

*Trond Espen Haug*

**Eierkonsentrasjon og  
markedsrett i det norske  
kraftmarkedet**

## Rapporter

I denne serien publiseres statistiske analyser, metode- og modellbeskrivelser fra de enkelte forsknings- og statistikkområder. Også resultater av ulike enkeltundersøkelser publiseres her, oftest med utfyllende kommentarer og analyser.

## Reports

This series contains statistical analyses and method and model descriptions from the different research and statistics areas. Results of various single surveys are also published here, usually with supplementary comments and analyses.

© Statistisk sentralbyrå, mai 2004  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,  
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-6597-5 Trykt versjon  
ISBN 82-537-6598-3 Elektronisk versjon  
ISSN 0806-2056

**Emnegruppe**  
01.03.10

Design: Enzo Finger Design  
Trykk: Statistisk sentralbyrå/190

<b>Standardtegn i tabeller</b>	<b>Symbols in tables</b>	<b>Symbol</b>
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpig tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	,(,)

# Sammendrag

*Trond Espen Haug*

## **Eierkonsentrasjon og markedsrett i det norske kraftmarkedet**

### **Rapporter 2004/8 • Statistisk sentralbyrå 2004**

Etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1991 har det vært relativt god balanse mellom produksjon og forbruk av kraft i Norge. Denne balansen er i ferd med å forskyves og det forventes stigende kraftpriser og en betydelig kapasitetsmangel kommende år. Det forventes at kraftprisene etter hvert vil nå et nivå hvor betydelig utbygging av ny kapasitet blir lønnsomt. Da det ikke er utsikter til at transmisjonskapasiteten vil utvides i tråd med behovet for overføring og import av kraft, vil vi raskt komme i en situasjon med hyppige og langvarige tilfeller av flaskehalsen flere steder i overføringsnettets. Dette i tillegg til at store norske kraftprodusenter opparbeider seg stadig større eierandeler, øker relevansen av å betrakte markedet i mindre regionale enheter, samt at potensialet for utnyttelse av markedsrett vil tilta.

I denne rapporten er det gjort en analyse av markedsrett for tre definisjoner av begrensninger i utstrekning av det innenlandske kraftmarkedet. Konsentrasjonsmålene viser at markedet er moderat til meget sterkt konsentrert, avhengig av markedsinndeling og definisjon av eierskap. Konsentrasjonene øker jo mindre markeder som betraktes, spesielt i den nordlige landsdelen.

Resultatene fra markedsanalysen er benyttet i en numerisk modell for å synliggjøre hvordan markedsrett kan utnyttes i det norske kraftmarkedet. I modellen antas markedet å være et asymmetrisk oligopol, med en ledende aktør med markedsrett samt et antall tilbydere som er prisfaste kvantumstilpassere. Simuleringene viser at det utøves markedsrett ved at den dominerende aktøren holder tilbake produksjon i timer med høy etterspørsel, for dermed å oppnå høyere priser. Som følge av det prisreaksjonsmønster som karakteriserer etterspørselssiden i det kortsiktige norske markedet, viser resultatene et potensial for utnyttelse av markedsrett selv for en ledende aktør med kun 30% markedsandel.

**Prosjektstøtte:** Arbeidet er støttet av Norges forskningsråd.



# Innhold

<b>1. Innledning</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Kraftmarkedet</b> .....	<b>8</b>
2.1 Generelle utviklingstrekk etter 1991 .....	8
2.2 Overføring av kraft .....	9
2.3, Prisdannelsen og utnyttelse av markedsrett.....	10
<b>3. Produksjonsstrategier og markedsrett</b> .....	<b>11</b>
3.1. Markedsimperfeksjoner .....	11
3.2. Oligopol .....	13
<b>4. Strukturell analyse – teori</b> .....	<b>14</b>
4.1. Markedsavgrensning .....	14
4.2. Indekser på markedsrett.....	14
4.3. Måling av incentiver .....	15
4.4. Bruk av konsentrasjonsmål .....	15
<b>5. Markedsanalyse</b> .....	<b>17</b>
5.1. Data .....	17
5.2. Det relevante marked .....	18
5.3. Markedsrett.....	20
5.4. Markedsadgang .....	22
5.5. Markedsturbulens .....	22
<b>6. Numerisk modell</b> .....	<b>23</b>
6.1. Teoretisk modellramme .....	23
6.2. Kalibrering av modellens data og parameterverdier .....	25
6.3. Implementering av modellen .....	25
6.4. Beregninger.....	25
<b>7. Oppsummerende konklusjoner</b> .....	<b>30</b>
<b>Referanser</b> .....	<b>32</b>
<b>Vedlegg: Modellen slik den er formulert i GAMS</b> .....	<b>34</b>
<b>Tidligere utgitt på emneområdet</b> .....	<b>38</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter</b> .....	<b>39</b>

# Figurregister

## 2. Kraftmarkedet

2.1. Innenlands etterspørsel etter kraft, og etterspørsel rettet mot norske produsenter.....	9
--	---

## 3. Produksjonsstrategier og markedsrett

3.1. Produksjonstilpasning ved frikonkurranse og monopol .....	11
3.2. Markedsrett med variasjon i etterspørselen .....	12
3.3. Markedsrett i et system med kapasitets- begrensninger.....	12
3.4. Kvantumstilpasning i en Stackelberg leder-/ følgermodell. Figuren viser leders profitt- maksimerende kvantumstilpasning og følgers tilhørende optimale tilbud .....	13

## 5. Markedsanalyse

5.1. Varighet av flaskehals på utveksling i prosent av tiden, etter modellberegninger for år 2005 .....	18
5.2. Relevante markedsinndeling med en to- og tredeling av markedet .....	19

## 6. Numerisk modell

6.1. Modellens total- og marginalkostnadsfunksjoner .....	25
6.2. Resultater under frikonkurranse .....	26
6.3. Resultater under referansekjøringen .....	26
6.4. Pris og produksjon med elastisitet lik -0,5 .....	27
6.5. Pris og produksjon med elastisitet lik -0,05 .....	28
6.6. Pris og produksjon med markedsandel lik 30% .....	28
6.7. Pris og produksjon med markedsandel lik 60% .....	29
6.8. Pris og produksjon med elastisitet på -0,5 og en markedsandel på 60% .....	29

# Tabellregister

## 4. Strukturell analyse – teori

4.1. Kritiske Herfindahlsindekser i USA .....	15
4.2. Sammenligning av konsentrasjonsindekser .....	15

## 5. Markedsanalyse

5.1. Utgangspstilling av data for de åtte største produksjonsselskapene, nasjonalt .....	17
5.2. Eierinteresser slik de er inkludert i utgangsdata .....	17
5.3 - Statkrafts eierinteresser i tillegg til utgangsdata .....	18
5.4. Statkrafts beregnede andeler gitt ulik definisjon av eierskap .....	20
5.5. Nasjonale konsentrasjonsgrader.....	20
5.6. Konsentrasjonsgrader for to regioner .....	21
5.7. Konsentrasjonsgrader for tre regioner .....	21

## 6. Numerisk modell

6.2. Kalibreringsdata og resultater med simulering under frikonkurranse .....	26
6.3 - Resultater under referansekjøringen.....	26
6.4. Resultater med etterspørselastisitet lik -0.5 .....	27
6.5. Resultater med etterspørselastisitet lik -0.05 .....	28
6.6 - Resultater med markedsandel lik 30% .....	28
6.7. Resultater med markedsandel lik 60%.....	28

# 1. Innledning\*

Da energiloven ble innført i 1991, var et av hovedmålene å stimulere til økt konkurranse i de deler av kraftsektoren som ikke kunne betraktes som naturlig monopol. Potensialet for konkurranse var særlig aktuelt innen produksjon av kraft, med mange aktører involvert i næringen. Utviklingen de senere år viser imidlertid at det foregår betydelige oppkjøp og fusjoner i kraftsektoren. Dette i tillegg til en rekke typer samarbeidsrelasjoner mellom produsentene, gjør det relevant å spørre seg hvordan dette kan påvirke konkurranseforholdene i markedet. Enkelte norske vannkraftprodusenter har nå opparbeidet seg så store markedsandeler at det er grunn til å tro at disse kan påvirke markedsprisene.

Formålet med rapporten er å gjøre vurderinger av markedskonsentrasjon og markedsrett basert på ulike definisjoner av begrensninger i utstrekning av det norske kraftmarkedet. Vil de relevante markedene være velfungerende med store dominerende aktører?

Første del av rapporten er en beskrivelse av det norske kraftmarkedet. Her omtales kraftmarkedsreformen, generell markedsstruktur, prisdannelse og hvordan dominerende aktører kan utnytte markedsrett som følge av kraftmarkedets karakter og virkemåte.

Neste del er en gjennomgang av teorier om marked og strategier av betydning for analyser av vannkraftbasert energiproduksjon. Utgangspunktet for gjennomgangen er en antakelse om imperfeksjoner i markedet, tilstedeværelse av dominerende aktører og bruk av markedsrett. Deretter følger en beskrivelse av teori som omhandler strukturelle analyser av et marked. Dette innbefatter blant annet indekser for markedskonsentrasjon og vurdering av stabilitet og oversiktighet i markedet.

Videre følger en strukturell analyse med bruk av blant annet markedskonsentrasjons- og Herfindahlsindekser for å beskrive det faktiske markedet. Vurderingene er gjort med ulike markedsavgrensning og forskjellige relevante eierkonstellasjoner, med basis i beskrevet teori og faktiske forhold.

Siste del består av en numerisk modell som simulerer kraftprodusenters produksjonstilpasning med utgangspunkt i det norske døgnmarkedet. Modellen simulerer et lukket marked med en kvantumssettende ledende produsent og et antall konkurranseutsatte tilbydere, en markedsstruktur kalt asymmetrisk oligopol. Det er foretatt simuleringer med bruk av ulike markedsandeler og etterspørselastisiteter for å kartlegge de virkningene dette har på muligheten for utøvelse av markedsrett.

---

\* Denne rapporten er en revidert versjon av Trond Espen Haugs hovedoppgave ved Norges Landbrukshøgskole.

## 2. Kraftmarkedet

Norge var det første landet i Europa, etter England og Wales, som liberaliserte kraftmarkedet. Utviklingen mot et deregulert marked startet med den norske energiloven av 1991, som satte rammebetingelsene for omleggingen av kraftforsyningen. Sverige, Finland og Danmark har senere gjennomført kraftmarkedsreformer etter de samme hovedprinsipper, og Norden utgjør i dag et felles marked.

Historisk har Norge vært bortimot fullstendig avhengig av vannkraft. Som følge av variasjoner i nedbørsholdene betyr dette betydelige svingninger i elektrisitetsproduksjonen, både sesongmessig og geografisk. Svingningene ble tidligere møtt med en utbyggingsstrategi med sikte på regional selvforsyning av kraft. Dette medførte generell overkapasitet, med store forskjeller regioner imellom. Som bakgrunn for reformen i 1991 lå det et ønske om et system som kunne koordinere den helhetlige nasjonale produksjonen av elektrisitet. Liberaliseringen var derfor ment å tvinge fram effektivisering og sikre forbrukerne lavere priser. For at konkurransen skal fungere tilstrekkelig effektivt kreves imidlertid et at ingen aktører evner å manipulere prisene i markedet.

Før reformen bestod elmarkedet av lokale og regionale offentlige monopoler med oppdeckingsplikt. Med innføring av energiloven forsvant oppdeckingsplikten, og det ble innført konkurranse innenfor produksjon og omsetning av kraft. Nettvirksomheten ble som følge av dets karakter et regulert monopol, for å sikre brukernes rettigheter samt sikre en effektiv utvikling og drift av overføringsnettet. I Norge er det Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) som står for kontrollen av denne virksomheten. Det ble i sammenheng med reformen innført krav om regnskapsmessig skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet i Norge - tilsvarende regler for selskapsmessig skille foreligger ikke.

### 2.1 Generelle utviklingstrekk etter 1991

Etter dereguleringen i 1991 har konkurransen bidratt til synkende, lave kraftpriser i Norge i forhold til tiden før reformen. Vil så denne situasjonen vedvare? I tiden etter 1991 har investeringer i ny produksjonskapasitet

vært lavere enn veksten i forbruket. Balansen i det norske markedet har derfor gradvis blitt strammere, samtidig med at økt internasjonal handel har bidratt til å øke utnyttelsen av overføringsnettet for elektrisitet innad i de enkelte land og mellom landene. For fremtiden ser det imidlertid ut til at kapasiteten kan bli for knapp til at leveringssikkerheten kan opprettholdes i en situasjon med påfølgende tørrår samtidig som kraftprisene er på et moderat nivå. Utbygging av transmisjonskapasiteten kan være en løsning for slike problemer, men så langt er flere planlagte kabler mellom Norge og kontinentet kansellert.

I et optimalt utbygget overføringsnett skal ikke kapasitetsbegrensninger<sup>1</sup> elimineres fullt ut, men reduseres til et nivå hvor samfunnets nytte av en marginal økning i ressursbruk er den samme i utbygging av overføringskapasitet som i den beste alternative ressursanvendelsen (Under visse forutsetninger kan en slik samfunnsøkonomisk vurdering foretas på grunnlag av en privatøkonomisk lønnsomhetsvurdering alene.). Det dannes således mindre regionale markeder innenfor hvert land, og utviklingen i det samlede nasjonale markedet vil i økende grad avhenge av utviklingen i de enkelte regionale markedenes kraftbalanse. Forutsatt en utvikling mot større utnyttelse av nettkapasiteten, kommer vi en situasjon med hyppigere tilfeller av flaskehalser, og potensialet for utnyttelse av markedsrett vil dermed øke.

Antall oppkjøp og sammenslåinger mellom norske kraftselskaper har vært sterkt økende, og det vokser fram regionalt stadig mer dominerende aktører parallelt med at antallet produsenter avtar. Vi er vitne til et marked som beveger seg mot stadig større eierkonsentrasjon. Dersom det finnes få kraftprodusenter innenfor en region kan det raskt oppstå problemer med bruk av markedsrett. Dette resulterer i høyere priser i forhold til frikonkurranse, noe som medfører samfunnsøkonomisk tap.

Enkelte vil hevde at utøvelse av markedsrett er mulig i et marked med termisk kraftproduksjon, men ikke i et

<sup>1</sup> Omtale av flaskehalser i kapittel 2.2.1



marked basert på vannkraft som det norske, da produksjonskapasiteten gjennom magasiner og tilsig av vann er lett kontrollerbart. Her er imidlertid poenget med flaskehals i nettet helt sentralt. Flaskehals mot utlandet gjør at prisene i det internasjonale markedet kan sees på som gitte, uavhengig av innenlands salg. I et slikt tilfelle kan en dominerende aktør fordele sin produksjon av vannkraft over lav- og høyprisperioder på en annen måte enn det som ville vært tilfellet om konkurransen i markedet fungerte optimalt (Bye et al. 2002).

Kraftmarkedet kjennetegnes altså i dag av en rekke sammenslåinger og strategiske allianser. Mindre regionale energiverk slår seg sammen, og store nasjonale aktører foretar strategiske oppkjøp eller inngår allianser med andre energiverk. Endringene begrunnes gjerne med at det gir solide, rasjonelle og konkurransedyktige energiselskaper som bedre kan møte konkurransen fra utenlandske kraftselskaper. Sammenlignet med andre markeder, har imidlertid kraftmarkedet en rekke særtrekk. Et viktig poeng er at produksjonskostnadene knyttet til vannkraft, utgjør en svært liten del av de verdiene produksjonen genererer. Et annet moment er at transportkapasiteten for kraft mellom regioner, gitt en utvikling mot et strammere marked, er begrenset av de eksisterende overføringslinjer. Den geografiske begrensningen i utstrekningen av markedet vil i så måte avhenge av nettets utnyttelse og kapasitet i forhold til den til enhver tids gjeldende produksjon og etterspørsel.

## 2.2. Overføring av kraft

All produksjon av elektrisitet leveres inn på overføringsnettet, hvor den produserte energien flyter sammen. I kraftmarkedet skiller det ofte mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Engrosmarkedet er et marked for handel mellom kraftprodusenter, nettselskap, større industri og andre større enheter. Handelen foregår bilateralt mellom ulike markedsaktører og over markedene til den fellesnordiske elbørsen Nord Pool. Det er i dag flere foretak som megler standardiserte bilaterale kontrakter, men en stadig økende andel omsettes over kraftbørsen. Det kan i tillegg inngås finansielle prissikringsavtaler bilateralt mellom aktørene i de ulike landene.

Nord Pool fastsetter time for time systemprisen (elspotprisen) i det fysiske markedet for Norge, Sverige, Finland og Danmark. Systemprisen fungerer som prisreferanse for all annen krafthandel.

### 2.2.1. Flaskehals

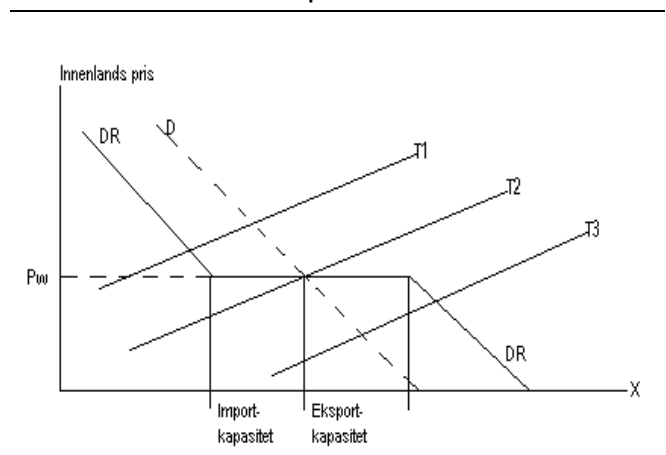
Systemprisen fastsettes som om det ikke skulle være overføringsbegrensninger i ledningsnettet. Dette er imidlertid ikke reelt da det kan oppstå kapasitetsbegrensninger mellom geografiske områder. Overføringsbegrensninger, kalt flaskehals i nettet, håndteres ved at det fastsettes prisområder på hver side av selve flaskehalsen. I tillegg til systempris fastsetter Nord Pool derfor områdepriser. I områder med produksjonsoverskudd blir prisen lavere enn systemprisen, mens det i områder med produksjonsunderskudd vil bli en pris høyere enn systemprisen. Områdeprisene er ment å skape balanse mellom områdets tilbud og etterspørsel gitt flaskehalsene. I Norge benyttes i hovedsak prisområder for å håndtere interne flaskehals innenfor landets grenser og flaskehals som oppstår på grensen mellom Sverige og Finland. Differansen mellom områdepris og systempris kalles kapasitetsledd. Kapasitetsleddet på volumet som transporteres over flaskehalsen kommer som en inntekt for nettselskapene.

Norge deles maksimalt opp i fem prisområder (Bergen, Kristiansand, Oslo, Tromsø og Trondheim). Når Statnett forventer begrensninger i store overføringslinjer defineres prisområdene for spotmarkedet, og markedsaktørene blir stilt overfor priser gitt deres områdetilhørighet.

### 2.2.2. Flaskehals og markedsavgrensning

Tilbuds- og etterspørselsforhold i Norge er sterkt avhengig av transmisjonskapasiteten, både innenlands mellom regioner og i forhold til utlandet. Dette gjør at etterspørselen rettet mot det nasjonale (ev. regionale) markedet må behandles noe spesielt, ved nettopp å ta hensyn til de import- og eksportmuligheter som til en hver tid foreligger. Figur 2.1, er en illustrasjon på dette:

Figur 2.1. Innenlands etterspørsel etter kraft, og etterspørsel rettet mot norske produsenter



Den stiplede linjen D representerer en fallende etterspørselskurve for elektrisk kraft i Norge, og  $P_w$  er prisen på elektrisk kraft i utlandet (denne antas å ligge fast). Det eksisterer kraftlinjer mellom Norge og utlandet med en import- og eksportkapasitet som vist langs x-aksen i figuren. For priser i Norge som ligger over  $P_w$  vil importkapasiteten bli fullt utnyttet, og restetterspørselen rettet mot norske produsenter vil være den heltrukne DR-kurven. Dersom prisen i Norge er lavere enn  $P_w$  vil det eksporteres for full kapasitet slik at etterspørselen rettet mot norske produsenter fortsatt er gitt ved DR-kurven. Ved en norsk pris lik  $P_w$  vil ikke overføringskapasiteten være bindende.

Figuren inneholder eksempler på tre tilbudskurver,  $T_1$  -  $T_3$ . I tilfellet ved tilbudskurven  $T_2$  vil ikke handelskapasiteten være fullt utnyttet. Produsentene i Norge er i så tilfelle del av et større marked og vil derfor ikke ha mulighet til å utnytte markedsrett basert på en nasjonal eller regional begrensning i utstrekningen av markedet. Med tilbudskurvene  $T_1$  eller  $T_3$  vil handelskapasiteten være fullt utnyttet og det oppstår et eget nasjonalt eller egne regionale markeder. Nettopp disse situasjonene, der kapasiteten er fullt utnyttet, er fokus for analysen i denne rapporten.

### 2.3, Prisdannelsen og utnyttelse av markedsrett

Kraftprisen avhenger av flere forhold – nedbør og magasinifilling, utvikling i forbruk og produksjon, kraftutveksling med utlandet og konkurransen i produksjonsleddene. Vannkraft, som utgjør 99% av norsk kraftproduksjon, har spesielt lave variable produksjonskostnader sammenlignet med andre energikilder. For vannkraft er det nedbørmengde og tilsig til magasinene som bestemmer hvor stor produksjonen kan bli, og dermed også førende for prisdannelsen. Med dagens nivå på etterspørsel er det ofte dansk kullkraft som "balanserer" det nordiske markedet, og den er derfor også prissettende. I år med gjennomsnittlig vannkraftproduksjon vil kraftprisen i perioder uten flaskehals derfor i stor grad bli bestemt av kostnadene ved å produsere kullkraft. I perioder med høyere forbruksbelastning vil det være kraftverk med høyere produksjonskostnader som er prissettende, som for eksempel oljekondensverk eller rene gass-turbiner. Disse kraftverkene fungerer som topplastverk, og er kjennetegnet ved at de bare er i drift i kortere perioder av gangen.

Vannkraftprodusentenes profittoptimering over tid avhenger av vannressursens skyggepris, i litteraturen kjent som produsentens vannverdi (Read, 1979). Vannverdien avhenger av selve produksjonssystemet, og det er de ulike skrankene i dette systemet som skaper en positiv vannverdi. I ethvert marked er det opp til aktørene, til enhver tid, å by en pris som

reflekterer den vannverdi og installerte produksjonskapasitet de selv er stilt overfor.

Både på kontinentet og i det nordiske markedet er det betydelige svingninger i kraftprisen over døgnet - mellom perioder med høy og lav kraftetterspørsel. Dette skyldes at det er kostbart å regulere kraftproduksjonen opp og ned, og at driftskostnadene i de dyreste anleggene er vesentlig høyere enn i de rimeligste. I et isolert vannkraftsystem vil prisene variere lite så lenge etterspørselen er mindre enn den samlede kapasiteten. Dersom det foregår handel mellom et vannkraftområde og et termisk område, vil kraft gå i retning fra vannkraftsystemet ved høy pris og høy etterspørsel. Det motsatte vil være tilfellet ved lave priser og lav etterspørsel. I en situasjon hvor konkurransen i vannkraftsystemet fungerer godt, vil aktørene produsere for fullt når prisene i utlandet er høye. Dersom ikke etterspørselen innenlands er for høy, vil også eksportkapasiteten mot utlandet være fullt utnyttet. I et slikt tilfelle vil kraftprisen i Norge ligge lavere enn i utlandet, da vannverdien er mindre enn kostnadene i dyre termiske verk (Bye et al. 2002). En produsent i Norge kan med dette finne det lønnsomt å redusere sin produksjon slik at prisene i Norge stiger opp mot nivået i utlandet. Dette vil ofte være en mulig strategi, siden etterspørselsforholdene i kraftmarkedet er slik at det på kort sikt må store prisendringer til for at etterspørselen skal reduseres vesentlig. Det vannet som ikke utnyttes i høyprisperioden brukes i stedet til produksjon av kraft i timer med lavere etterspørsel. I disse timene vil ofte prisene i utlandet være lik prisen i Norge.

En dominerende aktør kan også utøve markedsrett i kraftmarkedet under knapphetssituasjoner. Dette kan forekomme i kuldeperioder, ved at tilnærmet all tilgjengelig effektkapasitet er tatt i bruk. Aktøren kan i en slik situasjon holde tilbake kapasitet og/ eller heve sine budkurver, for dermed å oppnå høyere priser (Bye et al. 2002). Man kan også tenke seg en situasjon med tørrår og lavere produksjonen enn normalt. Kraftprisen vil da stige og importkapasiteten vil i mange tilfeller være fullt utnyttet. Den dominerende aktøren oppnår betydelig høyere pris ved tilsvarende å holde tilbake noe av sin produksjon.

## 3. Produksjonsstrategier og markedsrett

I økonomisk litteratur er det beskrevet to typer markedsrett - vertikal og horisontal. Vertikal markedsrett er kjennetegnet ved at en aktør er involvert i to relaterte næringer, som for eksempel kraftproduksjon og overføring av kraft. Horisontal markedsrett forekommer når en aktør evner å drive opp prisene gjennom kontroll av en enkelt aktivitet, ved at denne kontrollerer en betydelig andel av markedet. Denne oppgaven har i sin helhet fokus på horisontal markedsrett på produksjonssiden i det norske kraftmarkedet.

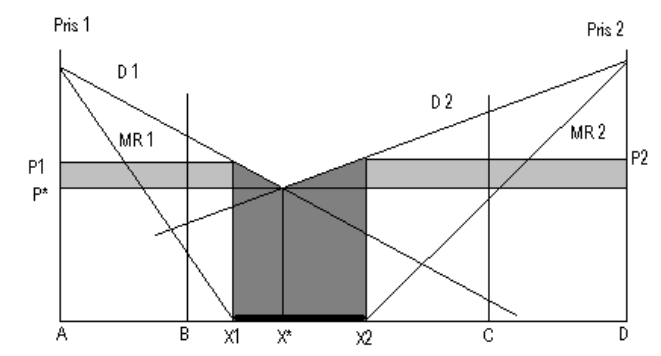
### 3.1. Markedsrettperfeksjoner

#### 3.1.1. Tilfellet med konstant etterspørsel over tid

Produksjonsbeslutningene til en vannkraftprodusent er å allokere den knappe vannressursen mellom flere forbrukssituasjoner, over tid. Dette har vesentlige implikasjoner for hvilke muligheter aktørene har til å utøve markedsrett. Sammenlignet med andre markeder, hvor det gir mening å betrakte markedsrett i et statisk perspektiv, er mulighetene til å utøve markedsrett i et lukket vannkraftbasert system meget små (Johnsen, 2001). Dersom mulighet for å la vann gå i overløp holdes borte, vil lik etterspørsel i alle perioder gi det samme resultat med markedsrett som uten. Forskjeller i etterspørsel under ulike forbruksperioder gir derimot muligheter til å utøve markedsrett ved å endre produksjonstilpasningen mellom periodene. Markedsrett har også konsekvenser på lengre sikt i forhold til hvilke kapasiteter som blir fastlagt i vannkraftproduksjonen (von der Fehr et al. 1998b).

Figur 3.1 illustrerer effektiv allokering av produksjon mellom to perioder (1 og 2). Det eksisterer kun én produsent og ett magasin. Konsumentenes betalingsvillighet er gitt ved de fallende etterspørselskurvene  $D_1$  og  $D_2$ . Etterspørsel i periode 1, faller fra venstre akse mot høyre, mens etterspørselen i periode 2 faller fra høyre mot venstre. Totalt tilsig i periode 1 er lik avstanden fra A til C, mens tilsiget i periode 2 er avstanden fra C til D. Magasinkapasiteten er gitt ved avstanden B til C. Marginalkostnadene er for enkelthets skyld satt lik null.

Figur 3.1. Produksjonstilpasning ved frikonkurranse og monopol



Den samfunnsøkonomisk optimale fordeling av produksjon mellom de to periodene vil være å produsere i periode 1 inntil betalingsvillighet for produksjonen er lik betalingsvillighet for produksjon i periode 2 ( $D_1 = D_2$ ). Prisen i begge perioder tilsvarer da  $P^*$  i figuren. Denne prisen tilsvarer også systemets vannverdi.

Dersom figuren illustrerer etterspørselen rettet mot en monopolist, og denne monopolisten optimerer produksjonen ved å sette marginalinntekt (MR) lik marginalkostnad (MC - i figuren lik null), så vil produsert mengde reduseres i begge perioder. Slik figuren er tegnet vil til og med noe av tilsiget gå til spille (overflom), en mengde tilsvarende det markerte feltet langs x-aksen. Vannverdien for monopolisten vil da være lik null. Denne situasjonen tilsvarer en rent statisk betraktning av problemet hvor tilpasningen i hver periode skjer uavhengig av hverandre. Tilpasningen gir et samfunnsøkonomiske effektivitetstap tilsvarende det mørke grå feltet i figuren. I tillegg til at monopolsituasjonen gir et samfunnsøkonomisk tap, har det skjedd en omfordeling slik at produsenten får en større andel av verdiene i markedet på bekostning av konsumentene. I figur 3.1 er dette poenget illustrert med de lyse grå feltene pluss de øverste to mørke grå trekantene.

Dette er av to grunner ingen realistisk tilpasning. For det første vil overløp av vann være forholdsvis lett å oppdage. Dette reduserer derfor mulighetene for å

utøve markedsrett ved å la vann gå i overløp. Enda viktigere er det at de variable kostnadene i produksjonene er meget lave og at fleksibiliteten med hensyn på hvor mye som kan produseres på ulike tidspunkt er meget stor.

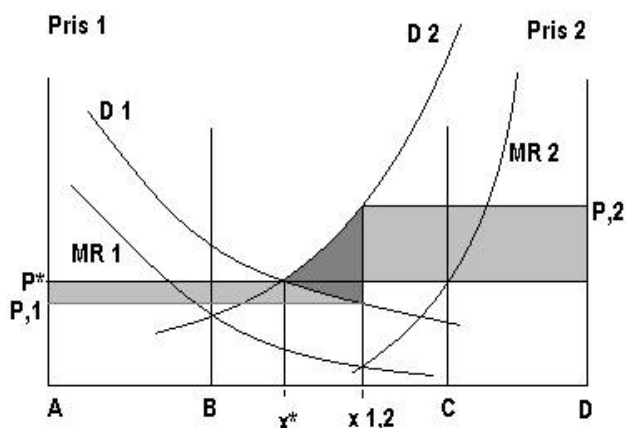
For å kunne belyse ulike sider ved en vannkraftprodusents mulighet til å utøve markedsrett er det nødvendig å ta utgangspunkt i en situasjon som tar hensyn til de dynamiske aspektene ved vannkraftproduksjon - at vann som ikke utnyttes i en periode har en positiv alternativverdi for produksjon i en annen.

### 3.1.2 Utøvelse av markedsrett i et system med variasjon i etterspørselen

For at markedsrett skal kunne ha noen konsekvenser for prisdannelse og allokeringer av produksjon, må etterspørselen variere mellom periodene. En slik situasjon er illustrert i figur 3.2, der periode 2 representerer en periode med større etterspørsel enn periode 1.

Riktig tilpasning for monopolisten er  $P_1$  og  $P_2$  for  $MR_1 = MR_2$ . Dette innebærer for det første at alt vann produseres. Videre viser figuren at det produseres relativt mindre i periode 2 enn hva som ville vært optimalt ved fullkommen konkurranse. Endringene i produksjonsmønsteret skyldes de ulike etterspørselsforholdene i de to periodene. I tillegg illustrerer figuren en reduksjon i vannverdien fra  $P_1$  i tilfellet med fullkommen konkurranse, til  $MR_1 = MR_2$ . Tilhørende samfunnsøkonomisk effektivitetstap vises med det mørke grå feltet i figuren.

Figur 3.2. Markedsrett med variasjon i etterspørselen



### 3.1.3. Utøvelse av markedsrett i et system med kapasitetsbegrensninger

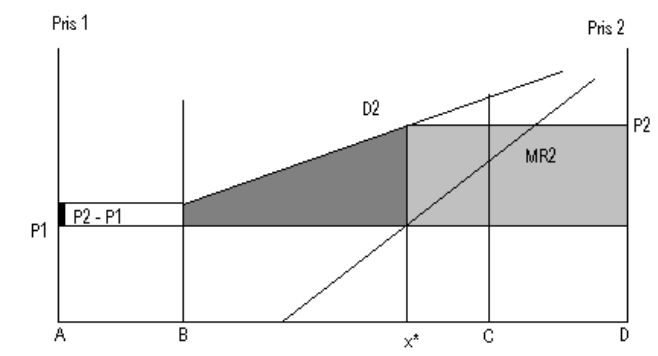
Et annet tilfelle med variasjon i etterspørsel oppstår dersom det i perioder eksisterer begrensninger knyttet til overføring av elektrisk kraft (flaskehalser). I en slik situasjon kan en produsent oppleve å være pristaker i én periode og inneha markedsrett i en annen.

I periode 2 står produsentene overfor en fallende etterspørsel. I periode 1 foreligger derimot ingen kapasitetsbegrensninger, og produsentene er da del av et større marked og tar derfor markedsprisen for gitt. Den nye tilpasningen blir nå som vist i figur 3.3.

Likevekten er der alternativverdien av produksjon i periode 1 (markedspris for denne perioden) er lik alternativverdien (marginalinntekten) av produksjon i periode 2. Den totale produksjonen endres ikke som følge av transmisjonsbegrensningen, men utøvelsen av markedsrett fører til en velferdsreduserende produksjonstilpasning. Dette skjer ved at vann (energiproduksjonskapasitet) ikke i tilstrekkelig grad lagres til periode 2 når betalingsvilligheten er størst. Dette gir et samfunnsøkonomiske effektivitetstap tilsvarende det mørke grå feltet.

En annen slutning man kan gjøre av figuren over, er at magasinet er for lite til å overføre vann fra periode 1 til 2, slik at prisene skal kunne utlignes. Effektiv allokering (B i figuren) innebærer en positiv betalingsvilje ( $D_2 - P_1$ ) for økt magasinkapasitet. Dersom denne er større enn marginalkostnaden ved å utvide kapasiteten er det bygd ut for lite magasinkapasitet, betinget av tilstrekkelig kapasitet i transmisjonsnett. Dette gjelder imidlertid kun på lang sikt.

Figur 3.3. Markedsrett i et system med kapasitetsbegrensninger



### 3.2. Oligopol

I de foregående betraktninger er det tatt utgangspunkt i en monopolsituasjon for å belyse grunnleggende teoretiske aspekter av betydning for denne oppgaven. Et marked kjennetegnet som oligopol er imidlertid den type markedsstruktur som er lagt til grunn i den senere modelleringen i oppgaven. Et oligopolistisk marked er kjennetegnet ved at et mindre antall produsenter evner å utnytte egne posisjoner til å manipulere prisdannelsen i markedet.

#### 3.2.1. Ikke-kooperative oligopol

I den beskrevne modellen<sup>2</sup> antas det norske kraftmarkedet å være et lukket asymmetrisk oligopol, med en ledende kvantumssettende produsent og en kvantumstilpassende gruppe av følgerprodusenter. Begrepet asymmetrisk illustrerer at markedsmakten kun tilfaller lederprodusenten, mens resterende aktører i markedet tar priser og kvantum for gitt (kvantumstilpassende pristakere).

Ikke-kooperative oligopol kjennetegnes ved at produsentene handler uavhengig av hverandre, men at de tar høyde for de andre aktørenes tilstedeværelse. Produsentene tar altså hensyn til de andre produsenters strategier til utforming av egen produksjonstilpassning.

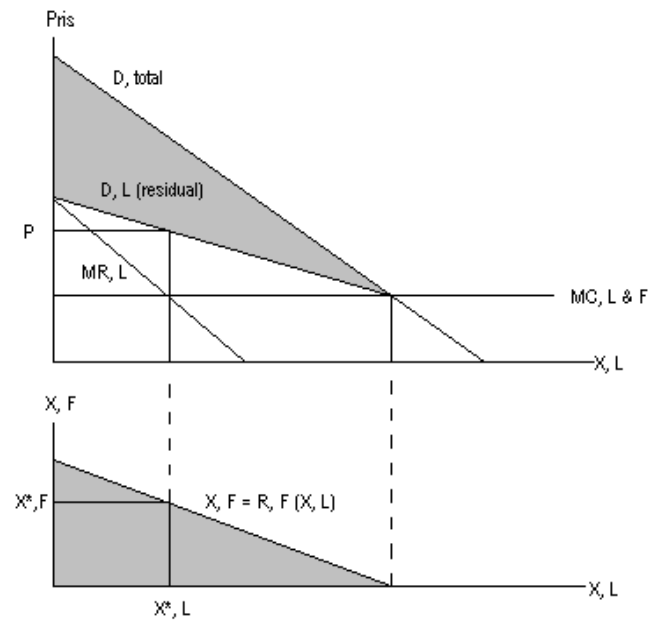
Forutsetninger som legges til grunn:

- Konsumentene er pristakere
- Det er homogene produkter
- Det er ingen "entry" til industrien
- Den store aktøren har markedsrett
- Produsenten er kvantumssettende (ikke prissettende)

I et oligopol vil produsentene maksimere profitt, gitt strategien til de andre produsentene. I figur 3.4 er dette illustrert. Produsentens tilpasser seg slik at  $MR = MC$ . Aktørenes MR avhenger av den residuale etterspørselskurven rettet mot den enkelte. Residual etterspørsel finner man fra markedets totale etterspørselskurve trukket i fra antatt produksjon fra resterende aktører.

I modelleringen tas det utgangspunkt i Stackelberg leder-/følgerteori (Clarke, 1989). Lederen forutsettes å ha kvantumssettende markedsrett, mens følgergruppen velger optimal produksjon gitt forventninger til lederens produksjon. Leder og følger har identiske kostnadsfunksjoner, slik at lederen kan estimere følgerens beste-svar-strategi. Lederen kan dermed anslå hvor mye resten av markedet vil produsere for ethvert produksjonsnivå som den selv velger. Lederprodusenten kan på denne måten kalkulere med markedets totale produksjon, som korresponderer med det nivået den selv velger.

Figur 3.4. Kvantumstilpassning i en Stackelberg leder-/følgermodell. Figuren viser leders profittmaksimerende kvantumstilpassning og følger tilhørende optimale tilbud



Markedslederen beregner en residual etterspørselskurve fra den totale etterspørselen rettet mot markedet. Den ønsker å maksimere profitt og velger derfor en produksjonstilpassning der  $MR_L = MC_L$ .

Som figuren indikerer, velger leder  $X^*,L$  for å maksimere profitt gitt at følger velger sin beste-svar-strategi. Følgers beste-svar-strategi avhenger altså av  $X^*,L$ , og kan uttrykkes som;  $X_F = R_F(X_L)$ .

<sup>2</sup> Modellen er nærmere beskrevet i kapittel 6.1

## 4. Strukturell analyse – teori

Antall bedrifter er avgjørende for konkurransegraden i et marked, og er utgangspunktet for tradisjonell konkurranseanalyse, såkalt strukturell analyse. Strukturell analyse tar som utgangspunkt at det eksisterer en invers sammenheng mellom antall produsenter og profitt - markedskonsentrasjonsdoktrinen (Bjorvatn, 1998). Med utgangspunkt i antakelsen om at markedskonsentrasjon leder til imperfekt konkurranse, må det avgjøres hva som er det relevante markedet, for dernest å beregne konsentrasjonsgrader på bakgrunn av dette.

### 4.1. Markedsavgrensning

Markedet for en vare er et geografisk avgrenset område hvor samme vare, eller samme type vare, omsettes (Bjorvatn, 1998). Dette er en noe vag definisjon av betegnelsen marked, og gjør begrepet til en subjektiv definerbar størrelse. Dette kan være problematisk ettersom konsentrasjonsmålene avhenger så sterkt av selve markedsavgrensningen. I Konkurransetilsynets retningslinjer fra november 1996, er det relevante markedet definert som; "den minste gruppe av produkter og geografiske områder der et hypotetisk kartell bestående av hypotetiske tilbydere av disse produktene i disse områdene har vesentlig markedsrett, gitt uendret potensiell konkurranse fra tilbydere utenfor det relevante markedet."

Som et eksempel kan nevnes at konkurransemyndighetene i USA og Canada har definert den kritiske graden av markedsrett som evnen for en gruppe produsenter (det hypotetiske kartellet) til å foreta en lønnsom prisøkning på 5% (Bremnes, 1994).

Kraftmarkedet er i denne sammenhengen spesiell, og avgrensningen av markeder kan gjøres på bakgrunn av de kapasitetsbegrensningene som fra tid til annen oppstår i ledningsnett. Mer eller mindre langvarige flaskehals skaper ubalanse i tilbuds- og etterspørselsforhold, og det oppstår egne geografisk begrensede markeder.

### 4.2. Indekser på markedsrett

Først når markedsavgrensningen er foretatt, kan konsentrasjonsgradene i de aktuelle markeder måles. Beregning av tilbyderkonsentrasjon kan gjøres på forskjellig vis, men de to viktigste målene er konsentrasjonsforholdstall (CR) og Herfindahlindeks (HHI).

HHI er liknende CR, men gir et mer velegnet mål på markedsrett, og har vært populær i bruk av flere grunner: Data for utregning av indeksen er lett tilgjengelig og den er relativt enkel å kalkulere.

#### 4.2.1. Konsentrasjonsforholdstall

Konsentrasjonsforholdstallet er definert som den andel av omsetningen som dekkes av de N største bedriftene:

$$C = \sum_{i=1}^N S_i \quad i = 1, \dots, N$$

der  $S_i$  er markedsandelene til den  $i$ 'te bedriften. Fra Konkurransetilsynet (1995), side 11, går det fram at en fusjon eller oppkjøp normalt vil bli undersøkt nærmere, dersom en av følgende terskelverdier er oppfylt etter fusjonen:

- Summen av partenes markedsandeler er høyere enn 40% av det relevante markedet
- Den samlede markedsandel til de tre største bedriftene, inklusive den fusjonerte enheten, er større enn 60%

Tilsynet tar altså utgangspunkt i to ulike konsentrasjonsforholdstall for å beregne markedsrett; en 40%-regel for de fusjonerte/sammenslåtte selskaper, og en 60%-regel for de tre største bedriftene.

En svakhet ved konsentrasjonsforholdstall er at det verken tas hensyn til antall bedrifter i en næring eller størrelsesfordelingen mellom de største foretakene. Dette er uheldig da det er vanlig å anta at markedsdominans av enkeltforetak er et uttrykk for markedsrett. Slike hensyn blir imidlertid ivaretatt av Herfindahlindeksen.

#### 4.2.2. Herfindahlindeks

Herfindahlsindeksen er definert som summen av de kvadrerte markedsandeler til samtlige bedrifter i markedet:

$$HHI = \sum_{i=1}^n (S_i)^2 \quad i = 1, \dots, N$$

der  $n$  står for antall foretak totalt i markedet, og  $S_i$  for markedsandelen for det  $i$ te foretaket. En monopol-situasjon vil gi en Herfindahl indeks lik én, mens et uendelig antall like store bedrifter gir indeksen verdien null. Ved å kvadrere markedsandelene gis de største foretakene relativt mer vekt.

I maktutredningen (NOU, 1978) defineres høy konsentrasjonsgrad som Herfindahlindeks større eller lik 0,1. I USA deler konkurransemyndighetene markedet inn i følgende tre hovedkategorier av konsentrasjonsgrader:

**Tabell 4.1. Kritiske Herfindahl indekser i USA**

$H < 0,1$	Lav konsentrasjonsgrad
$0,1 < H < 0,18$	Moderat konsentrasjonsgrad
$H > 0,18$	Høy konsentrasjonsgrad

Tabellen nedenfor er ment å illustrere forskjellen mellom konsentrasjonsforholdstall og Herfindahlindeks, i to hypotetiske markeder.

**Tabell 4.2. Sammenligning av konsentrasjonsindekser**

	Marked A		Marked B	
	CR1	HHI	CR1	HHI
Foretak 1	0,5	0,25	0,8	0,64
Foretak 2	0,4	0,16	0,1	0,01
Foretak 3	0,1	0,01	0,1	0,01
Sum	1	0,42	1	0,66

Konsentrasjonsforholdstallet for de to største foretakene er 90% i både marked A og B, mens HHI tar hensyn til ulik fordeling i bedriftsstørrelse, og gir betydelig større konsentrasjonsgrad for marked B.

#### 4.2.3. Empiri

Det foreliggende indisier på utnyttelse av markedsrett i markeder for elektrisitetsproduksjon flere steder der markedene er liberalisert, se f.eks. Borenstein et. al (2000). I både England og California, hvor man har tilgjengelig data over konkurranseutsatt elektrisitetsproduksjon, har forskere funnet at engrosprisene på elektrisitet til tider har vært 75% over konkurranseutsatt nivå (U.S. Department of Energy, 2000).

#### 4.3. Måling av incentiver

Markedsavgrensning og bruk av markedsandeler som mål på markedsrett, står sentralt i tradisjonell konkurranseanalyse. Et viktig poeng i von der Fehr (1998b) er imidlertid at denne tilnærmingen ikke gir noe fullgodt mål på konkurranseforholdene i markedet. Rapporten foreslår en tilnærming med fokus

også på incentiver. En slik tilnærming går ut på å vurdere hvorvidt en bedrift har mulighet til å utøve markedsrett, og dernest om bedriften kan tenkes å ha et ønske om å utøve denne makten på en for samfunnet uheldig måte. Den tradisjonelle analysen inkluderes i incentiventilnærmingen ved at markedsandeler og antall konkurrenter utgjør en del av de rammevilkår som bestemmer potensialet for markedsrett. Andre forhold som spiller inn, er muligheten for nyetableringer (etableringsbarrierer) og stabilitet i markedet (markedsturbulens).

#### 4.3.1. Etableringsbarrierer

Teori om potensiell konkurranse demonstrerer at konkurranse om et marked kan være like viktig som konkurranse i et marked. For at konkurransen om markedet skal være effektiv, er det generelt viktig at etableringsbarrierene ikke er for høye.

Etableringsbarrierene, og derfor graden av potensiell konkurranse, varierer sterkt mellom næringer. For konkurransemyndighetene ville det helt klart være ønskelig med en form for kvantifisering av slike barrierer i markedet. Orr (1974) er en studie som har forsøkt å konstruere barriereindekser. Undersøkelsen kunne bl.a. vise til at markedene med de høyeste etableringsbarrierene også var de mest profitable.

#### 4.3.2. Markedsturbulens

Fravær av oversiktighet og forutsigbarhet i et marked kaller man gjerne markedsturbulens, og utgjør en viktig indikator på konkurransegraden og mulig ineffisiens i et marked. Telekommunikasjon er et typisk eksempel på et marked som har utviklet seg fra å være meget oversiktlig til å bli mer turbulent, hvor altså deregulering og teknologisk utvikling har bidratt til skjerpet konkurranse.

Turbulens kan også manifesteres i relasjoner mellom kjøper og selger, slik som kundelojalitet. Stabilitet i forholdet mellom kjøper og selger har mye å gjøre med produktets art. Tjenesteyting krever normalt tettere og dermed ofte også mer langsiktige forhold mellom kjøper og selger. En annen viktig faktor bak kundestabilitet er transaksjonskostnader forbundet med det å skifte tjenesteleverandør. I mange tilfeller vil slike kostnader være en viktig kilde til vern av etablerte bedrifters markedsposisjoner.

#### 4.4. Bruk av konsentrasjonsmål

Historisk har utgangspunktet for bruk av markeds-konsentrasjonsindekser vært analyse av såkalt vertikal markedsrett. Etter liberaliseringen har markedsstrukturen i kraftmarkedet endret seg, og det er nå utøvelse av horisontal markedsrett. Konkurransemyndighetene er mest bekymret for. Markedskonsentrasjons- og Herfindahl indekser er relativt enkle tilnærminger til problemet, og har lenge vært rådende i analyser av denne type situasjoner. Målene gir

imidlertid begrenset informasjon med hensyn på horisontal markedsrett, og blir av the Federal Energy Regulatory Commission i USA karakterisert som en "bakpå konvolutt-løsning" av problemet (Crespo og Herrera, 2002). Dette er grunnet i at viktige elementer for generell vurdering av markedsrett utelates. Kraftmarkedet er i så måte særdeles spesielt, blant annet som følge av dets avhengighet til overføringsnettet, hvilket gjør metodene desto mer uklare.

Av viktige elementer for vurderinger av markedsrett som utelates ved bruk av tradisjonelle konsentrasjonsmål, kan nevnes:

- Nettverksbeskrivelser og implikasjoner av dette
- Alternative definisjoner av det relevante markedet
- Dynamiske aspekter i kraftsektoren

Disse aspektene er allikevel tatt høyde for i påfølgende analyse ved at det nordiske markedet er delt inn i et nasjonalt og flere regionale markeder. Markedsrett-konsentrasjonsmålene er altså beregnet etter flere alternative definisjoner av det relevante markedet, for å ta høyde for perioder med flaskehals i overføringsnettet.

Aktørenes mulighet for å møte topplassituasjoner har betydelige implikasjoner på prisingen av kraft og således produsentenes evne til å utnytte markedsrett i situasjoner hvor dette forekommer (Crespo og Herrera, 2002). I den senere analysen er det gjort bruk av tre forskjellige kapasitetsmål for ikke bare å beregne aktørenes årlige gjennomsnittlige markedsandeler på basis av energiproduksjonskapasitet, men også maksimalt hva de evner å produsere over kortere tidsrom som følge av sesongvariasjoner. Markedsrett-konsentrasjon er derfor også beregnet med utgangspunkt i aktørenes besittelse av maksimal effektkapasitet og maksimal vintereffektkapasitet.

Til tross for disse tilpasningene gir konsentrasjonsmålene fortsatt ikke grunnlag for en komplett vurdering av markedet. En analyse som forsøker å fastslå aktørers potensial for bruk av markedsrett bør også inneholde andre komponenter. Dette inkluderer:

- *Markedsstruktur og aktørers markedsstrategier:* Antall og størrelsen på aktører i markedet, sammen med antagelser om markedsstruktur, f.eks. oligopol, og aktørenes markedsstrategier, f.eks. Stackelberg, vil gi en teoretisk basis for analyse av markedsrett
- *Etterspørselstetthet:* Prisreaksjonsmønsteret som karakteriserer etterspørselssiden er en viktig faktor i markedsrettsammenheng
- *Nettverkseffekter:* Tradisjonell definisjon av et geografisk marked kan vise seg ikke å være relevant i forhold til viktige fysiske muligheter og begrensninger som ligger i transmissjonsnettet

Med bruk av økonomiske modeller kan disse elementene inkluderes på forskjellig vis. Modellen benyttet i denne oppgaven tar høyde for disse aspektene ved at det norske kraftmarkedet antas å ha en oligopolistisk struktur, og at aktørene optimerer profitt deretter. Etterspørselssidens prisreaksjonsmønster er også inkludert, og kommer til uttrykk som etterspørselstettheten i modellens etterspørselsfunksjon. Det er videre tatt høyde for nettverksbegrensningene i markedet, på samme vis som for markedsrett-konsentrasjonsmålene, ved å begrense markedsuttrekningen til mindre regionale enheter.



## 5. Markedsanalyse

Norsk kraftproduksjon er karakterisert ved at det er et stort antall produsenter. I januar 2001 var det til sammen 352 selskaper med konsesjon i Norge, se Olje- og energidep. (2001). Antall uavhengige produsenter er imidlertid fallende på grunn av fusjoner og oppkjøp. Året 2001 ble i så måte et rekordår med salg av eierposter for i alt 23 milliarder kroner i norske energiverk, se Morch (2002). Ved siden av sterkt økende markeds-konsentrasjon, foreligger en lang rekke samarbeidsrelasjoner mellom produsentene (felleseide kraftverk, krysseie og salgssamarbeid). Disse forholdene, avhengig av deres struktur, har også betydning for konkurranseforholdene i markedet.

### 5.1. Data

Datamaterialet som danner grunnlaget for analysen baserer seg på informasjon over kraftmarkedet, hentet inn og sammenstilt for året 2001. De viktigste kildene til arbeidet er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Statistisk sentralbyrå (SSB) og Statnett, samt informasjon fra kraftselskaperes egne internettsider. Data er beskrevet i Haug (2001)<sup>3</sup>.

Tabell 5.1 angir størrelsen til Norges åtte største kraftprodusenter i 2001. Oversikten er basert på selskaperes eierskap knyttet til *installert effekt- og energiproduksjonskapasitet*. For effektkapasitet skiller det mellom henholdsvis *ytelse* og *ytelse – vinter*. *Ytelse* gjenspeiler produsentens installerte effektkapasitet, eller hvor mye anleggene maksimalt er i stand til å produsere over et kortere tidsrom. *Ytelse - vinter* er tilsvarende *ytelse*, men er beregnet noe lavere som følge av de begrensninger vinteren fører med seg, slik som manglende tilsig og magasinkapasitet. *Midlere produksjon* tilsvarer selskaperes gjennomsnittlige årlige kraftproduksjon basert på data for årene 1970 - 99.

**Tabell 5.1. Utgangoppstilling av data for de åtte største produksjonsselskapene, nasjonalt**

Selskap	Ytelse i MW	Ytelse, vinter i MW	Midlere årsproduksjon i GWh
Statkraft	9 904	9 031	39 189
E-CO	1 971	1 780	6 720
Lyse Kraft	1 538	1 485	5 759
Hydro Energi	1 448	1 297	7 236
BKK	1 412	1 063	6 592
Agder Energi	1 143	1 012	5 407
Trondheim Ev.	744	652	3 177
Hafslund	546	311	4 067
Resterende	8912	7021	40024
Totalt	27 620	23 655	118 207

Kilde: Haug (2001).

**Tabell 5.2. Eierinteresser slik de er inkludert i utgangsdata**

Eiet selskap	Eier	Andel i prosent
Otra Kraft	Statkraft	66
	Agder Energi	34
Skagerak E.	Statkraft	66
	Eget	34
Vest-Telemark Kraftlag	Hydro	33
	Eget	67
Tussa Energi	Hydro	67
	Eget	33
Sira-Kvina Kraftselskap	Statkraft	59
	Lyse	41
Hedmark Energi	Statkraft	50
	Eget	50
Opplandskraft	E-CO	25
	Eget	75
Kraftverkene i Orkla	Trondheim Energiverk	49
	Restfordeling	51
Kraftverkene i Øvre Namn	Statkraft	50
	Nord-Trøndelag Energiverk	50
Aurlandsverkene	E-CO	93
	Statkraft	7

Kilde: Haug (2001).

<sup>3</sup> Endringer i eierkonstellasjonene etter 2001 berøres ikke i det følgende. Siden 2001 blant annet endelig politisk behandling av Statkrafts oppkjøp i Agder Energi og Trondheim Energiverk blitt gjennomført. Resultatet har blitt at Statkraft har måttet akseptere å avhende betydelige andeler i andre kraftselskaper for å kunne gjennomføre oppkjøpene. Utover det har endringene i eierstrukturene i norsk kraftproduksjonssektor vært beskjedne.

Bakgrunnen for analysen er å vurdere konsentrerte, lukkede markeder i tilfeller med kapasitetsbegrensninger. De totaltall som er lagt til grunn for beregning av konsentrasjonsmål gjenspeiler derfor nasjonal og regional totalkapasitet uten tall for importkapasitet.

**Tabell 5.3 - Statkrafts eierinteresser i tillegg til utgangsdata**

Statkraft	BKK AS	50 %
	Agder Energi	46 %
	E-CO	20 %
	Trondheim Energiverk	100 %

Kilde: Haug (2001).

Felleseide verk er behandlet ved at eierselskapene styrer "sin" del av produksjonen, slik det i realiteten ofte er. Statkraft eier eksempelvis 59% av Sira-Kvina kraftselskap, og det antas at de derfor kontrollerer 59% av kraftproduksjonen i Sira-Kvina. Også andre former for direkte og indirekte eierinteresser er inkludert i selskapenes effekt- og kapasitetsmål. Tabell 5.2 gir en oversikt over viktige eierinteresser slik de er inkludert og behandlet i utgangsoppstillingen av datamaterialet.

Tabell 5.3 gir en oversikt over Statkrafts faktiske og ønskede andeler i store norske kraftselskaper som ikke er inkludert i tabell 5.1, men som kommer som et tillegg ved ulike aggregeringer av data.

## 5.2. Det relevante marked

For å foreta en analyse av markedskonsentrasjoner, og dermed aktørenes mulighet for å utøve markedsrett, er det avgjørende å foreta en relevant markedsavgrensning. I den pågående offentlige debatten om markedskonsentrasjoner i det norske kraftmarkedet er dette en av de sentrale problemstillingene. Enkelte argumenterer for det fellesnordiske kraftmarkedet som en relevant inndeling, mens andre viser til at transmisjonsbegrensningene i nettet i perioder deler markedet i flere regioner.

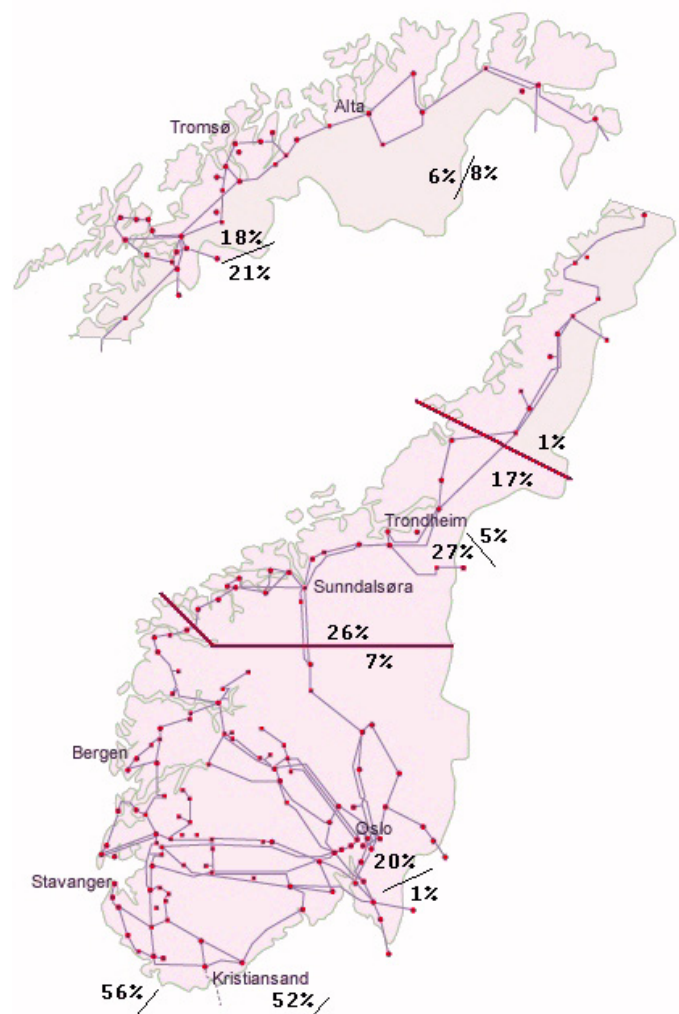
### 5.2.1. Utnyttelse av overføringsbegrensninger

Utgangspunktet for dette arbeidet er en antakelse om at produsenter kan utøve markedsrett basert på en regional begrensning i utstrekningen av det innenlandske markedet. Begrunnelsen for antagelsen er at det forekommer perioder med kapasitetsbegrensninger i ledningsnettet. Kraftprodusentene er geografisk fordelt over hele landet, og overføring av elektrisitet fra en region til en annen er nødvendig for å balansere markedet. Med overføringsbegrensninger i ledningsnettet mellom to regioner kan dominerende aktører vinne på å holde tilbake produksjon. Produsentene kan så eksportere elektrisitet i perioder uten kapasitetskranker, for dermed å øke egen vannverdi, jamfør diskusjonen i kapittel 3. Slik forholdene er i Norge, et system med vekselvis beskrankede og ubeskrankede perioder, kan forholdene ligge til rette for å utøve markedsrett. Muligheten kan enten utnyttes innen døgnmarkedet og/eller baseres på sesongvariasjoner.

Et viktig signal i Nordels<sup>4</sup> systemutviklingsplan (Nordel, 2002), er at den tidligere kjente situasjonen med overskudd av energi i Norden, er avløst av et betydelig underskudd. Flere forhold tyder på at denne situasjonene forsterkes fram mot år 2005:

- Lave priser gjør at det vil være lite lønnsomt å etablere ny kapasitet, og vil derfor dempe ny tilgang
- Forbruket vil øke som følge av økonomisk vekst
- Eksisterende kapasitet vil bli redusert (nedleggelse av kjernekraft og kullkraft)
- Stadig mer konsentrerte markeder gjør at aktørene kan se seg tjent med å utvikle kapasitet for å presse opp prisene

**Figur 5.1. Varighet av flaskehals på utveksling i prosent av tiden, etter modellberegninger for år 2005**



Kilde: Nordel (2002).

<sup>4</sup> Nordel er et samarbeidsorgan for de systemansvarlige nettselskaper i Norden.

De nærmeste årene forventes allikevel virkningene av liberaliseringen å gi relativt lave priser. På noe lengre sikt vil man oppleve en stadig mer anstrengt nordisk energi- og effektbalanse, hvilket betyr flere og mer langvarige flaskehals. Treårsbalansen for årene 2002-2004 viser en tydelig forverring av den samlede energi- og effektbalansen i Norden, og en viss risiko for effektmangel ved ugunstige situasjoner (Nordel, 2002).

*Nordel-området forventes å bli mer avhengig av "utlandet". For år 2005 er Norge og Sverige forventet å utgjøre et underskuddsområde på ca. 16 TWh i et gjennomsnittså, mens et tørrår vil føre til høye spotpriser spesielt i Norge - (Nordel, 2002).*

Det sentrale Østlandsområdet er et spesielt utsatt snittområde. Man opplever en stadig økende etterspørsel etter kraft, samtidig med at området har en svært begrenset kraftproduksjon, i all vesentlig grad knyttet til ikke-regulerbar elvekraft. Regionen er i et betydelig kraftunderskudd i store deler av året. Mye av landets produksjonskapasitet ligger i Nordland, og er derfor et overskuddsområde. Trøndelag er derimot et underskuddsområde, særlig i topplastsituasjoner med betydelige nettbegrensninger. Figur 5.1 representerer en modellberegning av varigheten på flaskehals mellom ulike snittområder ved en fremskrivning av

markedet til 2005, og illustrerer således omfanget av fenomenet med kapasitetsbegrensninger i nettet.

Forventningen om økt ubalanse i regional produksjon og forbruk av kraft innebærer at produsentene stadig får utvidet sitt mulighetsområde for utøvelse av markedsrett.

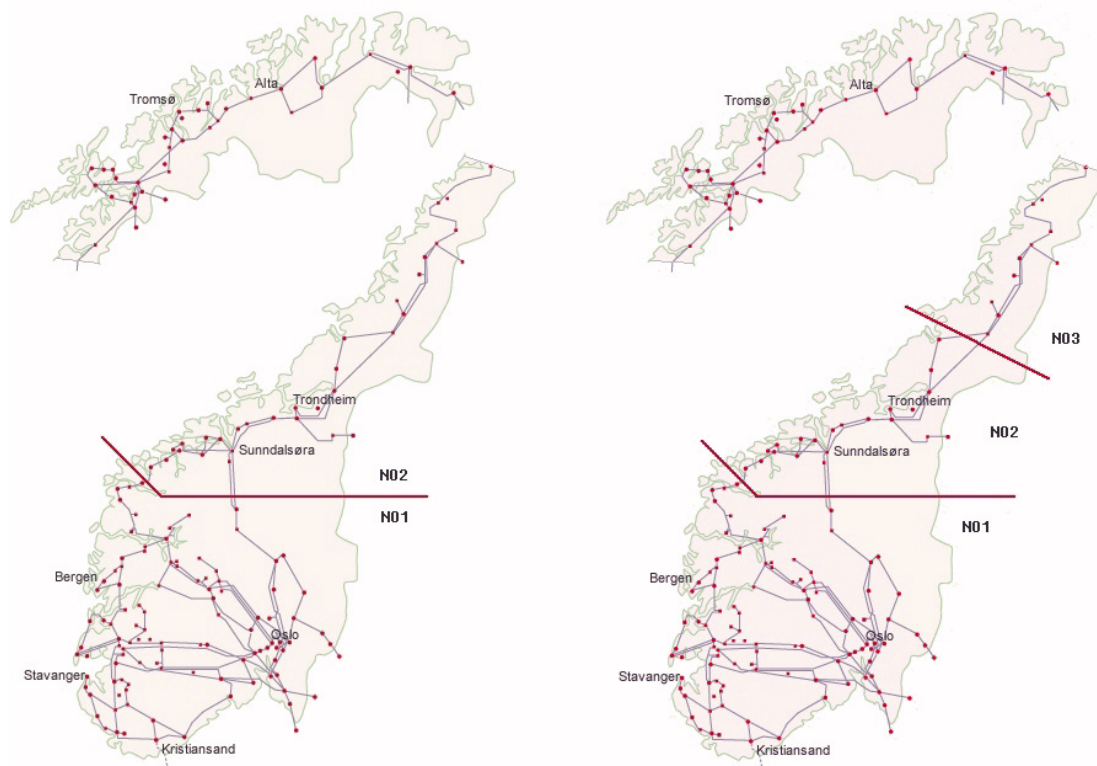
### 5.2.2. Markedsinndelingen

Statnett definerer prisområder for døgnet (Elspot), avhengig av forventninger om tilbuds- og etterspørselssituasjonen i markedet. Det vanlige er en innenlands inndeling i én, to eller tre områder for å ta høyde for eventuelle flaskehals i nettet.

Disse tre definerte markedsinndelinger er også benyttet som utgangspunkt for denne oppgaven (figur 5.2). Ved en to- og tredeling av markedet går delelinjen NO1/NO2 i området fylkesgrensen Møre og Romsdal/Sogn og Fjordane, og østover i nordlige deler av Oppland og Hedmark fylker. Ved en tredeling av markedet går delelinjen NO2/NO3 i nordlige deler av Nord-Trøndelag.

Med antakelsene om et kraftmarked som stadig blir strammere, vil imidlertid denne inndelingen kunne utvides til å omfatte flere områder over stadig lengre perioder.

Figur 5.2. Relevant markedsinndeling med en to- og tredeling av markedet



### 5.3. Markedskonsentrasjon

Effekt- og energiproduksjonskapasitet danner grunnlaget for beregning av markedsrett. Med *effektkapasitet* (installert ytelse og vinterkapasitet) kan en beregne et selskaps kapasitetsandel og produksjonsevne for ulike tider på året. Kombinert med informasjon om tilsigsforløp og magasinkapasitet gir dette et rimelig nøyaktig mål på aktørers produksjonsevne, betinget av sesongvariasjoner. Men målet gir ingen informasjon om aktørenes evne til å lagre og "flytte" produksjon mellom perioder og årstider. Dette er imidlertid faktorer som i utstrakt grad også danner grunnlag for utnyttelse av markedsrett. *Midlere energiproduksjon* gir informasjon om samlet produksjon over året. Dette er det målet som gir de beste anslag på aktørenes faktiske markedsandeler i tilfelle uten lagergrenser, da det tar hensyn til gjennomsnittlig tilsig (energiproduksjonskapasitet) over en årrekke.

Det er konstruert markedsrettindekser for tre ulike definisjoner av eierskap. Inndeling er ment å fremstille etablerte relasjoner og virkningene av aktuelle oppkjøp blant store aktører i det norske markedet.

**Tabell 5.4. Statkrafts beregnede andeler gitt ulik definisjon av eierskap**

Definisjon I:	Utgangsfordeling (tabell 5.1)
Definisjon II:	BKK, E-CO og Agder Energi
Definisjon III:	BKK, E-CO, Agder Energi og Trondheim Energiverk

Definisjon I representerer utgangsfordelingen slik eierskap er beskrevet i tabell 5.1, over. Prosentvise andeler er fordelt, gitt alle direkte og indirekte eierinteresse i andre selskaper, bortsett fra Statkrafts faktiske og ønskede andeler i BKK, E-CO, Agder Energi og Trondheim Energiverk (TEV)<sup>5</sup>. Definisjon I omfatter altså Statkrafts interesser i store selskaper som Hedemark Energi og Skagerak Energi. Definisjon II av eierskap inkluderer Statkrafts faktiske interesser i E-CO, samt ønsket om kjøp av Agder Energi og videre oppkjøp i BKK. I definisjon III er også Statkrafts bud på TEV lagt inn.

Dette er interessante fakta, blant annet fordi Statkraft fikk avslag fra Konkurransetilsynet på sitt ønske om oppkjøp i Agder Energi. Det har blitt antydning at selskapet må selge seg ned i andre selskaper for at oppkjøpet skal kunne godkjennes. Likeledes er Statkrafts kjøp av TEV (100%) nå oppe til behandling.

Tabell 5.5 representerer indekser der hele det innenlandske markedet er definert som ett. I tabell 5.6 vurderes Norge som to separate markeder, mens det i tabell 5.7 er foretatt en tredeling. De definerte regionene er beskrevet i kapittel 5.2.2, over.

I tabellene med konsentrasjonsgrader for to og tre regioner (5.6 og 5.7) er det kun to definisjoner av eierskap. Dette er grunnet i at endringen fra definisjon II til III ikke medfører forskjeller i indeksverdiene da TEV har all sin produksjonskapasitet konsentrert i NO2, for tilfellet med både to og tre regioner.

Statkraft er største produsent, og representerer dermed CR1 i alle regioner bortsett fra når markedet deles i tre områder. TEV er da største produsent i NO2, men kun under definisjon I av eierskap. Statkraft blir også her den ledende aktøren etter et eventuelt oppkjøp av TEV (altså under definisjon III av eierskap).

#### 5.3.1. Konsentrasjonsgrader nasjonalt

Tabellen over konsentrasjonsgrader er beregnet med utgangspunkt i et felles nasjonalt marked uten mulighet for import.

**Tabell 5.5. Nasjonale konsentrasjonsgrader**

	Ytelse			Ytelse, vinter			Midlere produksjon		
	Def I	Def II	Def III	Def I	Def II	Def III	Def I	Def II	Def III
CR1	0,36	0,42	0,44	0,38	0,44	0,47	0,33	0,39	0,42
CR3	0,48	0,53	0,55	0,51	0,56	0,58	0,45	0,50	0,53
HHI	0,15	0,19	0,21	0,17	0,21	0,23	0,13	0,17	0,19

Gjennomsnittet av alle CR1 i definisjon I av eierskap gir en indeksverdi på 36%. Et tegn på betydelig grad av markedsrett, men under tidligere nevnte 40%-regel. For definisjon II av eierskap øker verdien til 42%, en økning på 16,7%. Indeksen øker ytterligere til 44% ved definisjon III. Økningen fra II til III innbefatter kun Statkrafts oppkjøp av TEV, og gir en nasjonal økning av CR1 på 4,8%. Økningen fra definisjon I til III er på hele 22%. Tallene gir en indikasjon på betydningen av Statkrafts interesser i andre store selskaper, innen hele det nasjonale markedet.

Med CR3 beregnes gjennomsnittet, med definisjon I av eierskap, til 48% markedsrett. Ved definisjon II stiger verdien relativt lite til 53% - en økning på 10,4%. Verdien stiger med ytterligere 3,8% til 55%, ved definisjon III. Dette gir en total økning på 14,6%. CR3-beregningene er relativt mindre enn CR1 med hensyn på de fastsatte grenseverdier (CR3 = 60%). Forholdet viser ikke bare at Statkraft er en stor, dominerende aktør, men at de også er rimelig alene om dette i nasjonal sammenheng.

Definisjon I av eierskap gir en HHI på 0,15. Ved definisjon II øker denne til 0,19. Med III når HHI en verdi på 0,21, og gir en total økning på hele 40%.

Ved definisjon I av eierskap er konsentrasjonsmålene alle under omtalte grenseverdier. Dette vedvarer og gjelder for CR3 også ved definisjon II og III. For CR1 og HHI ligger begge målene omtrentlig på grensen under definisjon II, mens begge er noe over med

<sup>5</sup> Se tabell 5.3 for oversikt over andeler

definisjon III. HHI gir ett noe større prosentvis utslag på endringene enn CR1.

Man ser av tabellen at CR1 i definisjon I av eierskap, varierer mellom 33 og 38%, avhengig av om man velger produksjon eller ytelse som kapasitetsmål. Dette gir en betydelig forskjell i mål på markedskonsentrasjon - hele 15%. Definisjon II og III av eierskap gir tilsvarende differanser. Midlere produksjon er et mål som ofte benyttes ved analyser av markedskonsentrasjon. Differansen i CR1-verdier viser imidlertid at energiproduksjonskapasitet som konsentrasjonsmål i betydelig grad kan underestimere aktørens reelle markedsrett under gitte situasjoner.

Differansen i mål på markedskonsentrasjon er med CR3 på 13% - også en betydelig forskjell. Med Herfindahlindeksen som mål øker denne differansen ytterligere. Økningen fra energiproduksjonskapasitet til effektkapasitet (vinter) er i definisjon I av eierskap på over 30%.

### 5.3.2. Konsentrasjonsgrader for to regioner

Konsentrasjonsmålene for to regioner er beregnet ved å definere begge regionene som to lukkede, separate markeder uten mulighet for import.

Man ser av tabellen at konsentrasjonsmålene for NO1 er relativt like resultatene fra de nasjonale målene. Av forskjeller har vi at CR1 generelt ligger noe under de nasjonale verdiene, mens CR3 ligger noe over. Herfindahlsindeksene treffer generelt noe lavere enn de nasjonale verdiene, men de indikerer likevel et marked preget av til dels sterk markedskonsentrasjon.

Resultatene viser at markedsstrukturen i NO1 er rimelig samsvarende med det nasjonale markedet. Den største aktøren (Statkraft) er imidlertid noe mindre dominerende i NO1, mens de største etter Statkraft er relativt større.

For NO2 fortøner det hele seg noe annerledes. Gjennomsnittet av CR1 er beregnet til 43%, for definisjon I av eierskap. I definisjon III øker verdien til hele 53%, en økning på totalt 23%. Statkraft besitter med dette over halvparten av både produksjons- og energikapasitet i denne landsdelen.

Tabell 5.6. Konsentrasjonsgrader for to regioner

		Ytelse		Ytelse, vinter		Midlere produksjon	
		Def I	Def III	Def I	Def III	Def I	Def III
NO1	CR1	0,34	0,42	0,36	0,44	0,29	0,37
	CR3	0,51	0,57	0,55	0,60	0,44	0,50
	HHI	0,14	0,19	0,16	0,21	0,12	0,16
NO2	CR1	0,42	0,52	0,43	0,54	0,43	0,53
	CR3	0,59	0,63	0,62	0,66	0,60	0,64
	HHI	0,20	0,28	0,21	0,31	0,21	0,29

Tabellen viser at også CR3-verdiene er høye. Med definisjon I er gjennomsnittet 60%, men øker med kun 7% til 64% ved definisjon III.

Herfindahlindeksen er ved utgangspunktet 0,21. Ved definisjon III av eierskap når indeksen en verdi på 0,29. Dette er å betrakte som meget høyt, og tilsvarer en økning på hele 38% fra definisjon I.

Differansen mellom CR1 og CR3 er for definisjon I av eierskap på 40%. Dette indikerer at regionen, i tillegg til Statkraft, også består av andre relativt store aktører. Ved definisjon III reduseres imidlertid differansen til det halve. Dette forklares med Statkrafts oppkjøp av TEV, som representerer det neste største selskapet i regionene.

### 5.3.3. Konsentrasjonsgrader for tre regioner

Tilsvarende foregående analyser er disse indeksene beregnet med utgangspunkt i lukkede markeder, uten importmuligheter. NO1 som her er beregnet for tre regioner er lik NO1 for to regioner - følgelig er resultatene for disse regionene de samme (se omtale over).

Tabell 5.7. Konsentrasjonsgrader for tre regioner

		Ytelse		Ytelse, vinter		Midlere produksjon	
		Def I	Def III	Def I	Def III	Def I	Def III
NO1	CR1	0,33	0,42	0,37	0,46	0,29	0,37
	CR3	0,50	0,56	0,56	0,62	0,43	0,52
	HHI	0,14	0,19	0,17	0,23	0,11	0,16
NO2	CR1	0,27	0,44	0,30	0,50	0,25	0,45
	CR3	0,56	0,65	0,60	0,72	0,56	0,64
	HHI	0,14	0,23	0,16	0,28	0,14	0,24
NO3	CR1	0,57	0,57	0,57	0,57	0,58	0,58
	CR3	0,69	0,69	0,71	0,71	0,69	0,69
	HHI	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35

Region NO2 med tre definerte markeder omfatter trøndelagsfylkene og området rett sør for disse. Med definisjon I av eierskap er her TEV den største aktøren, og representerer derfor CR1 i tabellen over.

Forskjellen mellom definisjon I og III i NO2 kan i første rekke tilskrives Statkrafts ønske om kjøp av TEV. Disse aktørene utgjør de to største selskapene i regionen, noe som kommer tydelig til syne i tabellen. Definisjon I av eierskap gir en gjennomsnittlig CR1 på 27%. For definisjon III er tilsvarende mål 46%, en økning på ikke mindre enn 70%. Resultatene viser at TEV i utgangspunktet er en dominerende aktør i denne regionen. Etter et eventuelt oppkjøp øker imidlertid markedskonsentrasjonen betydelig, og Statkraft oppnår kontroll over nær halvparten av kapasiteten i området.

Man ser av tabellen at også CR3 gir høye verdier - en følge av omtalte aktørers dominans i regionen. For definisjon I er CR3 i gjennomsnitt 57%, og øker til 67% med definisjon III. Differansen er totalt 17,5%, og altså

betydelig mindre enn hva som var tilfellet for CR1 på grunn av bortfallet av TEV som selvstendig aktør.

Herfindahlindeksen gir et noe annerledes bilde av situasjonen. Ved definisjon I er indeksen 0,15, altså lav i forhold til hva konsentrasjonsforholdstallene indikerer. Med definisjon III er denne 0,25, en kraftig økning på 70%.

Region NO2 er i utgangspunktet preget av to dominerende aktører, med høye verdier for både CR1 og CR3. Dersom omtalte oppkjøp finner sted ser man av tallene at markedskonsentrasjonen øker betraktelig. Med definisjon III av eierskap viser tallene for CR1 og HHI at markedskonsentrasjonen i stor grad kan tilskrives kun en aktør i regionen, nemlig Statkraft. Tabellen viser at NO3 er en stabil region der konsentrasjonsgradene er konstante fra definisjon I til III av eierskap. Regionen er imidlertid preget av sterk markedskonsentrasjon der Statkraft har en ytterligere forsterket posisjon. Dette kommer tydelig fram med en CR1 på hele 57%. CR3 viser at tre aktører alene står for 70% av kapasiteten i området. Også HHI-verdiene gir de høyest målte verdiene for denne regionen – hele 0,35.

Alle regioner er preget av konsentrerte markeder, men det er tydelig at situasjonen forsterker seg jo lengre nord man kommer. NO2 er den regionen som byr på de største endringene, NO3 er stabil, men allikevel det området som er mest preget av markedskonsentrasjon. Differansen mellom CR1 og CR3 viser at markedskonsentrasjon i økende grad kan knyttes til den største aktøren alene, jo lengre nord man kommer. I NO1 er denne differansen 41%, mens den kun er 20% i NO3.

#### 5.4. Markedsadgang

I norsk kraftproduksjon er markedsadgangen sterkt begrenset av betydelige etableringsbarrierer, først og fremst på grunn av offentlige reguleringer. Av de gjestående vannkraftressursene er store deler underlagt streng regulering, og det er svært få anlegg av noen størrelse som kan forventes å få utbyggingskonsesjon de kommende år. Politisk behandling av konsesjoner for gasskraftverk tyder også på at det kan bli vanskelig å etablere slik produksjon av betydelig omfang. Alternative energikilder vil formodentlig møte færre offentlige hindringer enn tradisjonell vannkraftbasert og termisk produksjon. Med dagens teknologi er det imidlertid ikke økonomisk lønnsomt å bygge opp slik kapasitet i stort omfang (Olsen, 2000).

Et utvidet tilbud av kraft kan også etableres gjennom større grad av import. Norge er per i dag nært integrert med Sverige og også til dels Danmark. Det har også vært utredet planer om økt utvekslingskapasitet, blant annet med Tyskland og England. Betalingsvilligheten for slike prosjekter har vist seg ikke å være tilstrekkelig

stor, og prosjektene har derfor blitt kansellert. Kapasiteten vil dermed, i nær fremtid, forbli slik den er i dag.

Det er grunn til å tro at strenge konsesjonskrav, herunder hjemfallsretten, og andre politiske bindinger innebærer et generelt svakt konkurransepress i markedet for eierandeler i norsk kraftproduksjon. Et marked preget av få potensielle kjøpere vil kunne favorisere de aktørene som faktisk opererer i dette markedet.

EFTAs overvåkningsorgan, ESA, har stilt spørsmål ved deler av det norske konsesjonssystemet i forhold til EØS-avtalen, spesielt i lys av bestemmelsene om fri bevegelse av kapital og fri etablering innenfor EØS-området. Norske myndigheter har nå under vurdering konsesjonsreguleringenes forhold til EØS-avtalen.

#### 5.5. Markedsturbulens

Kraftbransjen generelt har gjennomgått omfattende endringer de senere år, noe som bl.a. omfatter usikkerhet knyttet til næringspolitiske rammebetingelser. De strukturelle forhold på produksjonssiden i kraftmarkedet er relativt oversiktelige, til tross for et stort antall produsenter. Omfattende endringer i eierforhold skjer i første rekke blant store aktører, og er ofte gjenstand for oppmerksomhet i media.

Markedet har vært preget av en stor grad av kunde-lojalitet overfor lokale selskaper. Det fåtall av husholdninger som tidligere faktisk valgte å skifte kraftselskap kan være en god illustrasjon på at selv små transaksjonskostnader kan gi et godt vern (se von der Fehr, 1998a). Tallet på skifte av kraftleverandører har imidlertid vært sterkt økende de senere år. Et forhold som i stor grad kan tilskrives enda lavere transaksjonskostnader (ingen gebyrer) forbundet med leverandørbytte, samt stor medieoppmerksomhet omkring prisene på kraft.

Markedet knyttet til kraftproduksjon er generelt preget av store omfattende fusjoner og oppkjøp. De faktiske endringer skjer imidlertid med god oversiktighet og markedet scorer lavt på de fleste turbulenskrakterier (von der Fehr, 1998a).

## 6. Numerisk modell

Det er foretatt en analyse av spørsmål om eierkonsentrasjon og markedsrett med bruk av en numerisk modell for å belyse betydningen av disse elementene i kraftmarkedet. Modellen illustrerer produksjonstilpasningen for en ledende aktør med markedsrett, som opererer i et marked med en kvantumstilpassende følgergruppe av produsenter – et asymmetrisk oligopol. Modellen er inspirert av situasjonen i det norske kraftmarkedet med en stor aktør, Statkraft, og mange aktører med forholdsvis små markedsandeler. Simuleringene beskriver virkningene av ulik eierkonsentrasjon og forskjellige verdier på etterspørselstettheten.

Modellsimuleringene definerer kraftprodusenters produksjonstilpasning med tilhørende priser i det norske spotmarkedet (lukket marked) i en tre-periodemodell for ett døgn. Lederen maksimerer egen profitt gitt at den har kvantumssettende markedsrett<sup>6</sup>. Pris, produksjonsnivå og minimums- og maksimumsbegrensninger er gitt endogent, mens markedsandeler, etterspørselstettheter og kostnadsparametere er modellens eksogene størrelser.

I tillegg til nevnte oligopolmodell er det konstruert og gjort simuleringer med en modell under forutsetningen om frikonkurranse. Dette gjør det mulig direkte å sammenlikne produksjonstilpasning og produsentoverskudd for de ulike markedsløsningene, hvilket også anslår verdien av potensielle markedsrett.

### 6.1. Teoretisk modellramme

Påfølgende kapittel viser det teoretiske rammeverket modellen bygger på, med gjennomgang av tilbuds- og etterspørselsfunksjoner, beskrankninger og profitt-optimeringsbetingelser.

Markedets etterspørselen  $D$  antas å være som følger:

$$D_t = \alpha_t \cdot P_t^{-\varepsilon} \quad t = 1, 2, 3$$

der  $\alpha_t$  er funksjonens konstantledd for time  $t$ ,  $P_t$  er spotprisen for time  $t$ , mens  $-\varepsilon$  representerer den

kortsiktige etterspørselstettheten i markedet. Elastisiteten antas å være konstant, men varieres i intervallet  $-0,05$  til  $-0,5$  ved ulike simuleringer, for å belyse den effekten dette elementet har på muligheten til bruk av markedsrett for en ledende aktør. Se Johnsen og Lindh (2001) for en analyse hvor kortsiktig elastisitet i det norske kraftmarkedet estimeres.

Det totale tilbudet av kraft  $S$  over hele perioden, (Tilbudet kan varieres mellom perioder.) er summen av produksjon fra leder  $X_{Lt}$  og følgergruppe  $X_{it}$ , for alle timene  $t$ :

$$S = \sum_{t=1}^3 x_{Lt} + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^3 x_{it} \quad i = 1, \dots, n \text{ og } t = 1, 2, 3$$

der  $L$  representerer leder,  $i$  gruppen av følgerprodusenter og  $x$  den faktiske produksjon i bedrift  $i$  for time  $t$ .

Tilbud av kraft per time er summen av produksjon fra alle aktørene i time  $t$ .

$$S_t = x_{Lt} + \sum_{i=1}^n x_{it} \quad i = 1, \dots, n \text{ og } t = 1, 2, 3$$

Det forutsettes likevekt i modellen slik at samlet etterspørsel er lik produsert mengde kraft i time  $t$ :

$$D_t = S_t \quad t = 1, 2, 3$$

Produksjon i en time skal ligge mellom definerte minimums- og maksimumsnivåer fra hver av produsentene. Begrensningene tilsvarer henholdsvis laveste og høyeste verdi for de faktiske produksjonstill modellen kalibreres med (modellens inputparametere):

$$\begin{aligned} \text{Følgergruppe:} \quad & x_{it} \leq \overline{X_{it}}, \quad x_{it} \geq 0 \\ & x_{it} \geq \underline{X_{it}} \quad i = 1, \dots, n \text{ og } t = 1, 2, 3 \end{aligned}$$

<sup>6</sup> Ref. Stackelberg, kapittel 4

$$\text{Leder: } \begin{aligned} x_{Lt} &\leq \overline{X_{Lt}}, x_{Lt} \geq 0 \\ x_{Lt} &\geq \underline{X_{Lt}} \quad t = 1, \dots, 3 \end{aligned}$$

der  $\underline{X_{it}}$  angir minimumsnivået og  $\overline{X_{it}}$  maksimumsnivået for produksjon i time  $t$ .

Produksjonen for hele perioden skal tilsvare produsentenes energiproduksjons- kapasitet for gjeldende tidsrom:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^3 x_{it} &= \overline{X_i} \quad i = 1, \dots, n \text{ og } t = 1, \dots, 3 \\ \sum_{t=1}^3 x_{Lt} &= \overline{X_L} \quad t = 1, \dots, 3 \end{aligned}$$

der  $\overline{X_{L,t}}$  og  $\overline{X_{i,t}}$  angir leders og følgernes energi- produksjonskapasitet. Restriksjonen innebærer at aktørene må omdanne hele ressurstilgangen til produksjon. Vannet fordeles mellom timene på en slik måte at total profitt maksimeres, gitt beskrankninger og konkurransesituasjon. Poenget er at periodens totale profitt skal maksimeres, og ikke profitt time for time.

Kostnadselementet er definert likt for alle produsenter, og gir en svakt økende lineær marginalkostnads- funksjon:

$$C = k * x_{it}^2 \rightarrow MC = 2k * x_{it} \quad i = 1, \dots, n \text{ og } t = 1, \dots, 3$$

der  $C$  angir totalkostnadene og  $MC$  tilhørende marginalkostnadsfunksjon.

I påfølgende avsnitt er modellen beskrevet med uttrykk for maksimering av profitt for følgergruppe, under bibetingelser (Chiang, 1984):

$$\begin{aligned} \pi_{\text{maks}, i} &= \sum_{t=1}^3 (P_t * x_{it} - k * x_{it}^2), \text{ når} \\ &\left\{ \begin{aligned} \sum_{t=1}^3 x_{it} &= \overline{X_i} \\ x_{it} &\leq \overline{X_{it}} \\ x_{it} &\geq \underline{X_{it}}, x_{it} \geq 0 \end{aligned} \right. \\ i &= 1, \dots, n \text{ og } t = 1, \dots, 3 \end{aligned}$$

Lagrangeuttrykket:

$$\begin{aligned} L_i(x_{it}) &= \sum_{t=1}^3 (p_t * x_{it} - k * x_{it}^2) \\ &+ \lambda_i * (\overline{X_i} - \sum_{t=1}^3 x_{it}) + \eta_i * (-\overline{X_i} + \sum_{t=1}^3 x_{it}) \\ &+ \sum_{t=1}^3 \mu_{it} * (\overline{X_{it}} - x_{it}) \\ &+ \sum_{t=1}^3 \gamma_{it} * (-\underline{X_{it}} + x_{it}) \end{aligned}$$

$$[x_{it} \geq 0], i = 1, \dots, n \text{ og } t = 1, \dots, 3$$

Tilhørende førsteordens betingelser:

$$\begin{aligned} \partial L_i(x_{it}) / \partial x_{it} &= [\partial \sum_{t=1}^3 (p_t * x_{it} - k * x_{it}^2) / \partial x_{it}] \\ &+ [(\lambda_i * \partial (\overline{X_i} - \sum_{t=1}^3 x_{it}) / \partial x_{it})] \\ &+ [(\eta_i * \partial (-\overline{X_i} + \sum_{t=1}^3 x_{it}) / \partial x_{it})] \\ &+ [\sum_{t=1}^3 (\mu_{it} * \partial (\overline{X_{it}} - x_{it}) / \partial x_{it})] \\ &+ [\sum_{t=1}^3 (\gamma_{it} * \partial (-\underline{X_{it}} + x_{it}) / \partial x_{it})] \end{aligned}$$

$$i = 1, \dots, n \text{ og } t = 1, \dots, 3$$

Kuhn Tucker-betingelsene, skrevet ut ledd for ledd:

- $L_i(x_{it}) / \partial x_{it} =$   
 $(p_t - k * x_{it}) + \lambda_i + \eta_i + \sum_{t=1}^3 \mu_{it} + \sum_{t=1}^3 \gamma_{it} \leq 0$   
 $x_{it} \geq 0$   
 $x_{it} * \partial L_i(x_{it}) / \partial x_{it} = 0$
- $\partial L_i(x_{it}) / \partial \lambda_i = \overline{X_i} - \sum_{t=1}^3 x_{it} \leq 0$   
 $\lambda_i \geq 0$   
 $\lambda_i * \partial L_i(x_{it}) / \partial \lambda_i = 0$



- $$\partial L_i(x_{it}) / \partial \eta_i = -\bar{X}_i + \sum_{t=1}^3 x_{it} \leq 0$$

$$\eta_i \geq 0$$

$$\eta_i \sum_{t=1}^3 x_{it} \cdot \partial L_i(x_{it}) / \partial \eta_i = 0$$
- $$\partial L_i(x_{it}) / \partial \mu_{it} = \sum_{t=1}^3 (\bar{X}_{it} - x_{it}) \leq 0$$

$$\mu_{it} \geq 0$$

$$\mu_{it} \cdot \partial L_i(x_{it}) / \partial \mu_{it} = 0$$
- $$\partial L_i(x_{it}) / \partial \gamma_{it} = \sum_{t=1}^3 (-\bar{X}_{it} + x_{it}) \leq 0$$

$$\gamma_{it} \geq 0$$

$$\gamma_{it} \cdot \partial L_i(x_{it}) / \partial \gamma_{it} = 0$$

alle  $i = 1, \dots, n$  og  $t = 1, \dots, 3$

Leders optimeringsproblem er ikke regnet ut her. Tilpasningen finnes numerisk ved å maksimere profitten ved hjelp av programmet GAMS og en løsningsalgoritme som bruker ikke-lineær programmering, se kapittel 6.3.

### 6.2. Kalibrering av modellens data og parameterverdier

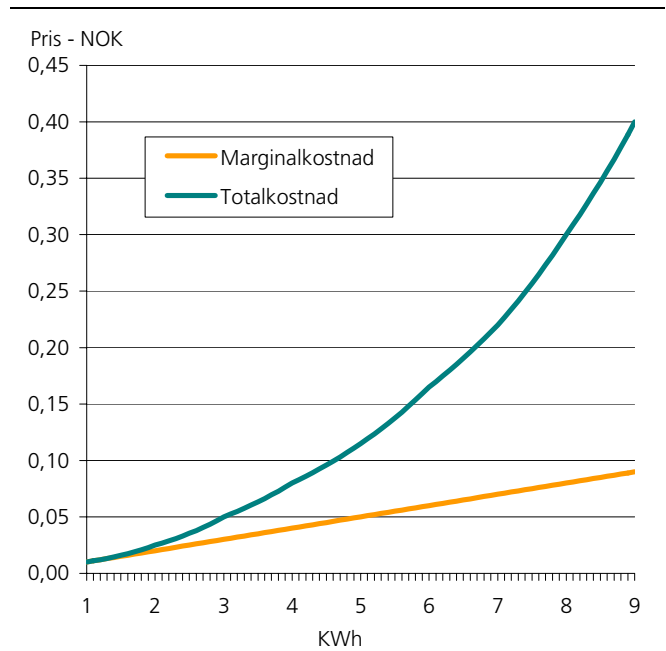
Modellen er kalibrert med faktiske timedata for produksjon og priser fra en tilfeldig valgt dag i det norske markedet. Samlet etterspørsel er også kalibrert med faktiske produksjonsdata, slik at tilbud og etterspørsel blir samsvarende størrelser. Modellen simulerer dermed et lukket marked for produksjon og forbruk av elektrisitet, uten de effektene som ligger i import- og eksportkapasiteter.

Modellen kalibreres videre av definerte minimums- og maksimumsnivåer for produksjon - time for time. Definert minimumsproduksjon er ment å gjenspeile krav om minstevannføring (vannføringsreglement), mens maksimumsproduksjon tilsvarer kraftprodusentenes tilgjengelige generatorkapasitet. Begrensningene er definert lik henholdsvis laveste og høyeste inputparameter for produksjon.

Produsentene er stilt overfor et krav om at tilgjengelig energiproduksjonskapasitet (vannressursen) skal benyttes over modellens simuleringsperiode. Denne restriksjon hindrer produsenten i å la vann gå i overflom, eller ikke å nyttiggjøre tilgjengelig kapasitet.

Leders markedsandel varierer i intervallet 0,3 - 0,6 ved ulike simuleringer, og er ment å gjenspeile markeds-konsentrasjon slik den er fremstilt i kapittel fem. Elastisitetene varierer mellom -0,5 og -0,05 og fremstiller markedets kortsiktige etterspørsels-elastisiteter for modellens simuleringsperiode.

Figur 6.1. Modellens total- og marginalkostnadsfunksjoner



Konstanten  $k$  i kostnadsfunksjonen er satt lik 0,005, og stigningstallet i marginal- kostnadsfunksjonen tar dermed verdien 0,01. Dette gir en svakt økende lineær marginalkostnadsfunksjon, hvilket er ment å gjenspeile vannkraftprodusentens totalt og marginalt lave produksjonskostnader.

Produksjonens marginalkostnad stiger lineært med 1 øre/kWh, mens totalkostnadene starter på 0,5 øre/kWh og stiger eksponentielt, som vist i figur 6.1.

### 6.3. Implementering av modellen

Modellen er utviklet i modelleringsprogrammet GAMS (Brooke, 1992). Simuleringene er gjort med bruk av "solveren" CONOPT2, og som kontrollinstrument i forbindelse med utvikling av modellen er det også gjort simuleringer med "solveren" MINOS5.

I appendiks A er modellen med tilhørende variabler og parametere beskrevet slik den er fremstilt i GAMS.

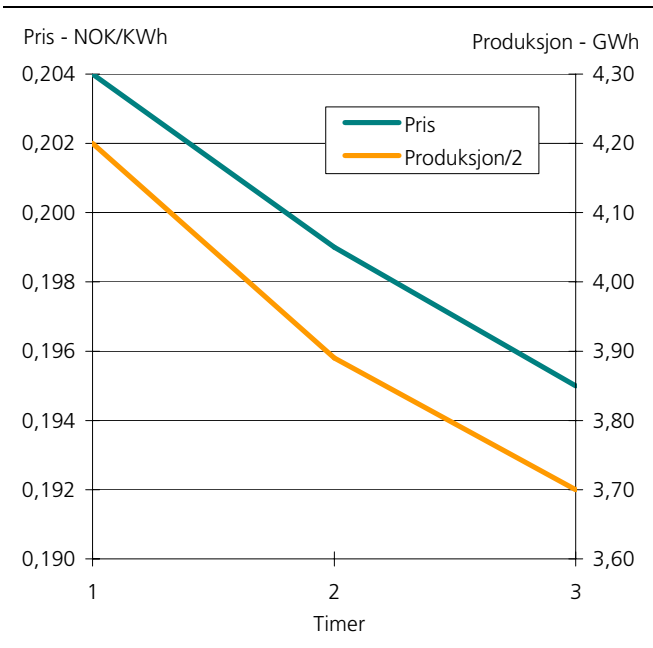
### 6.4. Beregninger

#### 6.4.1. Kalibreringsdata og resultater ved frikonkurranse

Tallene for pris og produksjon i tabell og figur 6.2 viser de kalibreringsdata som er benyttet i modellen. Både pris- og produksjonstall er relativt jevnt fordelt mellom periodene, som forklares med at valgte data representerer et produksjonsdøgn med et jevnt etterspørselsmønster. Produksjonstallene er også satt lik halve da dette tilsvarer markedsandelene til leder og følgergruppe i referansekjøringen, hvilket gjør at produksjonsfordelingen for disse aktørene direkte kan sammenlignes med hverandre.

**Tabell 6.2. Kalibreringsdata og resultater med simulering under frikonkurranse**

Timer	Pris	Total produksjon	Produksjon/2
1	0,204	8,40	3,70
2	0,199	7,78	3,89
3	0,195	7,40	4,20
Minimumsproduksjon		7,40	3,70
Maksimumsproduksjon		8,40	4,20
Profitt		3,78	1,89

**Figur 6.2. Resultater under frikonkurranse**

Modellen med forutsetning om frikonkurranse er basert på den samme rammen av kalibrerings- og parameterverdier som referansemodellen, slik at pris, produksjonstilpasning og samlet profitt for de ulike markedsløsningene direkte kan sammenlignes.

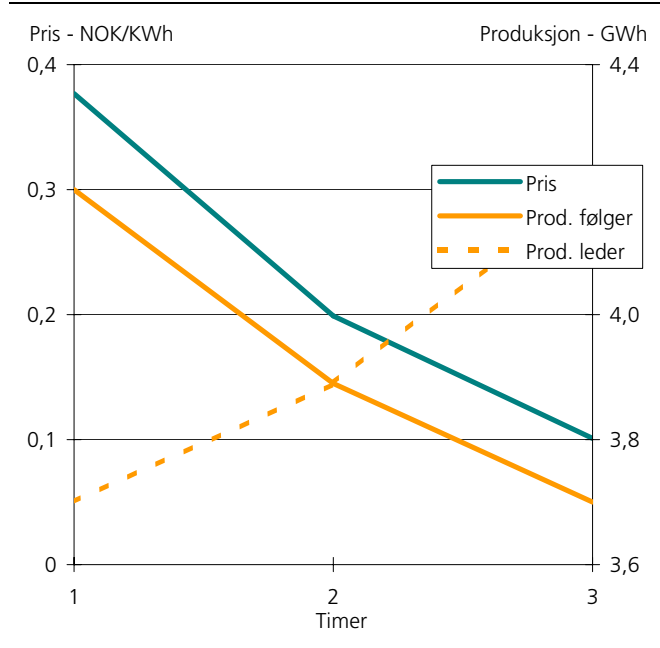
I tillegg til at tabell og figur 6.2 gir en oversikt over kalibreringsdata, representerer verdiene også resultatene fra modellsimuleringen under frikonkurranse. Både pris og produksjonsfordeling i modellsimuleringen tar altså de samme verdiene som data brukt til kalibrering av modellen.

#### 6.4.2. Referansekjøring - 50% markedsandel for leder og etterspørselastisitet lik -0,1

Analysen av mulig markedsstrategi er gjort med utgangspunkt i en basismodell, kalt referansekjøring. I referansekjøringen er det benyttet en etterspørselastisitet på -0,1, mens leders markedsandel er satt til 50%. Markedsinndelingen er valgt for direkte å kunne sammenlikne lederens og følgergruppens produksjonsstrategier, ved at disse hver seg besitter en markedsandel på 50%. I utregningene av markedsandeler for Statkraft tidligere i kapittel 5, var ved den mest inkluderende definisjonen andelen nær opp til 50 prosent.

**Tabell 6.3 - Resultater under referansekjøringen**

Timer	Pris	Følgers produksjon	Leders produksjon
1	0,377	4,20	3,70
2	0,199	3,89	3,89
3	0,101	3,70	4,20
Minimumsproduksjon		3,70	3,70
Maksimumsproduksjon		4,20	4,20
Profitt		2,50	2,36

**Figur 6.3. Resultater under referansekjøringen**

Tabellen viser at maksimumsproduksjonen for begge aktører er 4,20 GWh, mens minimumsproduksjonen er på 3,70 GWh. Man ser at begge aktørene både utnytter maksimum- og minimumsbegrensningen, men i hver sin periode. Prisene er meget forskjellige i alle timene, med laveste på 0,10 NOK/kWh og høyeste 0,37 NOK/kWh.

Time 1 byr på høyeste pris, og følger produserer her med maksimal kapasitet. Dette er optimalt for gruppen av følgere, da de er kvantumstilpassere i markedet, et resultat som samsvarer med løsningen for frikonkurranse. Leder, som antas å ha markedsrett, produserer derimot på sin minimumsbegrensning. Dette forklares med poenget om at aktøren holder tilbake kapasitet i noe vi kan kalle døgnetts høylastperiode, for dermed å oppnå høyere pris.

Time 2 er å betrakte som en mellomstasjon der begge aktører har lik produksjonstilpasning, hvor både priser og produksjon er på nivå med kalibreringsdata.

Time 3 gir det andre ytterpunktet i produksjonsmønsteret, og prisen er på sitt laveste. Følger bruker så lite vann som mulig og produserer på minimum. Leder må tilfredsstille kravet om at alt vannet skal utnyttes over perioden, og produserer derfor på sin maksimumskapasitet.

Produksjonsmønsteret bekrefter at en aktør med markedsrett utnytter perioder med stor etterspørsel ved å holde tilbake noe av sin produksjonskapasitet, for å oppnå en høyere pris i markedet. Produsenten må utnytte all energiproduksjonskapasitet i perioden, og produserer derfor mer i perioder med lav etterspørsel og lav pris. Aktøren kan med andre ord sies å ha tilstrekkelig med makt i markedet til at denne strategien totalt sett blir lønnsom. Et viktig poeng er at prisene må heves med et visst minimum for at en slik strategi kan gjøres lønnsom. Denne strategien for utnyttelse av energiproduksjonskapasitet vil altså ikke være profittmaksimerende for lederen om den kun i liten grad evner å manipulere prisene i markedet.

De store prisforskjellene mellom timene forklares med den relativt lave etterspørselselastisiteten som nyttes i modellen. Den kortsiktige prisfølsomheten kan imidlertid reelt sies å være lav for etterspørsel etter elektrisitet i det norske markedet. I Johnsen et. al (2000) er det gjort en analyse der disse elastisitetene varierte mellom -0,03 og -0,07. I andre analyser gjøres det bruk av elastisiteter på -0,5, se Hådén (1996).

Simuleringen med frikonkurransmodellen gir en samlet profitt for aktørene i markedet på 3,78. Profitt under referansekjøringen blir 4,86, en vesentlig økning på hele 30%. Forskjellen representerer et mål på den potensielle verdien som ligger i utøvelse av markedsrett, for den markedsrett modellen er ment å reflektere.

### 6.4.3. Høyere etterspørselselastisitet

Den kortsiktige elastisiteten i etterspørsel etter elektrisitet, er i referansekjøringen definert å være -0,1. I denne delen av rapporten benyttes en elastisitet på -0,5. Markedsandelen til leder holdes konstant på 50%.

Høyere elastisitet gjør etterspørselen mer følsom overfor prisendringer. Som man ser innebærer også justeringen omfattende endringer i priser og produksjonsfordeling for leder.

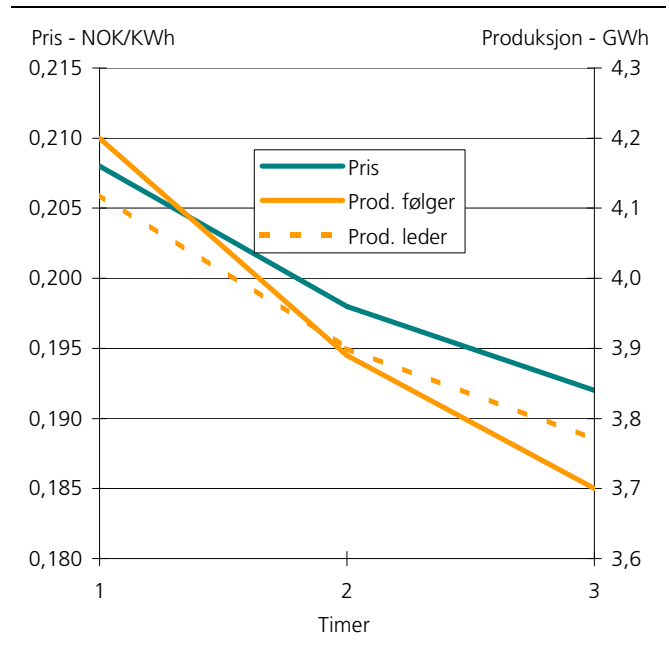
Følgers produksjon er tilsvarende referansen, da grenseverdiene (maksimum og minimum) også er de samme. Prisen følger også det samme mønsteret, men varierer mindre over timene enn i referansekjøringen, dog mer enn under frikonkurranse. Prisen er lik utgangsdata i time to og kun litt høyere i time en - tilsvarende litt lavere i time tre.

I referansen produserer leder på minimum ved høyeste pris, og maksimum ved laveste pris. I gjeldende scenario er dette totalt endret, og leder produserer ikke på skrankene i noen av timene. Kurven for produksjonstilpasning har i tillegg fått en helning i motsatt retning. Dette indikerer at markedsmakten, skapt gjennom tilbakeholdt kapasitet, nå i langt mindre grad kan utnyttes for å øve press på prisene. Produksjons

Tabell 6.4. Resultater med etterspørselselastisitet lik -0,5

Timer	Pris	Følgers produksjon	Leders produksjon
1	0,208	4,20	4,12
2	0,198	3,89	3,90
3	0,192	3,70	3,77
Minimumsproduksjon		3,70	3,70
Maksimumsproduksjon		4,20	4,20
Profitt		2,12	2,12

Figur 6.4. Pris og produksjon med elastisitet lik -0,5



mønsteret til leder fordeler seg tilsvarende det til følger, dog med en noe flatere kurve. Leder produserer altså nesten opp til maksimum i høyprisperioden og nær minimum i lavprisperioden, og holder således fortsatt tilbake kapasitet i høylast, men nå kun marginalt. Markedets samlede profitt er allikevel fortsatt betydelig høyere enn ved frikonkurranseløsningen.

### 6.4.4. Lavere etterspørselselastisitet

I dette scenariet er etterspørselselastisiteten -0,05, alt annet likt.

Med lavere elastisitet blir etterspørselen mindre følsom overfor prisendringer. Dette kan tydelig illustreres med tabell og figur 6.5, der elastisiteten er lik -0,05. Begge produsentene fordeler energikapasiteten slik tilfellet var i referansen, og effekten av markedsrett kommer til syne i prisene. Selv med lik markedsandel som i referansen, har lederen nå oppnådd en sterkere grad av markedsrett som følge av den lave elastisiteten. Høylastprisen har økt kraftig, mens den laveste prisen har sunket betraktelig. Leders profitt blir allikevel samlet sett økende.

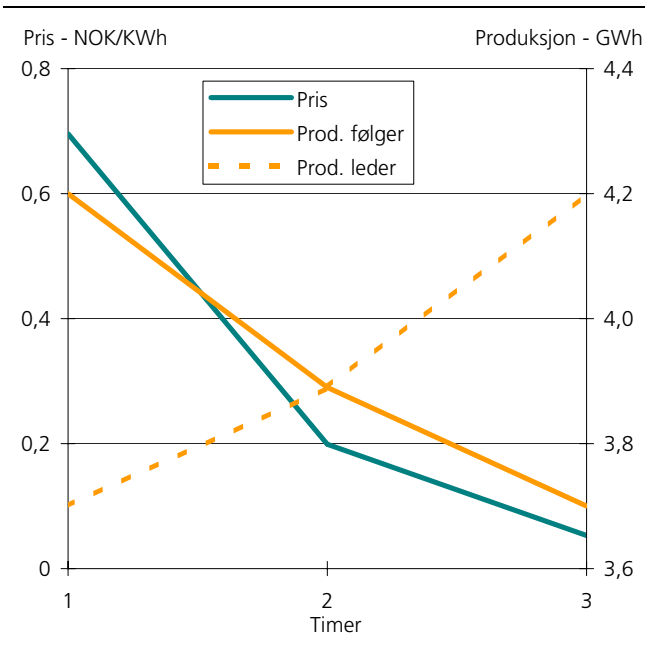
Tabell 6.5. Resultater med etterspørselstetthet lik -0,05

Timer	Pris	Følgers produksjon	Leders produksjon
1	0,696	4,20	3,70
2	0,199	3,89	3,89
3	0,053	3,70	4,20
Minimumsproduksjon		3,70	3,70
Maksimumsproduksjon		4,20	4,20
Profitt		3,36	3,34

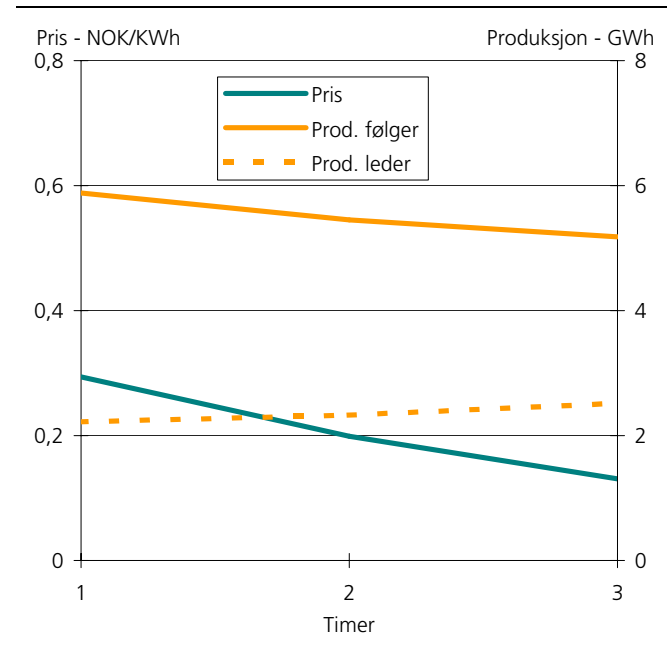
Tabell 6.6 - Resultater med markedsandel lik 30%

Timer	Pris	Følgers produksjon	Leders produksjon
1	0,294	5,88	2,22
2	0,199	5,45	2,33
3	0,131	5,18	2,52
Minimumsproduksjon		5,18	2,22
Maksimumsproduksjon		5,88	2,52
Profitt		3,03	1,36

Figur 6.5. Pris og produksjon med elastisitet lik -0,05



Figur 6.6. Pris og produksjon med markedsandel lik 30%



#### 6.4.5. Lavere markedsandel for leder

Markedsandelen til leder ble i referansen antatt å være 50% av det totale markedet. I det faktiske norske markedet ser man av konsentrasjonsmålene i kapittel fem, at CR1 varierer fra 0,3 til 0,6 ved ulike definisjoner av begrensningen i utstrekningen av det relevante markedet. For å simulere en markedsstilpassing med mer reelle markedsandeler i ulike regioner, er det gjort simuleringer med en markedsandel på 30%. Etterspørselstettheten er holdt lik den i referansekjøringen, altså -0,1.

Lavere markedsandel gir lederprodusenten mindre evne til å påvirke prisene i markedet. Har vi imidlertid et marked med generelt lave etterspørselstettheter, kan man allikevel oppleve at en aktør, selv med lav markedsandel, kan utnytte en betydelig grad av markedsrett.

I tabell og figur 6.6, ser man at en ledende aktøren med kun 30% markedsandel, allikevel tilpasser produksjonen slik som i referansen. Leder produserer med minste kapasitet i høypristimen, og tilsvarende maksimal kapasitet i lavpristimen. Markedslederen har altså fortsatt tilstrekkelig med makt i markedet til å utnytte egen produksjonstilpassing for å presse opp prisene. Nivået på høypristimen økes betydelig, opp til hele 0,294 NOK/kWh.

#### 6.4.6. Høyere markedsandel for leder

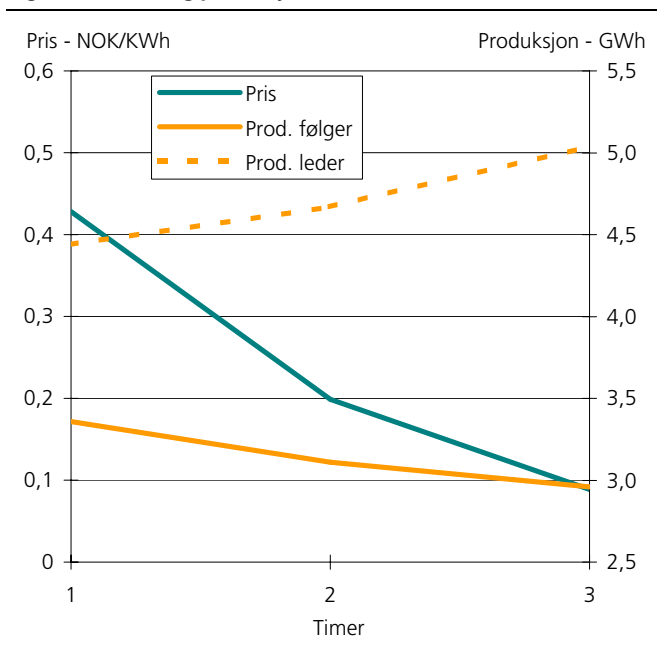
For påfølgende simulering er leders markedsandel satt til 60%. En markedsrett (CR1) som dette finner vi i NO3 ved en tredeling av markedet.

I denne situasjonen er produksjonstilpassningen lik referansekjøringen og situasjonen med 30% markedsandel. Forskjellen og betydningen av markedsrett ligger i prisene, og dermed også samlet profitt, med en høypristime på hele 0,428 NOK/kWh.

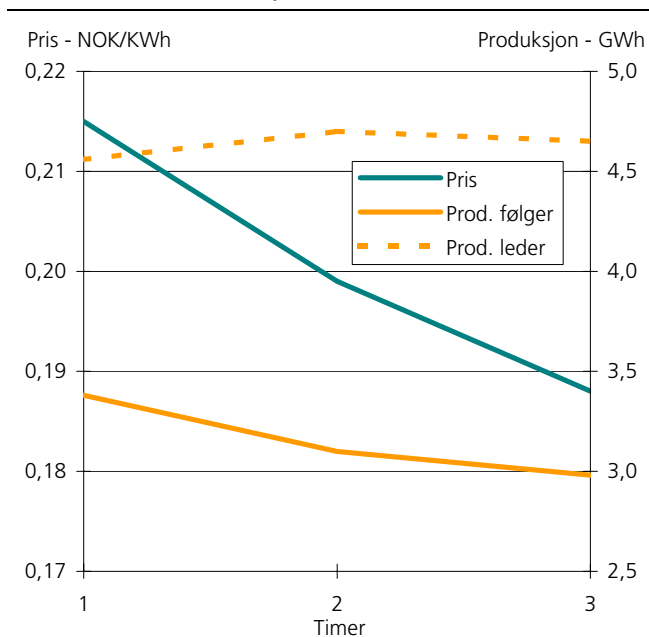
Tabell 6.7. Resultater med markedsandel lik 60%

Timer	Pris	Følgers produksjon	Leders produksjon
1	0,428	3,36	4,44
2	0,199	3,11	4,67
3	0,089	2,96	5,04
Minimumsproduksjon		2,96	4,44
Maksimumsproduksjon		3,36	5,04
Profitt		2,17	2,95

Figur 6.7. Pris og produksjon med markedsandel lik 60%



Figur 6.8. Pris og produksjon med elastisitet på -0,5 og en markedsandel på 60%



**6.4.7. Ulike etterspørselastisiteter og markedsandeler - kombinert**

I simuleringsarbeidet er det foretatt også andre kombinasjoner av andeler og elastisiteter enn de som er beskrevet over. Resultatene fra dette ga ikke nevneverdige forskjeller fra ovenstående resultater, men det som imidlertid kan trekkes fram er en situasjon med elastisitet på -0,5 og markedsandel på 60%. I foregående eksempler med tilsvarende elastisitet artet leders produksjonsmønster seg noe annerledes enn de andre simuleringene, med en produksjon nær maksimum i høypristimen.

Når markedsandelen økes til 60% (og elastisiteten er -0,5), tilpasses leders produksjonsmønster situasjonen i referansekjøringen, der produksjonen er lavere i høypristimen enn i lavpristimen (figur 6.8). Med høy etterspørselastisitet i markedet kan en derfor generelt si at en er avhengig av relativt store andeler for å evne nevneverdig bruk av markedsrett.

**6.4.8. Hovedresultat fra beregningene**

Med antagelser om kraftmarkedet slik det er beskrevet ovenfor, finner vi at en aktør med markedsrett i alle simuleringer utnytter perioder med stor etterspørsel ved å holde tilbake noe av sin produksjonskapasitet for å oppnå høyere pris.

## 7. Oppsummerende konklusjoner

Tilbudssiden i det norske kraftmarkedet er preget av et betydelig antall aktører. Store deler av produksjonskapasiteten av imidlertid fordelt på et fåtall av aktørene, og Statkraft står alene for omfattende produksjonsvolum i alle deler av landet. Det er per i dag relativt god balanse mellom forbruk og produksjon av kraft, men forbruksveksten er større enn veksten i produksjonskapasitet, en situasjon som er forventet og stramme seg ytterligere til i kommende år. Dette innebærer i så tilfelle at kraftmarkedet vil bli utsatt for hyppigere tilfeller av transmisjonsbegrensninger i overføringsnett, noe som øker relevansen for å betrakte Norge som ett eller flere separate markeder.

Markedsinndelingen gjenspeiler prisområder slik de forekommer i Norge i dag, med bruk av en, to eller tre regioner. Markedet nasjonalt er i utgangspunktet betydelig konsentrert, men allikevel under den såkalte 40%-regelen. Legger man til grunn Statkrafts eierskap i andre store aktører, samt deres planer om oppkjøp, øker Statkrafts markedsandel med hele 20%. Også Herfindahlsindeksen viser at vi i så tilfelle har å gjøre med et sterkt konsentrert marked, med potensial for bruk av markedsrett.

Ved en inndeling i flere regionale markeder, finner vi at markedsstrukturen i det sørlige Norge er liknende det vi har nasjonalt. Midt-Norge er i utgangspunktet lavere konsentrert enn hva de nasjonale målene antyder, men etter omdefineringen av eierskap har vi at Statkraft står for omlag halvparten av kapasiteten i regionen. Dette er også gjeldende for Midt- og Nord-Norge sett under ett. Ved en tredeling av markedet viser resultatene at Statkraft i Nord-Norge besitter nær 60% av kapasiteten.

Konsentrasjonsmålene viser at hele markedet i utgangspunktet er relativt sterkt konsentrert, og at graden av markedskonsentrasjon øker betraktelig nordover i landet. Den generelt lave differansen mellom CR1 og CR3 (CR1 er markedsandel til største aktør, mens CR3 er markedsandelen til de tre største aktørene.) indikerer at Statkraft i stor grad alene utgjør målene på markedskonsentrasjon. Dette er også en situasjon som forsterkes i regionene lengst nord.

Tallene viser også at resultatet av de beskrevne oppkjøpsplanene utgjør et betydelig påslag på markeds-konsentrasjonen i Sør- og Midt-Norge.

Markedskonsentrasjonsmålene antyder en betydelig differanse mellom resultatene avhengig av hvilke kapasitetsmål som benyttes. Dette betyr at beregninger av markedskonsentrasjon og markedsrett avhenger sterkt av hvilke måltall som legges til grunn, og vil derfor ha stor innvirkning på resultatene avhengig av hvilke situasjoner som vurderes.

Ulike politiske vedtak og regler gjør at markedsadgangen til kraftmarkedet anses for å være relativt lav. Dette innebærer at også konkurransepresset kan betraktes som lavt, hvilket gjør at potensialet for bruk av markedsrett forsterkes. Markedsturbulensen i kraftmarkedet kan, på tross av store omfattende endringer i eierstrukturer, sies å være relativt liten. Dette forklares med god oversiktighet og god innfor-masjon blant annet som følge av den oppmerksomhet som preger markedet.

I modelleringen er markedsinndeling og markeds-konsentrasjon benyttet slik det er fremstilt i markeds-analysen. Med antagelse om kraftmarkedet slik det er beskrevet, finner vi at en aktør med markedsrett utnytter perioder med stor etterspørsel ved å holde tilbake noe av sin produksjonskapasitet for å oppnå høyere pris. I alle utførte simuleringer har aktøren tilstrekkelig med rett i markedet til at denne strategien totalt sett blir lønnsom. Dette til tross for at all resterende energiproduksjonskapasitet da må utnyttes i perioder med lav etterspørsel, hvilket gjør at prisene synker til et lavere nivå enn hva som ville vært tilfelle i en situasjon med frikonkurranse.

Resultatene fremkommet i denne oppgaven viser at det norske kraftmarkedet er hva vi kan kalle fra moderat til meget sterkt konsentrert, avhengig av hvordan eier-skap og markedsavgrensning defineres. De største aktørene etter Statkraft er ofte konsentrert innen mindre geografiske områder, hvilket betyr at konsentrasjonsmålene generelt gir høyere verdier for mindre regionale markeder. Selv i simuleringer med

markedsandel på kun 30%, viser resultatene et potensial for bruk av markedsrett. Dette er mulig som følge av det prisreaksjonsmønster fra etterspørselssiden som karakteriserer det kortsiktige norske kraftmarkedet.

# Referanser

- Bjorvatn, Kjetil (1998). *Metode for analyse av konkurranseforhold*. SNF-rapport 15/98, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Bergen.
- Borenstein, S., J. Bushnell and F. Wolak (2000): *Diagnosing Market Power in California's Restructured Wholesale Electricity Market*. NBER Working Paper No. 7868, National Bureau of Economic Research.
- Bremnes, Helge (1994). *Statistiske metoder for analyser av markedsavgrensing*. NF-rapport 18/94, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Brgen.
- Brooke, Anthony et al. (1992). *GAMS, Release 2.25*. The Scientific Press.
- Bye, Torstein et al. (2002). *Statkraft: Stor og deilig – eller?* Artikkel: Dagens Næringsliv, 15/03-02.
- Chiang, Alpha (1984). *Fundamental Methods of Mathematical Economics*. McGraw Hill.
- Clarke, Robert (1989). *Industrial economics*. Basil Blackwell.
- Crespo, Joseph G og Herrera, César (2002). *Incorporating Network Models into FERCs New Approach to Market Power Analysis*. Elsevier Science Inc., Feb 2002.
- Haug, Trond Espen (2001). *Database over norsk vannkraftproduksjon og ledningsnett*. Notat, Statistisk sentralbyrå.
- Hådén, Erik. (1996). *An analysis of Grid Pricing and Investments in Sweden and Norway*. Draft, Stockholm School of Economics.
- Johnsen, Tor Arnt, Finn Roar Aune and Alexander Vik (2000). *The Norwegian Electricity Market: Is There Enough Capacity Today and Will There Be Sufficient Capacity in Coming Years?* Statistisk Sentralbyrå, Rapporter 2000/26.
- Johnsen, Tor Arnt og Aune, Finn Roar (2000). *Det Nordiske kraftmarkedet mot 2010 - Energi og miljø ved et tidsskille*". Norges forskningsråd, 2001.
- Johnsen, Tor Arnt og Cecilie Lindh (2001). *Økende knapphet i kraftmarkedet. Vil en prisoppgang påvirke forbruket?* Økonomiske Analyser 6/2001, Statistisk sentralbyrå.
- Johnsen, Tor Arnt et al. (2001). *Zonal Pricing and Demand-Side Bidding in the Norwegian Electricity Market*. 11. juni 2001.
- Konkurransetilsynet (1995). *Retningslinjer for inngrep mot bedriftsøkonomi*.
- Konkurransetilsynet (2002). [www.konkurransetilsynet.no/konkurranseloven](http://www.konkurransetilsynet.no/konkurranseloven).
- Morch, Stein (2002). *Rekordtopp i eierkampen*. Energi 01/02.
- Nordel (2002). *Nordisk systemutviklingsplan 2002*. Nordel.
- Olje- og energidepartementet (2001). *Faktahefte 2001, Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge*. Olje- og energidepartementet.
- Olsen, Ole Jess et al. (2000). *Konkurrence i elsektoren?* Jurist- og Økonomforbundets Forlag.
- Orr, Dale (1974). *An index of entry barriers and its application to the market structure performance relationship*. Journal of Industrial Economics.
- Read, Grant (1979). *Deterministic Reservoir Operation: An Application of the Economic Principle*. New Zealand Ministry of Energi Report # ER4006.
- Schmalensee, Richard (1989). *Inter-industry studies of structure and performance*. kap.16 I Schmalensee, R. og R.D. Willig (1989). *Handbook of Industrial Organization*, Volum II, Elsevier Science Publisher.



Statnett (2001). *Nettutviklingsplan 2001 – 2010*. Statnett.

U.S. Department of Energy (2000). *Horizontal Market Power in Restructured Electricity Markets*. Office of Policy, U.S. Department of Energy, Washington DC, March 2000.

von der Fehr, Nils-Henrik et al. (1998a). *Ikke for å vinne?* SNF-rapport 8/98, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Bergen.

von der Fehr, Nils-Henrik et al. (1998b). *Krysseierskap og eierkonsentrasjon i det norsk-svenske kraftmarkedet*. SNF-rapport 15/98, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Bergen.

## Vedlegg A

**Modellen slik den er formulert i GAMS**

Option NLP = CONOPT2 ;      Modellens solver.  
 \*Option NLP = MINOS5 ;      Solver benyttet som kontrollinstrument.

SETS  
 T Tid /1\*3/ ;              Timene 1 – 3.  
 TTT(T) /1\*3/ ;            Alternativ fremstilling av timene 1 – 3.

ALIAS (T,TT) ;              Aliasfremstillingen skiller like timer fra hverandre,  
 ALIAS (TTT,TTTT) ;        der dette forekommer i et og samme uttrykk i modellen.

PARAMETER Stot ;            Total kraftproduksjon i GWh i løpet av 3 timer.  
 PARAMETER StotM ;         Total kraftproduksjon i GWh i løpet av 3 timer for Leder.  
 PARAMETER StotF ;         Total kraftproduksjon i GWh i løpet av 3 timer for Følger.  
 PARAMETER Stot\_utfall ;    Total kraftproduksjon i GWh i løpet av 3 timer.  
 PARAMETER Stot\_utfallM ;   Total kraftproduksjon i GWh i løpet av 3 timer for Leder.  
 PARAMETER Stot\_utfallF ;   Total kraftproduksjon i GWh i løpet av 3 timer for Følger.  
 PARAMETER S\_O\_GJENNOMSNIITT ;    Gjennomsnittsproduksjon i GWh per time.  
 PARAMETER S\_O\_GJENNOMSNIITT\_M ;   Gj.snittsprod. i GWh per time for Leder.  
 PARAMETER S\_O\_GJENNOMSNIITT\_F ;   Gj.snittsprod. i GWh per time for Følger.

PARAMETER P\_O(T)            Faktiske timepriser i 3-timersperioden i NOK per MWh.  
 / 1 204  
 2 199  
 3 195 / ;

P\_O(T) = P\_O(T)/1000 ;        Dividerer på 1000 slik at prisene uttrykkes i NOK per GWh.

PARAMETER S\_O(T)            Faktiske timeproduksjonstall i 3-timersperioden.  
 / 1 8400  
 2 7781  
 3 7400 / ;

S\_O(T) = S\_O(T) / 1000 ;        Dividerer på 1000 slik at produksjonen uttrykkes i GWh.

Stot = SUM (TTT,S\_O(TTT)) ;    Total kraftproduksjon er summen av produksjonen  
 i 3-timersperioden.

DISPLAY Stot ;

PARAMETER S\_OM(TTT) ;        Antatt timeproduksjonstall i 3-timersperioden  
 i GWh for Leder ;

PARAMETER S\_OF(TTT) ;        Antatt timeproduksjonstall i 3-timersperioden  
 i GWh for Følger

PARAMETER ANDEL\_M            Leders markedsandel.  
 /0.5/ ;

StotM = Stot \* ANDEL\_M ;        Total kraftproduksjon i GWh i løpet av tre timer for Leder

StotF = Stot \* (1-ANDEL\_M) ;    Total kraftproduksjon i GWh i løpet av tre timer for Følger

$S\_OM(TTT) = \frac{S\_O(TTT) * ANDEL\_M}{i \text{ GWh for Leder.}}$       Antatt timeproduksjonstall i 3-timersperioden

$S\_OF(TTT) = \frac{S\_O(TTT) * (1-ANDEL\_M)}{i \text{ GWh for Følger.}}$       Antatt timeproduksjonstall i 3-timersperioden

PARAMETER MAXPROD ;      Maksimal produksjon i en time totalt.  
 PARAMETER MAXPRODM ;      Maksimal produksjon i en time for Leder.  
 PARAMETER MAXPRODF ;      Maksimal produksjon i en time for Følger.

MAXPROD = SMAX (TTT,S\_O(TTT)) \* 1.0 ;  
 DISPLAY MAXPROD ;

MAXPRODM = SMAX (TTT,S\_OM(TTT)) \* 1.0 ;  
 DISPLAY MAXPRODM ;

MAXPRODF = SMAX (TTT,S\_OF(TTT)) \* 1.0 ;  
 DISPLAY MAXPRODF ;

PARAMETER MINPROD ;      Minimumsproduksjon i en time totalt.  
 PARAMETER MINPRODM ;      Minimumsproduksjon i en time for Leder.  
 PARAMETER MINPRODF      Minimumsproduksjon i en time for Følger.

MINPROD = SMIN (TTT,S\_O(TTT)) \* 1.0 ;  
 DISPLAY MINPROD ;

MINPRODM = SMIN (TTT,S\_OM(TTT)) \* 1.0 ;  
 DISPLAY MINPRODM ;

MINPRODF = SMIN (TTT,S\_OF(TTT)) \* 1.0 ;  
 DISPLAY MINPRODF ;

$S\_O\_GJENNOMSNIITT = Stot/3$  ;      Gjennomsnittsprduksjon per time totalt.  
 $S\_O\_GJENNOMSNIITT\_M = StotM/3$  ;      Gjennomsnittsprduksjon per time for Leder.  
 $S\_O\_GJENNOMSNIITT\_F = StotF/3$  ;      Gjennomsnittsprduksjon per time for Følger.

PARAMETER D\_O(T)    Eterspørsel i 3-timersperioden i MWh (lik produksjonstallene).  
 / 1 8400  
 2 7781  
 3 7400 / ;

$D\_O(T) = D\_O(T) / 1000$  ;      Dividerer på 1000 slik at etterspørsel uttrykkes i GWh.

PARAMETER alfa(TTT) ;      Konstantledd i etterspørselsfunksjonen.  
 PARAMETER beta(TTT) ;      Stigningstall i etterspørselsfunksjonen.

beta(TTT) = -0.1 ;

alfa(TTT) =  $D\_O(TTT) / (P\_O(TTT)**(beta(TTT)))$  ;

DISPLAY alfa ;  
 DISPLAY beta ;

## VARIABLES

D(TTT)	Etterspørsel etter kraft time t.
S(TTT)	Tilbud av kraft time t.
SM(TTT)	Tilbud av kraft time t fra Leder.
SF(TTT)	Tilbud av kraft time t fra Følger.
P(TTT)	Pris time t.
SKYG_MAXF(TTT)	Skyggepris på maksproduksjon for Følger i periode t.
SKYG_MINF(TTT)	Skyggepris på minproduksjon for Følger i periode t.
SKYG_ENEF_EN	Skyggepris på samlet produksjon for Følger.
SKYG_ENEF_TO	Skyggepris på samlet produksjon for Følger.
FLOY_PROF	Profitt Følger.
STACK_OPT ;	Optimant under Stackelberg.

## Positive variables

D, S, SM, SF, P, SKYG\_MAXF, SKYG\_ENEF\_EN, SKYG\_ENEF\_TO, SKYG\_MINF ;

D.L(TTT) = D\_O(TTT) ;  
 S.L(TTT) = S\_O(TTT) ;  
 SM.L(TTT) = S\_OM(TTT) ;  
 SF.L(TTT) = S\_OF(TTT) ;  
 P.L(TTT) = P\_O(TTT) ;  
 P.LO(TTT) = 0.001 ;

Skranke for lavest mulige pris.

## EQUATIONS

FOBF_EN(TTT)	Beskrivelse av modellens likninger, med påfølgende likningsoppsett.
FOBF_TO(TTT)	Førsteordensbetingelse for profittmaks. for Følger time t.
SU_EN	Kuhn-Tucker betingelse 1, for profittmaks. for Følger time t.
SU_TO	Tilbud av kraft.
SUMM_EN	Tilbud av kraft, omvendt likning.
SUMM_TO	Tilbud av kraft fra Leder.
SUFF_EN	Tilbud av kraft fra Leder, omvendt likning.
SUFF_TO	Tilbud av kraft fra Følger.
SUFF_ENEN	Tilbud av kraft fra Følger, omvendt likning.
SUFF_TOTO	Kuhn-Tucker betingelse 2, for Følger time t.
MAXPROD_M(TTT)	Kuhn-Tucker betingelse 2, for Følger, time t, omvendt likning.
MAXPROD_F(TTT)	Maksimal produksjon i time t for Leder M.
MAXPROD_FF(TTT)	Maksimal produksjon i time t for Følger F.
MINPROD_M(TTT)	Kuhn-Tucker betingelse 3, for Følger time t.
MINPROD_F(TTT)	Minimal produksjon for Leder time t.
MINPROD_FF(TTT)	Minimal produksjon for Følger time t.
DE(TTT)	Kuhn-Tucker betingelse 4, for Følger time t.
LIKEVEKT(TTT)	Samlet etterspørsel.
PRIS_FORB(TTT,TTTT)	Etterspørsel lik tilbud.
FLOY_PROF_F	Forbruk lik eller større hvis pris er lik eller større.
STACKE_OPT ;	Profitt Følger.
	Optimering under Stackelberg.

```

FOBF_EN(TTT).. P(TTT) - (0.01 * SF(TTT)) - SKYG_ENEF_EN + SKYG_ENEF_TO -
                SKYG_MAXF(TTT) + SKYG_MINF(TTT) =L= 0 ;

FOBF_TO(TTT).. (P(TTT) - (0.01 * SF(TTT)) - SKYG_ENEF_EN + SKYG_ENEF_TO -
                SKYG_MAXF(TTT) + SKYG_MINF(TTT)) * (SF(TTT)) =E= 0 ;

SU_EN..        Stot - SUM((TTT), S(TTT)) =G= 0 ;
SU_TO..        -Stot + SUM((TTT), S(TTT)) =G= 0 ;

SUMM_EN..      StotM - SUM((TTT), SM(TTT)) =G= 0 ;
SUMM_TO..      -StotM + SUM((TTT), SM(TTT)) =G= 0 ;

SUFF_EN..      StotF - SUM((TTT), SF(TTT)) =G= 0 ;
SUFF_TO..      -StotF + SUM((TTT), SF(TTT)) =G= 0 ;

SUFF_ENEN..    SKYG_ENEF_EN * (StotF - SUM((TTT), SF(TTT))) =E= 0 ;
SUFF_TOTO..    SKYG_ENEF_TO * (-StotF + SUM((TTT), SF(TTT))) =E= 0 ;

MAXPROD_M(TTT).. MAXPRODM - SM(TTT) =G= 0 ;
MAXPROD_F(TTT).. MAXPRODF - SF(TTT) =G= 0 ;
MAXPROD_FF(TTT).. SKYG_MAXF(TTT) * (MAXPRODF - SF(TTT)) =E= 0 ;

MINPROD_M(TTT).. SM(TTT) - MINPRODM =G= 0 ;
MINPROD_F(TTT).. SF(TTT) - MINPRODF =G= 0 ;
MINPROD_FF(TTT).. SKYG_MINF(TTT) * (SF(TTT) - MINPRODF) =E= 0 ;

DE(TTT)..      D(TTT) =E= alfa(TTT) * (P(TTT) ** beta(TTT)) ;

LIKEVEKT(TTT).. D(TTT) =E= SM(TTT) + SF(TTT) ;

STACKE_OPT..   STACK_OPT =E= SUM((TTT), (P(TTT) * SM(TTT) -
                (0.005 * SM(TTT)**2))) ;

MODEL STACKEL /   FOBF_EN, FOBF_TO, SUMM_EN, SUMM_TO,
                  SUFF_EN, SUFF_TO, SUFF_ENEN, SUFF_TOTO,
                  MAXPROD_M, MAXPROD_F, MAXPROD_FF,
                  MINPROD_M, MINPROD_F, MINPROD_FF,
                  DE, LIKEVEKT, FLOY_PROF_F, STACKE_OPT / ;

SOLVE STACKEL USING NLP MAXIMIZING STACK_OPT ;

Stot_utfall = Sum(TTT, SM.L(TTT) + SF.L(TTT)) ;

```

## Tidligere utgitt på emneområdet

*Previously issued on the subject*

### Norges offisielle statistikk (NOS)

C703: Energistatistikk 2000

C691: Elektrisitetsstatistikk 1999

### Rapporter (RAPP)

2003/21: Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002-2003

2003/19: Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002/2003.

2003/11: Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging

2003/3: Dagens skattesystem i kraftsektoren - finnes det bedre alternativer?

2001/31: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010

2000/26: The Norwegian Electricity Market. Is There Enough Generation Capacity Today and Will There Be Sufficient Capacity in Coming Years?

### Discussion Papers (DP)

351: On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market

346: How to quantify household electricity end-use consumption

286: Gas power generation in Norway: Good or bad for the climate? Revised version

144: Prospects for a Common, Deregulated Nordic Electricity Market

### Sosiale og økonomiske studier (SØS)

102: Et effektivt kraftmarked - konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner

### Økonomiske analyser (ØA)

5/2003: Bente Halvorsen og Runa Nesbakken: Hvilke husholdninger ble rammet av vinterens høye strømpriser?

6/2002: Finn Roar Aune og Torstein Bye: Kraftkrise i Norge?

6/2001: Tor Arnt Johnsen og Cecilie Lindh: Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket?

4/2001: Torstein Bye, Pål Marius Bergh og Jon Ivar Kroken: Avkastning i kraftsektoren i Norge.

2/2001: Finn Roar Aune og Tor Arnt Johnsen: Kraftmarkedet med nye rekorder.

8/1998: Torstein Bye og Bente Halvorsen: Økonomiske målsettinger og resultater av energiloven.

7/1998: Finn Roar Aune, Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: Hva betyr en gjennomføring av Kyotoprotokollen for det norske og nordiske kraftmarkedet?

## De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter

### *Recent publications in the series Reports*

- 2003/11 F.R. Aune: Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskydet gasskraftutbygging. 2003. 35s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6372-7
- 2003/12 J. Lyngstad og J. Epland: Barn av enslige forsørgere i lavinntekthusholdninger. En analyse basert på registerdata. 2003. 96s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6377-8
- 2003/13 D. Fredriksen, K. Massey Heide, E. Holmøy og N.M. Stølen: Makroøkonomiske virkninger av endringer i pensjonssystemet. 2003. 91s. 180 kr inkl.mva. ISBN 82-537-5173-7
- 2003/14 B. Aardal, H. Valen, R. Karlsen, Ø. Kleven og T.M. Normann: Valgundersøkelsen 2001. 2003. Dokumentasjon- og tabellrapport. 183s. 260 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6408-1
- 2003/15 A. Finstad, G. Haakonsen og K. Rypdal: Utslipp til luft av partikler i Norge. Dokumentasjon av metode og resultater. 2003 45s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6424-3
- 2003/16 A. Snellingen Bye, G.I. Gundersen og J.K. Undelstvedt: Resultatkontroll i jordbruk 2003. Jordbruk og miljø. 2003. 95s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6429-4
- 2003/17 R. Straumann: Exporting Pollution? Calculating the embodied emissions in trade for Norway. 2003. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6487-1
- 2003/18 O. Vaage: Yrkesliv eller pensjonisttilværelse. Levekår og tidsbruk i aldersgruppen 62-66 år. 2003. 64s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6499-5
- 2003/19 T. Bye og P.M. Bergh. Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002-2003. 2003. 42s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6508-8
- 2003/20 B. Halvorsen og R. Nesbakken: Hvilke husholdninger rammes av høye strømpriser? En fordelingsanalyse på mikrodata. 2003. 23s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6511-8
- 2003/21 T. Bye, P.V. Hansen og F.R. Aune: Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002-2003. 2003. 39s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6513-4
- 2003/22 Y. Lohne og H.Nome Næsheim: Kartlegging av bruken av deltid i arbeidslivet. 2003. 61s. 180 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6521-5
- 2003/23 A. Snellingen Bye, O. Rognstad og L.J. Rustad: Klassifisering av driftsenhetene i jordbruket etter driftsform og størrelse. 2003. 61s. 180 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6529-0
- 2003/24 R. Nygaard Johnsen: Konsumprisindeks for Svalbard 2003. 2003. 36s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6532-0
- 2003/25 T.P. Bøe. Funksjonshemmede på arbeidsmarkedet. 2003. 47s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6543-6
- 2004/1 B. Lie: Ektekapsmønstre i det flerkulturelle Norge. 2003. 120s. 210 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6550-9
- 2004/2 J. Epland, V. Pedersen, M.I. Kirkeberg og A. Andersen: Økonomi og levekår for ulike grupper, 2003. 2004. 90s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82.537-6556-8
- 2004/3 D. Spilde og K. Aasestad: Energibruk i norsk industri 1991-2001. 2004. 52s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6562-2
- 2004/4 A. Gillund: Prisindeks for kontor- og forretningseiendommer. 2004. 31s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6566-5
- 2004/5 A. Finstad, K. Flugsrud, G. Haakonsen og K. Aasestad: Vedforbruk, fyringsvaner og svevestøv. Resultater fra Folke- og boligtellingsundersøkelsen 2001. Levekårsundersøkelsen 2002 og Undersøkelse om vedforbruk og fyringsvaner i Oslo 2002. 78s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6568-1
- 2004/6 R.H. Kitterød og R. Kjelstad: Foreldres arbeidstid 1991-2001. 2004. 78s. 180kr inkl. mva. ISBN 82-537-6574-6
- 2004/7 A. Rolland, Ø. Brekke, B.M. Samuelsen og P.R. Silseth: Evaluering av kommunale brukerundersøkelser. Prosjekt utført for Kommunal- og regionaldepartementet av Statistisk sentralbyrå og Handelshøyskolen BI. 2004. 103s. 210 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6582-7