vært år hvor markedet har opplevd liknende sjokk, men disse har vært mindre alvorlige. I 2009-10 derimot opplevde Norge på ny en situasjon hvor forbrukerne igjen sto ovenfor historisk høye priser. Vinteren var preget av uvanlig kulde, begrensinger i overføringskapasiteter og høye priser. Men det hadde også store fordelingsmessige utfordringer, og prisene varierte enormt i de forskjellige områdene i markedet.

Vinteren 2009-2010 opplevde hele Norden perioder med høye strømpriser, med unntak av Sør-Norge og Jylland. På det høyeste sto sentrale og nordlige Norge, Sverige, Finland og Sjælland ovenfor priser på opp mot 2 €/kWh. Dette var mer enn 20 ganger høyere enn gjennomsnittet for hele første kvartal 2010. (Ekhaugen, Strøm og Ibenholt 2011) Årsaken til de høye prisene var lave temperaturer som førte til høy etterspørsel etter elektrisitet. I tillegg var tilbudssiden påvirket av at man opplevde unormalt lav svensk kjernekraftproduksjon grunnet forsinket vedlikeholdsarbeid med store deler av kjernekraftvirksomheten ute av drift. Produksjonen ble flere ganger ytterligere forsinket på kort varsel, noe som gjorde det vanskelig å forutse og slik ta hensyn til forsinkelsene i produksjonsplanlegging. Kun 61 prosent av svensk kjernekraft var tilgjengelig i løpet av vinteren, noe som er dramatisk lavere enn normalt år (Vehvilänen, et al. 2010). I tillegg til dette gjorde kapasitetsbegrensninger at Norden ble delt inn i to prisområder. Sør-Norge hadde tilnærmet normal pris, mens de høye prisene slo ut i resten av Norden, spesielt i Midt-Norge. Grovt sett kan man si at begrensningene i kraftoverføringen lå to steder, for Haslesnittet, som overfører kraft fra Sør Norge til Sverige, og i forbindelsen mellom Sør-Norge og Nord-Norge. (Bye 2011).





Figur 5-1 Svensk kjernekraft 2007-2010 (Vehvilänen, et al. 2010)

I løpet av vinteren 2009-2010 økte forbruket sammenliknet med et normalt år. Økningen kom i hovedsak av økt elektrisk oppvarming fordi Norden opplevde temperaturer som lå langt under gjennomsnittet i en lengre periode i løpet av vinteren. Lavt tilbud gir lavere kapasitet for kraftverk og da også redusert kapasitet til å levere strøm. Når tilbudet er lavt vil prisene fungere som verktøy for å nå likevekt mellom tilbud og etterspørsel etter kraft. Kombinasjonen av lav tilgjengelighet og høyt forbruk bidro til høy tappegrad av magasinene, som gjorde at prisene denne vinteren ble unormalt høye (Bye, Bjørndal, et al. 2010).

Som nevnt, var de høye prisene ikke det eneste problemet for vinteren 2009-2010. Det var også dramatiske forskjeller mellom prisområdene i Norge, og det er mye av årsaken til at dette sjokket har fått mye oppmerksomhet. Spesielt Midt-Norge, som omfatter områdene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag samt store deler av Nord-Trøndelag, opplevde svært høye priser sammenliknet med andre deler av landet. Grunnet vekst i industri og petroleumsvirksomhet har dette området opplevd et økende kraftunderskudd de seneste årene. Det økte underskuddet har kombinert med bergrenset overføringskapasitet ført til usikkerhet i kraftforsyningen, og er en av grunnene til tidvis meget høye priser i området (Statnett 2010). Da avhengigheten av kraft fra Finland og Sverige ble forsterket vinteren 2009-2010 ble effekten av dårlig

overføringskapasitet fra Sør til nord i Norge forsterket, og Midt-Norge ble det man kaller et høyprisområde. Kombinasjon av en kald vinter og vedlikehold på kraftverk i Sverige hadde dramatiske konsekvenser for forbrukerne i det respektive området. Når slike situasjoner oppstår blir det i tillegg til stor medieoppmerksomhet også rettet fokus og dels sterk motstand mot å eksportere elektrisitet til kontinentet. Dette er en holdning som ofte oppstår blant forbrukere i perioder med ekstreme priser, fordi økninger i pris historisk ofte er grunnet lave nivåer i magasinene .

Det som er viktig i etterkant av et sjokk som inntraff i 2009-2010 er å analysere årsakene til prisforskjellene. I dette tilfellet er det viktig at det fokuseres på den egentlige årsaken, som hovedsakelig ligger hos sentralnettet i Norge Det var først og fremst kapasitetsbegrensninger som lå til grunn for de høye prisforskjellene, og ikke som ved tidligere tilbudssjokk, at det var blitt eksportert for mye kraft på grunn av for høye forventninger til tilsig i kommende perioder.

## DEL 3:

# MODELLERING

---

Når man modellerer et fysisk system bør man velge en enkel modell, men ikke så enkel at den ikke har god nok forklaringskraft. Det er i dag flere verktøy som brukes til å gjøre analyser av kraftmarkedet. Jeg vil her presentere en modell utviklet av SINTEF Energiforskning. Modellen vil jeg videre bruke til å gjøre min analyse av forsterkninger i sentralnettet ved å legge inn økte kapasiteter på utvalgte overføringslinjer.

Kombinasjonen av stor produksjon, sammensetningen av mange ulike faktorer og store variasjoner både på tilbuds- og etterspørselssiden gjør at produksjonsplanlegging og analyser av kraftsystemer som består av en stor andel vannkraft er en kompleks og vanskelig oppgave. Både innenfor året og fra år til år vil det være variasjoner i tilsig til magasinene på grunn av varierende nedbør og snøsmelting. Variasjonene kan være vanskelige å forutse og det vil til enhver tid eksistere usikkerhet om fremtidige magasinforhold.

Det er ikke alltid mulig å ta alle relevante aspekter i betraktning i en optimaliseringsmodell. For å kunne analysere kraftsystemer med en stor del av vannkraft er det nødvendig med gode verktøy. Samkjøringsmodellen utviklet ved SINTEF Energiforskning er en simuleringsmodell som har vært i aktiv bruk i det nordiske kraftmarkedet i lang tid (Doorman u.d.).



## 6. Samkjøringsmodellen

Samkjøringsmodellen er utviklet for å analysere større systemer og brukes i dag til å simulere det nordiske kraftmarkedet. Modellen er også brukt for langsiktig planlegging av kraftmarkedet (Wolfgang, et al. 2009).

### 6.1. Beskrivelse av modellen

Ved simulering med Samlast følges en bestemt beregningsprosedyre. Samkjøringsmodellen tar hensyn til overføringsbegrensninger og hydrologiske forskjeller og omfatter strategiberegninger og simuleringer i en totrinns løsningsprosedyre. Først klargjøres datasettets inngangsdata for beregning. Deretter må bruker gjøre en rekke valg for hvordan beregningene skal utføres. Når selve simuleringprosessen er satt i gang beregnes først vannverdier for det modellerte systemet. Neste steg er simulering av systemet. I denne fasen simuleres det over de historiske tilsigsår som brukeren har definert i strategidelen. I etterkant hentes resultatene ut og behandles i et eller flere av modellens resultatprogrammer (Kringstad 2010).

I strategidelen blir vannverdiene beregnet og strategien blir bestemt. I det neste trinnet blir strategien testet i en simulering. I simuleringfasen blir områdene behandlet som et sammenvevd system for en rekke historiske tilsigsalternativer. Ved bruk av vannverdier fra strategifasen simulerer modellen optimal generasjon, spot forbruk og utveksling mellom områdene. Simuleringene blir gjort ukevis, med timeinndelinger som er laget som prisavsnitt (Helseth, et al. 2010)<sup>10</sup>. I dag brukes det fem prisavsnitt i modelleringen.

Modellen beregner en optimal strategi for bruk av magasiner og vannkraftproduksjon. På grunn av naturlige variasjoner i klimatiske variabler er optimaliseringsproblemet stokastisk. Den dimensjonen av problemet er veldig stort og noen forenklinger er gjort før den numeriske løsningen er beregnet (Wolfgang, et al. 2009).

Mange store produsenter i det nordiske kraftmarkedet, slik som systemoperatører, myndigheter og andre, bruker resultatene fra Samkjøringsmodellen modellen i sin

---

<sup>10</sup> Se Vedlegg A, for beskrivelse av timeinndeling.

planlegging. Modellen er godt egnet til å studere storstilte hydrotermiske systemer, noe som gjør at den er mye brukt ved analyser av det nordiske kraftmarkedet. Den grunnleggende tidstrinnet i modellen er en uke, med varighetskurver for forskjellige lastnivåer i uken. Planleggingshorisonten er opp til 10 år og beregningene er basert på bruk av historisk tilsig og temperaturdata, vanligvis for 60 år (Bakken, et al. u.d.). I dag er Samkjøringsmodellen modellen oftest brukt for å lage prognoser for fremtidige spotmarkedspriser, men den brukes også til å utføre en rekke analyser på kraftbalanse, overføringskapasiteter mellom områder, generelle markedsanalyser, analyser av endringer i lovverket, samt lønnsomhetsanalyser som angår planlegging av planlagte prosjekter og investeringer. (Doorman, 2007). For at et prosjekt skal være lønnsomt må den neddiskonterte økningen i konsumentoverskudd + produsentoverskudd + overføringsgevinst er større enn investeringsutgiften og de faste kostnadene. En slik analyse vil være spesielt nyttig for å finne lønnsomheten når man har flere konkurrerende prosjekter (Førsund, et al. 2005).

## 6.2. Strategiberegning

I strategifasen beregner modellen vannverdien<sup>11</sup> basert på stokastisk dynamisk programmering<sup>12</sup> (Bakken, et al. u.d.). Vannverdien er grunnlaget for fordelingen og beregningene er gjort med utgangspunkt i magasinifylling og tidsoppløsning. For enkelhets skyld blir vannkraftsystemer innen hver region samlet og vannet beregnes for en enkelt underområde på gitt tidspunkt.

### 6.2.1. Vannverdiberegning

En viktig del av produsentenes optimering ligger i verdisettingen av vannet i magasinene, ofte kalt vannverdiberegning (Kringstad 2010). I utgangspunktet betrakter vi vann som et gratis gode. At et gode ikke har en direkte pris, betyr derimot ikke at den ikke har en verdi. Vann har i høy grad en verdi. Verdien av vann er ikke bare knyttet opp mot alternativkostnaden ved bruk av vann, men vi ser i denne sammenhengen på

---

<sup>11</sup> Vannverdien er den forventede marginale verdi av lagret vann.

<sup>12</sup> Stokastisk programmering er et rammeverk for modellering av optimaliseringsproblemer som innebærer usikkerhet. Målet er å finne en optimal løsning som er mulig for alle data.

verdien av vann som funksjon av fremtidig utvikling. Fremtidig utvikling er avhengig av belastning, markedspriser og tilsig. Det er dessuten er klar oppstartskostnad ved utbygging av nye kraftstasjoner. Et vannkraftverk vil typisk ha høye kostnader ved bygning, mens de variable kostnadene knyttet til drift og lagring av vann er små. Som nevnt over er verdien av vann en funksjon av flere faktorer hvor en viktig komponent er knyttet til det faktum at nedbør er knapp, og ikke kontrollerbart. Fremtidig situasjon og forventninger er viktige faktorer og usikkerheten som er knyttet til disse er både nødvendige og viktige å ta hensyn til. I år hvor man forventer en tørr periode, vil verdien av vann øke, og vice versa. Vi forstår at beslutninger basert på vannverdier er basert på forventet fremtidig verdi (Solland 2007).

For å beregne vannverdier er det viktig å ta muligheter for utveksling av kraft i betraktning. Dette kan være utveksling andre områder i systemet, både nasjonalt, men også på tvers av nasjonale grenser. Når vannverdiene for ett område er beregnet, må etterspørsel og produksjon i andre områder tas i betraktning. Denne prosessen kalles kalibreringsprosessen, og for å kunne gjøre en slik kalibrering er det nødvendig å bruke et sett parametre for hvert område man tar hensyn til. Verdier for parametrene kan estimeres ved bruk av en modell, og målene vil være avhengig av karakteristika for de ulike områdene (Helseth, et al. 2010).

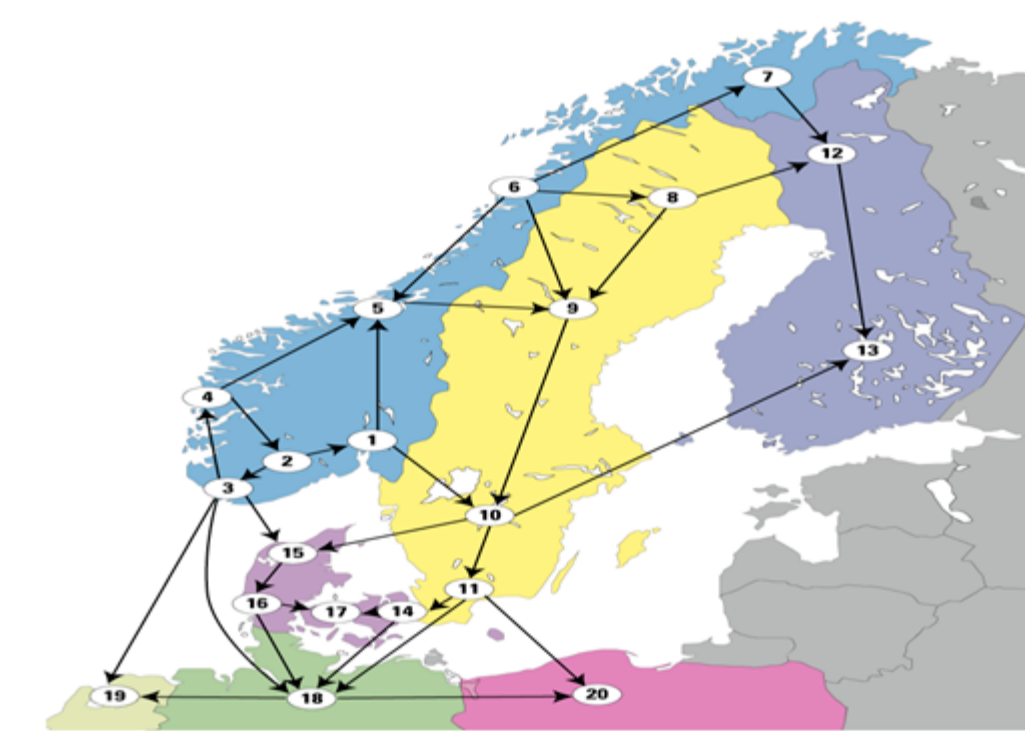
### 6.2.2. Områder og overføringsnett

Kraftmarkedene i Europa har de seneste årene blitt gradvis sammenkoblet. Utviklingen av markedet gjør spørsmålet om grenser komplisert. Forbindelser mellom områder eller land må tas i betraktning, og ved modellering av systemet er det viktig å ta en beslutning om hvilke områder som skal inkluderes. Det kan være svært krevende å arbeide og vedlikeholde store systemer, men jo større det modellerte systemet er, jo mer realistisk resultat. Dette er en avveining som må gjøres i modellen (Doorman 2007).

De ulike prisområdene og overføringslinjene er vist i Figur 6-1<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Tabell over områdeinndeling finnes i vedlegg A.



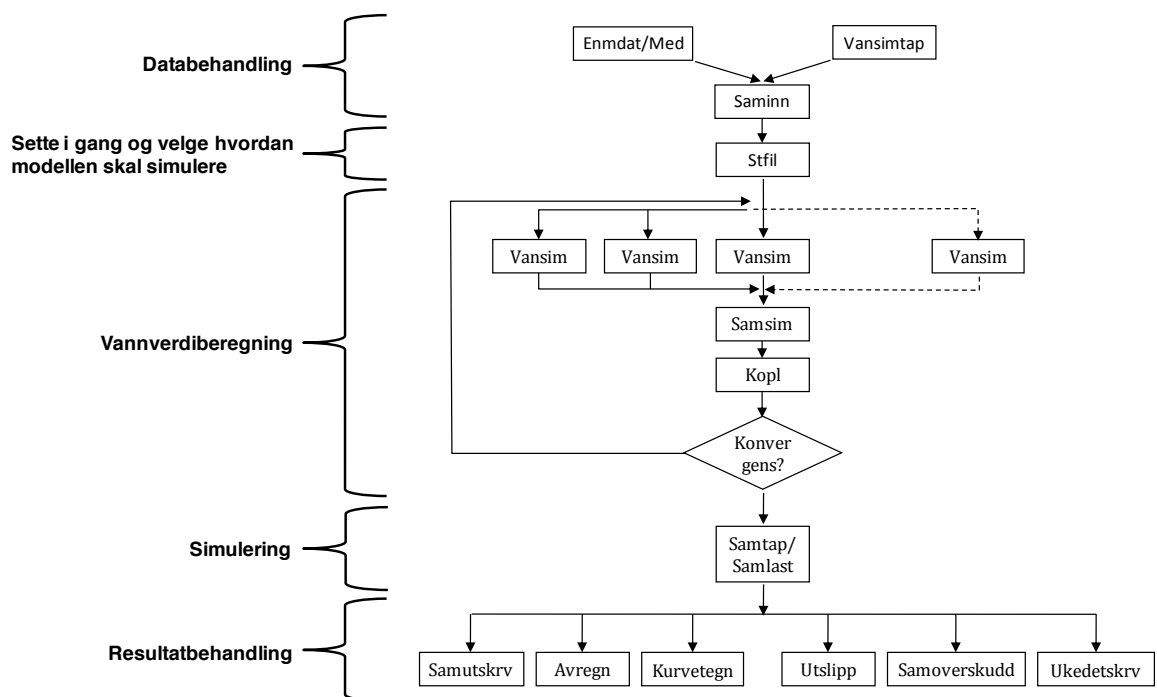
Figur 6-1 Oversikt over overføringslinjer i Samkjøringsmodellen

### 6.3. Simulering

Etter beregning av vannverdien i strategifasen, vil modellen starte simuleringen av systemet. Simuleringen har til hensikt å undersøke hvordan systemet vil oppføre seg under ulike scenarioer. Dette gjøres enten ved serie- eller parallell simuleringer. Ved seriesimulering simuleres ett år av gangen med en valgt fylling av magasinet. Den optimale strategien blir funnet før simulering av alle tilsigsår blir gjort etter hverandre. Startmagasinet for innværende år blir da lik sluttmagasinet for foregående år. Ved parallellsimulering tar man derimot utgangspunkt i en magasinifylling, og simulerer for valgt antall år, med samme magasinifylling. Om man velger serie- eller parallellsimulering avhenger av hvilken type analyse man ønsker å gjøre. Parallellsimulering brukes vanligvis når man ønsker prognoser med kortere tidshorison, mens seriesimulering vil være et bedre valg når man ønsker å se på markedet langt frem i tid (Førsund, et al. 2005).

Ved simulering av modellen følges en bestemt beregningsprosedyre. Først klargjøres datasettets inngangsdata for beregning. I neste steg må brukeren gjøre en rekke valg for hvordan beregningene skal utføres (Kringstad 2010).





Figur 6-2 Beregningsprosessen i Samkjøringsmodellen (Kringstad 2010)

Når områdeoptimaliseringen er utført vil tappefordelingen for hvert område være beregnet. Dette er for å undersøke om det er mulig å fordele produksjonen til tilgjengelige kanaler uten å bryte noen av restriksjonene. Dersom avvikene er store må simuleringen gjøres om igjen (ibid).

## 6.4. Samnett

Modellene som brukes til å analysere kraftmarkedet er stadig under bearbeiding og utvikling. En ny utvikling er en prototype basert på den nyeste versjonen av Samkjøringsmodellen modell, kalt Samnett. Den nye versjonen erstatter algoritmen som håndterer overbelastninger i Samlast, og gjør prosessen mer automatisert (Helseth, et al. 2010).

I Samnett sjekkes det for overbelastninger i simuleringsfasen. Ved å erstatte algoritmen i resultatene fra simuleringen oppnår man en modell som er mindre avhengig av operatør, samt at bruk av modellen blir lettere. I tillegg gir den nye versjonen av modellen høyere konsistens i beregningen av samfunnsøkonomisk overskudd (ibid).

## 7. Datasettet

Datasettet brukt i denne simuleringen er Statnetts "Basis 2010" og er brukt til å beskrive et normalår i 2010. Fordeling av forbruket over år/uke/prisavsnitt baseres på historiske data og inneholder informasjon fra 1951-2000. Baltikum er tatt med datasettene for 2010 og modelleringen av denne regionen er hentet fra Fingrid. Det nordiske markedet er delt inn i 25 områder, hvor Tyskland, Nederland og Polen er separate områder på kontinentet (Statnett 2010). Uken er delt inn i fem prisavsnitt. Oversikt over områdeinndeling og prisavsnitt er gitt i Vedlegg A.

For Norge, Sverige og Finland er det innført temperaturkorrigert forbruk, som vil si at dersom temperaturen for en gitt uke avviker fra normaltemperaturen, beregnes det som et avvik i fastkraftforbruket. Dette er for å gjenspeile at forbruket er spesielt høyt på ekstra kalde dager. Temperaturkorrigeringen sørger også for at tilsiget blir redusert i lengre kuldeperioder i vinterhalvåret. Denne sammenhengen er basert på statistikk som viser at i perioder med lavere temperaturer enn normalt så er det samtidig tørrere enn normalt, og omvendt (ibid).

All vannkraftproduksjon er detaljert modellert med riktig nettmessig plassering og overføringskapasitet mellom de ulike prisområdene, og er satt med utgangspunkt i de kapasiteter som systemoperatørene og Nord Pool Spot opererer etter. Kapasiteter for nye nettløsninger er fastsatt gjennom interne analyser av Statnett og/eller vurderinger i samråd med NORDELS<sup>14</sup> nettgruppe (ibid).

Jeg valgte å gjøre analysen med dette datasettet fra 2010, fremfor alternativet som ville vært å bruke Statnetts datasett frem mot 2025. Dette ville vært tilsvarende datasettet jeg har brukt, men det inneholder data for fremtidig situasjon. Dette ville gitt mer usikre resultater, ettersom det her kun er data for forventninger om sentralnett og marked som er definert.

---

<sup>14</sup> NORDEL var frem til 2009 et fellesorgan for de systemansvarlige nettselskapene i Norden, men dets funksjon er nå overtatt av ENTSO-E. ENTSO-E er systemoperatørenes hovedorgan på europeisk nivå (ENTSO-E, 2011).

## 8. Analysen

Med utgangspunkt i at Norge ble delt inn i to prisområder vinteren 2009-2010 har jeg i denne oppgaven tatt for meg forsterkninger i overføringslinjer mellom Midt-Norge, Nord-Norge og Sverige. Analysen av forsterking av nettet tar utgangspunkt i et Basescenario hvor markedet er simulert slik som sentralnettet er i dag. For å undersøke effekten av en forsterking av nettet har jeg, basert på undersøkelser, valgt ut de linjene som vil være mest aktuelle å bygge ut, og lagt til dobbel kapasitet på dem<sup>15</sup>. I virkeligheten vil man antagelig ikke bygge ut nettet med så stor kapasitet på en overføringslinje ved en utbygging, men som et forsøk på å fjerne alle restriksjoner og flaskehalsar ved kraftoverføringer har jeg valgt å gjøre dette. Analysen videre er gjort ved bruk av parallellsimulering, og med historiske data fra 1951-2010.

Transport av kraft i Norden deles inn i en nord-sør flyt og i en øst-vest flyt på overordnet nivå. Nord-sør flyten består av flyt fra Nord- til Sør-Norge og fra Nord-Sverige til underskuddsområdene Midt-Norge og Sør-Sverige (Statnett n.d.). Fordi en stor andel av kraften som flyter fra Midt-Norge til Sør-Norge går via Sverige, har jeg valgt å forsterke nettet på linjene NORGEMIDT - SVER-SNO1 og NORGENORD - NORGEMIDT i denne analysen. Ved å gjøre de nevnte forsterkningene fjernes mye av nettbegrensningene som er tilstede i dag. Oversikt over kapasiteten som initialt ligger inne i modellen, og økningen av kapasiteten er presentert i Tabell 8-1.

Overføringslinje	initial kapasitet	Ny kapasitet
NORGEMIDT(6) -NORGENORD(5)	1000 MW	2000 MW
NORGENORD (6)- SVER-SNO1 (8)	600 MW	1200 MW

**Tabell 8-1 Kapasiteter for overføringslinjene**

Med utgangspunkt i de betydelige prisforskjellene og inndelingen av Norge i to prisområder vinteren 2009-2010 har jeg i analysen fokusert på prisendringer i områdene NORGEMIDT og NORGESYD etter kapasitetene på definerte linjer er simulert. Kraftsystemene i Norge og Sverige er tett integrert, og de betraktes som et helhetlig

---

<sup>15</sup> Fullstendig oversikt over overføringslinjer i sentralnettet finnes i Appendiks.

system. De to landene har delvis parallell transport av kraft fra nord til sør, men et sterkere nett i Sverige fører til at norsk kraft trekkes over i det svenske nettet, for å så flyte tilbake på norsk side lenger sør. Det er altså deler av de norske kraftoverføringene fra nord til sør går via det svenske nettet (Statnett u.d.). Dette var også årsaken til at det utsatte vedlikeholdet i 2009-2010 hadde veldig stor betydning for Norge.

DEL 4:

## RESULTATER OG DISKUSJON

---



## 9. Resultater

Som allerede begrunnet vil kapasitetsendringer i sentralnettet forandre kraftoverføringene mellom områder. Dette fordi forsterkninger av nettet vil redusere, eller fjerne eksisterende flaskehals og restriksjoner som gir opphav til ulike priser.

For å best illustrere forskjellene vil jeg i dette kapittelet vise grafer over prisene de to områdene, NORGEMIDT og NORGESYD. Jeg vil se på endringen i begge områder, både før og etter forsterkninger av sentralnettet, før jeg sammenlikner. Resultatene som presenteres er gjennomsnittstall for alle år representert uke for uke, med nummerering 1-52.

En utbygging som den jeg har simulert i denne analysen vil også ha effekter på andre faktorer enn prisene, men som begrunnet tidligere vil jeg i oppgaven kun fokusere på priseffekten. I tillegg vil jeg se på endring i samfunnsøkonomisk overskudd før og etter forsterkningen.

### 9.1. Prisendringer

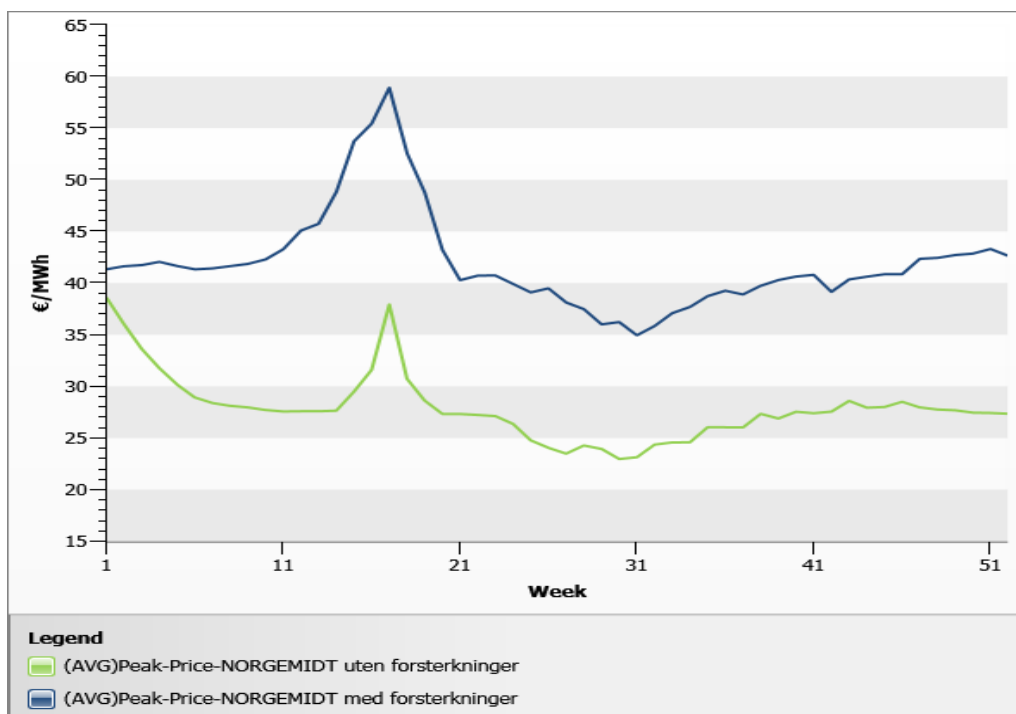
Følgende figurer viser resultatene fra analysen. Uken er som tidligere forklart inndelt i prisavsnitt<sup>16</sup>. Prisavsnittene vil naturligvis ha forskjellige priser, ettersom de er definert av timer med forskjellig lastflyt. For å illustrere prisforskjellene viser jeg resultatet for prisene som timer definert av prisavsnitt 1 –Peak. Prisavsnittet for Peak-dag inneholder 25 timer per uke og er definert ved timene mellom 0800-1300 i ukedager.

---

<sup>16</sup> Se vedlegg A, Tabell A-2 for definering av prisavsnitt.

### 9.1.1. NORGEMIDT

Av Figur 9-1 ser vi forskjellene i gjennomsnittlig Peak pris før og etter forsterkningen av overføringslinjene NORGEMIDT - SVER-SNO1 og NORGENORD – NORGEMIDT er utført.



Figur 9-1 Gjennomsnittlig Peak pris for NORGEMIDT

Etter forsterkningen gir simuleringen av markedet et betydelig høyere prisnivå enn før kapasitetene er endret. Prisene er spesielt høye i perioden mellom uke 11 og 21. Dette kan mulig forklares ved at det har vært historisk lavt lite tilsig og/eller lave temperaturer som har ført til lave magasinennivåer om våren.

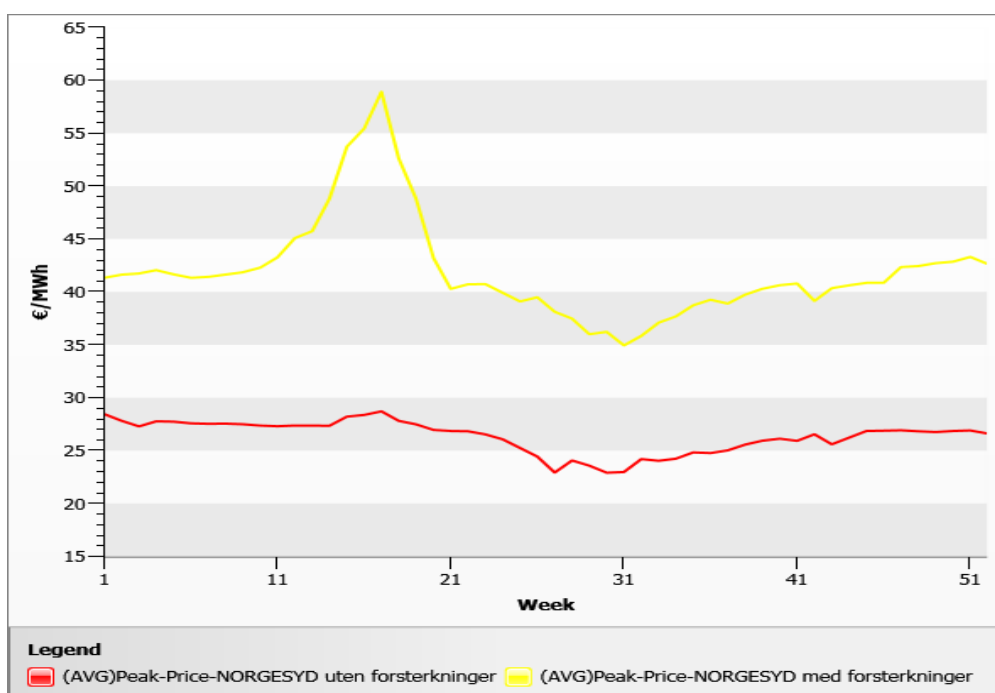
Videre kan vi se av grafen i Figur 9-1 at trenden vil være den samme i de fleste uker. Det eneste store avviket er prisene i de første ukene av året. I uke 1 ligger prisene på nesten sammen nivå, men utviklingen går i motsatt retning frem mot uke 11. En mulig forklaring på dette kan være fordi det modelleringen er brukt parallellsimulering, som betyr at det simuleres ett år av gangen med en valgt fylling av magasinet. Forskjellen mellom parallell og seriesimulering er forklart tidligere i oppgaven.



I forkant av simuleringen var det forventet at resultatet ville vise høyere priser, men denne forventningen var hovedsakelig knyttet til prisnivå i Sør Norge. Det er derfor et interessant resultat at modeller gir en stor økning også i prisene i Midt-Norge.

### 9.1.2. NORGESYD

Som forventet vil forsterkninger av overføringslinjene føre til at også prisene i NORGESYD vil øke.



Figur 9-2 Gjennomsnittlig Peak pris for NORGESYD

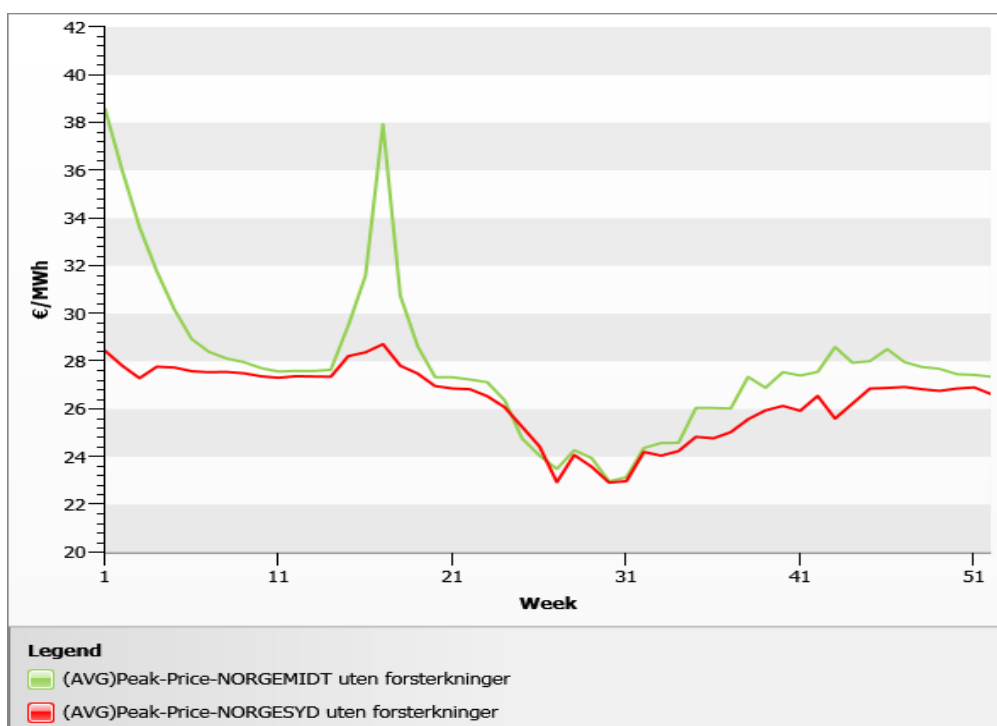
Det er også en klar endring i trenden, med mye større endringer fra uke til uke. Før nettførsterkninger er utført er prisene ikke bare lavere, men også jevnere gjennom hele året. Formen på priskurven etter nettet er forsterket kjenner vi igjen fra Figur 9-1 som beskriver prisene i Midt-Norge.

### 9.1.3. Sammenlikning NORGESYD og NORGEMIDT

For å sammenlikne endringene i prisene i områdene enda bedre vil jeg videre se på forskjellene mellom prisnivå i de to områdene både før og etter utbygging av kapasiteten til overføringslinjene.

#### Før utbygging av overføringskapasitetene:

Av graf i Figur 9-3 ser vi at prisene for NORGEMIDT generelt er høyere og varierer mer gjennom året enn det som er tilfellet for NORGESØR.

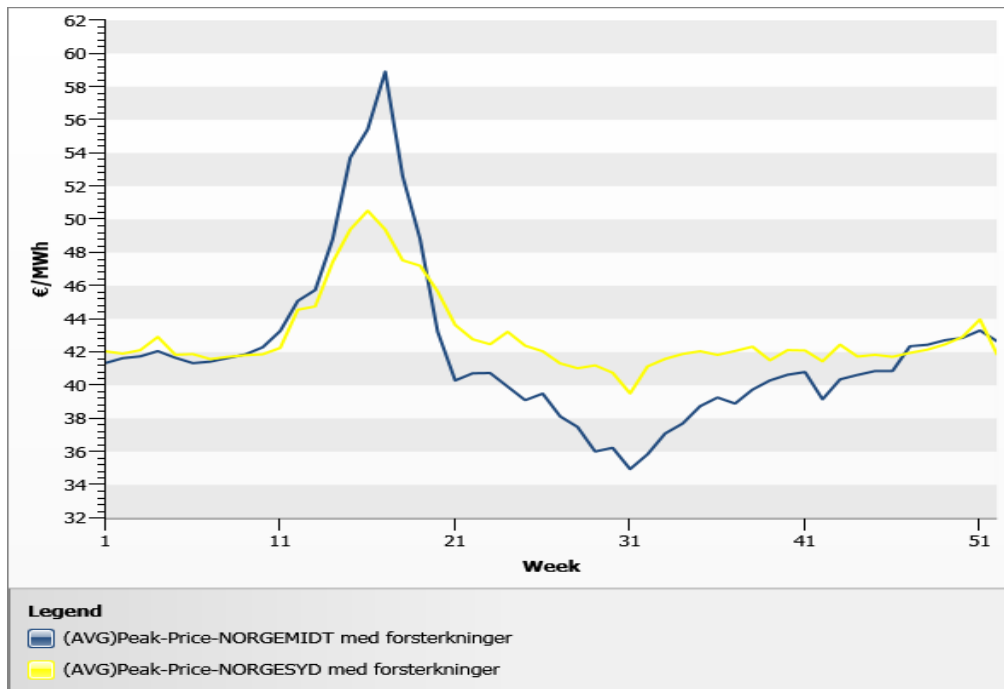


Figur 9-3 Sammenlikning av priser i områdene uten nettførsterkninger.

De største prisforskjellene er tilstede i årets første uker, samt i perioden mellom uke 11 og 21, da vi ser en tydelig pristopp. Her deler Sør- og Midt-Norge seg som henholdsvis lav- og høyprisområder. I ukene hvor prisene generelt er lave, er imidlertid ikke prisforskjellene så store.

## Etter utbygging av overføringskapasitetene

Etter forsterkningen i sentralnettet er lagt inn ser vi at prisene i de to områdene ikke har like store forskjeller som i tilfellet før økt kapasitet.



Figur 9-4 Sammenlikning av priser i områdene etter nettførsterkninger er utført

Både NORGEMIDT og NORGESYD står ovenfor høyere priser. Den største forskjellen ligger i Sør-Norge, hvor ikke bare nivået på prisene er endret, men vi ser også at det her er større variasjoner gjennom året. Etter forsterkningen av overføringslinjene ser vi at prisene i Sør-Norge følger trenden i Midt-Norge tettere, og vi ser at det nå også i dette området vil være en pristopp i tidspunktet mellom uke 11 og 21. Det er fremdeles NORGEMIDT som har størst forskjeller gjennom året, men vi merker oss at prisene i det tidligere lavprisområdet NORGESYD ligger høyere enn for NORGEMIDT mot slutten av året.

Et annet resultat er at pristoppen i begynnelsen av året ikke lenger er tilstede etter kapasiteten er forsterket, men vi ser en topp i perioden mellom uke 11 og uke 21. Disse ukene er sen vår/tidlig sommer.

Vi ser at prisene etter forsterkningen er jevnere, og at Sør-Norge får større fluktuasjoner gjennom året i forhold til tidligere.

## 9.2. Samfunnsøkonomisk overskudd

Å investere i overføringsnett vil gi fordeler som høyere forsyningssikkerhet, reduserte overføringstap, samt at det potensielt sett kan endre produksjon og konsum av kraft. Den samfunnsøkonomiske nytten av slike investeringer vil også påvirkes. Hvordan den samfunnsøkonomiske nytten av utbygginger påvirkes vil spesielt avhenge av kostnadene. Kostnadene under en samfunnsøkonomisk nytteberegning vil imidlertid ikke kun være bedriftsøkonomisk, men det er også andre faktorer man må ta hensyn til.

Samlast beregner endringer i samfunnsøkonomi vha resultatprogrammet Samoverskudd. Dette er et resultatprogram for utregning og presentasjon av Samfunnsøkonomisk overskudd på område- og systemnivå. Dette programmet beregner blant annet produsentoverskudd, konsumentoverskudd og totalt samfunnsøkonomisk overskudd fra modellsimuleringene. Ved å kjøre Samoverskudd har jeg fått frem simulerte verdier for totalt samfunnsøkonomisk overskudd.

Område	Uten forsterkninger (base)	Med forsterkninger (scenario)
NORGESYD	5871	5315
NORGEMIDT	9168	9127

Tabell 9-1 Middelveier samfunnsøkonomisk overskudd i Mkr<sup>17</sup>

Virkingen av utbyggingen av sentralnettet vil også gi forskjeller i det samfunnsøkonomiske overskuddet. For begge områdene reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet. Det er ikke overraskende at det reduseres mer i NORGESYD enn i NORGEMIDT. Dette samsvarer med resultatet på prisene, som vist i grafene i avsnitt 9.1.

---

<sup>17</sup> Fullstendig tabeller over samfunnsøkonomisk overskudd i vedlegg

## 10. Konklusjon

Konklusjonen av denne analysen er at en forsterkning i nettet vil påvirke prisen betraktelig. Prisene vil bli jevnere ved en utbygging av sentralnettet og økt kapasitet mot nord i Norge og til Sverige. Det som kanskje er noe overraskende er at det ikke bare er i Sør-Norge prisene blir høyere, men vi ser også en betraktelig økning prisen i Midt-Norge. Når det diskuteres om man ønsker et system med like priser er det viktig å ta i betraktning hva det nye prisnivået vil bli. Resultatet av analysen i denne oppgaven kan tyde på at tiltak for å jevne ut prisene vil gi likere, men høyere priser i alle områder.

Forsterkingene gjort i denne oppgaven vil imidlertid antagelig ikke være nok til å kunne forhindre situasjoner som Norge opplevde i 2009-2010, og det vil trolig ikke være realistisk å gjennomføre i praksis. I et marked som kraftmarkedet vil det være altfor kostnadskrevenne å utvikle en infrastruktur som unngår at man noen ganger når kapasitetsgrensene, spesielt i situasjoner der man opplever sjokk på tilbudssiden. Det er som forklart tidligere i oppgaven kapasitetsbegrensinger som fører til ulike priser.

Samkjøringsmodellen er som beskrevet et godt verktøy når det kommer til analyse av kraftmarkedet. Et viktig poeng er imidlertid at den ikke tar for seg de store utbyggingskostnadene det vil medføre om man skal gjøre alle nødvendige utbygginger av sentralnettet. Uten et kostnadsanslag er det dermed vanskelig å vite hva sluttprisen for forbrukere vil bli ettersom vi vet at forbrukernes strømregning ikke bare består av antall MWh multiplisert med prisen på elektrisitet som brukes. For hver husholdning betales det i tillegg til dette en nettleie. Kostnaden av å forbedre sentralnettet ved å for eksempel forsterke overføringslinjer vil øke husholdningers nettleie betraktelig. Hvor stor denne økningen blir vil naturligvis være avhengig av prislappen på utbyggingen, og hvor mye peger som er bevilget til prosjektet.

Et annet poeng er at resultatene fra denne analysen kan være noe svake ettersom ikke alle nødvendige tester av alternative utbygginger og modellsimuleringer er gjort. Det kan argumenteres for at ved en slik analyse vil det være riktigere å fordoble kapasiteten på alle overføringslinjer, og prøve å fjerne alle flaskehalser. Dette har jeg valgt å ikke gjøre, ettersom det da ikke er noen tvil om at prisene vil bli lik systemprisen, som forklart tidligere i oppgaven. Derfor vil en slik modifikasjon av sentralnettet gjøre at

analysen blir rettet mer mot kostnadsberegninger av å bygge ut nettet, fremfor en analyse av hvilke forbindelser som bør bygges ut. Kostnader knyttet til direkte utbygging er ikke inkludert i Samkjøringsmodellen, og man måtte derfor gjort en slik analyse på en annen måte enn ved bruk av denne modellen til å simulere markedet.

En annen alternativ tilnærming til problemet vil være å utføre flere, men mindre utbygginger. Her ville valget ligget mellom å oppgradere hele sentralnettet, men ikke så mye at alle flaskehalsen fjernes. Grunnet tidsbegrensninger ble det i denne oppgaven ikke aktuelt å gjøre analysen slik, ettersom dette ville innebære mye testing, og produksjon av store mengder data som hadde vært tidkrevende å behandle. Ved å begrense utbyggingene til de overføringslinjer som er gjort, gir det en illustrasjon av hvordan prisene kan forandres ved utbygginger, men med en mer håndterbar analyse og databehandling i etterkant.

## 11. Videre Arbeid

Denne oppgaven har tatt for seg effekten på sluttprisen ved at overføringsnettets forsterkes. For å kunne gjøre en grundigere analyse ville det som nevnt i forrige avsnitt vært optimalt å teste alle overføringslinjer, og slik vurdert hvilke linjer som burde, og kunne forsterkes. For å gjøre dette må det gjøres grundig forarbeid og testing for å klare å bestemme hvor kapasiteten skal legges til, og størrelsen på denne.

Videre vil det være en viktig del av en slik analyse å beregne kostnader for utbyggingen, og nytten av dette. Det vil være nyttig for å teste om det vil være både bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsomt med inngrep. Som denne oppgaven viser vil forsterkninger av nettet påvirke prisene, men det er igjen viktig å presisere at modellen ikke tar hensyn til utbyggingskostnadene en slik utbygging vil medføre. For å kunne gjøre beslutninger vil det derfor være nødvendig å estimere kostnadene og gjøre et kostnadsanslag på utbyggingen av nettet. Dette vil være avgjørende om man skal oppnå et realistisk resultat. I denne oppgaven kunne kostnadene blitt anslått ved å se på se på fremtidige utbygningsprosjekter som allerede er vedtatt. Et forslag til hvordan et slikt anslag kunne blitt beregnet vil være å bruke Statnetts utbyggingsplan kombinert med tall fra utbygninger som er gjort tidligere. Ved å gjøre en slik beregning ville man funnet tall for kostnader ved utbygging av overføringslinjer som enda ikke er planlagt, men som det vil være nødvendige for å oppnå et mål om like priser i alle områdene i Norge.

Et annet interessant og nyttig tema for videre forskning kunne vært å estimere konsumenters betalingsvillighet for å oppnå like priser i alle områder. For at en slik analyse skulle vært nyttig vil det også her være nødvendig å gjøre en grundigere analyse enn det som er gjort i denne oppgaven for å finne forbindelsene som ville vært nødvendig å bygge ut. For å beregne betalingsvillighet vil kostnaden også her være viktig. Uten et kostnadsanslag vil det ikke ha til hensyn å beregne betalingsvillighet.





DEL 5:

VEDLEGG OG REFERANSER

---



## Vedlegg A. MODELLERING I SAMKJØRINGSMODELLEN

### Områdeinndeling

Norge består av 7 områder, Sverige 4 områder, Finland 2 områder og Danmark 4 områder. Oversikt over områdene er vist i Tabell A-1, og ved

	<b>Prisområder</b>	<b>Nr</b>
<b>Norge</b>	NORGEOST	1
	NORGESENT	2
	NORGESYD	3
	NORGEVEST	4
	NORGEVEST	5
	NORGENORD	6
	NORGEFINN	7
<b>Sverige</b>	SVER-SNO1	8
	SVER-SNO2	9
	SVER-SNO3	10
	SVER-SNO4	11
<b>Finland</b>	FIN-NORD	12
	FIN-SYD	13
<b>Danmark</b>	DANM-OST	14
	JYLL-NORD	15
	JYLL-SYD	16
	FYN	17
<b>Kontinentet</b>	TYSKLAND	18
	NEDERLAND	19
	POLEN	20
<b>Baltikum</b>	ESTONIA	21
	LATVIA	22
	LITTAUEN	23

Tabell A-1 Områdeinndeling

## Prisavsnitt

<b>Prisavsnitt</b>	<b>Tidspunkt</b>	<b>Antall timer per uke</b>
1. Peak	08:00 - 13:00	25 timer
2. High	13:00 - 20:00	35 timer
3. Low	06:00 - 08:00 20:00 - 23:00	25 timer
4. Night	23:00 - 06:00	49 timer
5. Weekend	06:00 - 23:00	34 timer

**Tabell A-2 Timeinndeling av prisavsnitt**

# Vedlegg B. SAMOVERSKUDD

## Utskrift fra Samoverskudd før forsterkninger av overføringslinjer

Samfunnsøkonomisk overskudd fra Samnett

Middelverdier

Simuleringsperiode fra uke 1 til uke 52

Utskriftperiode fra uke 1 til uke 52

Delområde	Produksjon		Konsum		Nettapp		Snittapp		Produsent		Konsument		Kapasitets		Netto		Snitt		Tapskostnad		Magasin		Samfunnsø		
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr
NORGEOST	12653,6	34588,59	678	186	512,72	14112,71	5,48	-2,17	27,81	7,65	86,67	14689,76													
NORGESENT	30312,5	17339,06	696,1	142,4	1235,84	6190,98	3,77	-2,04	28,47	5,81	31,14	7433,26													
NORGESYD	19957,9	14966,28	796,9	331,8	816,13	4859,76	181,76	168,26	44,33	13,51	58,6	5871,93													
NORGEVEST	42195,9	32540,35	731,3	225,5	1715,24	10905,57	140,5	131,35	35,95	9,15	66,89	12792,24													
NORGEMIDT	24033,5	23700,41	679,1	73,4	966,25	8215,79	4,35	1,35	27,71	2,99	-31,44	9127,22													
NORGENORD	9023,6	17580,03	475,6	48,4	1128,17	5501,4	1	-0,99	19,61	2	-138,08	6472,88													
NORGEFINN	9023,6	10039,26	193,8	15,3	332,21	3565,27	0,34	-0,28	7,85	0,62	2,53	3892,49													
SVER-SNO1	18987,8	10082,33	543,5	170,5	762,89	4660,6	3,92	-3,19	22,37	7,11	-17,12	5387,91													
SVER-SNO2	46347,4	18292,21	1625,7	472	1872,71	8466,68	7,15	-12,33	66,84	19,48	-43,91	10235,79													
SVER-SNO3	93375,9	96069,83	2761,6	561,1	3170,57	44699,01	41,29	18,31	116,54	22,97	-45,83	47748,5													
SVER-SNO4	12944,1	29894,86	875,8	247,3	485,53	13948,44	120,07	109,97	40,69	10,11	0,46	14513,81													
FIN-NORD	15682,9	129094,95	939,8	22,3	2905,87	42270,42	14,57	13,7	37,28	0,87	1,85	45155,43													
FIN-SYD	102294,9	92094,95	317,2	46,2	561,76	5901,85	7,69	5,82	9,88	1,87	2,85	6464,27													
DANM-OST	19667,7	17063,51	278,9	87,2	368,19	7733,48	70,63	66,93	15,05	3,7	0	8157,26													
JYLL-NORD	6722,7	4478,97	317,2	273,7	153,66	2068,96	102,1	88,7	25,64	13,41	0	2299,08													
JYLL-SYD	17104,8	17966,03	756,3	154,4	659,79	7435,94	162	153,52	38,92	8,48	0	8218,81													
FYN	2401,8	3455,99	33,1	25,1	86,97	1582,82	10,71	9,36	3,06	1,35	0	1677,45													
TYSKLAND	499654,2	538767,44	580,9	346,2	21835,21	238474,2	397,41	371,93	62,19	25,47	0	260644,62													
NEDERLAND	127429,4	133998,84	147,9	147,9	5705,49	59166,61	136,38	124,98	22,81	11,41	0	64985,66													
POLEN	139775,8	129998,72	52,6	52,6	5947,92	58064,56	76,08	72,61	6,95	3,47	0	64081,61													
Sum	1267948,8	1255824,1	13407	3629,2	51223,09	547825,06	1487,2	1315,78	659,95	171,43	-25,4	599850													

# Utskrift fra Samoverskudd etter forsterkninger av overføringslinjer

## Samfunnsøkonomisk overskudd fra Samnett

### Middelverdier

Simuleringsperiode fra uke 1 til uke 52

Utskriftperiode fra uke 1 til uke 52

Delområde	Produksjon GWh	Konsum GWh	Nettapp GWh	Snittapp GWh	Produsent overskudd		Konsument overskudd		Netto kapasitetsinntekt		Snitt tapskostnad		Samfunnsøkonomisk overskudd Mkr
					Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	Mkr	
NORGEOST	12998,7	34607,6	956,9	149,8	605,4	13955,6	56,7	49,3	46,6	7,3	14571,1		
NORGESENT	29976,5	17840,1	630,4	144,6	1418,4	6345,3	10,5	3,4	30,9	7,1	7743,2		
NORGESYD	19743,1	13592,4	885,0	355,2	964,6	4238,9	171,0	153,3	59,4	17,7	5315,1		
NORGEVEST	41447,0	31975,9	953,4	240,5	1955,1	10498,6	143,0	131,4	53,5	11,6	12543,3		
NORGEMIDT	23198,8	23704,6	662,3	52,2	873,6	8288,9	32,2	30,2	25,7	2,0	9169,0		
NORGENORD	24592,8	17520,2	541,0	50,0	977,4	5477,6	8,9	6,9	22,5	2,0	6441,4		
NORGEFINN	8746,2	10145,3	211,4	21,1	326,1	3610,5	4,7	3,8	8,5	0,9	3932,9		
SVER-SNO1	18840,6	10102,1	691,3	127,7	698,3	4692,7	14,2	9,2	26,6	4,9	5378,6		
SVER-SNO2	46475,2	18298,0	2320,6	450,2	1757,4	8511,7	88,5	71,2	89,4	17,2	10268,1		
SVER-SNO3	92586,8	96017,4	3591,5	576,8	3202,2	44580,0	161,8	137,6	153,5	24,2	47790,4		
SVER-SNO4	13282,7	29885,5	1016,0	240,8	497,1	13911,4	94,8	84,6	47,0	10,1	14456,2		
FIN-NORD	14175	12905,5	343,1	73,3	492,3	5917,8	18,4	15,4	13,6	2,9	6414,8		
FIN-SYD	102007,4	92095,9	1167,0	33,9	2636,8	42486,4	31,4	30,1	43,6	1,3	45110,9		
DANM-OST	20983,4	17139,4	445,1	91,7	452,1	7669,1	71,5	67,3	24,1	4,2	8168,7		
JYLL-NORD	7371,5	4485,8	259,2	254,8	221,0	2032,6	91,3	77,0	25,4	14,2	2319,5		
JYLL-SYD	18173	17694,3	713,0	155,9	779,2	7325,4	113,2	103,5	40,5	9,7	8177,3		
FYN	740,9	3456,6	30,4	30,9	108,8	1560,8	13,4	11,6	3,3	1,9	1679,7		
TYSKLAND	503975,8	538757,3	774,7	363,5	22587,4	237657,6	330,1	303,5	77,4	26,7	260497,8		
NEDERLAND	128437,9	133998,8	161,9	161,9	5901,2	58961,4	104,1	92,2	23,7	11,8	64943,0		
POLEN	140863,4	129998,7	41,7	41,7	6160,9	57870,2	62,9	60,1	5,5	2,8	64088,5		
Sum	1270616,9	1254221,3	16396	3616,4	52615,32	545592,25	1622,42	1441,85	820,61	180,57	599009,38		

## 12. Referanser

Amundsen, E., and L. Bergman. "Why has the Nordic electricity market worked so well?" *Utilities Policy*, 2006: 148 - 157.

Bakken, B. H., A. Haugstad, K. S. Hornnes, S. Vist, B. Gustavsen, and J. Røystrand. "Simulation and Optimization of Systems with Multiple Energy Carriers." Energy Research, SINTEF.

Bye, T. "Et mer effektivt kraftsystem." *Samfunnsøkonomen*, 2011: 15-24.

Bye, T., and E. Hope. "Deregulation of Electricity markets." *Economic and Political Weekly*, 2005.

Bye, T., M. Bjørndal, G. Doorman, G. Kjølle, and C. Riis. "Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem." 2010.

Doorman, G. "Experience with NordPool Design and Implementation."

Doorman, G. "Hydro Power Scheduling." Energiforskning, SINTEF, 2007.

e24. «Åtte av ti vil ha lik strømpris i hele landet.» 23 August 2011. <http://e24.no/energi/aatte-av-ti-vil-ha-lik-stroempris-i-hele-landet/20088965?view=print> (funnet August 23, 2011).

Econ Pöyry AS. «Energiloven og Energieffektivisering.» Offentlig, 2007.

Ekhaugen, T., S. Strøm, og K. Ibenholdt. «Kraftteterspørrelsens kortsiktige prisrespons vinteren 2009/2010.» offentlig, 2011.

Ekhaugen, T., S. Strøm, og K. Ibenholt. «Kraftteterspørrelsens kortsiktige prisrespons vinteren 2009/2010.» 2011.

<http://www.energifakta.no/documents/Oekonomi/Kraftmarked/NordPool.htm> (funnet August 2011).

ENTSO-E. *mission: ENTSO-E.* <https://www.entsoe.eu/the-association/mission/> (accessed 2011 йил August).

Fan, S., and R. Hyndman. "The price elasticity of electricity demand in South Australia ." *Monash Econometrics and Business Statistics Working Papers*, 2010.

Førsund, F.R., B. Mo, B. Singh, and O. Wolfgang. *Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning.* SNF-rapport, SINTEF, Bergen: Samfunns- og nærlingslivforskning AS, 2005.

Førsund, Finn R. *Hydropower Economics.* Springer - Verlag, 2007.

Flatabø, N., G. Doorman, O.S. Grande, H. Randen, and I. Wangensteen. "Experience with the Nord Pool design and implementation." *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2003: 541-547.

Fleten, S., S.W Wallace, og A. Tomasgard. «Produksjonsplanlegging og risikostyring i et deregulert kraftmarked med finansielle instrumenter.» *MAGMA*, 2001.

Hardin, Garret. *Tragedy of the Commons.* Science, 1968.

Helseth, A., G. Warland, B. Mo, and Olav B. Fosso. "Implementing Network Constraints in the EMPS model." SINTEF Energy Research, 2010.

Hunt, Sally. *making competition work in electricity.* Wiley, 2002.

Kauppi, O., and M. Liski. "Market power and storage: Evidence from hydro use in the Nordic power market." *Journal of Economic Literature Classification*, 2008.

Kringstad, A. "Håndbok for Samlast." Intern, Statnett, 2010.



Mork, E. "Emergence of financial markets for electricity: a European perspective." *Energy policy*, 2001: 7-15.

Nord Pool. *Nord Pool Spot*. <http://www.npspot.com/About-us/> (funnet August 2011).

Olje- og Energidepartementet. «Energilovgivningen.» NOU 1985:9.

Randen, Hans. *Nord Pool price determination*. Performed by Nord Pool. 2010 йил Октябрь.

Solland, Kaia. «Simulering av kraftsituasjonen i Midt-Norge med Samkjøringsmodellen.» Masteroppgave, Institutt for Energi og Miljø, NTNU, 2007.

Statistisk Sentralbyrå. "Hvordan påvirkes strømprisene i alminnelig forsyning av endret spotpris?" 2008.

Statkraft. *The history of Statkraft*. <http://www.statkraft.com/about-statkraft/history/default.aspx> (accessed 2010 йил desember).

Statnett. <http://www.statnett.no/no/Om-Statnett/Statnetts-historie/> (funnet August 2011).

Statnett. "Hovedrapport Scenarioer 2011." Konfidensiell.

—. *Innføring av prisområder i Sverige*. 2010 йил desember. [http://www.statnett.no/Documents/Nyheter\\_og\\_media/Nyhetsarkiv/2009/Notat,%20Innf%C3%B8ring%20av%20Prisomr%C3%A5der%20i%20Sverige.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Nyheter_og_media/Nyhetsarkiv/2009/Notat,%20Innf%C3%B8ring%20av%20Prisomr%C3%A5der%20i%20Sverige.pdf) (accessed 2011).

Statnett. *Nettutviklingsplan 2010*. Statnett, 2010.

Statnett. "Statnetts basisdatasett 2010." Internt dokument, 2010.

*Statkraft - Nordic Market Operations*. Utført av Andreas Sylte. Oktober 2010.

Tønnesen, Thomas Wiik. «Kraftmarkedet - overvåkning av det norske kraftmarkedet.» masteroppgave, Universitetet i Oslo, 2005.

Varian, H.R. *Microeconomic Analysis*. W. W. Norton and Company,, 1992.

Vehviläinen, Iivo, Marika Brökl, Elina Virtanen, and Markku Kallio. *Nordic electricity peak prices during the winter 2009-2010*. Gaia Consulting Oy, 2010.

Von Der Fehr, N.H.M., E. Amundsen, and L. Bergman. "The Nordic market: signs of stress?" 2006.

Wangensteen, Ivar. *Power System Economics: The Nordic Electricity Market*. Tapir academic press, 2007.

Wolfgang, O., A. Haugstad, B. Mo, A. Gjelsvik, I. Wangensteen, and G. Doorman. "Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation." *Energy*, 2009.