

Rapport 2008-051

**Verdien av  
kommunalt og  
fylkeskommunalt  
eierskap i  
kraftsektoren**

# **Verdien av kommunalt og fylkeskommunalt eierskap i kraftsektoren**

Utarbeidet for  
Kommunal- og  
regionaldepartementet

## **Innhold:**

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....	1
1 INNLEDNING .....	6
1.1 Problemstilling.....	6
1.2 Om datagrunnlaget.....	7
1.3 Om rapporten .....	8
2 VERDIEN AV KOMMUNALT OG FYLKESKOMMUNALT EIERSKAP I KRAFTSEKTOREN .....	9
2.1 Metodikk for verdivurdering .....	9
2.1.1 Kraftproduksjon .....	11
2.1.2 Nett.....	15
2.1.3 Omsetning .....	17
2.1.4 Annen virksomhet.....	18
2.2 Verdien av norske kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper 31.12.2006 .....	19
2.2.1 Kraftproduksjon .....	19
2.2.2 Nett.....	21
2.2.3 Omsetning.....	21
2.2.4 Annen virksomhet.....	21
2.2.5 Oppsummering.....	22
2.2.6 Verdier pr. fylke.....	24
2.2.7 Verdien av kraftsektoren i forhold til andre bransjer.....	25
3 KOMMUNALE OG FYLKESKOMMUNALE KJØP OG SALG AV EIERANDELER I KRAFTSELSKAPER 2002–2007.....	28
3.1 Sterkt fall i salgsaktiviteten etter 2002 .....	28
3.2 Kommunale kjøp av kraftaksjer.....	30
4 LØPENDE INNTEKTER FRA EIERSKAP I ENERGISELSKAPER .....	31
4.1 Utbytte .....	31
4.2 Renter og avdrag på ansvarlige lån.....	33
4.3 Fordeling av eieruttak mellom kommuner og fylker .....	35
5 PERSPEKTIVER PÅ DE KOMMUNALE OG FYLKESKOMMUNALE VERDIENE .....	38
5.1 Markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper .....	38
5.2 Den klimapolitiske agendaen og verdien av norsk vannkraftproduksjon...	40
5.3 Investeringsbehovet i nett og produksjon .....	41
5.4 Samlet vurdering.....	43
6 CASESTUDIER AV FORVALTNINGSSTRATEGIER .....	44
6.1 Erfaringer fra 2002-analysen .....	44
6.2 Forvaltning av løpende inntekter .....	45
6.2.1 Bergen kommune .....	45
6.2.2 Gildeskål kommune .....	48
6.2.3 Nord-Trøndelag fylkeskommune.....	49
6.2.4 Skjåk kommune .....	52
6.3 Forvaltning av midler fra salg.....	53
6.3.1 Gjøvik kommune .....	53
6.3.2 Herøy kommune .....	57

6.3.3	Lillesand kommune.....	59
6.3.4	Sandefjord kommune.....	60
6.4	Oppsummering.....	64

## Sammendrag og konklusjoner

### Resymé

*Norske kommuner og fylker eier verdier for i overkant av 200 milliarder kroner i kraftsektoren, hvorav det meste er knyttet til vannkraftproduksjon. Etter fradrag for gjeld er verdien av egenkapitalen ca. 163,5 milliarder kroner. Eierskapet har gitt opphav til samlede utbytteinntekter på mer enn 15 milliarder kroner i perioden 2002-2006, og renter på ansvarlige lån har gitt om lag 3,6 milliarder kroner i tillegg. Samtidig har markedet for kjøp og salg av eierandeler i norske kraftselskaper nesten stoppet opp siden 2002. Kommunene og fylkene bruker inntektene fra sektoren og salgsgvinster på svært forskjellige måter. Ved større salg har noen prioritert realinvesteringer i kommunal infrastruktur, mens andre har etablert finansielle investeringsporteføljer med mål om bare å bruke avkastningen av midlene. Løpende inntekter i form av utbytte og renter på ansvarlige lån er ikke nødvendigvis betydelige i forhold til kommunenes totale driftsinntekter, men er viktige som frie midler til å realisere marginale tiltak.*

### Bakgrunn

Kommuner og fylkeskommuner eier store deler av den norske kraftsektoren. Eierskapet omfatter så vel kraftproduksjon som nett- og omsetningsvirksomhet, og i økende grad relatert virksomhet som fjernvarme og bredbåndstjenester. Dette gir opphav til meget betydelige inntektsmuligheter. En analyse gjennomført av ECON for Kommunal- og regionaldepartementet i 2002, viste at norske kommuner og fylker ble tilført nærmere 50 milliarder kroner gjennom salg, utbytte samt renter og avdrag på ansvarlige lån i perioden 1997-2002.

Til tross for de omfattende salgene er verdien av kommunenes og fylkeskommunenes eierskap fortsatt betydelig. I mange av tilfellene har dessuten kommunale og fylkeskommunale selskaper vært på kjøpersiden. Høye kraftpriser de siste årene har videre ført til bedre resultater i kraftselskapene og tilsvarende høye utbytter. Det er derfor interessant å få et så komplett bilde som mulig av størrelsen på de underliggende verdiene og potensialet for forskjellige former for avkastning på det kommunale og fylkeskommunale eierskapet i kraftsektoren.

### Problemstilling

Vi drøfter følgende problemstillinger i denne rapporten:

*Hvilken formue og inntekter har norske kommuner og fylker i egenskap av å være eiere av kraftselskaper, og hvilke verdier har kommunene realisert gjennom salg og andre transaksjoner siden 2002?*

*Hvordan disponerer kommunene og fylkene løpende og/eller ekstraordinære inntekter fra kraftsektoren?*

Utgangspunktet for å besvare det første spørsmålet har vært selskapenes regnskapsdata og årsrapporter, mens det andre spørsmålet er besvart gjennom casestudier av et mindre utvalg kommuner og fylker. Analysen er gjennomført med utgangspunkt i regnskapsdata og årsrapporter til og med 2006.

Analysen tar *ikke* for seg de inntekter en rekke såkalte kraftkommuner har fra konsesjonskraft, konsesjonsavgifter, naturressursskatt og eiendomsskatt. Dette er inntekter knyttet til kraftverkenes plassering (primært vannkraftverk) og behøver ikke ha sammenheng med eierskapet i kraftselskapene.

## Konklusjoner

### *Økt verdi av det kommunale og fylkeskommunale eierskapet*

Norske kommuner og fylker har eierandeler i ca. 140 selskaper som er engasjert i kraftsektoren, når vi ser bort fra datterselskaper i konsern og enkelte mindre selskaper med en spesiell profil (rene handelsselskaper, tjenesteselskaper og lignende). Eierskapet omfatter blant annet følgende:

- Ca. 54 TWh kraftproduksjon, i all hovedsak vannkraft
- Nesten 28 milliarder kroner i bokført verdi av nettkapital
- Om lag 1,5 millioner kunder innen kraftomsetning
- Fjernvarmevirksomhet, distribusjon av naturgass, bredbåndsvirksomhet og andre aktiviteter som representerer bokførte verdier for 3-4 milliarder kroner

Totalverdien av kapitalen i de kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftselskapene anslås til 208 milliarder kroner. Da legger vi til grunn en verdi av kraftproduksjonen på 3,25 kr/kWh, bokført verdi av nettvirksomheten og annen virksomhet og 1500 kr pr. kunde innen kraftomsetning. Mer enn 80 prosent av totalverdien stammer fra vannkraftproduksjon, mens nettvirksomheten utgjør det meste av det resterende. Kommunene står for ca. 80 prosent av de 208 milliardene.

Den tilsvarende verdien av egenkapitalen anslås til vel 163,5 milliarder kroner etter fradrag for gjeld til eksterne långivere og ansvarlige lån fra de kommunale og fylkeskommunale eierne.

*Tabell 1                      Verdi av kommunalt og fylkeskommunalt eierskap pr. 31.12.2006.  
Milliarder kroner*

	Kommuner	Fylkeskommuner	Totalt
Produksjon	139,1	35,4	174,5
Nett	24,3	3,3	27,6
Omsetning	2,0	0,3	2,3
Annen virksomhet	3,3	0,3	3,6
<i>Totalverdi</i>	168,7	39,3	208,0
Nettogjeld	28,2	5,7	33,9
Ansvarlige lån	10,0	0,6	10,6
<i>Nettoverdi av egenkapital</i>	130,5	33,0	163,5

Note: Avrundingsfeil kan forekomme. Alle tall er justert for private eierandeler og Statkrafts andeler i regionale kraftselskaper. Alle direkte kommunale og fylkeskommunale eierandeler er med, samt indirekte eierandeler via rene holdingselskaper uten operativ virksomhet utover å eie aksjer i kraftselskaper på vegne av kommuner og fylker. I børsnoterte selskaper (Hafslund) er bare kommuners direkte eierandeler tatt med (samt aksjer eid direkte av kommunalt eller fylkeskommunalt eide kraftselskaper), ikke eierandeler via aksjefond eller lignende. Hafslunds aksjeportefølje er tatt hensyn til ved beregning av netto rentebærende gjeld ved utgangen av 2006. Investeringer i 2007, inklusive kommunale kraftselskapers kjøp av bredbåndsvirksomhet og lignende, er ikke med. Tallene inkluderer ikke ekstraordinære utbytter, nedsettelse av aksjekapital og lignende vedtatt i løpet av 2007.

Verdien av totalkapitalen har økt med 60 prosent eller vel 10 prosent pr. år (nominelt før skatt) sammenlignet med ECONs 2002-anslag. Egenkapitalen inklusive ansvarlige lån fra kommunale og fylkeskommunale eiere har økt med vel 12 prosent pr. år. Dette skyldes i all hovedsak økte kraftprisforventninger og dermed økt verdi av kraftproduksjonen, i noen grad også investeringer i fjernvarme, naturgass og bredbånd. Verdien av nettvirksomheten har derimot gått ned som følge av endringer i NVEs regulering av nettselskapenes inntekter. Til sammenligning økte verdien av aksjene på Oslo Børs med vel 110 prosent fra 2001 til 2006 eller 16 prosent pr. år (årgjennomsnitt for hovedindeksen).

### *Beskjeden omsetning av eierandeler siden 2002*

I perioden 1997-2002 valgte mange norske kommuner og fylker å selge seg ned eller helt ut av kraftsektoren. Siden 2002 har denne aktiviteten nærmest stoppet opp. Det er flere årsaker til oppbremsingen: Statkrafts muligheter til å kjøpe eierandeler i norske kraftselskaper er sterkt begrenset av konkurransemessige hensyn; økte kraftpriser har gjort det mer lønnsomt å sitte som eier; hjemfallsreglene begrenser sterkt mulighetene for å selge kraftproduksjon til andre enn offentlige eiere; og det kan ha skjedd en dreining i retning av mer positive holdninger til offentlig eierskap.

De totale kommunale og fylkeskommunale salgene utgjør totalt ca. 15 milliarder kroner i 2002-2006, men bare 1,3 milliarder kroner er realisert etter 2002. Faktisk har det i de siste årene skjedd betydelige kommunale tilbakekjøp av eierandeler i enkelte selskaper.

### *Høye eieruttak som følge av sterk resultatutvikling*

Resultatutviklingen i norske kraftselskaper har vært sterk de siste årene, hovedsakelig som følge av vesentlig høyere kraftpriser. Selv om de årlige variasjonene kan være store, har gjennomsnittlig systempris på Nord Pool i perioden 2002-2006 ligget på ca. 27 øre/kWh, mot ca. 13 øre/kWh i 1997-2001. Samlet er kommuner og fylker tilført om lag 36 milliarder kroner i nominelle verdier i 2002-2006, målt som summen av utbytte, renter og avdrag på ansvarlige lån og salg av eierandeler. I perioden 1997-2001 var den samlede tilførselen ca. 50 milliarder kroner til sammenligning. Nedgangen skyldes i stor grad redusert omfang av salg av aksjer. På den andre siden har utbyttet økt betraktelig, men det har også resultatene i selskapene, slik at utbytteandelen er relativt stabil.

Tabell 2                      *Kommunale eieruttak 2002-2006. Millioner kroner*

		2002	2003	2004	2005	2006
Utbytte	Kommuner	1 826	1 973	2 497	2 893	3 574
	Fylker	391	357	536	615	748
Renter ansvarlige lån	Kommuner	606	614	608	600	642
	Fylker	128	191	189	69	1
Avdrag ansvarlige lån	Kommuner	523	533	298	142	113
	Fylker	5	-62	45	0	558
Salg av eierandeler	Kommuner	13 739	119	280	782	0
	Fylker	0	25	0	0	0
Sum		17 218	3 750	4 453	5 102	5 636

Note: Avrundingsfeil kan forekomme. Negative avdrag på ansvarlige lån betyr at ansvarlig lånesaldo netto har økt i det aktuelle året gjennom innbetalinger fra eierne. Ekstraordinære utbytter og transaksjoner besluttet i 2007 er ikke inkludert.

De store bykommunene som fortsatt har eierandeler i kraftselskaper har stått for en stor andel av utbyttet i de siste årene. Oslo, Bergen og Stavanger mottok til sammen ca. 1/3 av de kommunale utbyttene i 2006. Dette er samtidig også de største eierne i sektoren utenom staten. Andre klare sammenhenger mellom eieruttak og kjennetegn ved kommunene er vanskelige å finne.

### *Et mangfold av eierstrategier og forvaltningsmodeller*

Regnskapsdataene og transaksjonsoversikten gjør det mulig å trekke slutninger om forvaltningen av det kommunale og fylkeskommunale eierskapet på et overordnet nivå. For å studere eierstrategier og modeller for forvaltning av eieruttak og salgsinntekter nærmere, har vi gjort casestudier av totalt 8 kommuner og fylker som er eller har vært eiere i norske kraftselskaper. Fire av disse var også gjenstand for casestudier i 2002, slik at vi har kunnet observere konsistensen i eierstrategi og forvaltning over tid.

Noen viktige funn fra casestudiene er følgende:

- Kommuner som har solgt aksjer i kraftselskaper, har i noen tilfeller gjort det av prinsipielle vurderinger av hva som bør være offentlige oppgaver, men også ut fra en finansiell vurdering av risikoen i kraftsektoren i forhold til forventet avkastning og et ønske om å diversifisere kommunens portefølje. Anstrengt kommuneøkonomi har dessuten vært et motiv for enkelte eiere. Én kommune (Gildeskål, som deleier i Sjøfossen Energi) har vært med på å selge nettvirksomheten for å oppnå lavere nettleie for kommunens innbyggere og styrke nettvirksomhetens evne til å gjennomføre investeringer.
- Utbyttepolitikken varierer betraktelig mellom selskaper. Det finnes eksempler på selskaper med utbytteandeler godt over 70 prosent over en årrekke (Bergen), mens andre ligger vesentlig lavere (Gildeskål). I de tilfellene vi har sett på, ses imidlertid utbyttepolitikken i forhold til selskapenes resultater og investeringsplaner. Én kommune (Gildeskål) har hatt som mål at selskapet (Sjøfossen Energi) skulle få bygge opp kapital til å investere i ny kraftproduksjon. Det finnes også eksempler på kraftselskaper som spiller en viktig rolle i regionale utviklingsstrategier som er formulert av eierne, noe som begrenser mulighetene til å ta utbytte (Nord-Trøndelag). I ett tilfelle (Skjåk) er det kommunale kraftselskapet ansvarlig for å forvalte kommunens konsesjonskraft og såkalt avtalekraft fra lokale kraftutbygginger, og gevinsten ved denne forvaltningen er utgangspunktet for utbyttet til eieren.
- De løpende inntektene i form av utbytte og eventuelt renter på ansvarlige lån utgjør ikke nødvendigvis noen store andeler i forhold til de totale budsjettene (med unntak av Nord-Trøndelag fylke), men dette utgjør likevel viktige frie midler på marginen. Det skjer i liten grad noen øremerking av inntektene. Noen kommuner har for øvrig også betydelige inntekter fra konsesjonskraft, eiendoms-skatt og naturressursskatt i tillegg til å være eiere i kraftselskaper (blant annet Skjåk).



- Kommuner som har solgt seg ut av sektoren helt eller delvis, velger svært forskjellige strategier for anvendelsen av de frigjorte midlene. Noen har benyttet inntektene fra salg til å etablere finansielle investeringsfond av en betydelig størrelse. Disse fondene drives etter faste retningslinjer for allokering mellom ulike aktiva (primært aksjer og obligasjoner) og en risikoprofil som kan karakteriseres som moderat (Gjøvik, Sandefjord). Kommunene har gjerne som mål at bare realavkastningen skal benyttes, selv om dette er tema som kommer opp til politisk diskusjon og kan vise seg vanskelig å oppfylle i praksis. I tilfellene vi har sett på, har denne politikken vært fulgt over en 5-10-årsperiode, og forvaltningen av fondene er gjenstand for kontinuerlig politisk og administrativ oppfølging. Kommunal kompetanseoppbygging innen finansforvaltning er et viktig virkemiddel i den forbindelse. Andre kommuner har etablert fond for næringsutvikling og andre tiltak (Lillesand), mens andre har benyttet salgsinntektene til nedbetaling av gjeld og investeringer i kommunal infrastruktur, gjerne skole og helse (Bergen, Lillesand). Det siste gjelder særlig kommuner som har stått overfor lånerestriksjoner eller hatt generelt svak økonomi. Én kommune (Herøy) har plassert salgsinntektene i et kapitalfond for å finansiere investeringer, og har brukt det meste av fondet i løpet av en tiårsperiode.

Samlet sett viser casestudiene – også de fra 2002 – at norske kommuner og fylker har forskjellige tilnærminger til det å eie aksjer i kraftselskaper.

#### *Perspektiver på verdien av det kommunale og fylkeskommunale eierskapet i kraftsektoren*

Norske kommuner og fylker har hentet ut store verdier fra sitt eierskap i kraftsektoren i de siste 10-15 årene, dels gjennom utbytte og andre løpende inntekter, dels gjennom salg.

- Ut fra forventningene til kraftprisene i de nærmeste årene, er det grunn til å vente at inntjeningen, og dermed evnen til å betale utbytte, vil holde seg på et høyt nivå og sannsynligvis også øke. Hva som skjer på lengre sikt, er mer usikkert. Det er ikke gitt at kraftprisene i Norge vil være svært høye over lang tid, til tross for økt oppmerksomhet om klimapolitikk. Endringer i skattesystemet for vannkraftproduksjon har også bidratt til å redusere oppsiden for eierne de seneste årene.
- Samtidig er det tegn til vesentlig høyere investeringsaktivitet innen så vel nett som kraftproduksjon, noe som kan begrense evnen til å betale utbytte de neste årene noe. Etersom norske kraftselskaper i all hovedsak er finansielt solide, er det likevel grunn til å vente at utbyttepotensialet vil være betydelig til tross for høyere investeringer.
- Aktiviteten innen kjøp og salg av norske kraftselskaper har avtatt sterkt, og det er få tegn til at det vil endre seg med det første. Forventet høy inntjening gjør det sannsynligvis attraktivt å sitte som eier også i årene som kommer. Mulighetene for å realisere verdier gjennom salg er begrenset av hjemfallsreglene og Statkrafts konkurransemessige begrensninger, i hvert fall i de neste 5-10 årene. Unntaket gjelder eventuelt nettvirksomhet og annen virksomhet enn vannkraftproduksjon. Det kan også være mulig å gjøre betydelige eieruttak i forbindelse med fusjoner i offentlig eide selskaper.

# 1 Innledning

Norske kommuner og fylkeskommuner eier store deler av den norske kraftsektoren. Eierskapet omfatter så vel kraftproduksjon som nett- og omsetningsvirksomhet, og i økende grad relatert virksomhet som fjernvarme, distribusjon av naturgass og bredbåndstjenester. I perioden 1996-2002 gjennomførte norske kommuner salg av eierandeler i kraftsektoren i stort omfang. I mange av tilfellene var imidlertid kommunalt eide selskaper kjøpere. Fremdeles er derfor verdien av kommunenes og fylkeskommunenes eierskap betydelig.

Eierskapet i kraftsektoren kan ha stor betydning for den kommunale og fylkeskommunale økonomien. Det er derfor interessant å få et så komplett bilde som mulig av størrelsen på de underliggende verdiene og potensialet for forskjellige former for avkastning på eierskapet i kraftsektoren.

## 1.1 Problemstilling

Vi drøfter følgende problemstillinger i denne rapporten:

*Hvilken formue og inntekter har norske kommuner og fylker i egenskap av å være eiere av kraftselskaper, og hvilke verdier har kommunene realisert gjennom salg og andre transaksjoner siden 2002?*

*Hvordan disponerer kommunene og fylkene løpende og/eller ekstraordinære inntekter fra kraftsektoren?*

Det sentrale temaet er hvilke inntekter norske kommuner og fylkeskommuner har hatt fra kraftsektoren gjennom sitt eierskap til ulike kraftselskaper, med vekt på eieruttak i form av utbytte og renter på ansvarlige lån, samt inntekter fra innløsning av ansvarlige lån og salg av eierandeler.

Utgangspunktet for å besvare det første spørsmålet har vært selskapenes regnskapsdata og årsrapporter, mens det andre spørsmålet er besvart gjennom casestudier av et mindre utvalg kommuner og fylker. Analysen er gjennomført med utgangspunkt i regnskapsdata og årsrapporter til og med 2006.

Analysen tar *ikke* for seg de inntekter en rekke såkalte kraftkommuner har fra konsesjonskraft, konsesjonsavgifter, naturressursskatt og eiendomsskatt. Dette er inntekter knyttet til kraftverkenes plassering (primært vannkraftverk) og behøver ikke ha sammenheng med eierskapet i kraftselskapene.

## 1.2 Om datagrunnlaget

Vi har benyttet følgende hoveddatakilder:

- Data for utbytte, resultater, egenkapital og gjeld er innhentet fra Europowers database, som er basert på selskapenes årsrapporter ([www.europower.com](http://www.europower.com)), hvor vi også har hentet informasjon om salg av eierandeler. Enkelte detaljer knyttet til salg, fusjoner og egenkapital-/lånetransaksjoner har vært nødvendig å innhente i tillegg, blant annet fra årsrapporter og nyhetsmeldinger. Analysen omfatter regnskapsdata til og med 2006.<sup>1</sup>
- Kvalitetssikrede data for den bokførte nettkapitalen på selskapsnivå er hentet fra Norges vassdrags- og energidirektorat. Siste tilgjengelige data omfatter nettkapitalen ved utgangen av 2006.
- Tall for middelproduksjonen i vannkraftsystemet samt andre produksjonsteknologier (vindkraft) er tilgjengelig fra flere kilder, blant annet selskapene selv og NVE. Oppdatert middelproduksjon pr. 2008 er lagt til grunn for våre beregninger, kombinert med eierforholdene på samme tidspunkt. NVEs kraftverksdatabase danner utgangspunktet, kombinert med data fra Europower for eierskap. I tillegg har vi supplert med egne detaljundersøkelser i noen tilfeller med utgangspunkt i selskapers årsrapporter og websider.
- Eierforhold fra 2002 og fram til og med 2006 er blitt innhentet ved hjelp av eldre årsberetninger, data fra Europower og Econ Pöyrys egne oversikter.
- For antall kunder i omsetningsselskaper er det vanskelig å finne eksakte og offentlig tilgjengelige tall, men antall nettkunder fra NVE-rapporteringen (for selskaper som også driver nettvirksomhet) kan brukes til å gi anslag. Vi har supplert med detaljerte analyser for en del større omsetningsselskaper med kommunalt eller fylkeskommunalt eierskap. Verdien av omsetningsvirksomheten er uansett vesentlig lavere enn verdien av nett- eller produksjonsvirksomheten.
- Data for annen virksomhet (fjernvarme, bredbånd, gass osv.) er basert på Europower, årsrapporter, nyhetsmeldinger og selskapenes websider.

---

<sup>1</sup> En mulig feilkilde består i at salg av eierandeler skjer i løpet av regnskapsåret. Dette kan påvirke kommunenes og fylkeskommunenes andel av utbyttet. For enkelte utbytteutbetalinger kan kommunens/fylkeskommunens andel være lavere enn det vi har oppgitt fordi salg har funnet sted i løpet av året, før utbytte er utbetalt. I flere tilfeller beholder imidlertid kommunene/fylkeskommunene utbyttet for inneværende år ved salg, og avviket vil derfor totalt sett være av marginal betydning. I flere tilfeller er det også en kortere eller lengre periode mellom salg og utbetaling til eierne. Det kan også finnes elementer i transaksjonene som ikke er offentlig tilgjengelige, men som har påvirket utbetalingene til kommunene, for eksempel i form av resultatbasert tilleggskompensasjon for salg av aksjer (for eksempel ved at selger får en ekstra utbetaling dersom selskapene når visse finansielle mål etter salget).

### 1.3 Om rapporten

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Kommunal- og regionaldepartementet, og er inndelt på følgende måte:

- I kapittel 2 anslår vi verdien av det kommunale og fylkeskommunale eierskapet i kraftsektoren, med utgangspunkt i selskapenes fysiske aktiva i form av kraftproduksjon, nett osv. og balanseposter pr. 31.12.2006.
- I kapittel 3 viser vi omsetningen av aksjer i kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftselskaper i perioden 2002-2006 og anslår størrelsen på verdiene som er blitt realisert.
- I kapittel 4 viser vi utviklingen i løpende inntekter fra eierskapet i form av utbytte og renter på ansvarlige lån.
- I kapittel 5 diskuterer vi kort framtidsperspektivene for de kommunale og fylkeskommunale verdiene på bakgrunn av utviklingen i sentrale rammevilkår som kraftpriser, klimapolitikk, hjemfallsordningen og investeringsbehovet i kraftsektoren.
- Det eksisterer ingen fullstendig oversikt over hvordan norske kommuner og fylkeskommuner har forvaltet sine inntekter fra kraftsektoren og hvilken avkastning man har oppnådd. I kapittel 6 har vi derfor beskrevet casestudier av et utvalg bestående av 7 kommuner og 1 fylkeskommune for å beskrive hvilke inntekter disse har hatt og hvordan midlene er blitt disponert. Vi gir en ren beskrivelse av forvaltningsstrategiene og ikke noen normativ vurdering eller evaluering.

## 2 Verdien av kommunalt og fylkeskommunalt eierskap i kraftsektoren

I dette kapitlet anslår vi verdien av kommunale og fylkeskommunale eierandeler i kraftsektoren med utgangspunkt i selskapenes fysiske aktiva og bokførte balanseverdier pr. 31.12.2006. Dette er gjort med utgangspunkt i standardmetodikk for verdivurdering av selskaper og investeringsprosjekter, men tilpasset hvert enkelt virksomhetsområde.

### 2.1 Metodikk for verdivurdering

Kartleggingen av verdien av eierskapet i kraftsektoren er gjort ved å anslå verdien av totalkapitalen i norske kraftselskaper og beregne kommunenes og fylkeskommunenes andel av denne. Dette er gjort for hvert av de tre virksomhetsområdene produksjon, nett og omsetning, samt annen virksomhet. Nettoverdien av gjelden blir så trukket fra i hvert enkelt selskap med kommunalt og/eller fylkeskommunalt eierskap for å finne verdien av egenkapitalen.

Følgende metoder er vanlige å bruke til verdsetting:

- *Diskonterte kontantstrømmer:* Den teoretisk riktige måten å verdsette en virksomhet på er å lage en prognose for framtidige kontantstrømmer og beregne nåverdien av kontantstrømmene.
- *Sammenlignbare selskaper:* En annen metode er å se hva sammenlignbare børsnoterte selskap verdsettes til i aksjemarkedet, og bruke den verdsettingen som anslag.
- *Transaksjonspriser:* En tredje måte å verdsette eierskap på er å undersøke hva tilsvarende eierposter er blitt omsatt for i markedet, og bruke transaksjonsprisene som anslag.

Det finnes få børsnoterte selskaper i Norge som driver med kraft. Bare Hafslund og Arendals Fossekompani kan regnes som kraftselskaper, og i begge disse preges kursene vel så mye av den finansielle investeringsaktiviteten i selskapene (begge besitter omfattende aksjeporteføljer). Dessuten er aksjene preget av lav likviditet, noe som igjen er med på å gjøre kursene lite relevante som sammenligningsgrunnlag. I selskaper som Hydro og Elkem utgjør kraftvirksomheten bare en liten andel av den samlede aktiviteten. Informasjonsverdien av kursene til disse selskapene er derfor liten. De to andre metodene er derimot svært relevante for vårt formål.

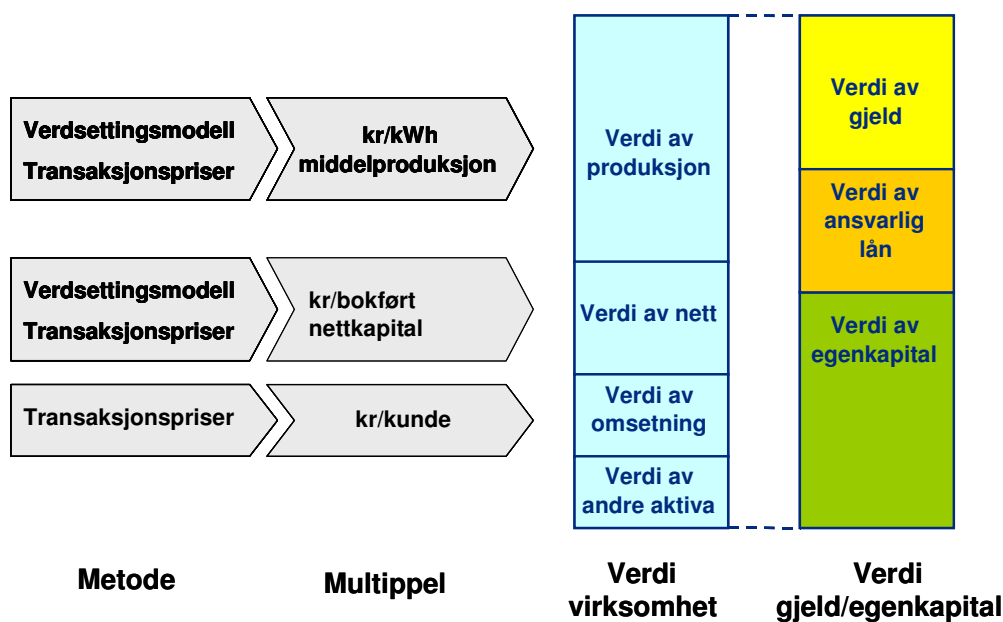
Den relative andelen av nettvirksomhet og produksjonsvirksomhet varierer mye mellom kraftselskaper. Derfor verdsetter vi nett og produksjon separat ved hjelp av både kontantstrømsanalyse og transaksjonspriser. For kraftomsetning vil vi basere oss på transaksjonspriser.

Ofte verdsettes selskaper gjennom såkalt multippelanalyse, som egentlig ikke er en metode i seg selv. Det er en fellesbetegnelse på framgangsmåter som beregner et forholdstall (en multippel), typisk ved hjelp av en av de tre metodene over. Så anvendes multippelen på den relevante størrelsen for selskapet man ønsker å verdsette. Eksempler fra kraftbransjen kan være antall kunder, energiproduksjon eller effektkapasitet.

For verdsettning av de tre virksomhetene produksjon, nett og omsetning vil forskjellige metoder være mest hensiktsmessige. Vi beregner derfor bruttoverdien av hver av selskapenes virksomhetsområder separat og benytter typiske enhetsverdier.

- *Kraftproduksjon:* Anslag på verdien pr. kWh middelproduksjon i selskapenes kraftanlegg basert på transaksjonspriser og en egen kontantstrømbasert verdsettingsmodell. Erfaringsmessig er middelproduksjon en god indikator på verdien av et vannkraftverk, men det kan være variasjoner i verdien pr. kWh på grunn av varierende reguleringsevne, skatteposisjon, driftskostnader m.m.
- *Nett:* Anslag på verdi pr. bokført verdi av nettkapital basert på transaksjonspriser og en egen kontantstrømbasert verdsettingsmodell. Det kan være forskjeller mellom nettselskaper med hensyn til verdi, for eksempel på grunn av forskjeller i alder på nettanleggene og potensial for produktivitetsforbedringer.
- *Omsetning:* Anslag på verdi pr. antall kunder i selskapenes virksomhetsområde er basert på transaksjonspriser.
- *Andre aktiva:* Typiske eksempler på andre aktiva et kraftselskap kan eie er fjernvarme, gassdistribusjon eller bredbånd. Her kan flere multipler være tenkelige, avhengig av virksomhetens art. Vi kommer nærmere inn på andre aktiva nedenfor. I motsetning til i 2002-undersøkelsen, tar vi for oss denne typen eiendeler i større detalj ettersom de utgjør en økende del av aktiviteten i offentlig eide kraftselskaper.

Figur 2.1 Framgangsmåte for verdsettelse av egenkapitalen



Når bruttoverdien av selskapenes virksomhet er anslått, kommer vi fram til verdien av egenkapitalen ved å trekke fra nettogjelden. I de tilfellene hvor et kraftselskap med kommunalt eller fylkeskommunalt eierskap eier aksjer i et annet selskap, beregnes det en verdi av aksjene i det underliggende selskapet som deretter tilordnes det bakenforliggende selskapet og de kommunale og fylkeskommunale eierne.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Vi sikter her til de tilfellene hvor et kraftselskap eier for eksempel 20 prosent av et annet kraftselskap, enten sammen med andre selskaper eller kommuner, fylker eller privatpersoner, ikke konsern hvor vi har beregnet en samlet verdi for konsernet.

Når verdien av egenkapitalen er fastlagt, følger verdien av kommunenes og fylkeskommunenes eierandeler i de respektive kraftselskapene. Vi tar utgangspunkt i eierstrukturen pr. 31.12.2006.

## 2.1.1 Kraftproduksjon

### Verdsettingsmodell

Econ Pöyry har utviklet en verdsettingsmodell for norsk vannkraftproduksjon, som tar hensyn til alle betydelige særegenheter ved skatte- og avgiftssystemet for vannkraft. Spesielt viktig for verdien av norsk vannkraft på eiers hånd, er grunnrenteskatten som betales for overskudd over en viss grense, for tiden med en sats på 30 prosent. Denne kommer i tillegg til skatt på alminnelig inntekt. Andre viktige faktorer er plikten til å avstå konsesjonskraft til vertskommunene for kraftverkene og eiendomsskatt. Den grunnleggende modellen er beskrevet i ECON (2005). Modellen beregner verdien av kontantstrømmene fra vannkraftproduksjon i kroner pr. kWh middelproduksjon for kraftverk avhengig av byggeår og en rekke andre forutsetninger.

Tall for kraftproduksjon er hentet fra en kraftverksdatabase med middelproduksjon og byggeår for hvert verk samt eierskap, basert på data fra NVE og Europower. I tabell 2.1 vises resultater for verdien av norsk vannkraft pr. kWh med forskjellige kraftprisforutsetninger og avkastningskrav, gitt et sett av standardforutsetninger for driftskostnader, skatteposisjoner og investeringer.<sup>3</sup> De senest vedtatte skattereglene ligger til grunn. Når det angis en kraftpris på for eksempel 35 øre/kWh i tabellen, innebærer det en forutsetning i modellen om at kraftprisen ligger stabilt på 35 øre/kWh i framtiden i reelle termer. Kraftprisene er ikke uttrykk for noen prognose for framtidige kraftpriser, men spenner ut et utfallsrom som er noenlunde dekkende for hva som har vært brukt i offetnlig kjente verdsettelse av norsk vannkraft de senere årene og observerte forwardpriser på Nord Pool. Det samme gjelder diskonteringsrenten, hvor vi har benyttet et intervall på 6,5 til 7,5 prosent nominelt etter skatt. Se for øvrig ECON (2005), Ernst & Young (2000), Dresdner Kleinwort Benson (2000), Lehman Brothers (2006) samt Gjølberg og Johnsen (2007) for eksempler og diskusjoner av forutsetninger med hensyn til priser og avkastningskrav for kraftproduksjon i Norge.

Tabell 2.1 Diskontert kontantstrømsverdi av vannkraftproduksjon (kr/kWh)

Kraftpris (øre/kWh reelt)	Avkastningskrav nominelt etter skatt	
	6,5 %	7,5 %
30	2,68	2,21
35	3,20	2,62
40	3,72	3,04
50	4,75	3,87

Kilde: Econ Pöyry

---

<sup>3</sup> Blant annet har vi lagt til grunn 9 øre/kWh i konsesjonskraftpris, 3,5 øre/kWh i driftskostnader (eksklusive eiendomsskatt og avskrivninger), 1,75 kr/kWh i gjennomsnittlig gjenanskaffelseskostnad av verkene, og en reinvesteringsandel på 50 prosent av totale anleggsmidler ved utløpet av skattemessig levetid av anleggene. Alle tall er i 2008-kroner, men inflasjonsjusteres i modellen.

Verdianslagene i tabellen er korrigert for de siste endringene i kraftskattesystemet som ble vedtatt i forbindelse med statsbudsjettet for 2008, herunder økt grunnrenteskattesats og fjerning av risikotillegget i normrentene for grunnrenteskatten (som resulterer i lavere fradrag). Disse endringene innebærer en reduksjon i verdien på eiers hånd på 5-8 prosent for en vannkraftprodusent i henhold til analyser vi har gjennomført i verdsettingsmodellen med utgangspunkt i forskjellige forutsetninger om skatteposisjoner, investeringsbehov, alder på kraftverkene, kraftpriser osv.<sup>4</sup>

### **Transaksjonspriser**

Nåverdien av kontantstrømmene etter skatt gir den teoretisk riktige markedsverdien av eierskap til norsk vannkraftproduksjon. Det er derfor interessant å vurdere resultatene vi kom fram til ovenfor i forhold til observerte markedspriser for norsk vannkraftproduksjon de siste årene.

For norsk vannkraftproduksjon er verdi av middelproduksjonen pr. kWh et godt mål på prisingen av kraftverkene. Det skyldes at regnskapsbaserte størrelser som pris/bokført kapital, selskapsverdi/resultat før skatt, renteutgifter og avskrivninger (EV/EBITDA) eller pris/inntjening (P/E) er svært følsomme for avskrivningsprinsipper og variasjoner i inntjening som følge av kortsiktige svingninger i kraftprisen.

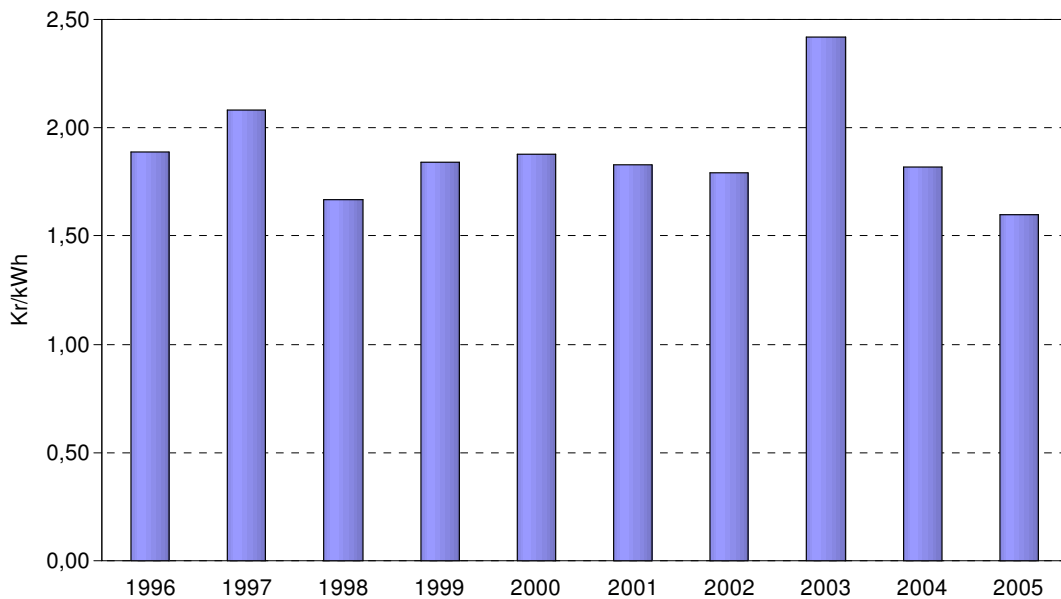
Figur 2.2 viser resultatene av vår analyse av 30 salg av vannkraftverk i årene 1996 til 2005. Nøkkeltallet er salgsverdi inklusive gjeld pr. middelproduksjon (verdi av totalkapitalen), og er angitt som det veide gjennomsnittet for transaksjonene i hvert enkelt år. For hele perioden var den volumveide gjennomsnittsverdien for transaksjonene 1,85 kr/kWh middelproduksjon. Det volumveide gjennomsnittet er beregnet ved å multiplisere den estimerte verdien pr. kWh med 100 prosent av produksjonen i salgobjektet (selv om bare en andel av produksjonen ble omsatt).

---

<sup>4</sup> Det eksakte verdifallet avhenger av blant annet skatteposisjoner og investeringsbehov og hvorvidt en velger å diskontere de investeringsbaserte fradragene mot grunnrenteskatten med et risikojustert avkastningskrav (slik kraftprodusenter synes å gjøre) eller med risikofri rente (slik Finansdepartementet anser som mest korrekt i henhold til økonomisk teori). Jf. Ot. prp. nr. 1 (2007-2008) og St.prp. nr. 1 (2007-2008).



Figur 2.2 *Transaksjonsverdier for norsk vannkraftproduksjon (kr/kWh middelproduksjon). Løpende kroner, veid gjennomsnitt*



Kilde: Econ Pöyry, Europower, NVE, årsrapporter fra kraftselskaper

Ifølge Pareto Securities' årlige rapport om det norske kraftmarkedet var gjennomsnittsprisen ved salg av norsk vannkraftproduksjon 2,3 kr/kWh i 2003, 2 kr/kWh i 2004. Paretos utvalg av transaksjoner og plassering i tid er litt forskjellig fra vårt utvalg, men bildet er noenlunde likt. Se også St.prp. nr. 1 (2003-2004) og Ot.prp. nr. 1 (2003-2004). I 2005 ble det registrert to transaksjoner som involverer norsk vannkraftproduksjon, 100 prosent i Skjerstad Kraftlag og en liten andel i TrønderEnergi. Ifølge Pareto Securities var den kraftproduksjonen i disse transaksjonene implisitt verdsatt til henholdsvis 2,10 kr/kWh og 1,60 kr/kWh. Disse to transaksjonene er neppe representative for verdien av norsk vannkraftproduksjon gitt dagens kraftpris- og renteforventninger. I tillegg solgte Statkraft sin aksjepost i Eidsiva energi, som eier både kraftproduksjon og nett samt annen virksomhet. Detaljert informasjon om verdien av kraftproduksjonen i Eidsiva er ikke tilgjengelig eller mulig å anslå uten en stor grad av usikkerhet.

De fleste transaksjonene er rene salg av kraftproduksjon, men noen er større salg av vertikalt integrerte selskaper, hovedsakelig med Statkraft på kjøpsiden. I beregningen av transaksjonsmultipler for store vertikalt integrerte kraftselskaper er verdien av nett- og omsetningsvirksomhet trukket fra kjøpesummen til en verdi av 1,20 x bokført verdi fram til 2002 (se også ECON, 2002, for en nærmere drøfting av denne metodikken).

Det finnes naturligvis eksempler på transaksjoner som ligger langt over og under gjennomsnittsnivået.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> I 2003 trekker særlig salget av Eastern Svartisen til et konsortium av finske kraftselskaper gjennomsnittet opp. Den viktigste eiendelen i Eastern Svartisen er en langsiktig leieavtale på 55 år (inngått i 1998) i Svartisen-verket, som for transaksjonsformål gir tilnærmet samme verdi som ved et salg. I 2004 inngikk Statkraft en 15-årig leieavtale i Rana-verket til en estimert pris på ca. 1,60 kr/kWh. Denne er ikke med i grunnlaget for figuren over på grunn av den korte varigheten av avtalen.

Vi vil understreke at beregningene overfor er beheftet med betydelig usikkerhet. Det gjelder ikke minst sammensatte transaksjoner som omfatter mer enn bare kraftproduksjon. Generelt er det dessuten usikkerhet knyttet til det eksakte innholdet i salgsavtalene og verdsetting av forskjellige balanseposter (gjeld osv.) på salgstidspunktet. I gjennomsnitt tror vi likevel at bildet ovenfor gir en god pekepinn om nivået på transaksjonsprisene historisk sett.<sup>6</sup>

Verdsettingen av norsk vannkraftproduksjon i forbindelse med transaksjoner har jevnt over ligget lavere enn hva våre beregningsresultater antyder. Det skyldes flere forhold:

- Markedsaktørenes forventninger til framtidige kraftpriser har økt de siste 2-3 årene, samtidig som avkastningskravet er redusert på grunn av lavere renter. I mange tidligere transaksjoner er det grunn til å anta at det er lagt til grunn lavere priser og høyere avkastningskrav enn vi har gjort ovenfor (jf. også verdsettingen av Statkraft SF i Dresdner Kleinwort Benson, 2000, og Ernst & Young, 2000).
- Mange av aktivaene som har vært omsatt, har vært minoritetsandeler eller mindre enkeltverk som ikke gir selskapskontroll. I praksis i næringslivet generelt viser det seg at kontrollerende eierandeler ofte omsettes til en høyere pris enn det diskontert kontantstrøm skulle tilsi. Kontroll kan med andre ord ha en strategisk egenverdi. Det kan være flere andre årsaker til at verdien av kraftproduksjon er høyere på kjøpers hånd enn på selgers, også i de tilfellene hvor det ikke dreier seg om kontrollerende eierandeler. Mest typisk dreier det seg om kostnadsreduksjoner, bedre utnyttelse av kompetansen, tilgang til nye markeder og utvikling av nye forretningsmuligheter.

### **Konklusjon kraftproduksjon**

Den historiske transaksjonsanalysen tilsier en verdi i underkant av 2 kr/kWh for norsk vannkraft i gjennomsnitt, men med en stigende tendens de siste årene, til tross for et tynt datagrunnlag som følge av få transaksjoner. Modellanalysene antyder på sin side at verdiene ligger vesentlig høyere når oppdaterte anslag på prisforventningene legges til grunn. Som følge av betydelig usikkerhet om forskjellige rammevilkår, herunder skattesystemet for norsk vannkraft, framtidig klimapolitikk og ikke minst det faktum at hjemfallsreglene legger svært sterke restriksjoner på omsetteligheten av norsk vannkraft (jf. diskusjonen av reglene i kapittel 5), er det imidlertid ikke utenkelig at salgsværdien vil ligge under det en beregning av forventede framtidige kontantstrømmer vil gjøre.

*Vi legger til grunn en verdi på 3,25 kr/kWh vannkraftproduksjon i den videre analysen.*

Dette samsvarer med en kraftprisforventning i størrelsesorden 35-40 øre/kWh og et avkastningskrav på 6,5-7,5 prosent nominelt etter skatt. Verdianslaget kan synes noe lavt i forhold til den forventede inntjeningen med kraftprisforventningene de nærmeste årene. Uten konkrete data for transaksjoner fra de seneste årene, og gitt restriksjonene på omsetteligheten av eierandeler i norske vannkraftverk som følge av hjemfallsreglene, mener vi likevel at 3,25 kr/kWh er et rimelig anslag. Vi vil imidlertid også se på hva som blir utfallet for totalverdien med alternative forutsetninger om verdien av vannkraftproduksjon.

---

<sup>6</sup> Uttalelser fra kraftselskaper og transaksjonsrådgivere om det historiske prisnivået samsvarer godt med våre beregningsresultater (eksempelvis First Securities på konferansen "Energi 2002 – Kraftsektoren ved et veiskille" i november 2002 - se også Pareto Securities' årlige rapport om det norske kraftmarkedet).

Et annet moment er at mange av transaksjonene som involverer kraftproduksjon har vært omsetning av minoritetsandeler. Det har altså ikke skjedd noen overføring av selskapskontroll i disse transaksjonene. Grunnlaget for en oppkjøpspremie er dermed redusert. Aksjonæravtaler, vedtekter, kontraktsporteføljer osv. kan også være med på å redusere verdien for kjøper.

### 2.1.2 Nett

Nettet er en monopolvirksomhet som reguleres av NVE. Reguleringen er endret betydelig fra 2007, men det grunnleggende prinsippet om inntektsrammer som gir nettselskapene økonomiske incentiver til å drive effektivt, består.

Hvert enkelt nettselskap blir tildelt en inntektsramme for ett år av gangen basert på historiske driftskostnader, avskrivninger, avkastning på bokført kapital og en kostnadsnorm basert på effektivitetsmålinger. Fra 2009 vil kostnadsnormen telle 60 prosent av totalinntekten, mens historiske kostnader vil utgjøre 40 prosen. Dersom nettselskapet greier å kutte kostnader, kan det ha en lønnsomhet over den rentabiliteten NVE legger til grunn som "normal" når de beregner inntektsrammen. NVEs nåværende referanserate innebærer en risikopremie på ca. 3 prosentpoeng utover risikofri rente (statsobligasjoner) ved et rentenivå på ca. 5 prosent. Dette gjelder nominelt før skatt.

Det er flere forhold som kan begrunne en verdsetting av nettvirksomhet som avviker fra bokført kapital når vi ser på *enkeltselskaper*. To begrunnelser kan være at nettselskapet vil kunne redusere kostnader utover det nivået som kreves for å oppnå NVEs normalavkastning, og at nettselskapet har et annet avkastningskrav enn det NVE bruker. Selv om det kan være muligheter for avkastning utover det normale på kort og mellomlang sikt, mener vi at begge mulighetene for slik meravkastning sannsynligvis vil være små på lang sikt - i hvert fall innenfor dagens reguleringsregime.

Andre muligheter for meravkastning (eller mindreavkastning) i forhold til normalnivået er knyttet til variasjoner i investeringsbehovet. Høye investeringer som følge av behov for fornying av nettet eller forbruksvekst kan trekke verdien ned dersom investeringene ikke gir seg utslag i en høyere kostnadsnorm samtidig (økte kostnader uten at det gir økte leveranser i effektivitetsmålingene vil føre til lavere effektivitet og derigjennom lavere inntekter). Disse virkningene er imidlertid kompliserte å tallfeste uten detaljerte analyser. Endelig kan vi nevne muligheten for å utnytte nettet og kundemassen til utvikling og salg av nye tjenester og synergier mot annen infrastrukturvirksomhet.

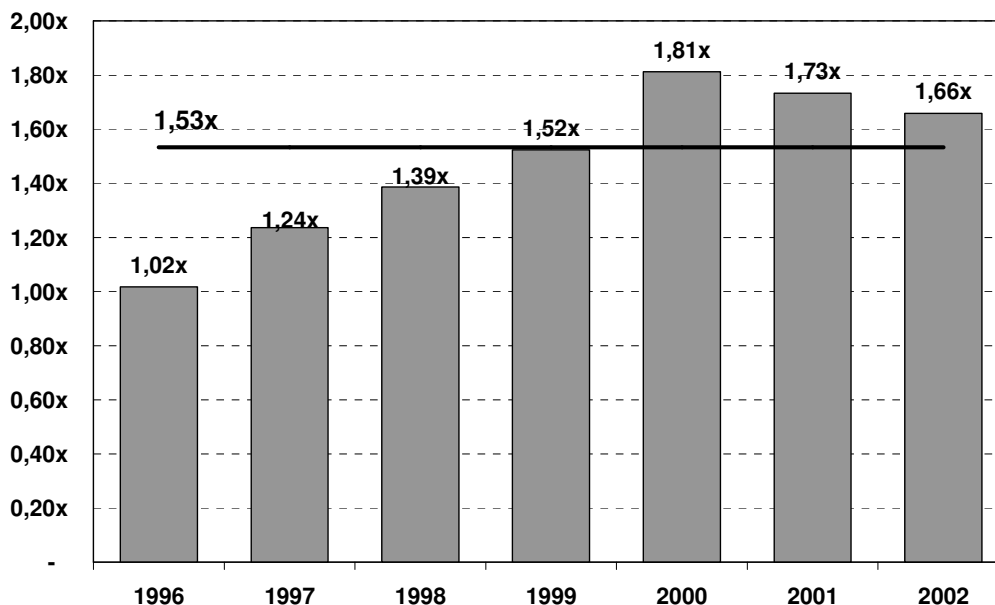
Potensialet for merverdier (eller mindreverdier) i forhold til bokført verdi kan vises med en beregning av framtidige kontantstrømmer og selskapsverdi under forskjellige forutsetninger om effektivisering og investeringer. Samlet sett vil imidlertid inntektene til norske nettselskaper over tid være om lag lik de faktiske kostnadene på landsbasis, gitt dagens regulering. Det skyldes at NVE kalibrerer de samlede inntektsrammene årlig slik at forventet avkastning blir lik NVEs referanserate (normalavkastningen). Denne justeringen gjøres med utgangspunkt i de samlede inntektsrammene. Hvis de initiale inntektsrammene basert på NVEs effektivitetsmålinger og historiske kostnader er 5 prosent lavere enn de forventede kostnadene, inklusive avkastning på nettkapitalen, vil inntektsrammene oppjusteres med 5 prosent (rent teknisk gjøres dette via justering av kostnadsnormen). Dette betyr fortsatt at utfallet for enkeltselskaper kan ligge langt fra normalavkastningen, men på landsbasis er det altså samsvar mellom inntekter og kostnader over tid. Dersom netteiers avkastningskrav er lik NVEs referanserate, innebærer det at totalverdien av nettkapitalen før fradrag for gjeld er lik bokført kapital.

## Transaksjonsanalyse

Vi har beregnet transaksjonsmultipler ved salg av norsk nettvirksomhet siden slutten av 1996. Fusjoner og salg som inkluderte produksjon er ikke tatt med. Eventuell omsetningsvirksomhet inkludert i et solgt nettselskap er trukket ut til en verdi av 1500 kroner pr. omsetningskunde. Dette nøkkeltallet blir diskutert i neste avsnitt. Verdien av omsetningsvirksomheten vil uansett normalt være liten i forhold til nettvirksomheten. Hvorvidt omsetning var inkludert i transaksjonene eller ikke, kan gi utslag på størrelsesorden 5–10 prosent. Generelt inkluderte salgene i første halvdel av analyseperioden omsetningsvirksomhet, mens salgene i siste halvdel ikke gjorde det.

I figur 2.3 viser søylene multippelen på nettkapital for transaksjonene som fant sted, og den vannrette linjen viser medianverdien på 1,53x bokført kapital. Etersom bokført kapital er den sentrale parameteren som bestemmer avkastningselementet i grunnlaget for nettselskapenes inntektsrammer, er dette det beste nøkkeltallet for å analysere salg av nettvirksomhet i det norske systemet. Verdi pr. kunde vil for eksempel være lite relevant som sammenligningsgrunnlag. Analysen omfatter 37 transaksjoner. Gjennomsnittsmultiplene var 1,54x med et standardavvik på 0,36x. Det er svært få transaksjoner som involverer nettvirksomhet har funnet sted etter 2002, og de transaksjonene som har funnet sted, er såpass sammensatte og komplekse at de ikke gir grunnlag for særlig sikre konklusjoner om salgsverdien. Salgsverdien av nettet til Mjøskraft i 2005, som omfattet både nett og omsetning, lå på nærmere 2 ganger bokført kapital ifølge våre egne anslag og Pareto Securities' årlige rapport, men siden dette bare er én enkeltstående transaksjon, har vi valgt ikke å legge vekt på denne.

Figur 2.3 *Salgsverdi relativt til bokført nettkapital for salg av norsk nettvirksomhet 1996-2002*



Kilde: Econ Pöyry

I begynnelsen av perioden lå transaksjonsprisene i nærheten av bokført verdi. Fram til 2000 steg transaksjonsprisene kraftig, men har siden sunket. De høye multiplene kan skyldes at forventningene til merverdier og effektivisering har vært betydelige. Dessuten var det i en periode sterk interesse fra utenlandske selskaper ettersom det ikke har vært juridiske begrensninger på private og utenlandske kjøp av elnett (det samme

gjelder kraftomsetning), i motsetning til hva som har vært tilfelle for kraftproduksjon på grunn av hjemfallsreglene.

På samme måte som for produksjonsvirksomheten er det betydelig usikkerhet om transaksjonsverdiene. Det skyldes både manglende (ikke-offentlig) informasjon og det at flere av transaksjonene omfatter mer enn bare nettvirksomhet.

### **Konklusjon nettvirksomhet**

De historiske transaksjonene reflekterer i stor grad NVEs forrige inntektsrammemodell og tidligere forventninger til utviklingen.

*Gitt NVEs nåværende nettregulering vil vi legge til grunn at verdien av nettvirksomheten i gjennomsnitt vil være lik bokført kapital.*

Det skyldes kalibreringsmekanismen i reguleringen, som sikrer at nettselskapenes samlede inntekter på landsbasis over tid vil følge de faktiske kostnadene. Utfallsrommet for enkeltelskaper vil være stort, men i en analyse av typen vi gjør her, har vi ikke forutsetninger for å mene noe om hvilke selskaper som vil komme spesielt godt eller dårlig ut. Uansett vil utfallet for enkeltelskaper endre seg mye over tid etter hvert som NVEs modeller for effektivitetsmåling videreutvikles og andre ytre faktorer endres.

### **2.1.3 Omsetning**

For omsetningsvirksomheten er det mindre hensiktsmessig å lage en detaljert verdsettelsesmodell, da det knytter seg stor usikkerhet til marginene det er mulig å ta i fremtiden. Vi har derfor basert verdsettingen av omsetning på en analyse av transaksjoner som er gjort siden 1996 for ren omsetningsvirksomhet. Salgsverdien er sensitiv for kontantbeholdningen og gjeldssituasjonen i selskapene på det eksakte transaksjonstidspunktet, noe som gjør analyser av omsetningsverdien komplisert, men analysen gir likevel et brukbart bilde av prisutviklingen.

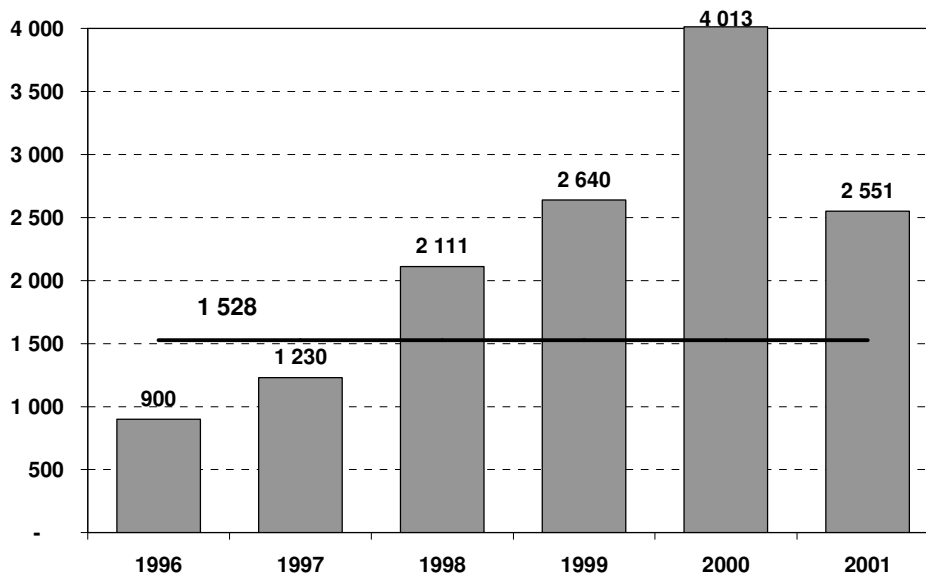
Figur 2.4 viser gjennomsnittet for multiplene for transaksjoner de enkelte årene. Medianverdien for analysen er 1528 kroner pr. kunde. Vi minner igjen om usikkerheten i beregningene. Det er likevel ganske klart at det har skjedd en utvikling av salgsverdiene over tid.<sup>7</sup> Salgsprisene steg til en topp i 2000 for så å falle i 2001. Vår vurdering er at markedsverdien for omsetningsvirksomheten har falt ytterligere etter denne perioden, ned mot nivået for medianen.

På samme måte som for kraftproduksjon og nett er det gjort få transaksjoner som involverer kraftomsetning de siste årene hvor det finnes offentlig tilgjengelig informasjon av tilstrekkelig høy kvalitet. I sammensatte transaksjoner som involverer nett og/eller kraftproduksjon vil omsetning utgjøre en såpass liten andel av totalverdien at anslagene blir svært følsomme overfor mindre endringer i verdien av den øvrige virksomheten. Én ren omsetningstransaksjon fra 2005 (salg av aksjer i Hallingkraft) antyder en verdi på i overkant av 1100 kroner pr. kunde før justering for kontantbeholdningen (selskapet hadde praktisk talt ingen langsiktig gjeld, slik at transaksjonsprisen reflekterer verdien av egenkapitalen).

---

<sup>7</sup> First Securities uttalte i november 2002 at selskaper som ville oppnå en rimelig avkastning på kapitalen ikke burde betale mer enn 730 kroner pr. omsetningskunde. Statkraft ble sommeren 2002 sitert i pressen på at de verdsatte kraftkunder til 1500 kr/kunde i sine oppkjøp i regionale kraftselskaper med omsetningsvirksomhet.

Figur 2.4 Salgsverdi pr. omsetningskunde for transaksjoner med ren omsetningsvirksomhet 1996-2001



Kilde: Econ Pöyry

Vi legger til grunn en verdi på 1500 kr pr. kunde i omsetningsvirksomhet i tråd med observerte historiske transaksjonspriser over en lengre periode.

## 2.1.4 Annen virksomhet

Norske kraftselskaper driver i økende grad virksomhet utenfor den tradisjonelle kjernevirksomheten, som produksjon og distribusjon av fjernvarme (Hafslund, Akershus Energi m.fl.), distribusjon av naturgass (Lyse Energi), bredbåndsvirksomhet (Agder Energi, Eidsiva energi m.fl.), installasjons- og montørtjenester (Agder Energi). For eksempel er det bare i 2000-2006 blitt investert nesten 4 milliarder kroner i norsk fjernvarmeverksamhet (ifølge Statistisk sentralbyrås fjernvarmestatistikk). Disse investeringene skjer i stor grad i regi av selskaper som er helt eller delvis eid av kraftselskaper med betydelig kommunalt eierskap.

Prinsipielt vil annen virksomhet verdivurderes på akkurat samme måte som kraftvirksomheten, det vil si på grunnlag av nåverdien av forventede framtidige kontantstrømmer som neddiskonteres med et risikojustert avkastningskrav. En sjablonmessig verdivurdering på grunnlag av representative kontantstrømmer, offentlig tilgjengelige regnskapsdata og data for fysiske størrelser som varmeleveranser og lignende, er imidlertid vanskelig å gjennomføre etter den samme metoden vi har benyttet for kraftvirksomheten. Det skyldes flere forhold: Vi har ikke hatt tilgang til mer detaljerte data om de forskjellige virksomhetene, og vi har begrensede erfaringer med transaksjonspriser og nøkkeltall fra verdivurderinger. I tillegg kommer betydningen av usikre rammevilkår og umodne markedsforhold. Mange av de aktuelle virksomhetene er for eksempel i en startfase hvor de nåværende inntektene er vesentlig lavere enn de forventede framtidige nivåene.

Som hovedregel velger vi derfor å verdsette annen virksomhet til bokført verdi av driftsmidlene. Dette vil i noen tilfeller undervurdere de virkelige verdiene, mens det i

andre tilfeller vil overvurdere verdiene. Annen virksomhet av typen beskrevet i dette avsnittet, utgjør uansett fremdeles en begrenset andel av totalverdiene i sektoren.

### **Aksjer og andre finansielle eierandeler**

Mange kraftselskaper eier også finansielle aktiva i form av aksjer, blant annet i børsnoterte selskaper. I store trekk er verdien av disse eierandelene svært små i forhold til den fysiske realkapitalen i sektoren, men det er enkelte viktige unntak. Vi vil særlig peke på Hafslunds aksjepost i REC (Renewable Energy Corporation). Disse aksjene har variert en del i verdi de siste årene, men hadde for eksempel ved utgangen av november 2007 en børsverdi på ca. 10 milliarder kroner (ca. 14 prosent av en total markedsverdi på 129 milliarder kroner). Verdien har falt betraktelig siden. Oslo kommune besitter betydelige indirekte verdier i REC via sine 53,7 prosent av aksjene i Hafslund. Også eierkommunene i Østfold Energi og Østfold fylke har indirekte verdier i REC som følge av Østfold Energis aksjepost på 2,7 prosent av kapitalen i Hafslund. Vi har tatt hensyn til verdien av Hafslunds aksjer i REC ved utgangen av 2006 gjennom beregningen av selskapets netto rentebærende gjeld.<sup>8</sup>

## **2.2 Verdien av norske kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper 31.12.2006**

### **2.2.1 Kraftproduksjon**

I analysen er gjennomsnittlig årsproduksjon i norske kraftverk fordelt direkte på kommunale og fylkeskommunale eiere. Vi har tatt hensyn til så å si alle direkte og indirekte eierandeler som norske kommuner og fylkeskommuner besitter. Det vil for eksempel si at Bergen kommune får henført til seg en andel av kraftproduksjonen i BKK, samt sine respektive andeler av produksjonen i selskaper som BKK eier aksjer i. Dette gjelder Sunnhordland Kraftlag, Tafjord Kraft, Sogn og Fjordane Energi, Sognekraft og Sunnfjord Energi.

I tabellen nedenfor viser vi fordelingen av eierskapet i norsk vannkraftproduksjon. I analysen er ca. 56 prosent av Hafslunds 3 TWh middelproduksjon henført til kommuner og fylker via Oslo kommune og Østfold Energis aksjer i Hafslund. I motsatt retning trekker private minoritetsandeler i selskaper som Salten Kraftsamband og Narvik Energi. Disse trekkes ut fra det kommunale eierskapet i analysen. Det gir totalbildet nedenfor.

*Tabell 2.2 Fordelingen av eierskapet i norsk vannkraftproduksjon*

Eiergruppe	Sum middelproduksjon
Statkraft	51
Kommuner og fylker	54
Private	15
Sum	120

Kilde: Econ Pöyry, NVE, Europower.

---

<sup>8</sup> Dette er i tråd med hvordan Hafslund balanseførte verdien av aksjene.

I tillegg kommer noe kommunalt og fylkeskommunalt eierskap i vindkraftverk. P.t. er det ingen kommuner eller fylker med vesentlige eierinteresser innen annen kraftproduksjon, med unntak av noen små kraftvarmeverk og FoU-prosjekter innen nye fornybare energiteknologier. Flere kraftselskaper med kommunalt og fylkeskommunalt eierskap har ambisiøse investeringsplaner innen vindkraft og andre produksjonsteknologier. Mange av prosjektene er imidlertid langt unna å bli realisert, og det er bare et begrenset antall vindkraftverk som faktisk er i drift. Kraftverk basert på andre ressurser enn vann er inkludert til bokført verdi i analysen, men utgjør svært lite i forhold til vannkraften.

I sum er bruttoverdien av den kommunale og fylkeskommunale vannkraftproduksjonen ca. 174,5 milliarder kroner ved en verdi på 3,25 kr/kWh middelproduksjon.



### 2.2.2 Nett

Norske nettselskaper eksklusive Statnett hadde en bokført verdi av realkapital (nettanlegg, eiendommer osv.) på ca. 39 milliarder kroner ved utgangen av 2006 ifølge data fra selskapenes økonomiske og tekniske rapportering til NVE. Av dette var ca. 27,6 milliarder kroner i kommunal og fylkeskommunal eie når vi trekker fra private eierandeler i Hafslund, statlige eierandeler i regionale kraftselskaper og andre private eierandeler. Også her tar vi hensyn til alle direkte og indirekte eierandeler når vi beregner verdiene pr. kommune. For eksempel vil da Bergen kommune få tilordnet sine andeler av nettkapitalen i så vel BKK som underliggende selskaper deleid av BKK (jf. kraftproduksjonseksemplet ovenfor).

Med våre forutsetninger om en markedsverdi lik bokført verdi av nettkapitalen, gir det en totalverdi av nettvirksomhet i kommunal og fylkeskommunal eie på 27,6 milliarder kroner.

### 2.2.3 Omsetning

Det er totalt ca. 2,6 millioner målepunkter i det norske distribusjonsnettet. Dette kan tjene som et anslag på det totale antall sluttbrukere i Norge, selv om en da ser bort fra kunder direkte tilknyttet sentralnettet og regionalnettet. De siste typene kunder er få, men store. Det er mange selskaper som driver kraftomsetning, men strukturen er noe mer konsentrert enn hva som er tilfelle for nettet. Blant annet har Statkraft og de deleide selskapene BKK og Skagerak Energi etablert et felles kraftomsetningsselskap (Fjordkraft), og en del mindre nettselskaper har sluttet med kraftomsetning. De største omsetningsaktørene er enten en del av integrerte regionale kraftselskaper (Hafslund, Agder Energi, Lyse m.fl.), eller de er deleid av slike selskaper (Fjordkraft). Uavhengige selskaper med eierskap utenfor den etablerte norske kraftsektoren har bare en beskjeden markedsandel.

Vi har lagt til grunn at ca. 1,5 millioner sluttbrukere er kunder i selskaper eid av kommuner og fylker. Vi har da trukket fra en del private andelslag samt private og statlige eierandeler i selskaper som Hafslund og Fjordkraft. Med en verdi på 1500 kr/kunde får vi da en totalverdi på 3 milliarder kroner av kraftomsetning i kommunalt og fylkeskommunalt eie.

### 2.2.4 Annen virksomhet

Norske kraftselskaper har de seneste årene i økende grad investert i virksomheter utenom den tradisjonelle kjernevirksomheten. Mange av investeringene er energirelatert, som gassdistribusjon og fjernvarme, men det gjøres også betydelige investeringer i tele- og datasektoren (elektronisk kommunikasjon). Noen eksempler på annen virksomhet i regi av kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftselskaper, er følgende:

- I perioden 2000-2006 ble det investert nærmere 4 milliarder kroner i fjernvarmeanlegg i Norge. Mye av dette skjedde i regi av kommunalt eide kraft- eller fjernvarmeselskaper. Enkelte kommunalt eide selskaper, som Viken Fjernvarme (nå en del av Hafslund), har drevet med fjernvarmevirksomhet i flere tiår.
- Lyse Energi, som er 100 prosent eid av kommuner i Rogaland, investerte nærmere 1 milliard kroner i en gassrørledning og gassdistribusjon i perioden 2003-2006.

- De hovedsakelig kommunale og fylkeskommunale kraftselskapene BKK, Agder Energi, Eidsiva Energi, Troms Kraft, Lyse Energi og Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk har etablert Bredbåndsalliansen. Bredbåndsalliansen skal utgjøre et fullverdig alternativ til Telenor, blant annet med utgangspunkt i BaneTeles anlegg og de regionale kraftselskapenes egne anlegg, og produktspekteret inkluderer telefoni, internett og TV-tjenester. I desember 2007 inngikk alliansen avtale om å kjøpe teleselskapet Ventelo for 2,3 milliarder kroner.<sup>9</sup>

Lista er på ingen måte uttømmende, men gir noen eksempler på hvordan kraftselskapenes virksomhet blir stadig mer sammensatt. Det er også kjent at enkelte norske kraftprodusenter vurderer å investere i vannkraft i utlandet, og i hvert fall ett fylkeskommunalt selskap (Vardar, heleid av Buskerud fylkeskommune) har investert i vindkraft i utlandet (Estland og Litauen). Et selskap som Hafslund har en omfattende finansiell investeringsportefølje i og utenfor energisektoren (blant annet en aksjepost i solenergiselskapet REC via datterselskapet Hafslund Venture).

Til tross for økningene de seneste årene, utgjør investeringene i andre virksomhetsområder fortsatt en beskjeden andel av de samlede verdiene i de kommunale og fylkeskommunale kraftselskapene. Verdien av de forskjellige prosjektene er dessuten vanskelig å anslå på generelt grunnlag. Dels dreier det seg om infrastruktur og tjenester innen elektronisk kommunikasjon, dels om fjernvarme- og gassprosjekter som står overfor usikre og skiftende rammevilkår med hensyn til blant annet avgifts- og støttesystemer. Vi har derfor valgt å bruke bokførte verdier av investeringene som grunnlag for å anslå verdien.

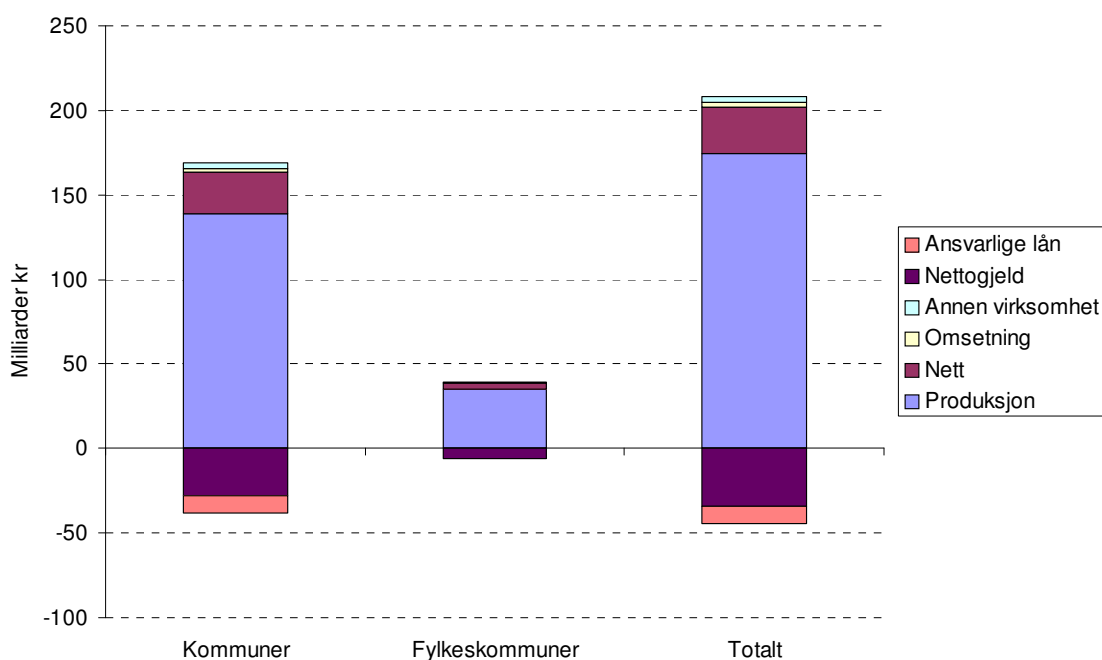
## 2.2.5 Oppsummering

I figuren nedenfor viser vi verdianslagene pr. virksomhetsområde og anslått netto rentebærende gjeld samt ansvarlige lån ved utgangen av 2006, fordelt på kommuner og fylkeskommuner. Den anslåtte markedsverdien av egenkapitalen, før fradrag for ansvarlige lån, er ca. 163,5 milliarder kroner, fordelt med 130,5 milliarder på kommunene og 33 milliarder på fylkeskommunene. De eksakte tallene og verdi-forutsetningene er oppgitt i tabell 2.3.

---

<sup>9</sup> Verdien av denne transaksjonen er ikke med i våre verdianslag ettersom vi bare har tatt med eiendeler pr. 31.12.2006.

Figur 2.5 Verdien av kommunalt og fylkeskommunalt eierskap i kraftsektoren



Kilde: Econ Pöyry, NVE, Europower, årsrapporter

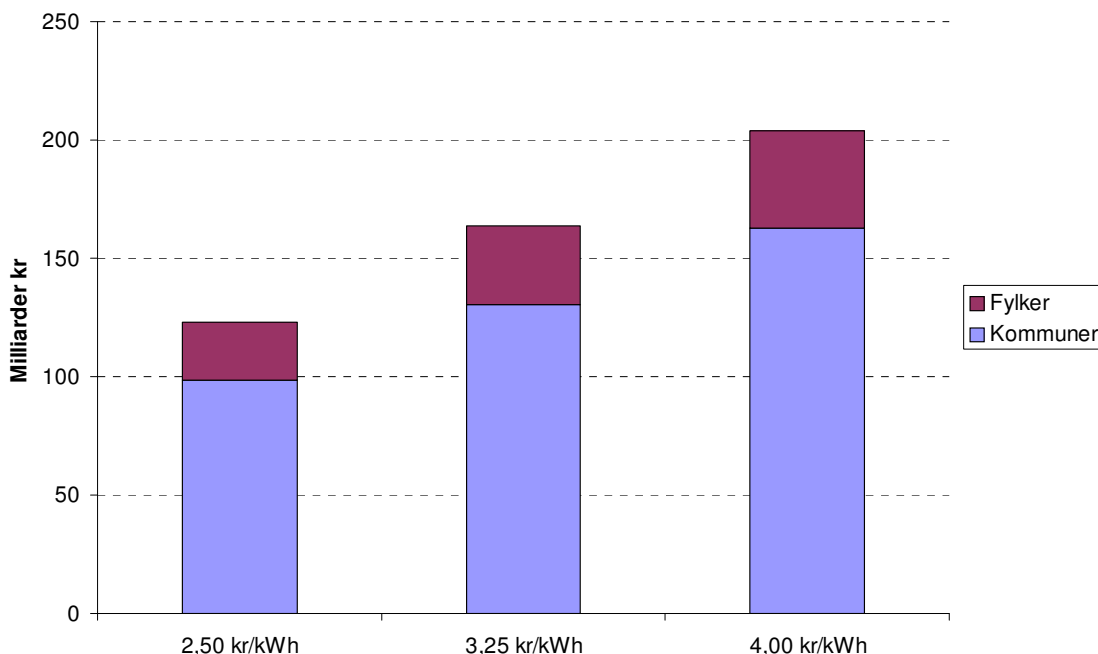
Tabell 2.3 Verdien av kommunalt og fylkeskommunalt eierskap

	Kommuner	Fylkeskommuner	Totalt	Kommentar
Produksjon	139,1	35,4	174,5	53,7 TWh à 3,25 kr/kWh
Nett	24,3	3,3	27,6	Bokført verdi av nettkapital
Omsetning	2,0	0,3	2,3	1,5 mill. kunder à 1500 kr pr. kunde
Annen virksomhet	3,3	0,3	3,6	Bokført verdi av nettkapital
<i>Totalverdi</i>	168,7	39,3	206,2	
Nettogjeld	-28,2	-5,7	-33,9	
Ansvarlige lån	-10,0	-0,6	-10,6	
<i>Nettoverdi av egenkapital</i>	130,5	33,0	163,5	

Kilde: Econ Pöyry, NVE, Europower, årsrapporter. Avrundingsfeil kan forekomme.

Kraftproduksjon utgjør den desidert største delen av totalverdien. Som vi har diskutert tidligere, finnes det ikke gode indikasjoner på markedsverdien av norsk vannkraftproduksjon på grunn av det lave antall transaksjoner de siste årene, og det er derfor usikkert hva som lar seg realisere ved eventuelle salg – selv om beregningene med vår verdsettingsmodell indikerer at verdien vil være vesentlig høyere enn i 1996-2002, da det skjedde en rekke transaksjoner. I figuren nedenfor viser vi konsekvensene for verdien av egenkapitalen i den kommunale og fylkeskommunale kraftvirksomheten under ulike forutsetninger om verdien av vannkraftproduksjonen: 2,50 kr/kWh, 3,25 kr/kWh og 4 kr/kWh. Det gir et utfallsrom på 123 til 204 milliarder kr.

Figur 2.6 *Verdien av kommunalt og fylkeskommunalt eierskap i kraftsektoren under ulike forutsetninger om verdien av kraftproduksjon*



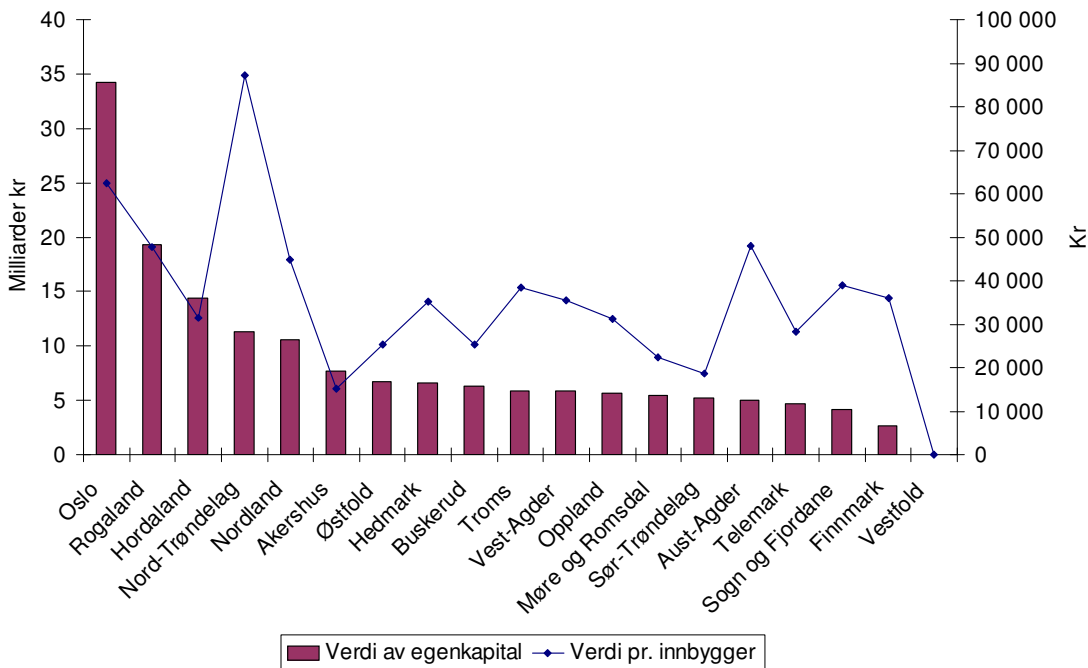
Kilde: Econ Pöyry, NVE, Europower, årsrapporter.

## 2.2.6 Verdier pr. fylke

Verdianslagene våre er basert på gjennomsnittsbetraktninger. De gir et representativt bilde av verdien av selskapene samlet sett, men er ikke ment som eksakte anslag pr. selskap eller eierkommuner og –fylker enkeltvis. Det er imidlertid interessant å se på fordelingen av verdiene pr. fylke, både absolutt og målt pr. innbygger, selv om det nødvendigvis er grove anslag.

I figuren nedenfor viser vi verdien av egenkapitalen pr. fylke langs den venstre aksene, mens vi langs aksene til høyre viser verdien pr. innbygger. De kommunale eierandelene er fordelt pr. fylke og slått sammen med eventuelle fylkeskommunale andeler. Verdiene pr. fylke representerer i stor grad de historiske investeringene som har vært gjort og befolkningsstørrelsen, men også strukturendringene som har skjedd siden 1991. For eksempel har samtlige kommuner i Vestfold solgt seg ut av kraftsektoren. Det er videre klart at store bykommuner (Oslo, Bergen, Stavanger) står for en betydelig andel av verdiene. Det skyldes i hovedsak at disse kommunene er sentrale eiere i noen av de største norske kraftselskapene, som har gjort store investeringer historisk særlig i kraftproduksjon, og som også har mange nettkunder. Nord-Trøndelag fylke skiller seg ut med høye verdier pr. innbygger.

Figur 2.7 Verdi av egenkapital i kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftselskaper. Milliarder kr og kr pr. innbygger



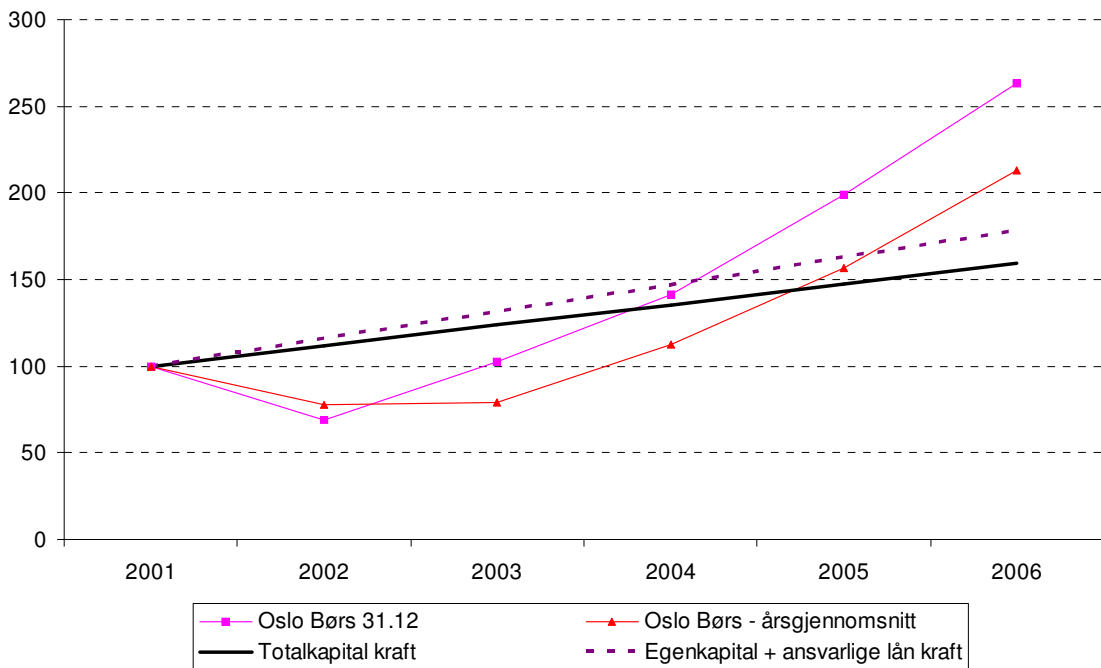
## 2.2.7 Verdien av kraftsektoren i forhold til andre bransjer

Det er også interessant å se hvordan verdien av kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper har utviklet seg de siste årene. I 2002 anslo vi verdien av det kommunale og fylkeskommunale eierskapet til ca. 97 milliarder kroner før fradrag for ansvarlige lån pr. 31.12.2001. Selv om det har vært enkelte endringer i eierskapet og kapitalstruktur i perioden, slik at tallene ikke er direkte sammenlignbare, svarer dette likevel til en implisitt årlig verdiøkning på ca. 12 prosent. Ser vi på verdien av totalkapitalen inklusive eksternt gjeld, er den årlige verdiøkningen ca. 10 prosent. Dette er nominelle størrelser. Verdien av hovedindeksen på Oslo Børs har i samme periode steget med vel 16 prosent pr. år målt ved årlig gjennomsnitt av hovedindeksen, hele 21 prosent pr. år dersom vi sammenligner indeksens verdi 31.12.2001 og 31.12.2006.<sup>10</sup> Samtidig er nok svingningene i verdien av aksjene på Oslo Børs en del høyere enn hva som er tilfelle for kraftprisforventningene, som er den viktigste faktoren bak verdien av de kommunale og fylkeskommunale kraftselskapene som vist ovenfor.

Verdiutviklingen i kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper er vist i figuren nedenfor, sammen med utviklingen i hovedindeksen på Oslo Børs. Til sammenligning har gjennomsnittlige statsobligasjonsrenter ligget på 4,5-5 prosent i samme periode (nominelle renter før skatt, aritmetiske gjennomsnitt av obligasjoner med 3,5 og 10 års levetid).

<sup>10</sup> Fordi hovedindeksen falt sterkt i løpet av 2001 og steg mye i 2006, blir den årlige økningen pr. 31.12 mye høyere enn den gjennomsnittlige.

Figur 2.8 Verdiutvikling av kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper, Oslo Børs' hovedindeks 2001-2006. 2001=100



Kilde: Oslo Børs, Norges Bank, Econ Pöyry

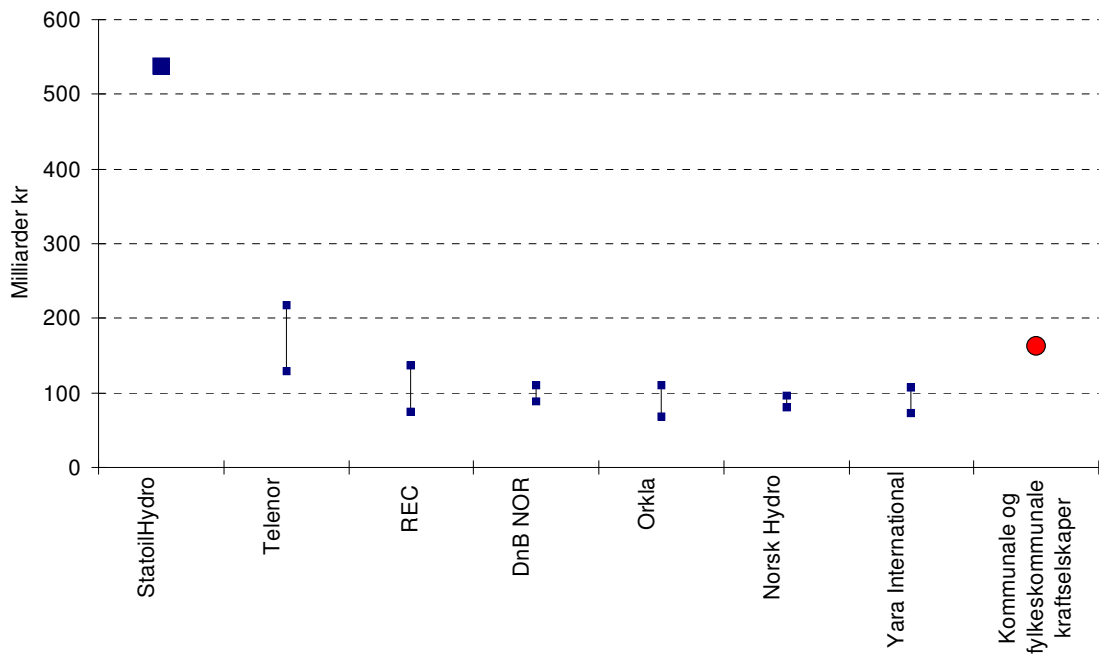
Som nevnt har det vært en betydelig økning i verdien av norske kraftselskaper siden 2001-2002, hovedsakelig som følge av økte kraftpriserforventninger og høyere verdi av vannkraftproduksjon. Verdien av nettvirksomhet har gått noe ned, men den samlede verdien har likevel økt. Dette må imidlertid ses i forhold til verdiutviklingen i perioden før 2002. Mellom 1997 og 2002 er det for eksempel mye som tyder på at verdien av vannkraftproduksjon var uendret eller til og med sank noe (jf. figuren over transaksjonsverdier ovenfor), slik at verdiutviklingen var omtrent flat i denne perioden. Den årlige verdistigningen fra 1997 til 2006 blir dermed vesentlig lavere enn i perioden 2001-2006.

Figuren ovenfor gir heller ikke noe godt bilde av *svingningene* i verdien av kraftselskapene ettersom vi bare har to observasjoner av verdien. Også verdien av kraftvirksomhet vil svinge over tid som følge av endrede forventninger med hensyn til blant annet kraftpriser, kostnader og renter.

Verdien av den samlede egenkapitalen i de norske kommunale og fylkeskommunale kraftselskapene kan sammenlignes med verdien av noen av de største selskapene på Oslo Børs. Disse verdiene varierer betydelig over tid, men i figuren nedenfor har vi sammenlignet den totale verdien av egenkapitalen i kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper pr. 31.12.2006 med børsverdien (markedsverdi av egenkapitalen) i et utvalg store norske selskaper pr. 31. desember 2007 og 31. juli 2008.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> For samtlige selskaper unntatt Yara var verdien høyere ved årsskiftet enn ved utgangen av juli.

Figur 2.9 Verdien av børsnoterte norske selskaper og kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper. Milliarder kr



Kilde: Oslo Børs, Econ Pöyry

### **3 Kommunale og fylkeskommunale kjøp og salg av eierandeler i kraftselskaper 2002–2007**

I perioden 1997-2001 ble det omsatt eierandeler i kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper for totalt 25 milliarder kroner nominelt. Det ble også omsatt eierandeler i 1996 for et betydelig milliardbeløp. Blant annet realiserte Oslo og Bergen totalt mer enn 5 milliarder kroner ved salg av aksjer i henholdsvis Oslo Energi Produksjon og Bergen Lysverker det året.

I dette kapitlet ser vi nærmere på verdiene som norske kommuner og fylker har realisert gjennom salg av eierandeler i kraftselskaper siden 2002. Vi ser også på kommunale kjøp av aksjer i kraftselskaper i den samme perioden. Fram til 2002 var kommunalt eide selskaper dominerende på kjøpersiden sammen med Statkraft, men dette skjedde stort sett uten tilførsel av frisk kapital fra eierkommunene. I perioden etter 2002 finnes det imidlertid eksempler på at kommuner har kjøpt eierandeler i kraftselskaper direkte.

#### **3.1 Sterkt fall i salgsaktiviteten etter 2002**

Figuren nedenfor viser de samlede beløpene som er realisert gjennom salg av aksjer i kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper siden 2002. Aktiviteten var svært høy i 2002 på grunn av Statkrafts kjøp av aksjeposter i Agder Energi (45,5 prosent), BKK (23,3 prosent) og Trondheim Energiverk (100 prosent). I de etterfølgende årene har aktiviteten gått sterkt ned, og vi har ikke registrert noen salg i 2006 overhodet.

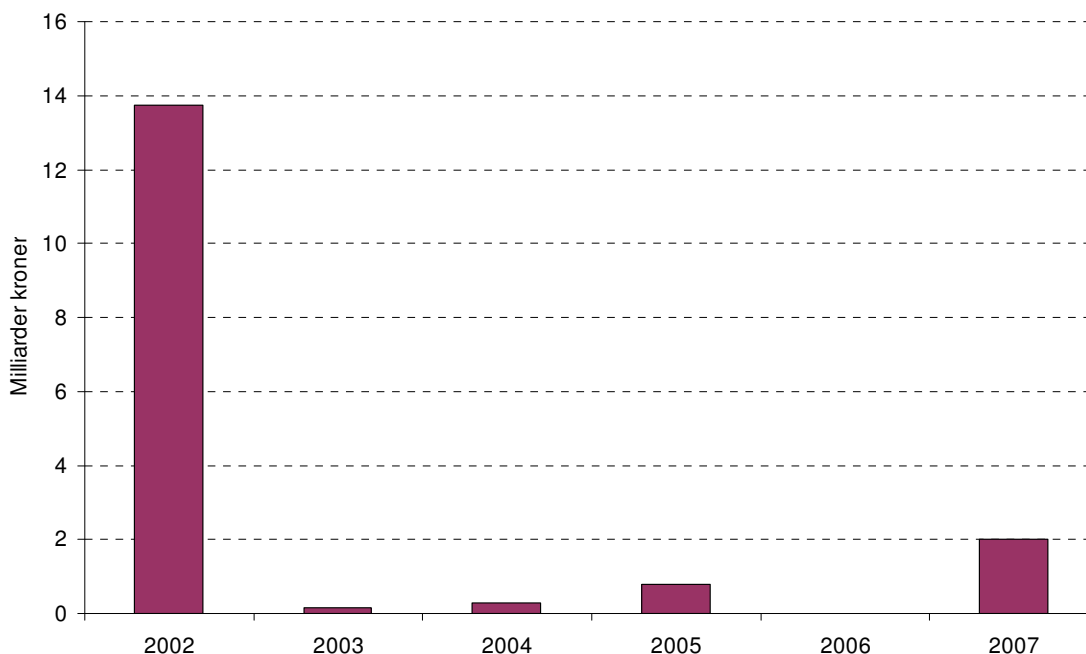
I 2007 har vi ett kommunalt salg ved at Oslo kommune solgte sin 67 prosentandel i Viken Fjernvarme til Hafslund (hvor kommunen jo eier aksjemajoriteten). Det er også offentliggjort en avtale om endringer på eiersiden i Salten Kraftsamband i desember 2007, der danske DONG skal øke sin eierandel fra 20,35 prosent til 23,67 prosent. I forbindelse med denne transaksjonen (som ikke er med i figuren) skal det gjøres det ekstraordinært eieruttak på 500 millioner kroner.<sup>12</sup> En betydelig andel av dette beløpet vil tilfalle kommuner med aksjer i Salten Kraftsamband. I tillegg har det skjedd flere kjøp og salg av nettanlegg og kraftverk i regi av kommunale og fylkeskommunale selskaper. Blant annet ble Sjøfossen Energis distribusjonsnett solgt til Bodø Energi ved inngangen til 2008. Slike transaksjoner gir ikke direkte utbetalinger til eierne, og er derfor ikke tatt med i oversikten. Eventuelle ekstraordinære utbytter eller lignende som følge av salg av eiendeler er i stedet tatt hensyn til i oversikten over de løpende inntektene (kapittel 4).

---

<sup>12</sup> Ifølge pressemelding fra Salten Kraftsamband 7. desember 2007.



Figur 3.1 Salg av eierandeler i kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper 2002-2007



Kilde: Europower, årsrapporter, Econ Pöyry

Figuren over viser i all hovedsak transaksjoner hvor kommuner har solgt seg ut. Fylkeskommunale salg utgjør bare om lag 25 millioner kroner. I tillegg har det i perioden skjedd flere salg av aksjer i datterselskaper og fusjoner mellom kommunalt eide selskaper. Verdien av disse transaksjonene er ikke tatt med i figuren, ettersom de ikke har resultert i noen utbetalinger til eierkommunene (ekstraordinære eieruttak som en konsekvens av slike transaksjoner er i stor grad fanget opp gjennom utbyttetallene).

En del av salgssummen vil ofte tilfalle kommunenes finansielle rådgivere i forbindelse med transaksjonene. Slike kostnader har vi heller ikke tatt hensyn til. Etter hva vi erfarer, ligger satsene ved salg av aksjer i kommunale kraftselskaper gjerne lavere enn hva som gjelder for næringslivet ellers (for eksempel i forbindelse med børsnoteringer eller større oppkjøp/fusjoner), og godt under 1 prosent av salgssummen.

Vi har heller ikke tatt hensyn til skatt i tallene ovenfor. Kommuner og fylkeskommuner er i utgangspunktet ikke skattepliktige. Etter de gjeldende skattereglene er likevel kommuner og fylkeskommuner skattepliktige for "inntekter knyttet til produksjon, omsetning, overføring eller distribusjon av vannkraft", og er dessuten "skattepliktige for gevinst ved realisasjon av aksjer i selskap som på tidspunktet for kommunens eller fylkeskommunens erverv eller senere driver produksjon, omsetning, overføring eller distribusjon av vannkraft eller direkte eller indirekte eier aksjer og andeler i selskap som driver slik virksomhet." (skatteloven § 2-5 (1) a. og b., (2) a. og b.). Med innføringen av aksjonærmodellen og fritaksmetoden for beskatning av utbytte og gevinster/tap ved salg av aksjer, er imidlertid selskapers salg av aksjer skattefrie. Ved innføringen av fritaksmetoden er det også gjort unntak for kommuner og fylkeskommuner ved at disse er fritatt for skatt på gevinst ved realisasjon av aksjer. De har heller ikke fradragsrett for tap (§ 2-38 første ledd bokstav g). Fritaksmetoden ble gjort gjeldende for norske kommuner og fylker fra mars 2004. Tidligere har gevinster ved salg av aksjer vært skattepliktige med 28 prosent (salgssum minus skattemessig inngangsverdi av aksjene). Tallene i figuren og de tilsvarende størrelsene fra ECON (2002) er derfor ikke fullstendig sammenlignbare, men vi har ikke hatt offentlig tilgjengelig eller fullstendig informasjon om skattemessige forhold i de forskjellige transaksjonene.

## 3.2 Kommunale kjøp av kraftaksjer

Som nevnt innledningsvis i kapitlet, har det skjedd flere direkte kommunale kjøp av aksjer i kraftselskaper i perioden. Eksempler på slike kjøp er følgende:

- Oppdal kommune betalte 58 millioner kr for Hafslunds eierandel på 47,3 prosent i Oppdal Everk i 2004.
- Eierkommunene i Eidsiva Energi betalte i 2005 ca. 2 milliarder kr for Statkrafts andel på 25,6 prosent i Eidsiva Energi.

Disse transaksjonene er ikke med i figuren ovenfor. Det er verdt å merke seg at dette i stor grad dreier seg om kommuner som tidligere har realisert betydelige beløp gjennom salg.

I tillegg kommer en rekke større og mindre transaksjoner hvor kommunalt eide kraftselskaper har kjøpt aksjer i andre selskaper fra aktører som Statkraft, private selskaper og kommuner. Dette har vanligvis skjedd uten tilførsel av ny kapital fra eierne.

## 4 Løpende inntekter fra eierskap i energiselskaper

I de foregående kapitlene har vi beregnet verdien av det kommunale og fylkeskommunale eierskapet i kraftsektoren og anslått hvilke verdier som er blitt realisert gjennom salg av aksjer. I dette kapitlet ser vi på hvilke løpende inntekter som eierskapet gir opphav til.

Den løpende avkastningen består av årlig utbytte som kommunene mottar som eiere av kraftanlegg, og renter på ansvarlige lån. Utbetalt utbytte vil framgå av regnskapsdata fra kraftselskapene. Det har også vært vanlig blant norske kommuner å konvertere egenkapital til ansvarlige lån. Rentene på disse lånene utgjør en skattefri inntektskilde for kommunene, og renter og avdrag på ansvarlige lån kan i denne sammenhengen ses på som en form for eieruttak på linje med utbytte.<sup>13</sup> For ansvarlige lån finnes det et relativt godt datamateriale i selskapenes årsrapporter. Noen kommuner har imidlertid også gitt "ordinære" lån til kraftselskaper som de eier. Informasjon om slike lån er vanskelig å framskaffe uten å gjennomføre detaljerte regnskapsanalyser. Omfanget av ansvarlige lån er av såpass mye større betydning enn ordinære lån at vi har valgt å konsentrere oss om ansvarlige lån.

Videre er det flere kommuner som har inntekter gjennom garantiprovisjoner utstedt til kraftselskapene man eier. Informasjon om denne type inntekter er vanskelig tilgjengelig, men totalt sett av mindre betydning. Det samme gjelder de renteinntekter som enkelte kommuner har hatt i perioden mellom salg av eierandeler og utbetaling av beløpet. Selv om omfanget her i enkelte tilfeller har vært betydelig (for eksempel 45 millioner kroner ved det siste nedsalget i BKK i 2002), handler det om avkastning ved alternative plasseringsformer.

### 4.1 Utbytte

Vi har kartlagt samlede utbyttebetalinger fra kraftsektoren i perioden 2002-2006. Utgangspunktet er den historiske eierstrukturen i kraftsektoren for hvert regnskapsår i perioden. Tallene for utbytte refererer til det aktuelle regnskapsåret. For eierne vil utbetalingen skje i påfølgende år. Kontantstrømmen fra utbytte vil derfor tilflyte for eksempel kommuner og fylker ca. et halvt til ett år senere enn det som er oppgitt her.

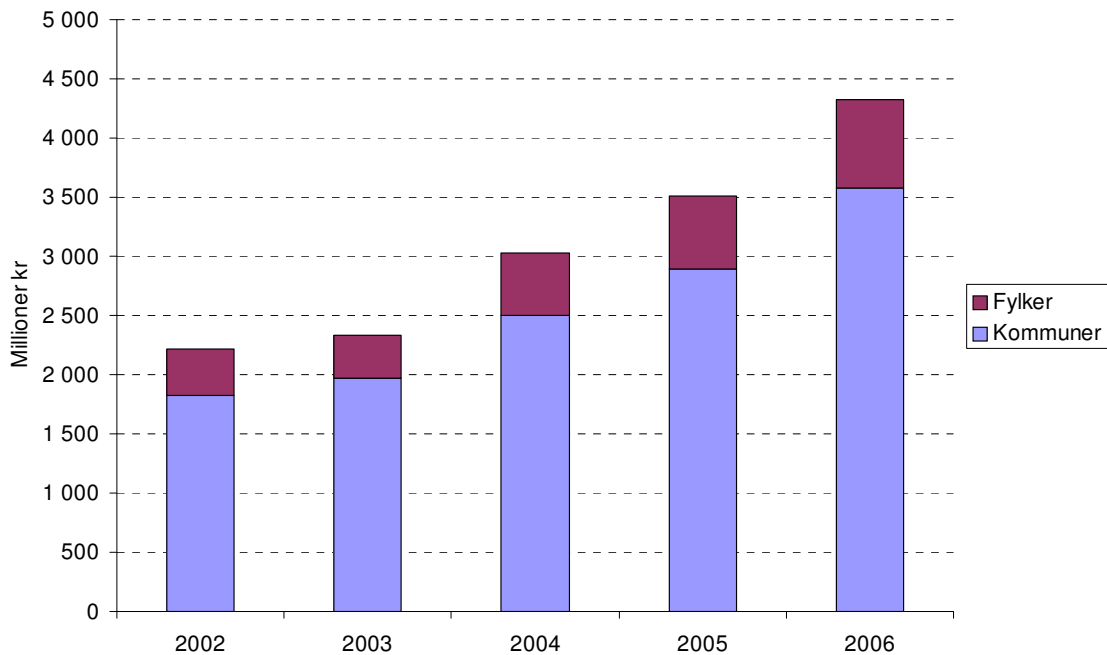
Figuren nedenfor viser utbetalt utbytte til kommuner og fylker for perioden 2002-2006 i den norske kraftsektoren. Veksten i utbytte må ses i forhold til den underliggende resultatutviklingen i sektoren, som i stor grad er drevet av kraftprisene. I perioden 1997-2001 lå kraftprisen mellom 10 og 20 øre/kWh på årsbasis, mens den i de etterfølgende årene har ligget mellom 20 og 39,6 øre/kWh. Tallene fanger også opp en rekke ekstraordinære utbytter i løpet av perioden.<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> Historisk har mange av de ansvarlige lånene blitt til ved konvertering av egenkapital, for eksempel ved å ta ekstraordinære utbytter som deretter gis tilbake til selskapene i form av lån.

<sup>14</sup> Ekstraordinære utbytter utbetalt i løpet av 2007 er ikke med i tallene, bare ordinære utbytter vedtatt i forbindelse med årsoppgjøret for 2006. Ekstraordinære utbytter i perioden 2002-2006 er derimot inkludert.

Figur 4.1 Utbytte fra norske kraftselskaper til kommuner og fylker 2002-2006.  
Løpende kroner



Kilde: Econ Pöyry, Europower, årsrapporter

Utbyttebetalingene følger i stor grad resultatutviklingen i selskapene. Utbytteandelen i prosent av årsresultat (etter skatt) ligger mellom 70 og 80 prosent for selskapene i utvalget, med unntak av 2006, hvor andelen er vesentlig lavere. Det skyldes imidlertid i hovedsak et meget høyt regnskapsmessig resultat i Hafslund ASA i dette året, som følge av at selskapet gikk over til IFRS-metoden for regnskapsføring og en sterk vekst i verdien av Hafslunds aksjer i REC. For de øvrige selskapene er utbytteandelen om lag uendret også i 2006 når vi ser på selskapene under ett. Det er naturligvis store variasjoner mellom selskaper og for enkelt-selskaper over tid, og det finnes eksempler på at selskaper betaler langt mer enn 100 prosent av årsresultatet i utbytte i enkelte år. Det finnes selvsagt også eksempler på kommunalt eide selskaper som ikke betaler utbytte overhodet.<sup>15</sup>

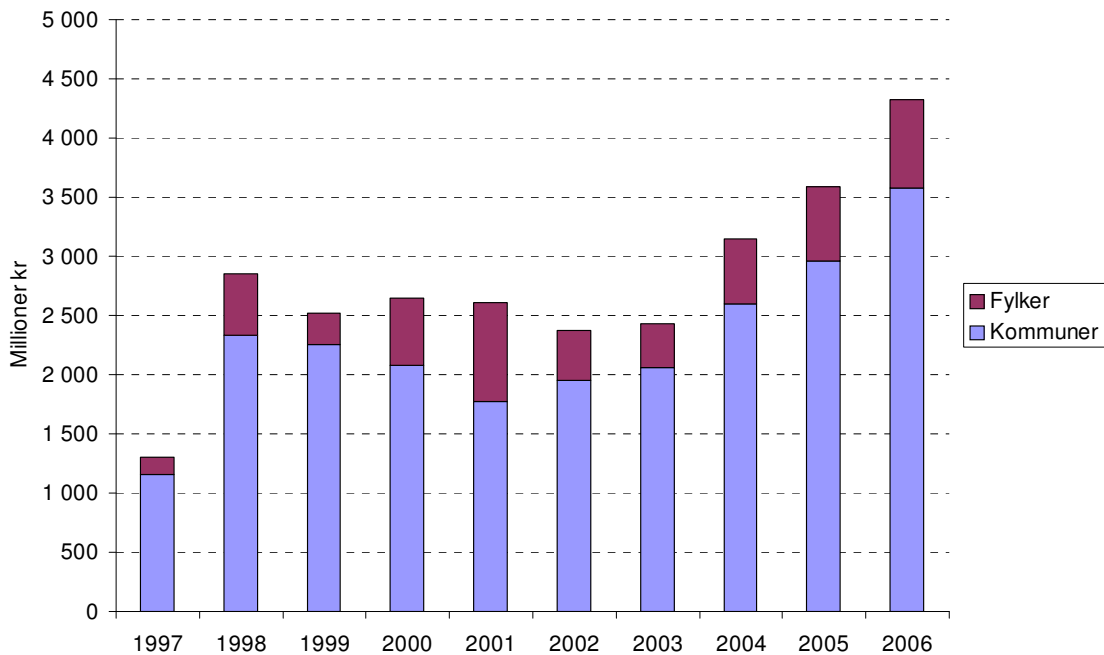
Selv om utbyttet har vært økende over tid, innebærer årlige utbytter på 4-5 milliarder kroner bare en direkteavkastning på 2,5-3 prosent etter skatt målt i forhold til vårt anslag på en totalverdi på 163,5 milliarder kroner for det kommunale og fylkeskommunale eierskapet. Selskapenes regnskapsmessige rentabilitet er vesentlig høyere enn dette, men det skyldes at de bokførte verdiene i selskapene er betydelig lavere enn de beregnede markedsverdiene.

Det er også interessant å se på utviklingen i utbytte over en lengre periode. I figuren nedenfor viser vi utviklingen i utbytte til kommuner og fylker for tiårsperioden 1997-2006 (tallene for 1997-2001 er hentet fra ECON, 2002). Tallene er justert til 2006-kroner ved hjelp av konsumprisindeksen.

---

<sup>15</sup> Til sammenligning har utbytteandelen i Statkraft ligget på 80-90 prosent i samme periode.

Figur 4.2 Utbytte fra norske kraftselskaper til kommuner og fylker 1997-2006. 2006-kroner



Kilde: Econ Pöyry, Europower, årsrapporter

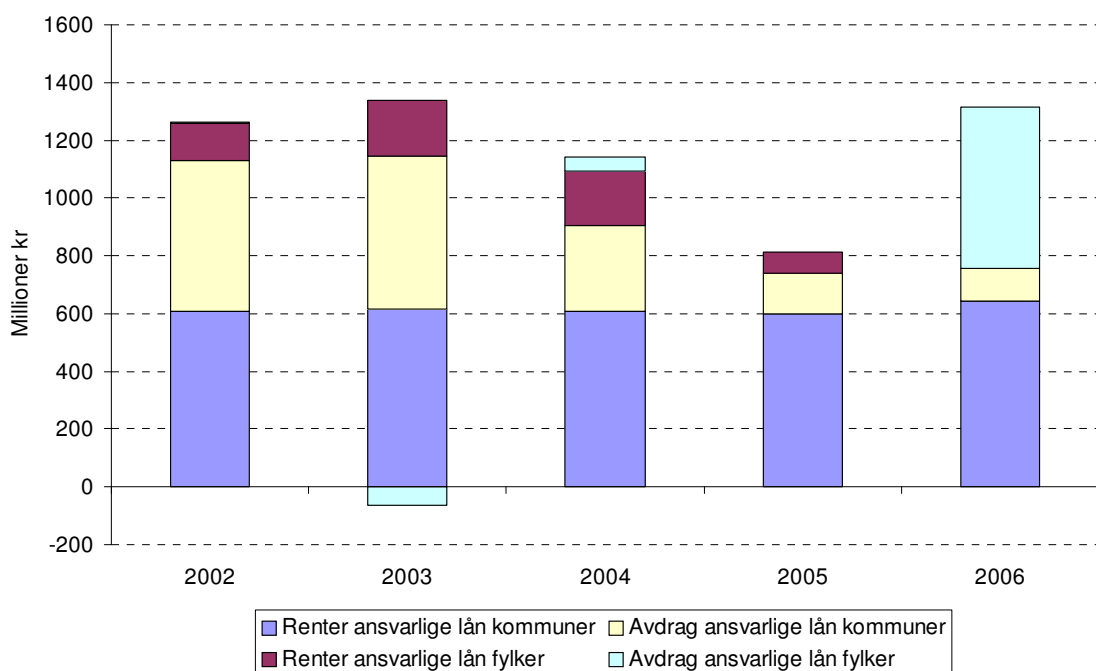
## 4.2 Renter og avdrag på ansvarlige lån

Ansvarlige lån i norske kraftselskaper er i all hovedsak gitt av fylkeskommuner og kommuner. Rentene fra ansvarlige lån vil derfor i de aller fleste tilfellene ikke tilfalle andre eiere, eksempelvis andre kraftselskaper eller private. En rekke av de ansvarlige lånene er avdragsfrie, i det minste for en viss periode. Kommuner og fylkeskommuner har dermed bare renteinntekter fra disse lånene inntil avdragene begynner å løpe. I forbindelse med endringer i eierskapet er imidlertid hele eller deler av de ansvarlige lånene blitt innløst. Eksempelvis ble et ansvarlig lån til BKK fra eierkommunene innløst i 1999 da Statkraft kjøpte seg inn i selskapet, og det samme skjedde i Trondheim i 2002 da Statkraft kjøpte 100 prosent av Trondheim Energiverk. Dette har ført til ekstraordinære inntekter til kommuner og fylkeskommuner. I andre tilfeller er ansvarlige lån blitt videreført i nye eierkonstellasjoner. Det er også blitt foretatt innløsning av ansvarlige lån uten at det har skjedd endringer i eierskapet.

Kommunene og fylkeskommunene står i utgangspunktet fritt til å fastsette rente ved fastsettelsen av betingelser for ansvarlige lån, men det vil i praksis være restriksjoner på hvor høye rentekostnader selskapene får skattefradrag for, noe enkelte selskaper har erfart dersom de har vært pålagt å betale høyere renter på ansvarlige lån enn hva markedsforholdene skulle tilsi. Mange selskaper betaler renter basert på tremåneders NIBOR-rente, eventuelt statsobligasjonsrenter, samt et tillegg for risiko. Risikotillegget kan variere betydelig mellom selskaper. Lånebetingelsene kan også endres etter at lånet er inngått.

Figuren nedenfor viser renter og avdrag på ansvarlige lån i 2002-2006. Renteinntekter er hentet direkte fra selskapenes årsrapporter slik de er gjengitt i Europowers database. Negative avdrag på ansvarlige lån betyr at det har skjedd en netto økning i mengden utestående lån. Avdrag på ansvarlige lån er beregnet med utgangspunkt i oppgitte lånesaldoer pr. år for hvert enkelt selskap. I noen tilfeller er det tatt ut ekstraordinære eller store utbytter som deretter er gitt tilbake til selskapene i form av ansvarlige lån. I andre tilfeller er egenkapital konvertert til ansvarlige lån (for eksempel gjennom nedsettelse av overkursfond eller lignende regnskapsmessige operasjoner), det vil si at det ikke er skutt inn ny kapital i selskapene. Vi har forsøkt å korrigere for disse forholdene ved å utelate rene regnskapsmessige disposisjoner som ikke har medført kontantutbetalinger eller –innbetalinger. Dersom egenkapital er tatt ut i form av utbytte og deretter gitt tilbake som ansvarlig lån, helt eller delvis, har vi derimot tatt med innbetalingene i form av negative avdrag. De vil da ha en motpost i utbyttetallene i figur 4.1 og 4.2. Summen av renter og avdrag har ligget på i overkant av 1 milliard kroner pr. år i perioden, med unntak av 2005.

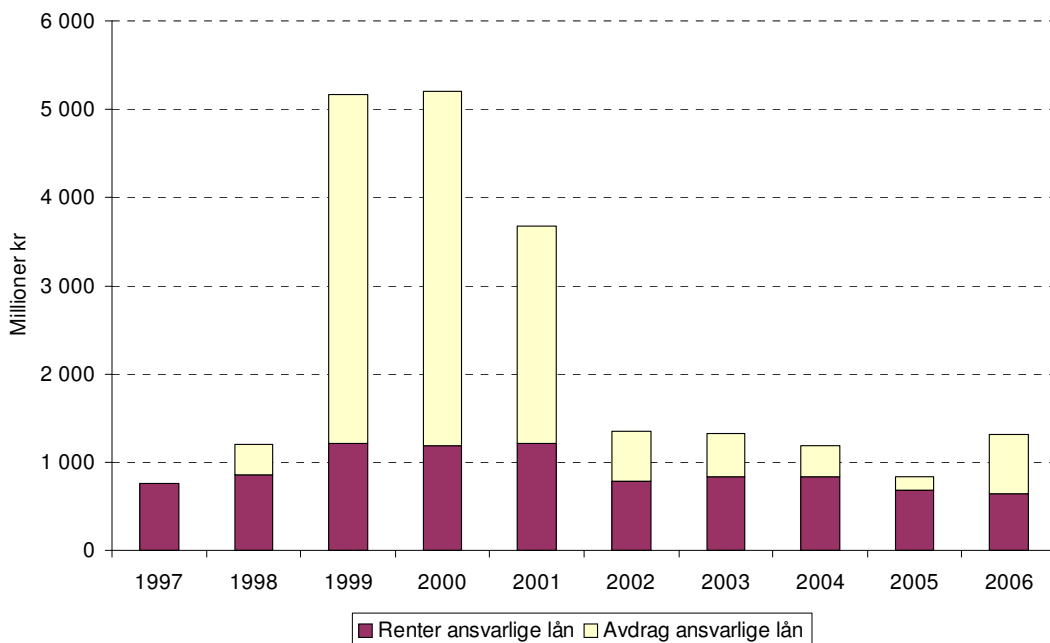
Figur 4.3 *Netto nedbetaling og renter på ansvarlige lån 2002-2006. Løpende kroner*



Kilde: Econ Pöyry, Europower, årsrapporter

Også for renter og avdrag på ansvarlige lån kan vi se på den langsiktige trenden fra 1997 med utgangspunkt i tidligere analyser. I figuren nedenfor viser vi samlede rentebetalinger og avdrag/innløsning til kommuner og fylker i 2006-kroner i perioden 1997-2006. Vi ser at rentebetalingene har gått ned over tid, noe som skyldes at de utestående ansvarlige lånene ble redusert betraktelig i 1999-2001.

*Figur 4.4 Netto nedbetaling og renter på ansvarlige lån i 1997-2006. 2006-kr*

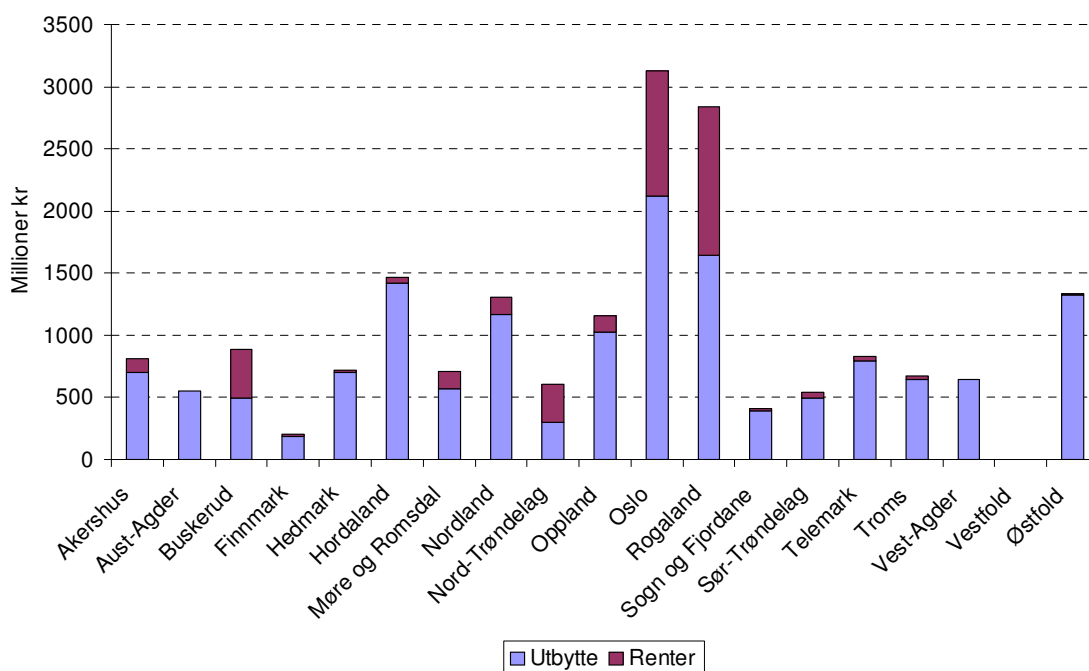


Kilde: Econ Pöyry, Europower, årsrapporter

### 4.3 Fordeling av eieruttak mellom kommuner og fylker

I figuren nedenfor viser vi de samlede eieruttakene i form av renter på ansvarlige lån og utbytte i 2002-2006 fordelt pr. fylke.

*Figur 4.5 Sum utbytte og renter på ansvarlige lån pr. fylke 2002-2006. Mill. kr*



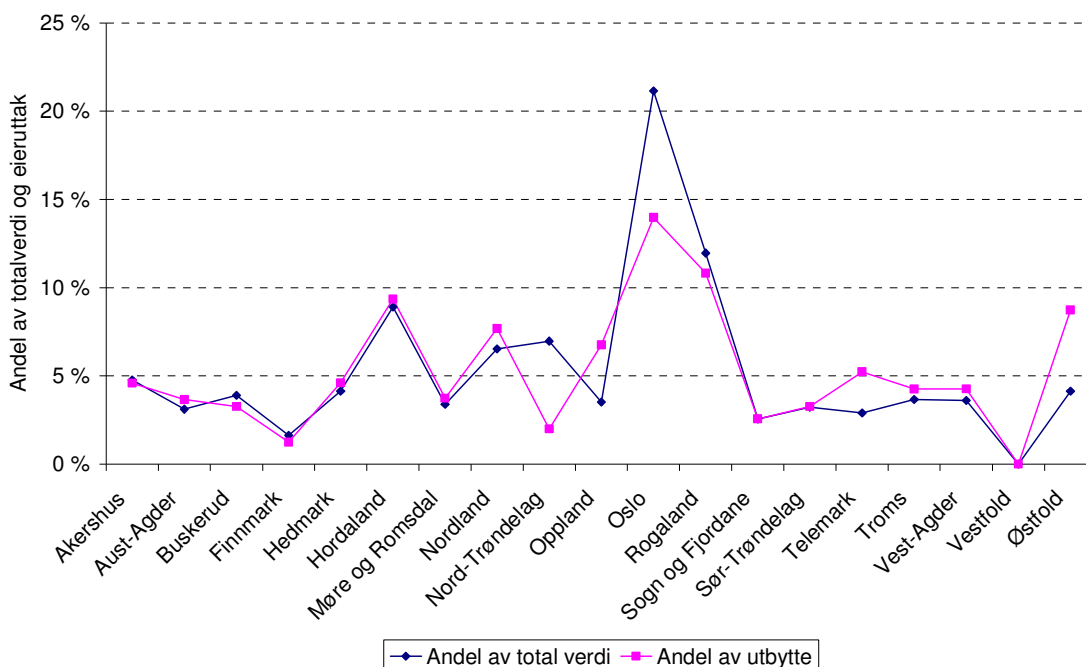
Kilde: Econ Pöyry, Europower, årsrapporter

Det er vanskelig å finne noen klare sammenhenger mellom nivået på eieruttakene og viktige egenskaper ved kommunene. For eksempel er det ingen statistisk signifikant sammenheng mellom inntektsnivået i kommunene og eieruttak i form av renter på ansvarlige lån og utbytte. Det utelukker selvsagt ikke at det finnes eksempler på kommuner med dårlig økonomi som tar høye utbytter (eller selger aksjer i kraftselskaper), men det viser seg altså at også kommuner med god økonomi kan ha høye inntekter fra utbytte.

En viktig årsak til fraværet av klare mønstre er at det er svært mange norske kommuner som eier aksjer i kraftselskaper. I datamaterialet har vi registrert nærmere 330 kommuner (det vil si om lag 3/4 av alle norske kommuner) og 10 fylker med eierinteresser i den norske kraftsektoren i løpet av perioden 2002-2006. I mange tilfeller eier dessuten kommuner aksjer i fellesskap, slik at interessene til én eller noen få kommuner ikke nødvendigvis får noen innflytelse på utbyttepolitikken. Derimot er det meget sterk sammenheng mellom kommunestørrelse målt ved antall innbyggere og totale inntekter fra utbytte. De tre største bykommunene Oslo, Bergen og Stavanger har for eksempel om lag 22 prosent av de samlede utbytteinntektene i 2002-2006 og om lag 20 prosent av antall innbyggere.

Fordelingen av utbytte og renter på ansvarlige lån følger de samme hovedtrekkene som fordelingen av eierskapet, men med enkelte unntak. I figuren nedenfor viser vi fordelingen av utbytte pr. fylke (summen i 2002-2006 i løpende kroner) i prosent av totale utbytter sammen med fordelingen av verdien av egenkapitalen. Tallene omfatter både kommunene i hvert enkelt fylke og fylkeskommunale eierandeler.

Figur 4.6 *Fordeling av verdier og utbytte pr. fylke 2002-2006. Prosent av totale verdier og eieruttak*



Kilde: Econ Pöyry, Europower, årsrapporter



Oslo kommune står for eksempel for ca. 21 prosent av verdien av eierskapet og 14 prosent av utbyttet i perioden.<sup>16</sup> Nord-Trøndelag fylke står tilsvarende for en lavere andel av eieruttakene enn av totalverdiene. Østfold og Telemark har på sin side en høyere andel av eieruttakene enn andelen av eierskapet. Det må understrekes at slike avvik kan ha mange andre årsaker enn forskjeller i utbyttepolitikk. For eksempel er verdianslagene basert på gjennomsnittsvurderinger og kan derfor være misvisende for enkeltelskaper eller fylker. Selskapene kan dessuten ha svært forskjellig resultatutvikling og investeringer i perioden vi har sett på.

---

<sup>16</sup> En mulig årsak til at Oslos andel av eieruttakene er lavere enn andelen av de beregnede verdiene, er at kommunen i flere år var forhindret fra å ta utbytte fra E-CO Energi på grunn av en uavklart skattesak. Oslo kommune fikk også et stort ekstraordinært utbytte i 2007 som følge av Hafslunds nedsalg i REC. Dette er ikke med i vårt datamateriale. Oslo har også store inntekter fra renter på ansvarlige lån som vist i figur 4.5 ovenfor.

## 5 Perspektiver på de kommunale og fylkeskommunale verdiene

Analysen i de foregående kapitlene har i all hovedsak hatt et tilbakeskuende perspektiv i den forstand at vi har beskrevet historiske inntekter og salg av eierandeler. Vi har dessuten beskrevet verdiene basert på de inntektsforventningene som gjør seg gjeldende pr. 2008. I et framoverskuende perspektiv er det imidlertid også åpenbart interessant å drøfte hvordan verdiene kan tenkes å bli påvirket i årene som kommer. Vi tenker da både på direkte økonomiske drivkrefter som kraftpriser og indirekte strukturelle rammevilkår som hjemfall, som påvirker omsetteligheten av kraftselskapene. Slike drivkrefter kan ha konsekvenser for så vel de løpende inntektene som verdiene som kan realiseres ved salg.

Som en illustrasjon kan vi bruke følgende: Hvis egenkapitalen i kommunale og fylkeskommunale kraftselskaper har en antatt markedsverdi på 163,5 milliarder som anslått i kapittel 2, vil en årlig egenkapitalavkastning på 10 prosent (årsresultat etter skatt) svare til en potensiell årlig kontantstrøm til eierne på i overkant av 16 milliarder kroner.<sup>17</sup> Denne kontantstrømmen kan disponeres til eieruttak i form av utbytte, eller brukes internt i selskapet til å finansiere den videre virksomheten, herunder investeringer. Hvis verdien av egenkapitalen stiger til 200 milliarder – for eksempel som følge av høyere forventede framtidige kraftpriser – vil en tilsvarende avkastning gi en årlig kontantstrøm på 20 milliarder. Salgsverdien av selskapene stiger naturligvis i takt med økte forventninger til inntjeningen.

### 5.1 Markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper

Markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper har vært preget av lite aktivitet etter 2002, som diskutert i kapittel 3. Det er flere årsaker til denne utviklingen:

- Statkraft var en viktig kjøper av aksjer i regionale kraftselskaper fram til 2002. Etter dette har selskapet vært bundet av restriksjoner fra Konkurransetilsynet med hensyn til kjøp av aksjer i norske kraftselskaper. I praksis har Statkraft vært begrenset til å kjøpe seg videre opp der hvor selskapet har hatt posisjoner fra før, og Statkraft fikk også pålegg om å selge seg ut av kraftproduksjon.

---

<sup>17</sup> En egenkapitalavkastning på 10 prosent er konsistent med et veid avkastningskrav til totalkapitalen i størrelsesorden 6,5-7,5 prosent gitt representative forutsetninger om rentenivå, kapitalstruktur og markedets risikopremie. Jf. ECON (2005) for en nærmere beskrivelse av fastsettelse av avkastningskrav.

- Industrikonsesjonslovens bestemmelser om hjemfall har begrenset private og utenlandske aktørers muligheter til å kjøpe aksjer i norske kraftselskaper som eier vannkraftproduksjon. Bare selskaper med mer enn 2/3 offentlig eierskap har kunnet få tidsbegrenset konsesjon.<sup>18</sup> EFTAs overvåkinsorgan ESA har siden 2001 undersøkt hvorvidt denne forskjellsbehandlingen har vært i tråd med EØS-avtalens bestemmelser, og det synes klart at flere mulige selgere (og kjøpere) av norske kraftselskaper har sittet på gjerdet i påvente av en avklaring i saken og mulige endringer i regelverket. Selv om det prinsipielt har vært mulig for kommuner å selge minoritetsandeler under 1/3 i selskaper med vannkraftproduksjon, og 100 prosent av nett- og omsetningsselskaper, har hjemfallsreglene likevel lagt en demper på omsetningen av norske kraftselskaper. Antall offentlige kjøpere er etter hvert blitt begrenset som følge av konkurransemessige restriksjoner på Statkraft, mens andre offentlig eide selskaper ikke nødvendigvis har nok kapital eller strategisk interesse til å gjøre ytterligere oppkjøp.

Rettssaken mot Norge i EØS-domstolen resulterte i en fellende dom sommeren 2007, uten at dommen nødvendigvis fører til økt omsettelighet av norsk vannkraftproduksjon. Dommen medførte i første omgang at det ble vedtatt en provisorisk anordning av regjeringen Stoltenberg II i august 2007. Med anordningen forsterkes innelåsningseffekten ved at private aktører heretter ikke vil kunne få konsesjon til å eie vannkraft overhodet (utover en minoritetsandel på 1/3). Et forslag til revidert industrikonsesjonslov er til behandling i Stortinget høsten 2008, men det er ikke ventet at revisjonen vil føre til vesentlige endringer.

- Det kan synes å ha skjedd en endring i de prinsipielle holdningene til offentlig eierskap i kraftsektoren i retning av mindre interesse for salg. Vi har imidlertid ikke tilgang til data som indikerer at en slik holdningsendring har funnet sted.
- Høyere kraftpriser de siste årene har gjort det mer lukrativt å sitte som eier og høste betydelige løpende inntekter etter hvert som selskapenes resultater har styrket seg (jf. utbytteoversikten i kapittel 4). På slutten av 1990-tallet var lønnsomheten og dermed utbyttekapasiteten i selskapene vesentlig lavere.
- Usikkerhet om den framtidige nettreguleringen har sannsynligvis redusert interessen for å gjennomføre strukturendringer på nettsiden, ettersom det har vært uklart hvordan lavere kostnader gjennom fusjoner vil påvirke framtidige inntekter. NVEs reviderte reguleringsmodell fra 2007 gir incentiver til strukturendringer ved at fusjoner som gir lavere kostnader vil gi nettselskapene en andel av gevinsten i form av økt overskudd – selv om det kan diskuteres hvor sterke incentivene faktisk er. Det økte overskuddet skyldes at det tar to år fra en kostnadsreduksjon finner sted til den resulterer i en lavere kostnadsbase og dermed lavere inntekter.<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> Regelverket er svært komplisert, og er nærmere beskrevet i blant annet NOU 2004:26. I enkelte selskaper som Hafslund og Arendals Fossekompagni er det private eierskapet større enn 1/3 uten at selskapenes produksjon er underlagt hjemfall. Det skyldes at disse selskapene eier vannkraftverk og fallrettigheter som ble ervervet før hjemfall ble en del av det norske konsesjonsregelverket. I andre privateide selskaper (privateide i industrikonsesjonslovens forstand, det vil si mindre enn 2/3 offentlig eierskap) som Norsk Hydro og Elkem er derimot det meste av kraftproduksjonen gjenstand for hjemfall.

<sup>19</sup> Modellene for effektivitetsmåling som benyttes for å fastsette selskapenes kostnadsnormer, kan i noen spesielle tilfeller tenkes å gi incentiver til å splitte opp selskaper. Lavere kostnader vil imidlertid vanligvis gi opphav til økt målt effektivitet (i hvert fall dersom modellene er riktig konstruert), noe som i så fall vil gi en ekstra gevinst ved strukturendringer utover det som følger av den direkte virkningen på kostnader og inntektsrammer.

Gitt rammevilkårene for omsetning av aksjer i vannkraftproduksjon, lønnsomheten i sektoren og restriksjonene på Statkraft, er det liten grunn til å tro at restruktureringen av den norske kraftsektoren vil skyte fart i de nærmeste årene. I et langsiktig perspektiv er utfallsrommet mer åpent, selv om mye tyder på at selve vannkraftproduksjonen vil være gjenstand for betydelig offentlig eierskap også på lang sikt. For nettvirksomhet, fjernvarme og nye produksjonsteknologier i det norske kraftsystemet (vindkraft, gasskraft, bio) er det derimot mulig å se for seg et betydelig innslag av ikke-offentlig eierskap. Særlig for nye produksjonsteknologier er det imidlertid i så fall i stor grad snakk om direkte investeringer og ikke kjøp av kommunale og fylkeskommunale aktiva.<sup>20</sup>

## 5.2 Den klimapolitiske agendaen og verdien av norsk vannkraftproduksjon

Klimapolitikk har vært et tema i kraftsektoren siden 1990-tallet, men de siste par årene har oppmerksomheten økt sterkt. Innføringen av EUs kvotehandelsystem EU ETS (Emission Trading Scheme) i 2005 har også ført til en direkte kobling av internasjonal klimapolitikk og nordiske kraftpriser. Det har i sin tur innvirkning på verdien av norsk vannkraftproduksjon. Et europeisk klimapolitisk regime med høye priser på CO<sub>2</sub>-kvoter gir økte marginalkostnader i termiske kraftverk basert på fossile brensler som kull og gass. Høyere produksjonskostnader i slike verk vil også påvirke kraftprisen i Norge, ettersom produksjonsbeslutningene i norske vannkraftverk blant annet avhenger av kostnadene ved termisk kraftproduksjon i markeder Norge er fysisk forbundet med. Som følge av begrensninger i overføringskapasitet, forskjeller i etterspørselsmønstre og andre faktorer, vil det neppe bli noen full kraftprisutjevning mellom Norge og Kontinental-Europa i overskuelig framtid, men det vil likevel være betydelig samvariasjon med hensyn til gjennomsnittlige priser.

Ut fra forwardprisene på Nord Pool er det klart at prisforventningene de nærmeste årene er vesentlig høyere enn prisene vi har observert de siste 10-15 årene, med unntak av 2006. Forwardprisene varierer, men for perioden 2009-2013 har årskontraktene i hovedsak ligget i intervallet 35-55 øre/kWh i løpet av 2007-2008 (gitt en NOK/eurokurs på 8 kr), med en stigende tendens. Prisene på CO<sub>2</sub>-kvoter for samme periode har svingt en god del, men har stort sett ligget i intervallet 110-250 kr/tonn. Dette tilsier at lønnsomheten i vannkraftproduksjonen vil ligge på et høyt nivå i årene som kommer, og gi grunnlag for utbytter minst på linje med nivået fra de seneste årene.

På den andre siden kan vedvarende høye kraftpriser komme til å utløse en respons fra myndighetene i form av høyere skatter på vannkraftproduksjon. Statsbudsjettet for 2008 innebar for eksempel en økning i grunnrenteskattesatsen fra 27 til 30 prosent, og det ble i budsjettdokumentene pekt på størrelsen på grunnrenten i sektoren – som jo avhenger direkte av kraftprisen – som et viktig argument for økningen (jf. Ot. prp. nr. 1, 2007-2008, og St.prp. nr. 1, 2007-2008). Verdikonsekvensene av eventuelle ytterligere skatteøkninger kan bli meget store. Som nevnt i kapittel 2 innebar skatteøkningene i 2008 en verdireduksjon på anslagsvis 5-8 prosent for den norske vannkraftproduksjonen i gjennomsnitt.

---

<sup>20</sup> For eksempel er et selskap som danske DONG involvert på eiersiden i flere norske vindkraftprosjekter.

Et annet moment er at den økte oppmerksomheten omkring klimapolitikken ikke nødvendigvis vil føre til vedvarende svært høye kraftpriser. Et eventuelt teknologisk gjennombrudd i form av vesentlig lavere kostnader til CO<sub>2</sub>-fangst i kullkraftverk vil for eksempel i praksis sette et tak for den langsiktige gjennomsnittsprisen på kraft i Europa. Store mengder fornybar energi i tråd med EUs mål om 20 prosent fornybar energi i 2020 vil bidra til å begrense prisveksten. Det er også mulig at prisene i Norge – eller deler av Norge – kan være lavere enn i andre markedsområder i perioder som følge av overføringsbegrensninger. I januar-juli 2008 var for eksempel kraftprisen i Sør-Norge 12 øre/kWh lavere enn i resten av Norge i gjennomsnitt. Det skyldtes en kombinasjon av høye tilsig og problemer med flere overføringskabler til utlandet. Tørrår, særlig kombinert med overføringsbegrensninger, kan selvsagt trekke i motsatt retning.

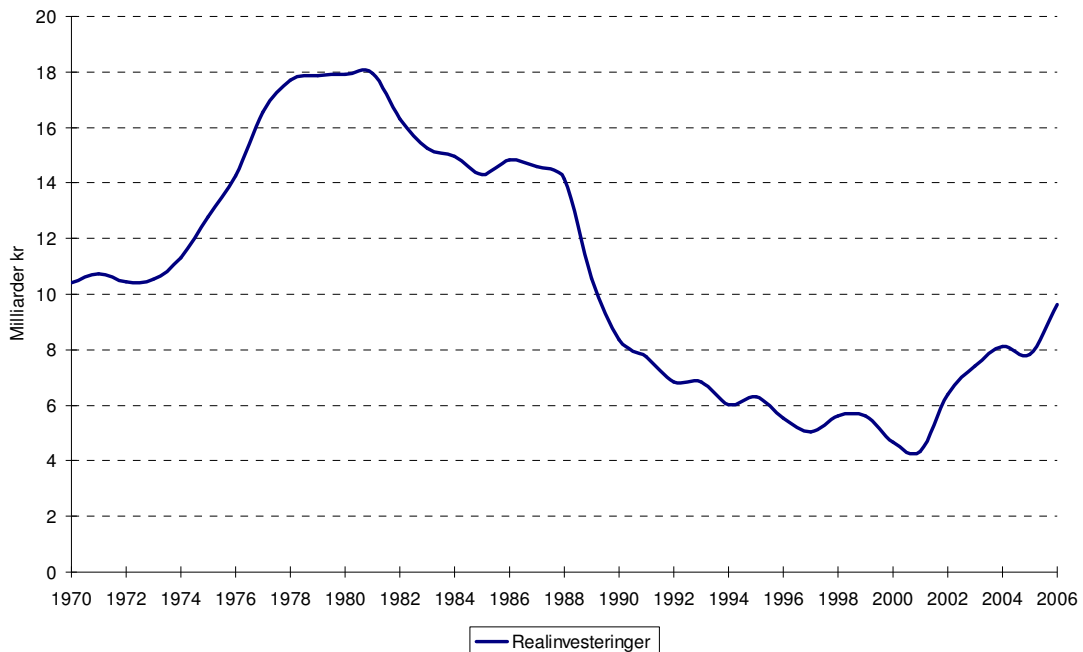
Endelig må det påpekes at kraftprisene også kan stige som følge av at etterspørselen vokser sterkere enn produksjonskapasiteten. På litt sikt tyder imidlertid flere prognoser på at det vil komme betydelige mengder ny kapasitet inn i det nordiske systemet, ikke minst i Norge og Sverige, slik at Norge og Norden på lengre sikt vil være i balanse eller til å med komme til å bli nettoeksportør av kraft i normalår (se for eksempel Statnett, 2008). Det er også tegn til at etterspørselsveksten ikke er like sterk som den har vært historisk, blant annet som følge av energieffektivisering og lavere etterspørsel etter energi til oppvarming etter hvert som klimaet endres. Slike prognoser er naturligvis beheftet med betydelig usikkerhet, men det er langt fra selvsagt at kraftprisene i Norge vil stige mye ut fra dagens nivåer.

### **5.3 Investeringsbehovet i nett og produksjon**

Utbyttekapasiteten i kraftselskapene avhenger av resultatene, men også av investeringsbehovet. Selv om norske kraftselskaper er finansielt solide (jf. analysen i kapittel 2), vil likevel store investeringsbehov redusere utbyttekapasiteten noe. En viss egenkapitalfinansiering av investeringene vil være nødvendig.

Investeringene i den norske kraftsektoren var historisk lave fra midten av 1990-tallet og fram til ca. 2002. De siste årene har det skjedd et betydelig oppsving i investeringsaktiviteten, blant annet som følge av større prosjekter som Øvre Otta, den nye Sauda-utbyggingen og NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland. Figuren nedenfor viser utviklingen i investeringene i den norske kraftsektoren samlet sett i perioden 1970-2006 (nasjonalregnskapstall), målt i faste priser. Produksjon er ikke skilt ut fra overføringsvirksomhet i figuren, men det er klart at investeringstoppen i kraftsystemet kom allerede tidlig på 1980-tallet. Investeringene i kraftproduksjon og nett følger omtrent det samme mønsteret som totalbildet, jf. også Olje- og energidepartementet (2006).

Figur 5.1 *Investeringer i den norske kraftsektoren 1970-2006. Milliarder 2006-kroner*



Kilde: Statistisk sentralbyrå (nasjonalregnskapet)

Det er grunn til å vente at investeringene vil ligge på et betydelig nivå også i de neste 5-10 årene. Det skyldes både planer om investeringer i ny kraftproduksjon og behovet for fornyelse og videreutvikling av nettet.

- Vinteren 2007 og 2008 gjennomførte ECON/Econ Pöyry på oppdrag av EBL spørreundersøkelser blant kraftselskapene i Norge for nettopp å skaffe fram kunnskap om hvilke investeringsplaner som finnes for de nærmeste 10 årene, og hvor sannsynlig det er at de blir realisert (se for eksempel ECON, 2007). Undersøkelsen viser at det er finnes omfattende planer for investeringer rundt om i kraftselskapene, til sammen over 100 TWh. Blant de planlagte prosjektene er det vindkraft og gasskraft som dominerer, men det er også mange vannkraftprosjekter. Selv om selskapene bare har angitt at det er sannsynlig en liten andel av prosjektene blir gjennomført (tilsvarende i overkant av 10 TWh), er det snakk om meget store investeringer. Hva som faktisk blir realisert, avhenger av økonomiske rammevilkår (kraftpriser, støtteordninger, skattesystem, nett-kostnader) og regulatoriske forhold (konsesjonsbehandling, miljøkrav). Rapporten konkluderer likevel med at det er sannsynlig at det vil bli investert i en del kraftproduksjonskapasitet de nærmeste årene.
- Nettinvesteringer har lang levetid, typisk fra 30 år og oppover. Investeringene er imidlertid ikke evigvarende, og det vil på et tidspunkt bli behov for å fornye det eksisterende nettet. Mye av det norske nettet ble bygd ut i perioden 1960-1980, og det er grunn til å vente et økende behov for reinvesteringer i årene som kommer. Samfunnets økende krav til leveringskvalitet vil forsterke denne trenden. Et annet moment som skaper økt etterspørsel etter nettinvesteringer, er utbyggingen av småskala vannkraftproduksjon, vindkraft og andre produksjonsteknologier. Endelig er det verdt å peke på at endringer i forbruk vil kreve investeringer i nett. Særlig viktig i denne sammenhengen er utviklingen i etterspørselen etter kraft fra land i petroleumssektoren. Eventuelle krav om elektrifisering av eksisterende eller

framtidige installasjoner på norsk sokkel, og ikke minst økt energiforbruk i landanlegg (Kollsnes, Nyhamna, Melkøya, Kårstø og mulige nye anlegg), vil føre med seg betydelige investeringer i nett og kanskje også produksjon. En del av disse investeringene vil falle på Statnett, men også lavere nettnivåer med dominerende kommunalt og fylkeskommunalt eierskap vil bli berørt i stor utstrekning.

- Endelig vil vi peke på de omfattende strukturelle endringene som er i ferd med å skje ved at kraftselskapene ekspanderer til nye områder. Særlig viktig i denne sammenhengen er fjernvarme, naturgass og bredbånd. Som vist i kapittel 2 har det skjedd investeringer for flere milliarder kroner innen nye forretningsområder de siste 5-6 årene i regi av kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftselskaper. Utviklingen i retning av bredere energiselskaper kan føre til økte underliggende verdier i kraftselskapene over tid, gitt at investeringene i ny virksomhet er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Dette øker kommunenes eksponering mot energisektoren isolert sett ved at energiaktiva utgjør en større andel av porteføljen, men samtidig blir selve energivirksomheten mer diversifisert enn tidligere. Utbyttekapasiteten kan imidlertid komme til å begrenses i hvert fall i oppbyggingsfasen med høy investeringsaktivitet.

## 5.4 Samlet vurdering

Norske kommuner og fylker har hatt store inntekter og salgsgevinster fra kraftselskaper i løpet av de siste 10-15 årene. Vi har i dette kapitlet drøftet noen viktige faktorer som påvirker mulighetene til å høste inntekter fra utbytte og salg de nærmeste årene:

- Ut fra forventningene til kraftprisene i de nærmeste årene, er det grunn til å vente at inntjeningen og dermed utbyttekapasiteten vil holde seg på et høyt nivå og sannsynligvis også øke.
- Samtidig vil utbyttekapasiteten i de neste årene begrenses noe av tegn til vesentlig høyere investeringsaktivitet. Etersom norske kraftselskaper i all hovedsak er finansielt solide, er det likevel grunn til å vente at potensialet for å betale utbytte vil være betydelig til tross for høyere investeringer.
- Mulighetene for å realisere verdier gjennom salg er i stor grad begrenset av hjemfallsreglene og Statkrafts konkurransemessige begrensninger, i hvert fall i de neste 5-10 årene. Unntaket gjelder eventuelt nettvirksomhet og annen virksomhet enn vannkraftproduksjon. Det kan også være mulig å gjøre betydelige eieruttak i forbindelse med fusjoner i offentlig eide selskaper.

## 6 Casestudier av forvaltningsstrategier

Vi har i de foregående kapitlene sett på norske kommuner og fylkers verdier og løpende inntekter fra eierskapet til kraftselskaper. I dette kapitlet ser vi nærmere på noen konkrete kommunale og fylkeskommunale eier- og forvaltningsstrategier i detalj, totalt 7 kommuner og 1 fylke. Vår tilnærming er deskriptiv, det vil si at vi ikke gir noen normativ vurdering eller evaluering av valgene som har vært gjort. Det ville kreve en langt mer detaljert analyse enn hva vi har hatt mulighet til her.

Enkelte av kommunene ble studert også i 2002-rapporten, og vi har valgt å se på dem igjen for å undersøke om det har skjedd endringer i forvaltningsstrategiene over tid. De nye selskapene er valgt ut for å illustrere bredden i forvaltningen av eierinntekter og salgsgevinster, og representerer både forskjellige deler av landet, ulik størrelse på eierskapet og forskjellige strategiske tilnærminger til eierskapet, inklusive historiske salg. Det har ikke vært meningen å lage noe representativt utvalg. Vi har bevisst ikke gått inn på de mest kjente tilfellene på uheldige forvaltningsstrategier som har vært omtalt i media i løpet av 2007-2008.<sup>21</sup> Disse tilfellene er dokumentert andre steder og er fortsatt gjenstand for undersøkelser.

### 6.1 Erfaringer fra 2002-analysen

I 2002-analysen beskrev vi forvaltningsstrategiene til totalt 9 kommuner og 1 fylke, hvorav 6 kommuner hadde gjort store ekstraordinære eieruttak eller solgt betydelige aksjeposter. De resterende 3 kommunene samt fylket forvaltet løpende inntekter fra utbytte og renter på ansvarlige lån.<sup>22</sup> Vi gjorde følgende observasjoner den gangen:

- Løpende inntekter ble i stor grad tilført driftsbudsjettene uten å bli øremerket til spesielle forhold, med enkelte unntak.
- Større engangsinntekter fra salg, innløsning av ansvarlige lån eller ekstraordinære utbytter ble i utgangspunktet benyttet til å betale ned kommunal gjeld eller forvaltet relativt konservativt og langsiktig gjennom forskjellige fondsløsninger (egne kraftfond eller ordinære kommunale fond). Noe ble også benyttet til investeringer innenfor sentrale områder som skole, helse og omsorg samt infrastruktur.
- I de tilfellene hvor det ble etablert fond på grunnlag av store eieruttak, var det ofte et mål – både fra kommuneadministrasjonen og politisk hold – å skjerme realverdien av fondene, det vil si bare benytte den løpende realavkastningen.

---

<sup>21</sup> I mange av disse tilfellene er det for øvrig snakk om konsesjonskraftinntekter og lignende, ikke eierinntekter.

<sup>22</sup> De seks kommunene med store inntekter fra salg eller ekstraordinære uttak var Bergen, Bærum, Haram, Herøy (Møre og Romsdal), Horten og Sandefjord, mens de tre kommunene og fylket med løpende inntekter var Haugesund, Lier, Trondheim og Nord-Trøndelag fylke.



- Det oppstod behov for å bygge opp finansiell spisskompetanse i kommuneadministrasjonen. Det gjaldt både i forbindelse med planlegging og gjennomføring av transaksjoner (salg, innløsning av lån og større utbytteuttak) og ved forvaltningen av de tilførte midlene i etterkant, enten det skjedde internt i kommunen eller ved hjelp av ekstern ekspertise. Vi fant flere eksempler på at slik kompetanseoppbygging fant sted.

## 6.2 Forvaltning av løpende inntekter

### 6.2.1 Bergen kommune

#### Historikk

Bergen kommune solgte av eierandeler i kraftsektoren i tre omganger i løpet av perioden 1996-2002. Salgene føyde seg inn i en rekke av til dels omfattende salg og privatisering av kommunal virksomhet som kommunen har foretatt siden begynnelsen av nittitallet. Hensikten med salg av aktiva har blant annet vært å sanere gjeld, samt å finansiere nyinvesteringer.

- I 1996 solgte Bergen kommune virksomheten i Bergen Lysverker til Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap DA (BKK). BKK betalte Bergen kommune totalt 2,827 milliarder kroner inklusive gjeld for Bergen Lysverker. Fratrullet netto gjeld (961 millioner kroner) ble Bergen kommune tilført 1,866 milliarder kroner (uten omkostninger).
- Like etter at BKK ble omdannet til aksjeselskap 1.1.1999, ble det gjennomført en rettet emisjon mot Statkraft SF. Som følge av denne emisjonen fikk Bergen kommune 1,134 milliarder kroner. Bergen kommunes eierandel i BKK ble redusert fra 70,6 prosent til 52,2 prosent. I forbindelse med Statkrafts inntreden på eiersiden ble også et ansvarlig lån på totalt 1,6 milliarder kroner (fra alle eierkommunene til sammen) innløst.
- I 2002 solgte eierkommunene en omtrent en tredjedel av sine andeler til Statkraft. Bergen kommune fikk 1,451 milliarder fra BKK AS,<sup>23</sup> og av dette ble 281 millioner benyttet til kjøp av de aksjer som Os og Osterøy kommune eide i selskapet. Fratrullet kjøpet av aksjer ble Bergen kommune tilført til sammen 1,170 milliarder. Bergen kommunes eierandel ble redusert fra 52,2 prosent til 37,75 prosent, som fortsatt er kommunens eierandel.

#### Inntekter fra kraftsektoren

Kommunens inntekter fra selskapene er vist i tabellen nedenfor. Størstedelen av inntektene har kommet fra salget av Bergen Lysverker og de to nedsalgene i BKK, men kommunen har også hatt løpende inntekter fra eierandelene.

---

<sup>23</sup> I beløpet er 45 millioner kroner i renter inkludert. Rentene påløp i perioden mellom kontraktsinngåelse og innbetaling.

Tabell 6.1 *Inntekter til Bergen kommune fra Bergen Lysverker og BKK.  
Millioner kroner*

	Sum 1996- 2002	2003	2004	2005	2006
Utbytte	487	159	129	233	281
Ekstraordinært uttak	45				
Salgsinntekter (inkl. renter, ekskl. innløsning av ansvarlig lån)	4 165				
Sum	4 696	159	129	233	281

Kilde: Bergen kommune, årsrapporter fra BKK, Europower

### Disponering av løpende kraftinntekter og utbyttepolitikk

Løpende inntekter (utbytte) har generelt gått inn i kommunens driftsbudsjett på linje med andre inntekter. I 2000 ble det utbetalt et ekstraordinært utbytte på 45 millioner kroner for regnskapsåret 1999.

BKK er eid av Hordalandskommuner samt to kommuner i Sogn- og Fjordane (50,1 prosent) og Statkraft (49,9 prosent) i fellesskap, med Bergen som nest største enkelteier etter Statkraft. Utbyttepolitikken er basert på styrets samlede vurdering av selskapets finansielle stilling og resultater samt investeringsbehov. Et forventet utbytte på 50-70 prosent av årsresultatet ligger til grunn for Bergen kommunes økonomiplan, men i praksis har utbytteandelen ligget høyere de siste årene, mellom 71 prosent (2002) og 93 prosent (2005). Selskapets bokførte egenkapitalandel har likevel økt fra 44 til 47 prosent fra 2002 til 2006.

For 2007 er det foreslått et utbytte på 900 millioner kroner av et årsresultat på ca. 1 milliard kroner, hvorav ca. 340 millioner tilfaller Bergen. Statkraft har for øvrig vetorett for utbytteandeler over 70 prosent, men det har altså ikke vært til hinder for høyere utbytteandeler de siste årene.

### Disponering av inntekter fra salg

Inntektene fra salgene i Bergen Lysverker og BKK har gått til nedbetaling av lån og nyinvesteringer:

- BKK betalte 2,827 milliarder kroner for Bergen Lysverker. 1,5 milliarder ble brukt til nedbetaling av gjeld i Bergen bykasse, mens 961 millioner kroner ble brukt til å nedbetale lån i Bergen Lysverker. 366 millioner kroner av beløpet ble anvendt til nyinvesteringer og løpende drift. Av beløpet på 366 millioner kroner utgjorde 222 millioner kroner tilbakeholdt overskudd for perioden 1995-1996. Disse midlene stod dermed til fri disposisjon. Disse midlene ble tilført Bergen kommunes driftsbudsjett. De resterende inntektene ble brukt til ulike investeringsformål.
- Salget av BKK-aksjer i 1999 gav Bergen kommune en inntekt på til sammen 1,134 milliarder kroner i 2000 (inkl. 5 millioner kroner i renter). Av dette beløpet ble 644 millioner kroner brukt til nedbetaling av lån. Videre ble 485 millioner kroner brukt til ulike investeringer, blant annet rehabilitering av skolebygg. Bergen kommune foretok også avsetning i ulike fond (blant annet kollektiv-, ENØK-, omstillings- og næringstiltak) og til styrking av Bergen Kommunale Pensjonskasse.

- Delsalget av BKK-aksjer i 2002 innbrakte kommunen 1,165 milliarder kroner. Midlene ble i hovedsak brukt til investeringer, men noe ble også avsatt til ulike fond som er benyttet i henhold til fondenes formål (blant annet til Brann Stadion og bybane).

Bergen kommune har vært gjenstand for lånerestriksjoner som følge av den økonomiske situasjonen, samtidig som de politiske myndighetene har sett det som nødvendig med omfattende investeringer innen særlig skole- og helsesektoren. Kommunen har derfor måttet finansiere med inntekter fra salg av aksjer i BKK.

### **Eierstrategi**

Salg av aksjer i BKK står for tiden ikke på den politiske agendaen i Bergen. Ifølge vedtektene i BKK kan for øvrig A-aksjer i selskapet (som utgjør 50,1 prosent av det totale antallet aksjer) bare eies av norske kommuner eller fylker på Vestlandet (Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal). Vedtektsendringer krever enstemmighet blant eierkommunene, og eksisterende eiere (utenom Statkraft) har forkjøpsrett dersom noen av kommunene ønsker å selge. Mulighetene for eierkommunene til å selge aksjer i BKK er av den grunn begrenset.

Bergen kommune behandlet våren 2007 en egen melding om eierskap i kommunens selskaper og foretak, inklusive BKK. I meldingen legger kommunen blant annet vekt på at "kommunen som eier definerer selskapenes hovedmålsetninger", og at klare eierforventninger – for eksempel i form av finansielle avkastningskrav – skal være et viktig virkemiddel for å gi selskapene "forutsigbarhet og (...) konkretisere krav som styrene må stille til virksomhetene på vegne av eieren". Valg av styremedlemmer skal i henhold til meldingen delegeres til byrådet uten veiledende innstilling fra bystyrets valgkomité og skje på grunnlag av økonomisk, juridisk og bransjemessig kompetanse, uavhengig av politiske bindinger (selv om politisk kompetanse og erfaring kan være et relevant kriterium). Byrådet utøver generalforsamlingsfunksjonen i aksjeselskapene.

Kommunens eierskap i BKK defineres som finansielt og ikke politisk. Det betyr at hovedmålet med eierskapet skal være å gi økonomisk avkastning, og ikke være et gjennomføringsorgan for samfunnsmessige oppgaver. Kommunen peker blant annet på at kraftproduksjon og –overføring (og nye forretningsområder som fjernvarme, bredbånd, alarm- og vaktjenester) ikke er å regne som kommunal kjernevirksomhet.

Når det gjelder krav til lønnsomhet, peker meldingen på at BKK-aksjene med en anslått verdi på 6-7 milliarder kroner er "det mest verdifulle enkeltstående formuesgode kommunen eier", og at det er forholdsvis stor økonomisk risiko knyttet til deler av selskapets virksomhet. Avkastningen må etter kommunens syn stå i forhold til risikoen ved å ha en så stor andel av formuen bundet i ett selskap. Kommunen ser på stordriftsfordeler og synergier gjennom oppkjøp av lokale energiselskaper (og majoritetsposisjon i selskaper der BKK er i minoritet i dag), og åpner for at fusjon med oppgjør i BKK-aksjer kan være et alternativ i den grad andre kommunale eiere fortsatt ønsker å være eksponert i kraftsektoren.<sup>24</sup> Samarbeidet i Statkraft-alliansen ses på som et virkemiddel for tilgang på kompetanse som kan bidra til lønnsom vekst og utvikling.

---

<sup>24</sup> BKK eier blant annet aksjer i Tafjord Kraft AS (43,1 prosent), Sogn og Fjordane Energi AS (38,5 prosent), Sunnfjord Energi AS (37,5 prosent) og Sunnhordland Kraftlag AS (33,4 prosent).

Kommunen konkluderer med at den vil ”oppretholde sitt eierskap i BKK, men selskapet må ha økt fokus på lønnsomhet og dermed gi eierne god avkastning”. Kommunen understreker at den er minoritetsaksjonær i selskapet og har begrensede muligheter til å utøve direkte innflytelse på selskapets virksomhet.

Byrådet i Bergen har i mars 2008 behandlet en egen sak om kommunens eierinteresser i aksjeselskaper og etablering av målekriterier for selskapene (byråds sak 133/08). De konkrete målekriteriene skal fremmes i en egen sak innen utgangen av 2008, men det er klart at selskaper der eierskapet har et finansielt formål, som i BKK, vil målekriteriene i hovedsak være finansielle. Byrådet ønsker videre at aksjeselskapene ikke bør ha bystyrerepresentanter som styremedlemmer, dels av kompetansehensyn, dels for å fjerne risikoen for sammenblanding av roller. Endelig medfører bystyrets ønske om økt vekt på tilsyn og kontroll med byrådets eieroppfølging av selskapene at det kan stilles spørsmål ved bystyrets rolle som uavhengig organ for tilsyn og kontroll dersom bystyrerepresentanter også sitter i selskapsstyret.

## 6.2.2 Gildeskål kommune

### Historikk

Gildeskål kommune er største eier i Sjøfossen Energi med 43,2 prosent av aksjene. Private eier 31,4 prosent av selskapet, mens de resterende 25,6 prosent eies av Beiarn kommune. Den private andelen i Sjøfossen var for øvrig høyere inntil slutten av 1990-tallet, da det ble gjennomført en prosess for å gjøre selskapet offentlig eid i konsesjonsrettslig forstand.<sup>25</sup>

Fra 2008 er Sjøfossen hovedsakelig et kraftproduksjonsselskap og samtidig eier av 10 prosent i Salten Kraftsamband, som er en betydelig kraftprodusent og eier av regionalnett samt kraftomsetning. Salten Kraftsamband (SKS) ble i forbindelse med en omfordeling av eierandelene i selskapet verdsatt til ca. 2,5 milliarder kroner i 2007 (ifølge [www.europower.com](http://www.europower.com)). Sjøfossens eierandel i SKS økte i forbindelse med omfordelingen, men det ble samtidig gjennomført vedtektsendringer som gjorde at Sjøfossen mistet vetorett og overvektning av stemmer i forhold til antall aksjer selskapet eide i SKS. Nettvirksomheten i Sjøfossen ble solgt til Bodø Energi ved starten av 2008.

### Eierstrategi og disponering av løpende inntekter

Eierne i Sjøfossen Energi har ført en moderat utbyttepolitikk sammenlignet med mange andre offentlige eiere, og utbytteandelen falt fra ca. 29 prosent i 2001 til ca. 22 prosent i 2006 (fram til 1998 betalte derimot selskapet ikke utbytte overhodet). Utbytte utgjør da heller ingen stor del av inntektene for Gildeskål kommune, anslagsvis 1-1,4 millioner kroner pr. år de siste årene. I stedet har strategien vært å la selskapet bygge opp egenkapital for å kunne investere i ny kraftproduksjon. Sjøfossen ligger i et område med meget store muligheter for investeringer i ny vannkraftproduksjon, primært mindre prosjekter. Nye kraftverk som er kommet eller kommer i drift i 2006-2008 vil øke selskapets egenproduksjon betraktelig (fra ca. 26 GWh inklusive erstatninger for vann- tap til ca. 90 GWh). Sjøfossen eier også ca. 51 prosent av Helgeland Småkraft, som spesialiserer seg innen småskala vannkraft. Inklusive datterselskaper har Sjøfossen inn-

---

<sup>25</sup> I henhold til industrikonsesjonsloven kan bare offentlig eide selskaper – definert som selskaper med mer enn 2/3 offentlig eierskap – få evigvarende konsesjoner til vannkraftproduksjon.

gått avtaler om fallrettigheter som representerer et samlet utbyggingspotensial på mer enn 200 GWh.

Salgssummen for nettvirksomheten er ikke offentlig kjent, men nettanleggene i selskapet hadde en bokført verdi på 61 millioner kroner ved utgangen av 2006. Det er ikke avgjort hvordan salgssummen vil bli disponert, men det vil bli gjennomført en prosess med andre eiere, administrasjon og styre for å vurdere framtidig eier- og selskapsstrategi. Motivasjonen for å selge nettvirksomheten var hovedsakelig å oppnå reduserte tariffer for nettkundene i Gildeskål og Beiarn. Den direkte effekten av sammenslåingen med Bodø Energi og etableringen av et felles tariffområde er blitt beregnet til 2500 kr/år i reduserte nettkostnader for en gjennomsnittshusholdning i Sjøfossens område.

### 6.2.3 Nord-Trøndelag fylkeskommune

#### Historikk

Nord-Trøndelag fylkeskommune har i en årrekke vært eneste eier i Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE). Fylket har ingen eierandeler i kraftsektoren utover dette.

#### *Strategi for eierskapet i NTE*

I 1999 fastslo Fylkestinget at NTE skulle ha en desentral struktur og at selskapet skulle fungere som et "lokomotiv for næringsutvikling i fylket". I tillegg skulle selskapet betale utbytte til eieren.<sup>26</sup>

På starten av 2000-tallet var det diskusjoner mellom fylkeskommunen og ledelsen i NTE knyttet til vilkårene for driften av selskapet. Blant annet påpekte styret i NTE at fylkeskommunen burde foreta en målavklaring knyttet til sin eierposisjon i NTE. Våren 2001 ble det derfor gjennomført omfattende drøftinger knyttet til spørsmål som valg av selskapsform, videre utvikling og utbyttepolitikk.

Fylkestinget besluttet sommeren 2001 at selskapet fortsatt skulle være et fylkeskommunalt foretak, og ikke gjøres om til AS slik fylkesrådmannen og styret i NTE foreslo. Videre besluttet Fylkestinget at "NTE skal drives på faglig og forretningsmessig effektiv måte, og derigjennom danne grunnlaget for en videre positiv utvikling av den økonomiske avkastningen i selskapet. Den etablerte utbyttepolitikken der minimum 1/3 av årlig resultat etter skatt betales ut til eier videreføres. Resterende overskudd skal benyttes som grunnlag for videre utvikling og ekspansjon i selskapet".<sup>27</sup> Beslutningene, spesielt vedtaket om at NTE skulle forbli et fylkeskommunalt foretak, medførte at styreleder og flere styremedlemmer trakk seg fra sine verv.

Et annet diskusjonspunkt var arbeidsdelingen mellom NTE og fylkeskommunen når det gjaldt næringsutvikling i regionen. Selskapet ønsket å arbeide ut fra bedriftsøkonomiske målsetninger, mens fylkeskommunen ønsket legge samfunnsøkonomiske målsetninger til grunn for disponeringen av inntektene fra NTE.

---

<sup>26</sup> Sak nr 7/1999.

<sup>27</sup> Kilde: NTE.

Resultatet i NTE ble i 2001 22 millioner kroner lavere enn året før. Dette førte igjen til en diskusjon mellom selskapet og Fylkestinget om utbetaling av utbytte både for dette året og politikken for utbytte framover.

#### *Strategi for disponering av inntekter fra NTE*

Nord-Trøndelag Fylke har løpende inntekter fra sine eierandeler i NTE fra utbytte og fra renter på ansvarlig lån.

Inntekter har i tidligere år gått til både drift og til å finansiere ulike utviklingsprosjekter i regionen, eksempelvis i samferdselssektoren, kultursektoren, utdanningssektoren og helsesektoren.

I en utredning foretatt av fylkesrådmannen (sak 25/2002) ble alternative strategier for disponering av midlene mellom drift og utviklingsprosjekter drøftet. Innledningsvis påpekte rådmannen at det kan være vanskelig å skille mellom utviklings- og driftsoppgaver. Også innenfor fylkeskommunens driftsoppgaver mente fylkesrådmannen det kunne drives utvikling. I modellen som rådmannen foreslo ble det derfor lagt opp til at NTE-inntektene skulle øremerkes a) fylkeskommunens tjenesteproduksjon, b) interne utviklingsprosjekter i fylkeskommune og c) engasjement i kommersielle kapitalfond eller i ulike partnerskapsavtaler. Fylkesrådmannen anbefalte dermed ikke opprettelse av nye fond, men at eksisterende systemer skulle utnyttes og med en større fokusering på "utviklingsperspektivet".

#### **Hva har skjedd siden 2002?**

Den overordnede strategien for NTE ligger fast. NTE skal drives forretningsmessig, og samtidig bidra til utvikling av samfunnet i Nord-Trøndelag. NTEs tiltak skal være bedriftsøkonomisk begrunnet, men forankret i en langsiktig regional utviklingsstrategi.

#### *Endring i organisering og selskapsform*

Siden 2002 har det vært endringer både i organiseringen av virksomheten og den formelle organiseringen av NTE.

- I 2006 ble NTEs nettvirksomhet utskilt i eget, heleid datterselskap, NTE Nett AS.
- I 2007 ble NTE FKF omdannet til aksjeselskap etter vedtak i fylkestinget.

I dag er selskapet organisert som et konsern med Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Holding AS som morselskap. NTE eies fortsatt i sin helhet av Nord-Trøndelag fylkeskommune. Dersom det blir aktuelt med en regionreform som medfører at Nord-Trøndelag fylkeskommune blir en del av en større region, er tanken at aksjene i NTE overføres til kommunene i fylket.

Selskapet har fortsatt hovedkontor i Steinkjer og i tillegg butikker, produksjonsanlegg og installasjonsavdelinger/enheter over hele Nord-Trøndelag fylke og en installasjonsavdeling i Trondheim.

Omdanningen er gjennomført ved at det er etablert et holdingselskap, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Holding AS.

I forbindelse med omdanningen har eieren utdypet selskapets formålsparagraf slik (fylkestingssak 07/31, juni 2007):

- NTE skal ved siden av forretningsmessig drift ivareta samfunnsrollen som bla. innebærer følgende:
  - desentralisert struktur
  - næringsutvikling i henhold til selskapets formål,
  - støttespiller og bidragsyter til nordtrøndersk idretts- og kulturliv
  - NTEs posisjon som ledende på utvikling og utbygging av nye energikilder videreføres.
- NTE Holding AS skal videreutvikles som et nordtrøndersk, heleid offentlig selskap. Den samlede risikoen må holde seg innenfor forsvarlige rammer. NTE holding AS sin kjernevirksomhet er knyttet til vannkraftproduksjon, salg og distribusjon av elektrisk kraft og virksomheter i tilknytning til dette. Datterselskaper med slik kjernevirksomhet skal være heleid av NTE Holding AS. Selskapet skal drive faglig og forretningsmessig effektivt og danne grunnlag for en videre økt økonomisk avkastning i selskapet. Fylkestinget har vedtatt en utbyttemodell som skal vedlikeholde og styrke egenkapitalen i NTE og vil videreføre dagens utbyttepolitikk. Hovedkontoret skal også i framtiden ligge i Steinkjer.
- NTE Holding AS har viktige samfunnsbyggende funksjoner i Nord-Trøndelag. Gjennom en effektiv ressursutnyttelse skal selskapets kunder sikres energi og elektrobaserte produkter, blant annet bredbånd, og tjenester av høy kvalitet til konkurransedyktige priser. Utbygd infrastruktur skal sikre at alle innbyggerne i Nord-Trøndelag kan gis likeverdige tilbud.
- Nærhet til kundene vektlegges ved godt utbygd avdelingsnett i distriktene og trygge arbeidsplasser for de ansatte. Beredskap i forhold til kvalitet og leverings-sikkerhet tillegges stor vekt. Selskapet har som mål at arbeidstakerne skal være ansatt der virksomheten foregår og eiendelene ligger. Selskapet er i utgangspunktet restriktiv til konkurranseutsetting.
- Konsernet NTE skal ha en oversiktlig organisasjonsstruktur med så få datterselskaper som mulig. Gode rapporteringsrutiner er viktig for å sikre en bred informasjon innad i selskapet. Alle datterselskaper skal i sitt formål ha gjennomgående felles bestemmelse som forankrer eierens samfunnsmessige og kommersielle målsetting.
- Styret rapporterer til bedriftsforsamlingen i forhold til ovenstående.

### *Endringer i utbyttepolitikk*

Nord-Trøndelag fylkeskommune får hvert år utbytte fra NTE. Omfanget av utbytte har vokst fra år til år og utgjør nå om lag 130 millioner kroner (2007). Dette utgjør om lag 10-12 prosent av fylkeskommunens samlede budsjett.

Det har imidlertid vært en endring i måten utbytte beregnes på. Tidligere tilsvarte utbyttet minimum 1/3 av årets resultat etter skatt i virksomheten. I noen år fra 2002 ga imidlertid fylkeskommunen NTE et ansvarlig lån. I en periode var størrelsen på lånet hele 2 milliarder kroner. Dette var motivert ut fra skattemessige forhold. Fylkeskommunen fikk i denne perioden både rentebetaling og utbytte fra selskapet.

I 2005 ble det ansvarlige lånet konvertert til egenkapital. Etter det ble utbyttet fastsatt til 115 millioner kroner pr. år pluss et beløp avhengig av selskapets resultat det aktuelle året. Utbyttet beregnes slik at selskapet skal kunne vedlikeholde egenkapitalen, det vil si at egenkapitalen styrkes tilsvarende inflasjonen. Utbyttepolitikken er ikke endret i forbindelse med omdanningen til aksjeselskap. Utbyttepolitikken innebærer at de ikke tar ut mer enn løpende avkastning i selskapet, gitt en normal resultatutvikling. Utbytteandelen var på 65 prosent for regnskapsåret 2005, men falt til ca. 1/3 for 2006.

Som tidligere betraktes utbytte som en ordinær inntekt på linje med fylkeskommunens øvrige inntekter. Midlene øremerkes ikke til spesielle formål, men grunntanken er at en betydelig andel skal disponeres til tiltak for utvikling.

## 6.2.4 Skjåk kommune

### Eierskap i og inntekter fra kraftsektoren

Skjåk kommune er heleier av Skjåk Energi KF, som er organisert som et kommunalt foretak. I tillegg har kommunen betydelige inntekter i egenskap av å være vertskommune for kraftproduksjon. Disse inntektene kommer i form av konsesjonskraft, eiendomsskatt, konsesjonsavgifter og naturressursskatt. Konsesjonskraften forvaltes av Skjåk Energi sammen med såkalt avtalekraft kommunen mottar fra forskjellige kraftutbygginger i regionen. Kommunen har også investert 99,8 millioner kr i Øvre Otta-utbyggingen, og har rett til å ta ut 7 prosent av kraftproduksjonen i prosjektet (lånefinansiert). Uttak fra Skjåk Energi til kommunen består dermed både av utbytte fra selskapet samt inntekter fra konsesjonskraft og avtalekraft som selskapet forvalter på vegne av kommunen. I tabellen nedenfor har vi vist kommunens uttak av midler fra Skjåk Energi i 2005, 2006 og 2007.

Tabell 6.2 Uttak fra Skjåk Energi. 1000 kroner

	2005	2006	2007
Avtalekraft Øvre Otta 7 prosent	1 964	2 614	8 065
Eldre avtalekraft Skjåk 1	1 000	1 000	1 460
Eldre konsesjonskraft	3 354	3 000	3 170
Totalt	6 318	6 614	12 695

Kilde: Skjåk kommune

For avtalekraften fra Øvre Otta går inntektene uavkortet til kommunen. For 2007 var dette i overkant av 8 millioner kroner, noe som skyldes mye nedbør i 2007. Til sammenligning var disse inntektene om lag 2 millioner kroner pr. år i 2005 og 2006. Inntektene fra annen gammel avtalekraft var om lag 1,5 millioner kroner i 2007. For konsesjonskraften tar Skjåk kommune ut et fast beløp på pr. år. I 2007 var dette 3 millioner kroner. Til sammen hadde kommunen i 2007 dermed 12 til 13 millioner kroner i inntekter fra avtale- og konsesjonskraft.

Kommunen har ikke tatt ut noe utbytte/kompensasjon utover det som går fram av tabell over. Kommunen har gitt et ansvarlig lån til selskapet på 5,2 millioner kroner. Avtalekraft Øvre Otta er ny inntekt fra og med 2005. Eldre konsesjonskraft og eldre avtalekraft har kommunen hatt flere år tilbake i tid.



Endelig eier kommunen 0,023 prosent av Eidsiva Energi. Inntektene fra dette er imidlertid marginale.<sup>28</sup> Eierandelen i Eidsiva er et resultat av kommunens tidligere eierskap i Oppland Energi, som vederlag for at Eidsiva kom inn på eiersiden i Oppland Energi.

### **Disponering av inntekter**

Inntektene fra eldre avtalekraft og konsesjonskraften går inn i kommunens driftsbudsjett på ordinær måte. I prinsippet skal midlene brukes til investeringer og vedlikehold. I 2007 utgjorde disse inntektene om lag 4,5 millioner kroner. Til sammenligning er kommunens driftsutgifter i overkant av 143 millioner kroner.

For inntektene av avtalekraften fra Øvre Otta foreligger det et kommunestyrevedtak på at disse skal gå til ekstraordinære nedbetaling av lån. Inntektene kan også gå til re-investeringer og vedlikehold i Øvre Otta dersom det er behov, for eksempel hvis det ryker en turbin eller lignende.

Skjåk Energi sitter igjen med noen inntekter fra forvaltningen av konsesjonskraften. Midlene går til samfunnsmessige investeringer, for eksempel oppgradering av linjennettet i Skjåk. Inntektene bidrar også til at det blir billigere kraft over tid til innbyggerne i bygda.

### **Videre forvaltning av eierskap**

Det er vurdert å ta ut konsesjonskraft fra Øvre Otta fra 2008. Kommunen har ikke regnet på verdien av denne konsesjonskraften, men antyder at den er i størrelsesorden 1 til 2 millioner kroner pr. år. Kommunen vil også øke avtalekraften fra Øvre Otta til om lag 2 til 3 millioner kroner pr. år.

Det er ikke aktuelt å vurdere endringer i eierskapet i Skjåk Energi. Kommunen ser på dette som bygdas arvesølv, og ønsker å beholde heleierskapet.

## **6.3 Forvaltning av midler fra salg**

### **6.3.1 Gjøvik kommune**

#### **Eierskap i kraftsektoren**

##### *Salg av eierandeler og etablering av kraftfond*

Fram til slutten av 1990-tallet hadde Gjøvik kommune eierandeler i flere ulike kraftselskaper. I løpet av en to-treårsperiode fra 1999 til 2001 solgte imidlertid kommunen seg i stor grad ut av kraftsektoren:

---

<sup>28</sup> Eidsiva Energi betalte et utbytte på 271 millioner kroner for regnskapsåret 2006. Skjåks andel av dette er ca. 60 000 kr.

- Gjøvik Energi AS: Gjøvik Energi var opprinnelig et aksjeselskap som var heleid av kommunen. I 2000 ble imidlertid Gjøvik Energi fusjonert med selskapet Totenkraft. Det nye selskapet fikk navnet Mjøskraft AS, og fikk Hafslund inn på eiersiden. Gjøvik hadde en eierandel på 28,45 prosent. I 2005 ble Mjøskraft fusjonert inn i Eidsiva energi, og Gjøvik kommune fikk i den forbindelse oppgjør i aksjer i Eidsiva (3,3 prosent av aksjene i det fusjonerte selskapet). Transaksjonen hadde en estimert verdi på 262 millioner kroner ifølge [www.europower.com](http://www.europower.com).
- Oppland Energi: Oppland Energi var et produksjonsselskap som var eid av flere av kommunene i Oppland fylke samt Oppland fylkeskommune. Gjøvik kommune eide 9,79 prosent av aksjene, men solgte seg helt ut av dette selskapet i 2001 til det daværende Oslo Energi Produksjon, noe som tilførte kommunen 291,4 mill.
- VOKKS – Vest-Oppland Kommunale Kraftselskap: Gjøvik kommune hadde 16,7 prosent eierandel i VOKKS som de solgte i 2000.

Bakgrunnen for å realisere eierandelene var at Gjøvik kommune var i en vanskelig økonomisk situasjon. Blant annet sto kommunen på ROBEK-listen. Kommunen mente den gangen at de fikk lav avkastning av de midlene som sto i selskapene gjennom lave utbytter. Kommunen hadde så lave andeler i selskapene at de ikke hadde reell innflytelse og til tider gikk det betydelig mer midler inn i selskapene enn det de fikk ut. Flere kommuner tenkte og gjorde som Gjøvik kommune den gangen. På bakgrunn av den økonomiske situasjonen mente kommunen at det var mer å hente gjennom å overføre verdiene fra en etter hvert risikoutsatt kraftbransje til stabile veldiversifiserte finansinvesteringer som ga økt handlefrihet.

Salget av de ulike eierandelene ga en inntekt på om lag 600 millioner kroner totalt. Om lag 160 millioner kroner ble brukt til investeringer i skolesektoren. De resterende midlene ble sammen med øvrige midler fra kommunen brukt til å etablere et kraftfond. Den samlede størrelsen på kraftfondet var 550 millioner kroner ved etableringen i 2004. Vi kommer tilbake til forvaltningen av fondet nedenfor.

#### *Investeringer i nytt selskap*

Gjøvik kommune ble som nevnt eier i Eidsiva Energi i 2005. Kommunen hadde mulighet til å realisere sin eierandel ett år etter kjøpet, men valgte å beholde sin andel. Den langsiktige planen for eierskapet ligger nå fast til i hvert fall 2020 som følge av en avtale mellom eierne.

Kommunen har inntekter i form av noe konsesjonskraft fra kraftverk langs Vormå og i Gjøvik kommune på ca. 1 million kroner. I tillegg får kommunen utbytte på aksjene i Eidsiva, om lag 7 millioner kroner i 2007. Dette er inntekter som går inn i driften av kommunen.

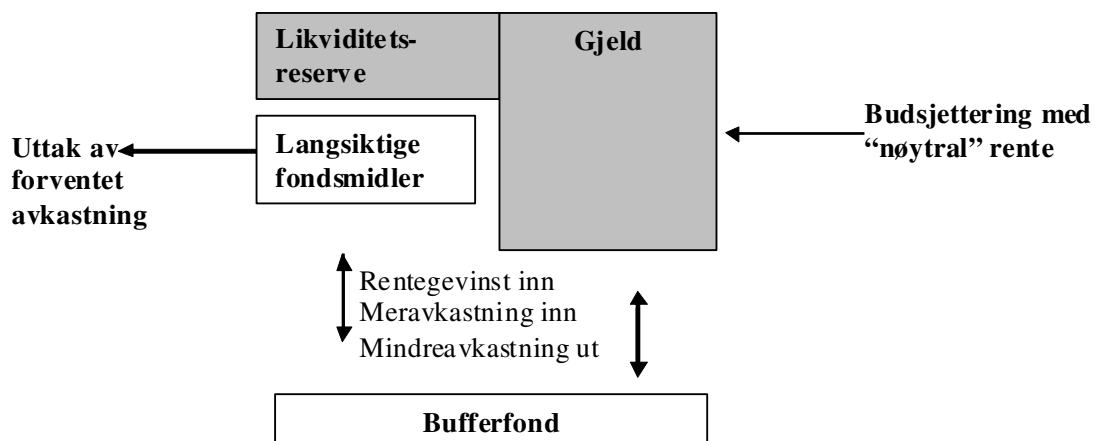
## Forvaltning av kraftfondet

### *Finansstrategi for kommunen*

Parallelt med at kommunen realiserte midler gjennom nedsalg av eierandeler i kraftsektoren jobbet kommunen med en strategi for finansforvaltning i kommunen. Kommunen etablerte blant annet i 2001 et finansstrategiutvalg bestående av ulike politiske representanter samt rådmannen og kommunalsjef for økonomi (kommunestyresak 85/01). Kommunestyret vedtok i juni 2002 en finansstrategi for kommunen (kommunestyresak 55/02). Hensikten med finansstrategien var å bedre beslutningsgrunnlaget for styring av finansiell risiko, samt å etterleve nye krav til kommunen gitt i forskrift til kommuneloven.

Finansstrategien fokuserer på begge sider av balansen – gjeld og egenkapital – det vil si såkalt balanseforvaltning, jf. figuren nedenfor. Strategien har som et utgangspunkt at hovedmålsettingen for kommunen er å minimere netto finanskostnader (evt. maksimere netto finansinntekter) basert på et bevisst forhold til risiko. Dette betyr at kommunens låneportefølje og plasseringer ses i sammenheng. Strategien fastlegger overordnede retningslinjer samt avklarer delegasjon av løpende oppfølging for forvaltning av disponible midler, herunder så vel overskuddslikviditet som langsiktige kraftmidler samt håndtering av låneopptak mv.

Figur 6.1 Strategi for balanseforvaltning



Kilde: Gjøvik kommune

Forvaltningen av langsiktige fondsmidler skal innrettes på en slik måte at kommunen har en meget høy sannsynlighet for å få en årlig avkastning som er lik eller høyere enn den løpende innlånskostnaden. Kommunen har i tillegg etablert en målsetting om forventet årlig meravkastning i forhold til innlånskostnaden i størrelsesorden 0,5 til 1 prosent fra de investerte midlene. Allokeringssammene for langsiktige fondsmidler er:

- Maksimalt 15 prosent i aksjer (norske og internasjonale)
- Maksimalt 20 prosent i alternative investeringer, for eksempel hedgefond.
- Minimum 65 prosent i pengemarked og ulike obligasjoner.

Avkastningen av midlene brukes først til å inflasjonsjustere fondet (for å opprettholde fondets verdi for framtiden). Innenfor målsettingen går avkastningen videre inn i kommunens drift. Dersom avkastningen blir høyere enn målsettingen går midlene inn på et bufferfond, og motsatt ut fra bufferfondet. Formålet med bufferfondet er å ha mulighet for å redusere svingninger i kommuneøkonomien. Da kan kommunen tåle å gå med underskudd i vanskelige tider uten å måtte ty til dramatiske nedskjæringer i tjenestetilbudet.

Ved utgangen av 2007 var de finansielle aktivaene om lag 711 millioner kroner.

Kommunen er opptatt av å skille mellom rådgivning og forvaltning, og velger både rådgivere og forvaltere ut fra konkurranse i henhold til lov om offentlige anskaffelser. Når det gjelder forvaltning, definerer kommunen egne mandater for enkeltoppdrag som deretter konkurranseutsettes.

#### *Resultater og bruk av avkastning*

Avkastningen måles som nevnt over mot innlånsrenten. Kommunen har i alle årene oppnådd en meravkastning utover innlånsrenten, jf. tabell 6.x.

*Tabell 6.3 Resultater av forvaltningen*

	2004	2005	2006	2007
Avkastning	4,9 %	8,1 %	6,8 %	5,1 %
Budsjetterte avkastning	5,5 %	5 %	5 %	5 %
Gjennomsnittlig innlånsrente	I/T	4 %	4,5 %	4,5 %
Gjennomsnittlig effektiv rente bank	1,95 %	2,05 %	2,74 %	4,80 %
Meravkastning	2,9 %	6 %	4 %	0,3 %

Kilde: Gjøvik kommune

For 2008 er det lagt til grunn en ambisjon om absolutt avkastning på 6 prosent, tilsvarende 42,6 mill.

Nivået på avkastningen har hvert år vært høyt nok til både å bidra med midler inn i driften av kommunen og til avsetning til bufferfond (utover inflasjonsjustering av fondet). Hvert år er kommunens drift tilført ca. 30 millioner kroner. Til sammenligning er kommunens bruttobudsjett om lag 1,5 mrd. kr. Tilskuddet til driften er på marginen viktig for kommunen. Til sammenligning er kommunens inntekter fra eiendomsskatt om lag 35 millioner kroner. Avkastningen har hvert år bidratt positivt til oppbyggingen av bufferfondet, men fondet er etter kommunens vurdering langt fra stort nok.

Det har vært enkelte diskusjoner i kommunestyret om å bruke kraftfondet til investeringer, men dette er ikke blitt vedtatt.

## 6.3.2 Herøy kommune

### Historikk

#### *Etablering av kapitalfond*

I 1996 solgte eierkommunene i Sunnmøre Energi til Tussa Kraft. Herøys andel var 56,4 prosent. Betalingen bestod av 50 prosent aksjer i Tussa Kraft (12,9 prosent av selskapet) og 50 prosent kontanter (55 millioner). Siden da har Herøy kommune eid en andel av Tussa Kraft. Herøy opprettet et kapitalfond med kontantdelen av 95 prosent av betalingen fra salget.<sup>29</sup> Kommunen har altså i årene 1996 til nå hatt inntekter gjennom salg av eierandeler i kraftsektoren og løpende inntekter fra eierandelene i Tussa Kraft.

Bakgrunnen for salget av andelen var lav avkastning på formuen. I årene fra 1996 til 2001 ble også avkastningen på plasseringene i kapitalmarkedet høyere enn avkastningen på den gjenværende kraftformuen.

#### **Strategi for forvaltning av fondet**

Før salget var det ikke utarbeidet en forvaltningsstrategi for salgsinntektene, men det var klart at den politiske intensjonen var å forbedre tjenestetilbudet for innbyggerne. Utgangspunktet for kapitalfondet var dermed at midlene kunne brukes både til drift og investeringer som kommunen måtte ønske.

Forvaltningsstrategien som senere ble utarbeidet sa ikke noe om hvor mye som kunne tas ut av kapitalfondet eller hva inntektene skal brukes til. Uttak og bruk ble vurdert nøye årlig og måtte godkjennes av kommunestyret. Det var mulig å gjøre uttak fra kapitalfondet som var større enn avkastningen, særlig for å utjevne svinginger i avkastningen. Kapitalfondet er redusert siden salget av Sunnmøre Energi, hvilket betyr en netto tæring på kraftformuen.

Ved opprettelsen av kapitalfondet ble 7,2 millioner kroner plassert i aksjefond (13,8 prosent), 32,8 millioner kroner ble plassert i obligasjons- og pengemarkedsfond og resten, 12,2 millioner kroner, ble satt i banken. De 7,2 millionene som ble investert i aksjer ble plassert av fire forskjellige fondsforvaltere.

Det ble senere vedtatt en forvaltningsregel om at ikke mer enn 30 prosent av fondet skulle plasseres i aksjer. Fram til 2001 var andelen aksjer ikke høyere enn 20 prosent. Vurderingen av forvaltningen av pengene ble gjort internt i kommunen uten hjelp eller innblanding utenfra. Forvaltningsregelen var basert på en avveining mellom mål om høy avkastning og lav risiko.

---

<sup>29</sup> Resten (2,8 millioner) ble brukt til nedbetaling av gjeld kommunen hadde i Den Norske Stats Husbank.

## Hva har skjedd siden 2002?

### *Bruk av kapitalfondet*

Kommunen har siden 2002 benyttet midler fra kapitalfondet til å styrke kommunens økonomi. Dette har betydd en nedbygging av grunnkapitalen som har stått i fondet. Ved utgangen av 2007 er det i overkant av 8 millioner kroner igjen i fondet. Kommunen har med andre ord fulgt den opprinnelige tanken ved etablering av fondet i forhold til at ressursene skulle disponeres hvert år i forhold til behov. I den grad kommunen har hatt andre ekstraordinære inntekter, for eksempel fra salg av tomter eller lignende, har inntektene gått inn i fondet.

Uttak fra fondet har utelukkende gått til investeringer i kommunen, for eksempel i bygninger og infrastruktur. Midlene er ikke benyttet til løpende driftsutgifter.

Midlene i kapitalfondet har vært og er allokert i henhold til retningslinjer for kommunens generelle retningslinjer for eksponering i kapitalmarkedet. Retningslinjene tilsier at maksimalt 30 prosent av kommunens samlede plasseringer i kapitalmarkedet kan være i aksjemarkedet. Minimum 70 prosent av de samlede plasseringene skal være i rentebærende papirer. Det gjelder ikke spesielle regler for kapitalfondet. Det vil si at strategien for allokering av fondsmidlene følger kommunens generelle forvaltningsstrategi, og ikke omvendt.

### *Uendret eierskap i Tussa Kraft*

Herøy kommune har beholdt sin eierandel i Tussa Kraft. Det har vært noen endringer i fordelingen av A-aksjer og B-aksjer i selskapet siden 2002, blant annet fordi Ålesund kommune og Tafjord Kraft er kjøpt ut av de andre aksjonærene og selskapet selv. Herøy kommune eier pr. 2008 17,35 prosent av aksjene i selskapet (ifølge [www.tussa.no](http://www.tussa.no)). Kommune har ingen planer om å endre sitt eierskap i Tussa Kraft på nåværende tidspunkt.

Utbyttepolitikken i Tussa Kraft har endret seg noe. I dag er utbytte regulert med en fast andel utbytte pr. aksje pr. år (12 000 kroner pr. aksje de siste årene). Dette gir kommunen et utbytte på i overkant av 6 millioner kroner pr. år. Selskapets resultater har vært gode nok til at utbyttekravet er oppfylt. På grunn av et særskilt godt år i 2007 har styret foreslått at utbyttet for 2007 blir 12 500 kroner pr. aksje.

Den årlige utbytteinntekten for kommunen tilsvarer om lag 1 prosent av bruttobudsjettet. Utbyttet er med andre ord ikke en veldig stor inntekt for kommunene. Inntektene fra utbyttet er ikke øremerket spesielle prosjekter i kommunen. Kommunen har store variasjoner i inntekter og utgifter. Regnskapet går med underskudd ett år og overskudd neste år. Kommunen har tatt midlene inn i driften på samme måte som andre inntekter. I gode år har de avsatt midler i disposisjonsfond. I praksis betyr det at utbytteinntekter i gode år dels er satt av for å benyttes i dårligere år.

### 6.3.3 Lillesand kommune

#### Salg av eierandeler i Agder Energi

Lillesand kommune var tidligere eier i Aust-Agder Kraftverk, som fusjonerte med Agder Energiverk i 1999 til selskapet Aust-Agder Energi. Aust-Agder Energi ble en del av Agder Energi gjennom fusjonen med Vest-Agder Energiverk og Kristiansand Energiverk. Kommunen solgte 15 prosent av sin initiale eierandel på 2,67 prosent i Agder Energi til Statkraft i 2001. Kommunen eier fremdeles 2,27 prosent av Agder Energi.

Salget var i utgangspunktet et politisk spørsmål der det var betydelige forskjeller i holdninger til eierskap i kraftsektoren og eierstrategi mellom de 30 eierkommunene. 11 av kommunene valgte ikke å selge aksjer, mens 19 solgte varierende andeler. Lillesands begrunnelse for slaget var primært å få frigjort midler til alternativ bruk i kommunen.

Salget, samt avdrag på ansvarlige lån og renteinntekter, genererte om lag 87 millioner kroner i inntekter til Lillesand kommune i 2001-2002. Midlene ble disponert på to måter:

- Opprettelse av kompetansefond
- Nedbetaling av gjeld

I tillegg har kommunen fortsatt midler på konto i Lillesand Sparebank.

#### *Opprettelse av kompetansefond*

De aller fleste av kommunene som solgte andeler i Agder Energi gikk sammen om etablering av kompetansefond, henholdsvis ett for Aust-Agder (Aust-Agder utviklings- og kompetansefond) og et for Vest-Agder (Sørlandets Kompetansefond). Fondene er organisert som stiftelser. Lillesand kommune gikk inn med om lag 20 millioner kroner i fondet i Aust-Agder.

Formålet med fondene var å dele ut midler til kompetanseheving og prosjekter som stimulerte innovasjon, primært i det private næringslivet i fylkene. Fondene er imidlertid åpne både for næringsliv og for offentlig sektor, og Lillesand kommune har selv søkt om midler fra fondet.

#### *Nedbetaling av gjeld*

De øvrige midlene fra salget av eierandelene gikk inn i kommunen som en form for likviditetsreserve. Ved kommunevalget i 2003 fikk kommunen et nytt politisk flertall. Det nye flertallet bestemte at midlene fra salget skulle brukes til å nedbetale gjeld. De resterende ca. 40 millioner kronene fra salget ble dermed disponert til dette formålet.

#### **Løpende inntekter/utbytte**

Som sagt har kommunen fortsatt 2,27 prosent eierandel i Agder Energi. Hvert år mottar derfor kommunen utbytte. Utbyttet har de siste årene vært på om lag 9 millioner kroner til kommunen (400 millioner kroner fra selskapet totalt). For regnskapsåret 2006 ble utbyttet fra selskapet økt til 600 millioner kroner, noe som økte Lillesand kommunes utbytte til i overkant av 13 millioner kroner.

Inntil nå har de løpende inntektene fra utbytte gått inn i driften av kommune. Kommunens samlede årlige driftsbudsjett er på om lag 400 millioner kroner. Utbytte på 9 millioner kroner utgjør dermed en marginal andel. Likevel er det viktige midler i en presset kommuneøkonomi.

I forbindelse med årsoppgjøret for 2007 foreslår administrasjonen i kommunen at utbytte skal settes inn på et fond som skal brukes til renteutjevning. Det er usikkert hvorvidt forslaget får gjennomslag. Spørsmålet avklares i forbindelse med behandling av årsrapport for 2007.

### **Strategi for videre eierskap**

I 2005 og 2006 vurderte kommunen å selge seg ned i Agder Energi (for om lag 75 millioner kroner). Bakgrunnen var at kommunen mente at Agder Energi ikke var drevet godt nok og at midlene alternativt kunne kaste mer av seg andre steder. Salgsplanene ble imidlertid ikke realisert. Selskapet har siden da vært gjennom en betydelig omorganisering og tilhørende endringer i ledelsen, og er i dag mer spisset på kjerneaktiviteten. Selskapet tilfredsstiller i dag de kravene kommunen har som eiere, og det er ikke aktuelt å selge ytterligere andeler i selskapet.

## **6.3.4 Sandefjord kommune**

### **Historikk**

#### *Etablering av kraftfond*

Sandefjord kommune solgte sine andeler i tidligere Sandefjordregionen Energiverk AS til Vestfold Kraft i 2000. Kommunen har senere hatt inntekter ved emisjonen Vestfold Kraft gjorde mot Statkraft, og også fra salg av andelen i Skagerak Energi i 2001, som ble dannet ved fusjon av Vestfold Kraft og Skiensfjordens Kommunale Kraftselskap. Kommunen har ingen direkte eierinteresser i kraftsektoren i dag.

Kommunen har opprettet et Kraftfond, og salgsinntektene er kanalisert til fondet.<sup>30</sup> Ved inngangen til 2002 hadde Kraftfondet en samlet kapital på 1052 millioner kroner (etter skatt). Oppbyggingen av fondet startet i 2000.

#### *Strategi for forvaltning*

Følgende hovedtrekk beskriver strategien for forvaltning av fondet ved etablering:

- Realverdien av hovedstolen skulle stå som sparing. Hovedstolen skulle verdivaljusteres årlig med konsumprisindeksen.
- Hovedstolen skulle ikke benyttes til å redusere gjeld. Dersom avkastningen fra fondet var lavere enn kommunen har budsjettet med, kunne kortsiktige lån brukes til å kompensere finansieringsbortfallet.

---

<sup>30</sup> Alle salgsinntektene bortsett fra 10 millioner avsatt til bredbåndsutbygging og bortfall av 7,5 millioner i utbytte.



- Avkastningen skulle kanaliseres tilbake til kommunen. Denne skulle benyttes til investeringer, for eksempel nye bygninger, og ikke til å finansiere kommunens løpende utgifter. Ettersom investeringer stort sett kan flyttes i tid, ble det ansett som en gunstig måte å håndtere variabiliteten i avkastningen på. Inntil da hadde hovedsakelig differansen mellom driftsinntekter og driftutgifter dekket kommunens egenandel på investeringene.
- Det skulle bygges opp et kursreguleringsfond for å beskytte mot svingninger i avkastningen. Det ble lagt opp til at dersom avkastningen var svært høy noen år, kunne avkastningen utover det kommunen hadde budsjettert plasseres i kursreguleringsfondet.
- Ved inngangen til 2001 var midlene disponert som bankinnskudd som en overgangsordning. I februar samme året ble midlene fordelt på 5 forvaltere. Det ble vedtatt en gradvis innfasing av aksjer i porteføljen. Det ble lagt en midlertidig forvaltningsregel for kraftfondet fram til sommeren 2002. Denne innebar en fordeling med 15 prosent i aksjer og 85 prosent i rentebærende papirer. Det ble gitt en frihetsgrad på andelen aksjer ned til 10 prosent og opp til 20 prosent. I forbindelse med nedsalget i kraftbransjen ble det utarbeidet en langsiktig strategi for forvaltningen basert på at man ønsket å oppnå lav risiko med en tidshorisont på ti år, hvilket ga en fordeling med 40 prosent aksjer og 60 prosent rentebærende papirer.

Det var bred politisk støtte for strategien.

### Hva har skjedd siden 2002?

Det har også vært bred politisk enighet om forvaltningen av kraftfondet siden etableringen. Imidlertid har det skjedd noen endringer i strategien for forvaltningen av fondet samt i den praktiske disponeringen av avkastningen. Nedenfor beskriver vi hovedtrekk ved utviklingen av forvaltningen siden 2002.

#### *Utvikling i avkastning*

Utviklingen i avkastningen av fondet er angitt i tabellen nedenfor. Fra 2002 har kapitalen i fondet ligget på i overkant av 1 milliard kroner.

Tabell 6.4 Avkastning på kraftfondet i Sandefjord kommune

	Bankinnskudd	Forvaltere	Samlet
2000	13 428 000		13 428 000
2001	20 370 000	2 240 000	22 610 000
2002	10 774 000	- 6 571 000	4 203 000
2003	125 000	114 374 000	114 499 000
2004		51 470 000	51 470 000
2005		80 342 000	80 342 000
2006		59 077 000	59 077 000
2007		41 684 000	41 684 000

Kilde: Sandefjord kommune

Den samlede avkastningen siden 2000 har vært på 387,3 millioner kroner. Avkastningen har vært positiv i samtlige år i perioden.

### *Brukt noe mer enn realavkastningen*

De første årene brukte kommunen realavkastningen av fondet slik strategien var. Siden 2005 har imidlertid kommunen brukt hele årets avkastning. Det betyr at fondets realverdi hvert år reduseres i takt med prisstigningen. Samtidig vil dermed også det reelle årlige finansieringsbidraget fra kraftfondet bli redusert.

### *Lav avkastning i enkeltår kompensert med økt låneopptak*

Av hensyn til kommunens økonomiske bæreevne har kommunen en målsetting om ikke å øke lånegjelden regnet i nominell kroneverdi.

Avkastningen av kraftfondet skulle benyttes til å definansiere investeringer i kommunen. Dersom avkastningen ble lavere enn budsjettert skulle kommunen skyve investeringsprosjekter ut i tid. Erfaringene har imidlertid vist at det ikke er enkelt å nedjustere investeringsprogrammet når man i løpet av året ser at avkastningen av fondet blir lavere enn forventet eller forutsatt i budsjettene. Kommunen har benyttet lånefinansiering som erstatning for lavere avkastning fra kraftfondet.

### *Noe senere oppbygging av kursreguleringsfond*

Hensikten med etablering av et kursreguleringsfond er å dempe eller helst nøytralisere konsekvensene av markedsvigningene på avkastningen av fondet i de enkelte årene. Finansieringsbidraget fra kraftfondet blir dermed mer forutsigbar. Oppbyggingen av kursreguleringsfond og målet om å bevare realverdien av kraftfondet er imidlertid sterkt presset, blant annet på grunn av endringen i momskompensasjonsordningen for kommunene i Norge fra 2004. Denne omleggingen fikk store økonomiske konsekvenser for Sandefjord.

Omleggingen av momskompensasjonsordningen innebar en betydelig resultatsvekkelse for Sandefjord kommune, og det første året var tapet over 30 millioner kroner. Det ble vanskelig for kommunestyret å bygge opp kursreguleringsfond i en slik situasjon. Nå har kommunen imidlertid begynt å bygge opp igjen kursreguleringsfondet, som i dag utgjør i underkant av 21 millioner kroner.

### *Justeringer i aktivaklasser og -allokering*

Kommunen deler forvaltningen av kraftfondet på fem ulike forvaltermiljøer, som fikk tildelt 1/5 hver av fondets samlede midler. Motivet for å dele forvalteroppgaven på flere miljøer har dels vært å stimulere til bedre avkastning gjennom konkurranse mellom forvaltere og dels å redusere risikoen ved å dra nytte av flere miljøer. Administrasjonen rapporterer tertialvis til kommunestyret om finansforvaltningen, herunder forvaltningen av kraftfondet.

Kommunens langsiktige strategi på allokering av midlene er også justert over tid. Med bakgrunn i risikovurdering i et langsiktig tidsperspektiv og en forutsetning om å kunne utsette investeringsprosjekter dersom avkastningen ble lavere enn budsjettert, var den opprinnelige strategien å ha 40 prosent i aksjer, men med en gradvis innfasing. Aktivaallokeringen ble vurdert i forbindelse med delinnbetalingene fra nedsalget i kraftbransjen. Kommunen har imidlertid redusert ambisjonen om eksponering i aksjer, blant annet som følge av at en høyere risikoeksponering gjennom en høyere aksjeandel er vanskeligere å kombinere med kommunens ønske om relativt stabile inntekter. Presset kommuneøkonomi har ført til at kraftfondets avkastning også har finansiert

løpende tjenesteproduksjon, mens avkastningen i utgangspunktet kun skulle delfinansiere investeringsprosjekter. Ved utgangen av 2001 utgjorde andelen aksjer 9 prosent. I 2002 ble det vedtatt en allokering med 15 prosent i aksjer og 85 prosent i rentebærende verdipapirer med en frihetsgrad på pluss/minus fem prosentpoeng. Fra 2005 besluttet bystyret å øke eksponeringen i aksjer. I dag har forvalterne mandat til å ha 20 prosent andel i aksjer med en frihetsgrad på 5 prosentpoeng i begge retninger. Dette innebar at kommunen samlet har mellom 15 til 25 prosent aksjeandel i fondet.

Kommunen har også vurdert hensiktsmessigheten av å åpne for investeringer i andre aktivaklasser. I utgangspunktet skulle midlene i kraftfondet investeres i norske og utenlandske aksjefond og norske rentebærende verdipapirer eller norske fond med rentebærende verdipapirer. Norske rentebærende verdipapirer skal kun bestå av verdipapirer som tilfredsstillende følger Kredittsynets regler om 20 prosent kapitalvektning. Siden etableringen av fondet har kommunen vurdert å åpne for at forvalterne også kan investere i andre aktivaklasser. Sentralt i disse vurderingene har vært hvordan nye aktivaklasser påvirker porteføljens samlede risiko og avkastning, likviditeten i aktivaklassen og kompleksiteten i aktivaklassen. For eksempel er det vurdert både å åpne for plassering i eiendom samt i hedgdefond. Så langt er det av ulike grunner ikke åpnet for dette. Det er imidlertid nå åpnet for at forvalterne kan investere inntil 10 prosent i utenlandske obligasjonsfond (med en løpetid på 5-6 år) som et supplement til de andre aktivaklassene. Inntil halvparten av porteføljen for internasjonale obligasjoner kan være i internasjonale kredittobligasjoner med rating AAA-BBB. Investeringer i utenlandske obligasjonsfond skjer på bekostning av norske obligasjoner. Den internasjonale obligasjonsporteføljen skal være valutasikret til NOK. Foreløpig har markedssituasjonen ikke vært ideell for investeringer i denne aktivaklassen, og kommunens eksponering i utenlandske obligasjonsfond begrenset seg til 11 millioner kroner eller 1 prosent av kraftfondet ved utløpet av 2007.

Kommunen har også vurdert om de skulle ha spesialiserte mandater for forvalterne. Da må de i tillegg ha andre miljøer som vurderer aktivaallokeringen. Har vurdert ulike måter å få dette til på, for eksempel eksterne rådgivere. Men kommunen har ikke funnet miljøer i Norge som er bedre enn forvalterne selv. De har vurdert om de skulle ta i bruk allokeringfond, men det gjorde de ikke. Allokeringfond har store frihetsgrader mellom aksjer og rentebærende verdipapirer og bruker derivater i styringen sin, og frihetsgradene kan bli for store i forhold til kommunens overordnede strategi. Kommunen fulgte utviklingen i allokeringfond en periode, men har ikke valgt å gå inn på det.

#### *Etiske betraktninger*

Bystyret er opptatt av etiske investeringer. Strategien for forvaltningen av kraftfondet legger til rette for å ta i bruk SRI-fond (Socially Responsible Investment). Strategidokumentet for fondet har følgende generelle investeringsbegrensninger med hensyn til kommunens andel i det enkelte aksjefond:

*”Aksjeporteføljen skal bestå av bredt sammensatte fond både med hensyn til antall selskaper og fordeling på sektorer. Sandefjord kommunes investeringer i et aksjefond kan ikke utgjøre mer enn 10 prosent av fondets verdi.”*

I forbindelse med etableringen av SRI-fond er det åpnet for at kommunes eierandel i fondet i etableringsfasen kunne være høyere. Bystyrets tilrettelegging for en større eierandel i startfasen av såkalte SRI-fond bidro til etableringen av aksjefondet PLUSS Utland Etisk.

## 6.4 Oppsummering

Vi har ovenfor gått gjennom casestudier av forvaltningsstrategiene knyttet til løpende inntekter eller salgsgvinster fra kraftsektoren i 7 kommuner og 1 fylke. Erfaringene fra casestudiene følger i store trekk de samme mønstrene som i 2002-analysen, både for de kommunene og fylket som var med den gangen og de nye kommunene. Det er imidlertid flere interessante observasjoner som supplerer bildet fra tidligere:

- Motivasjonen for å selge seg helt eller delvis ut av kraftsektoren har variert betraktelig. For noen har hensynet til kommuneøkonomien vært avgjørende, mens andre gjort mer prinsipielle betraktninger omkring hva som bør være kommunale oppgaver og finansielle vurderinger av risikoen ved å eie kraftselskaper kontra den forventede avkastningen. Det finnes også eksempler på at selskapsstrategier og kvaliteten i driften av selskapene påvirker beslutningene om å eie eller selge.
- Det finnes flere eksempler på at eiere tilpasser utbyttepolitikken til selskapenes investeringsstrategier og eventuelle regionale ambisjoner som eierne har satt som mål.
- I likhet med tidligere brukes løpende inntekter til forskjellige formål over driftsbudsjettene i stor grad. Selv om slike inntekter ikke nødvendigvis er veldig store i forhold til budsjettene, er de likevel viktige som marginale inntekter kommunene kan disponere fritt.
- Det er utfordrende å beskytte realverdien av fond (i de tilfeller hvor slike er etablert), men det finnes kommuner som greier det i betydelig grad over flere år, til tross for politiske diskusjoner om å bruke mer enn bare realavkastningen. Fondsløsningene vi har sett på, synes for øvrig å være preget av gjennomtenkte forvaltningsstrategier med hensyn til risiko og forventet avkastning, spesielt i de tilfellene hvor fondene er etablert som rene finansielle fond uten noen konkrete mål for hva avkastningen eller uttak av kapitalen skal benyttes til.
- Kompetanse på finansforvaltning og informasjon er viktig, og enkelte kommuner har investert mye i så vel egen kompetanse som systemer for overvåking og rapportering til politiske organer.

## Referanser

- Dresdner Kleinwort Benson (2000): *Report to the Ministry of Petroleum and Energy on the value of Statkraft.*
- ECON (2002): *Kommunenes og fylkeskommunenes kraftformue og kraftinntekter.* Rapport 101/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2005): *Økonomiske virkninger av hjemfall.* Rapport 2005-060, ECON Analyse.
- ECON (2007): *Mulig ny norsk energiproduksjon.* Rapport 2007-015, ECON.
- Ernst & Young (2000): *Verdivurdering av Statkraft.*
- Gjølberg, O. og T. Johnsen (2007): *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?* Notat, 12. desember 2007. Universitetet for miljø- og biovitenskap, Ås, og Norges Handelshøyskole, Bergen.
- Lehman Brothers (2006): *Statkraft. Valuation Report.* 12 May, 2006.
- NOU 2004:26: *Hjemfall.* Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet (2006): *Fakta 2006. Energi og vannressurser i Norge.*
- Ot.prp. nr. 1 (2003-2004): *Skatte- og avgiftsopplegget 2004.* Finansdepartementet.
- Ot.prp. nr. 1 (2007-2008): *Skatte- og avgiftsopplegget 2007 – lovendringer.* Finansdepartementet.
- St.prp. nr. 1 (2003-2004): *Skatte-, avgifts- og tollvedtak.* Finansdepartementet.
- St.prp. nr. 1 (2007-2008): *Skatte-, avgifts- og tollvedtak.* Finansdepartementet.
- Statnett (2008): *Nettutviklingsplan 2008-2025.*