



RF – Rogalandforskning. <http://www.rf.no>

**Svein Ingve Nødland og Einar Leknes**

## **Hjemfall eller bortfall?**

Rapport RF – 2003/249

Prosjektnummer: 7252109  
Prosjektets tittel: Hjemfallsrett – næringspolitisk analyse  
Kvalitetssikrer: Einar Leknes

Oppdragsgiver(e): EBL – Kompetanse

ISBN: 82-490-0280-6  
Gradering: Åpen

## Forord

Hjemfallsrett handler om at fallrettigheter og kraftanlegg skal gå tilbake til staten etter et definert tidsrom. Hjemfallsretten kom tidlig på 1900-tallet og var først og fremst motivert ut fra et ønske om å hindre at norske vannkraftressurser skulle falle i utenlandske hender. Hjemfallsrett gjaldt da også bare for private eierinteresser.

Nå er det fremmet forslag om at også offentlig eide kraftforetak skal komme inn under hjemfallsrettsinstituttet. Det vil blant annet si at om lag halvdel av norsk kraftproduksjon eid av norske kommuner og fylkeskommuner må overleveres staten 75 år etter at nye regler for hjemfall vedtas. Et vesentlig poeng i forslaget er at denne overlevering av eierrettigheter fra kommuner til stat skal skje uten økonomisk kompensasjon fra statens side.

Denne studien er en refleksjon over hvilke konsekvenser dette kan få for berørte kraftselskaper og regioner. I hovedsak er vi da opptatt av konsekvensene for verdiskaping og næringsutvikling.

Stavanger, 25. november 2003

Svein Ingve Nødland, prosjektleder

## Innhold

SAMMENDRAG .....	4
1 INNLEDNING .....	7
2 ANALYSEMODELL .....	10
3 LYSE ENERGI.....	12
3.1 Etablering, økonomi og strategi.....	12
3.2 Regional betydning .....	15
3.3 Fremtidsutsikter uten hjemfall? .....	17
4 HJEMFALLSRETT OG BRANSJESTRUKTUR.....	19
4.1 Bransjestruktur og trender .....	19
4.2 Verditap .....	23
4.3 Investeringsrelaterte effekter .....	25
4.4 Hjemfall, bransjestruktur og eierskap .....	28
5 REGIONALE EFFEKTER AV HJEMFALLSRETT .....	31
5.1 Lokalisering av virksomhetsfunksjoner .....	31
5.2 Ringvirknings- og klyngeeffekter .....	33
5.3 Utvikling av nye forretningsområder .....	34
5.4 Inntektseffekter .....	35
5.5 Konklusjon: Hjemfall eller bortfall? .....	36
LITTERATUR .....	38

## Sammendrag

Sentrale myndigheter har fremmet forslag om at det innføres en generell hjemfallsrett for vannfall og kraftanlegg. Hjemfallsinstituttet er fra tidlig på 1900-tallet og ble innført for å beholde nasjonal kontroll over norske vannkraftressurser. Det nye i dagens forslag er at også offentlige eiere av fallrettigheter og anlegg skal underlegges hjemfallsrett. Forslaget er at 75 år etter at lovregler om dette blir vedtatt, skal rettighetene tilfalle den norske stat. Norske kommuner og fylkeskommuner eier over 50 prosent av vannkraftproduksjonen. I forslaget ligger at kommunale eierne skal måtte overlevere rettighetene til staten – uten økonomisk kompensasjon.

En rekke problemstillinger kan reises i forhold til dette forslaget, av styringsmessig, juridisk og økonomisk karakter. I denne rapporten har vi fokusert på ett tema, nemlig hvilke følger innføring av hjemfallsrett vil kunne få for verdiskaping og næringsutvikling i regioner med kommunalt eide kraftselskaper, og som derfor vil bli berørt av forslaget. Det har vi gjort ved å sammenholde en utvikling av regionale kraftselskaper uten hjemfall (nåsituasjonen) med en fremtid hvor vannfall og kraftanlegg overleveres staten etter 75 år. Som en illustrasjon og et bakteppe for drøftingen har vi beskrevet situasjon og utvikling i et regionalt integrert kraftselskap i Rogaland, Lyse Energi.

Vi har antatt at det er sammenhenger mellom hjemfall/ikke hjemfall og regional utvikling, langs to forskjellige årsaks/virkningskjeder. For det første påvirkes de kommunale eierne tenkning og strategier omkring sitt eierskap i kraftvirksomheten. Et generelt hjemfall fjerner den såkalte ”innelåsingsmekanismen”. Slik dagens regelverk fungerer er det hjemfall for private eiere, men ikke offentlige, og det bidrar til å favorisere offentlig eierskap. Hjemfall uten økonomisk kompensasjon innebærer videre et verditap for eierne, og dette verditapet vil i nominelle størrelser bli større jo mer en nærmer seg hjemfall. Innføring av et generelt hjemfall fører egentlig til at norsk kraftproduksjon går over fra å være et eiermarked til å bli et leiermarked. Endelig ligger det i selve saken, at vannkraftressursene ikke lenger blir i ”evig eie” et signal av symbolsk og psykologisk karakter for kommunale politikere. Alt dette er forhold som antagelig vil bidra til å øke sannsynligheten for at regionale og lokale kraftselskaper selges ut av kommunalt eie.

Den andre årsaks/virkningsmekanismen går via investeringer til vedlikehold og oppgradering av kraftverk. Investeringer handler i dagligtale om å så på et tidspunkt for å høste i fremtiden. Kraftproduksjon er langsiktig virksomhet med minst et 50-årsperspektiv på investeringene. Problemet er at selv om vannkraftproduksjon er evigvarende vil det med ujevne mellomrom være behov for en oppgradering av anleggene for å få maksimalt ut av ressursene. For et bestemt vannfall vil det kunne være god samfunnsøkonomi å investere i nytt utstyr, ny teknologi eller annet kort tid før hjemfall, men det vil kunne være dårlig bedriftsøkonomi for et selskap som kan høste lite av gevinstene. Myndighetene trekker frem en rekke mulige tiltak for å motvirke denne type investeringsmessige desincentiver, foregrepet hjemfall, pålegg etc. Det vil antagelig bli vanskelig å konstruere et reguleringsystem som samtidig fremmer

samfunnsøkonomisk optimale løsninger for kraftproduksjonen og bedriftsstrategisk ”riktige” løsninger for virksomheter som opptrer økonomisk rasjonelt med sikte på å maksimere nåverdien av foretaket som helhet. For dem vil det antagelig være mer lønnsomt å bruke tid og ressurser på andre satsningsområder enn kraftproduksjon som snart skal overleveres til staten. Det største problemet når det gjelder reinvesteringer sett fra selskapenes side ligger antageligvis i usikkerheten knyttet til at en ikke vet hvilke krav staten vil stille med hensyn til reinvesteringer og oppgradering av kraftanlegg. Hva vil det i så fall vil koste selskapet, og hvordan det skal finansieres? Dette er en usikkerhet som vil påvirke selskapets strategi lenge før hjemfall skal skje, og som vil kunne svekke eieres ønske om fortsatt eierskap i kraftproduksjonen.

Summa summarum finner vi at det er rimelig stor sannsynlighet for at innføring av hjemfall vil føre til endringer i bransjestrukturen. For det første ved at en forsterker incentivene for kommunale eiere til å selge seg ut. For det andre ved at større utenlandske energikonserner vil kjøpe seg opp og overtar lokale og regionale kraftanlegg. Begrunnelsen for det siste finner vi både i den strukturutvikling som er på gang i Europa med deregulering og integrasjon av større kraftmarkeder, tendenser til integrasjon av vannkraft- og gasskraftsektorene, og ut fra en antagelse om at det norske kraftmarkedet på sikt vil bli integrert i det kontinentale.

Hvilke implikasjoner vil et eventuelt fremtidig utenlandsk eierskap til lokale og regionale kraftvirksomheter få for regionale aktiviteter og verdiskaping? Hva vil konsekvensene bli jevnført med en fremtidig situasjon der selskapene forblir under lokalt eierskap og kontroll, slik som for eksempel situasjonen er for vårt case, Lyse Energi?

I noen grad må en forvente at det vil skje et bortfall av arbeidsplasser, men hovedtyngden av arbeidsplassene knyttet til primærproduksjon av kraft og distribusjon via nett, vil bestå i regionen. Dette må i hovedsak antas å være relativt stedbundne arbeidsplasser. Mer usikre er arbeidsplasser knyttet til hovedkontorfunksjoner, kunde- og markedsrettede oppgaver. Oppgaver som normalt tillegges et hovedkontor vil ved utenlands eierskap tendere og legges til utlandet. I den grad en ønsker å ha markedsfunksjoner i form av kundekontakt og salg/trading i Norge, må en anta at disse konsentreres til et sted i landet for å realisere stordriftsfordeler og styrke kompetansemiljøet. Med andre ord norske kraftregioner som har hatt betydelige kraftvirksomheter med primærstilling og ringvirkninger, vil fremdeles ha dette, men i hovedsak knyttet til rent operative aktiviteter. Dersom vårt eksempel Lyse Energi skulle bli kjøpt opp av utenlandske selskaper, vil et slikt resonnement kunne innebære at ca. tredjeparten av primærarbeidsplassene forsvinner ut av regionen.

Lyse Energi er et dynamisk selskap når det gjelder utvikling av nye forretningsområder innen annen energi- og infrastruktur som distribusjon og bruk av naturgass, bredbånd mv. Dersom hovedkontorfunksjoner flyttes til utlandet vil sannsynligheten for regional nyskaping og utviklingsaktiviteter innen potensielle vekstområder som energi og telekommunikasjoner helt klart svekkes. Nærhetseffekten av regionalt eierskap og kontroll vil klart svekkes, og da må norske kraftregioner konkurrere med andre og kanskje mer sentrale, europeiske regioner om investeringer og nysatsninger.

På langt sikt er det kanskje gjennom svekkelse av motivasjon, økonomisk styrke og incentiver til regional nyskaping og infrastrukturutvikling generelt, og for kraftsektoren spesielt, at innføring av en utbetenget hjemfallsrett kan få størst negative konsekvenser. I et i større grad integrert europeisk marked vil det både ut fra nasjonale og regionale perspektiver være viktig med en mangfoldig og konkurransekraftig norsk næring i energi- og infrastruktursektorene.

Et siste tema, handler om hvilken betydning det har for kommunale eiere å ha en kraftproduksjon som gir løpende inntekter over generasjoner, kontra et salg av vannkraftrettighetene og disponering av salgsbeløpet. Eksempler fra dette feltet gir ikke noe entydig svar på hva som er best. På den ene siden avhenger kraftselskapenes betydning som løpende virksomhet eid av kommunene, ikke bare av deres finansielle verdi, men også av eiernes syn på selskapenes industrielle betydning og verdi for regionen, jfr. diskusjonen ovenfor. På den annen side kan man også tenke seg at kommuner som selger ut og som binder pengene i stiftelser med formål om å nytte avkastningen til langsiktige samfunns- og næringsprosjekter, gjennom en sunn og langsiktig forvaltningsstrategi også vil kunne høste positive frukter av dette.

# 1 Innledning

Olje- og energidepartementet sendte 29.11.2002 ut et høringsnotat med forslag om en generell hjemfallsrett for vassdragskonsesjoner. *Hjemfallsinstituttet* ble innført i 1909 og hovedtrekkene i ordningen er fastlagt i industrikonsesjonsloven av 1917. Hjemfallsrett vil si at fallrettigheter og kraftanlegg etter en definert periode skal tilfalle staten. Hensikten med hjemfallsinstituttet da man vedtok dette var å sikre nasjonal kontroll over denne del av nasjonalformuen. Unntatt fra kravet om hjemfallsrett var fallrettigheter og kraftanlegg eid av offentlige aktører<sup>1</sup>.

Det nye i OEDs forslag er at fallrettigheter og kraftanlegg som kommuner, fylkeskommuner og statsforetak eier, skal komme inn under regelen om hjemfallsrett. Det fremmes forslag om at 75 år etter at nye lovregler er trådt i kraft skal fallrettigheter og anlegg tilfalle staten - *vederlagsfritt*.

Motivene for dette forslaget er ifølge Olje- og energidepartementet (2002) flere:

1. *Sikre langsiktig nasjonal handlefrihet, styring og kontroll.* Det er vanskelig nå å forutse hvordan behovene for utnyttelse av vassdragsressursene i framtiden vil være, hvordan fremtidige generasjoner vil vurdere bruken av vannet til kraftproduksjon versus andre formål som eksempelvis miljøgoder. Hovedtyngden av norsk vannkraftproduksjon er i dag på offentlige hender. Ved å innføre eiernøytral hjemfallsrett oppnår staten større handlefrihet med hensyn til fremtidig utnyttelse av vannkraftressursene.
2. *Sikre at fellesskapet får grunnrente og inntekter knyttet til utnytting av vannkraftressursene.* Grunnrente vil si en meravkastning utover normalavkastning på grunn av at næringsaktørene har tilgang til en knapp naturressurs som hører til fellesskapet.
3. *Sikre likebehandling av aktørene i markedet.* ESA har påpekt at gjeldene regelverk der offentlige aktører behandles annerledes og mer fordelaktig enn private aktører er i strid med EØS-avtalens bestemmelser om etableringsrett og fri kapitalmobilitet. Norske myndigheter har sagt seg uenig i en slik forståelse av EØS-avtalen, da man hevder at forvaltning av naturressurser faller utenfor.
4. *Sikre mer effektive markeder.* Ved innføring av energiloven i 1990 fikk man en markedsbasert organisering av kraftomsetningen i Norge. Man fikk et klarere skille mellom en offentlig regulert nettdel som kan anses som et

---

<sup>1</sup> Hjemfall dreier seg om følger for offentlig eide selskaper som eier og driver med kraftproduksjon. Hjemfallsretten har ikke følger for konsesjonsavgifter mv. til de kommuner hvor vannkraften er lokalisert.

naturlig monopol, og en markedsdel med åpen konkurranse (Hope, 2000). En forsyningsorientert kraftsektor hvor kommuner og fylkeskommuner hadde et ansvar for kraftforsyning i eget område, og hvor private bedrifter i stor grad produserte kraft til egen industri, ble erstattet med en markedsorientert kraftsektor. Overgang til en markedstilpasning tilsier ifølge OED, også at offentlige og private aktører sikres like vilkår med hensyn til hjemfallsrett.

5. *Sikre en best mulig verdiskaping i næringslivet.* Det er viktig at lønnsomme omstillinger ikke hemmes. Norsk kraftnæring har en relativt komplisert struktur med omfattende krysseierskap. Forskjellene i regelverk mellom offentlige og private eiere kan virke til innelåsing av eierskapet ved at driften av kraftvirksomheten er mer verdt på offentlige eieres hånd enn hos eventuelle private kjøpere. Det skyldes at salg kan resultere i en vesentlig kortere driftsperiode for kjøper enn hva selger har i utgangspunktet. Dermed blir virksomheten mer verdt for den offentlige aktør ved fortsatt drift enn ved salg (Econ, 2002 a og b). Etablering av et effektivt eiermarked for kraftselskap, vannfall og kraftanlegg er ifølge OED et viktig premiss for å fremme hensiktsmessige strukturer og lønnsomme omstillinger i kraftbransjen.

Mye kan sies om hvert enkelt av disse punktene og i hvilken grad hjemfallsrett er en forutsetning for å oppnå de mål som myndighetene her skisserer. Eksempelvis er det hevdet at hjemfallsrett er et lite treffsikkert instrument når det gjelder inndragning av grunnrente, jevnført med skattemessige reguleringer (Econ, 2002 b).

Vi skal i denne studien særlig fokusere på det siste av disse motivene eller målene. Hvordan vil innføring av en hjemfallsrett påvirke verdiskaping og næringsutvikling? Vi vil da fokusere på et tema som ikke er berørt i OEDs høringsnotat, men som diskuteres i utredninger foretatt for departementet og er publisert på departementets nettsted (Econ, 2002 b, Sunnevåg, Rusten og Sjørgard, 2002), nemlig de lokale/regionale næringsmessige konsekvensene.

I denne rapporten vil vi drøfte hvilke næringsmessige følger innføring av ubetinget hjemfallsrett for offentlig eide kraftvirksomheter vil kunne få for norske kraftregioner.

Følgende tema vil stå sentralt:

- a. Hvordan vil en hjemfallsrett påvirke lokalisering av virksomhet og funksjoner? Av særlig interesse her er hovedkontorfunksjonene.
- b. Hvordan vil en hjemfallsrett kunne påvirke de økonomiske ringvirkninger som er relatert til kraftbransjen?
- c. Hvordan vil en hjemfallsrett kunne påvirke kraftselskapenes satsninger på andre forretningsområder, innen energi (gass, vindkraft etc.), telekommunikasjoner mv.?
- d. Hvordan vil en hjemfallsrett kunne påvirke eiernes opptjening og bruk av inntekter fra kraftvirksomheten? Hvilken forskjell ligger det her i disponering av midler fra eventuelt salg/delsalg av selskapet kontra inntekter fra en løpende kontantstrøm fra kraftproduksjonen?

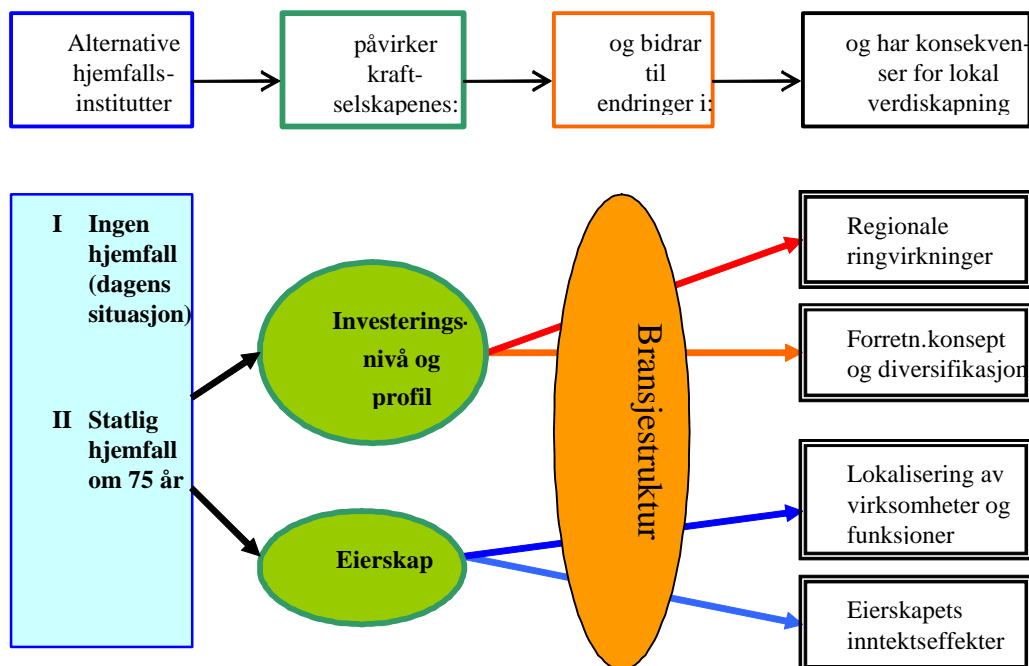


Gitt at en hjemfallsrett først vil bli realisert 75 år fra det tidspunkt da ny lov trer i kraft kan man naturligvis ikke gi sikre svar på de spørsmål som her reises. Målsettingen med rapporten er å gi *begrunnede hypoteser* for hva konsekvensene kan bli. Disse vurderingene vil vi basere på en kombinasjon av teoretiske drøftinger, litteraturstudier og en eksempelstudie av et regionalt kraftselskap, Lyse Energi, i Rogaland.

Rapporten er i det videre organisert som følger. I kapittel 3 gis det ut fra intervjuer og dokumentstudier en beskrivende analyse av hvordan Lyse Energi har utviklet seg og fungerer i en regional sammenheng. I kapittel 4 drøfter vi generelt endringer i kraftnæringenes rammebetingelser og bransjestruktur og hvilken betydning hjemfallsretten vil ha i dette. I kapittel 5 foretar vi en drøfting av implikasjoner av hjemfallsrett for lokal og regional næringsutvikling.

## 2 Analysemodell

Ikrafttreden av en eventuell hjemfallsrett vil ifølge lovforslaget skje 75 år etter at forslaget vedtas. Dette er lang tid sett i forhold til en vurdering av hva konsekvensene kan bli. Vårt utgangspunkt for drøftingen har vært en skjematisk modell av årsaks-virkningskjeder som vist i figuren.



Figur 1 - Analysemodell

Analyseopplegget består av fire ledd:

1. Utgangspunktet er å sammenligne en situasjon hvor hjemfallsrett blir gjort gjeldene for offentlig eide kraftselskaper med en situasjon uten hjemfallsrett slik det er i nåsituasjonen.
2. Teoretisk sett kan man tenke seg at en fremtidig hjemfallsrett vil påvirke de regionale virksomhetene på to måter. For det første ved å påvirke investeringene. Dersom kraftvirksomhetene vet at de på et gitt framtidig tidspunkt vederlagsfritt må overføre vannfall og kraftanlegg til staten, kan det legge en demper på deres investeringslyst. Hvordan, i hvilken grad og hvor lenge vil man investere i noe man må gi fra seg? For det andre kan hjemfallsretten påvirke hvordan eiernes tenker om sitt eierskap. Innføring av hjemfallsrett vil redusere selskapets verdi som kraftproduserende selskap på eiers hånd jevnført med dagens situasjon hvor retten

til å produsere kraft i prinsippet er evigvarende. Hvordan vil eierne da vurdere sitt eierskap? Vil de tendere mot å selge seg ut, eller vil de på annet vis tenke nytt om hvordan de håndterer sitt eierskap.

3. Hjemfallsrett med dens implikasjoner for endringer i de offentlige eiernes incentiver for investeringer og tenkning om sitt eierskap, må på sikt forventes å påvirke bransjestrukturen. Men bransjestruktur menes her hva slag virksomheter som samlet sett finnes i kraftbransjen med hensyn til eierskap, størrelsesfordeling og aktivitetsmønster. Av spesiell interesse er det å vurdere hjemfallsrettens betydning for grad av utenlands eierskap.
4. Endelig forventes slike endringer i bransjestrukturen å medføre konsekvenser for de lokale og regionale effekter av kraftbransjen: Lokaliseringsmønster for ulike deler av virksomheten, ringvirkninger, utvikling av nye forretningsområder og inntektsmessig betydning for de kommuner/fylkeskommuner som i dag eier kraftselskaper.

Før vi i denne rapporten går inn på en drøfting av disse spørsmål vil vi se nærmere på hvordan et regionalt kraftselskap kan fungere. Vi har foretatt intervjuer og studert årsmeldinger og annen dokumentasjon fra selskapet Lyse Energi. Dette selskapet som ligger i Rogaland har en årlig kraftproduksjon på 6 Twh og 5 prosent av den norske kraftproduksjonen. Dette selskapet er antagelig det største selskapet med bare kommunale eiere. Ved slik å koble inn erfaringer og synspunkter fra et selskap kan en få korrektiver til rent teoretiske betraktninger av hvordan innføring av hjemfallsrett vil kunne slå ut.

## 3 Lyse Energi

I dette kapitlet vil vi beskrive et regionalt kraftselskap i Rogaland, Lyse Energi. Hensikten er å få frem hvordan et selskap kan fungere i en regional sammenheng. I neste omgang vil denne beskrivelsen danne et bakteppe for en generell drøfting av hvilke konsekvenser innføring av hjemfallsrett kan medføre.

### 3.1 Etablering, økonomi og strategi

Sommeren 1998 ble 13 eierkommuner enige om å stifte Lyse Energi, et regionalt kraftkonsern. Selskapet ble skapt ved at fem selskaper gikk sammen: Lyse Kraft DA, Stavanger Energi AS, Sandnes Energi AS, Sola Energi AS og Time Energi AS. Det nye kraftkonsernet hadde omlag 500 ansatte og forvaltet verdier for mange milliarder kroner. Dette var slutten på en langvarig prosess med drøftinger om regional konsolidering og rasjonalisering av kraftvirksomheter i regionene Jæren, Ryfylke og Dalane, en prosess som hadde pågått i hele 15 år. Til tross for at en på nasjonalt hold siden tidlig på 80-tallet hadde oppmuntret til en effektivisering av bransjen, skjedde det lenge lite konkret. En regional sammenslåing og strukturering av bransjen hadde vært vanskelig å få til under 80-tallets relativt forutsigbare rammebetingelser. Forandringer skulle komme med den nye energiloven, som ble vedtatt i 1990. Omlegging fra et forsynings- til et markedsbasert system gjorde de små og mellomstore energiselskapene ble langt mer sårbare for fluktusjoner i priser, tilgang på energi og etterspørsel. En potensiell trussel om overtakelse fra store internasjonale energiselskaper ble registrert. Dereguleringen av kraftmarkedene gjorde at de lokale aktørene (selskaper og kommuner) etter hvert innså hva denne nye situasjonen i praksis innebar, og da gikk det relativt raskt å få på plass et felles regionalt konsern (Nerheim, 1997 og 1998).

Det var to hovedmotiver for å starte opp det nye selskapet. For det første innså man at de lokale enhetene var for små. En hadde behov for *større økonomisk slagkraft* for å greie seg i en åpen markedssituasjon. En hadde regnet på at det ville være betydelige kostnadssynergier ved å slå sammen selskaper. For det andre var man også opptatt av det regionale. Lyse skulle benyttes til å *utvikle regionen næringsmessig*. Nåværende styreleder uttalte således før etablering av selskapet at en gjennom sammenslåingen ville kunne øke verdiskapingen med 50 til 80 millioner kroner uten at dette ville få innvirkning på strømprisen. Pengene skulle tjenes inn gjennom en mer effektiv organisasjon, men først og fremst ved satsning på nye forretningsområder (Nesheim, 1998). Derfor inngår det også som en del av formålsparagrafen at Lyses formål er å *”delta i næringsutvikling og næringsvirksomhet med relevans til kjernevirksomhetene, enten selv eller i samarbeid med andre, gjennom etablering, aksjekjøp, sammenslutninger m.v.”*

Tabell 1 - Lyse Energi – økonomiske data (beløp i løpende mill. kroner)

	1999	2000	2001	2002
Driftsinntekter	2204,0	2111,5	2.668,3	2.841,9
Driftsresultat	547,6	600,6	822,6	836,1
Ordinært resultat før skatt	169,7	163,9	326,0	424,3
Årsresultat	117,6	452,4	34,3	185,1
Avkastning total kapital	7,4 %	8,0 %	10,5 %	10,7 %
Avkastning EK etter skatt	6 %	4,6 %	7,1 %	9,5 %
Totalt eiendeler	8.542,4	8516,6	8223,8	9,238,2
Egenkapitalandel*	60 %	64 %	64,5 %	57,1 %
Investeringer	546,9	179,5	207,3	308,5

\* Herunder inkludert ansvarlige eierlån, pr. 31/12 2002 på 3,6 milliarder kr.

Den skulle vise seg å gå rimelig bra økonomisk. Det nye konsernet fikk en god start med jevnt over solide resultater. Driftsinntekter og driftsresultat har økt over tid. En har hatt en avkastning som antagelig ligger litt over bransjegjennomsnittet. Det spesielt gode årsresultatet i 2000 skyldes salg av en telebedrift<sup>2</sup>.

Lyse-konsernet er et vertikalt integrert kraftkonsern. Selskapet dekker alle sider ved elektrisitetsforsyningen fra produksjon av kraften, til distribusjon via strømmettet og salg til engros og sluttbrukere. Økonomien i et slik konsern hviler på disse tre pilarene. For det første selve *kraftproduksjonen* hvor reservoarer, vannmengder, fallhøyder, grunnlagsinvesteringer i damanlegg, turbiner og teknologi for øvrig bestemmer kraftproduksjonens mengde og effektivitet. Det spesielle med den nye markedssituasjonen sammenlignet med tidligere tiders forsyningssituasjon, er at markedsmessige forhold i en større nordisk og etterhvert også europeisk kontekst er like viktig for de priser kraftverkene kan få for sine strømleveranser som tilgjengelige vann- og energimengder og etterspørsel i regionen. For det andre er *nettforsyningen* en viktig og relativt stabil økonomisk enhet. Som et naturlig monopol er Lyses inntjening fra nettvirksomheten regulert gjennom myndighetenes fastsetting av økonomiske rammer. For det tredje er konsernets *aktiviteter innen salg og marked* ved salg av strøm til

2 Bye, Bergh og Kroken (2001) viser i en artikkel om avkastning i kraftsektoren at total kapitalrentabiliteten i kraftsektoren var på litt under 6 prosent i 1999. Denne hadde da gradvis falt fra et nivå på ca. 7 prosent midtveis på 90-tallet. Lyses relativt høye avkastning er imidlertid ikke i seg selv et bevis på at selskapet er mer lønnsomt enn andre. Årsakene til at regnskapsmessige resultater kan variere mellom selskaper av flere. Blant annet er størrelsesforholdet mellom nettdel og kraftproduksjon av betydning for lønnsomheten. Videre kan ulike selskaper ha lagt ulike vurderingsprinsipper for verdsetting av anleggsmidler til grunn, for eksempel i forbindelse med sammenslåing av selskaper.

sluttbrukere og til engros via kraftbørsen, vesentlig for økonomien i et deregulert marked. Nå er kraftsektoren av både naturlige og markedsmessige årsaker utsatt for betydelige etterspørsels- og prisfluktuasjoner. Herav følger en betydelig risikoeksponering. Et fortrinn ved et vertikalt integrert konsern er at man har mulighet for å begrense risiko ved at det gjøres strategiske tilpasninger i forholdet mellom egen kraftproduksjon på den ene side og markedstransaksjoner gjennom både kjøp og salg av kraft på den annen side.

Lyses strategiske fortrinn som kraftkonsern ligger kanskje først og fremst i at konsernet er *et vertikalt integrert og regionalt selskap* med betydelige muligheter for å begrense risiko og oppnå en stabil inntjening. Konsernet har en solid kundemessig forankring i nærmarkedet. Ca. halvparten av produksjonen omsettes til sluttbrukere, hvorav hovedtyngden regionalt i Rogaland. Hertil kommer at konsernet er blant de større nasjonale kraftprodusentene med 5 prosent av den nasjonale strømproduksjonen. De strategiske ulempene ligger likevel først og fremst på markedssiden. Det er her stordriftsfordelene først og fremst antas å ligge, blant annet knyttet til kundebehandlings- og IT-systemer. På engrossiden har man en relativt liten enhet som driver med kjøp og salg på kraftbørsen. På sluttbrukersiden har en ca. 110.000 kunder og det er relativt lite for å utnytte mulige stordriftsfordeler. Det største norske selskapet har opp i 600.000 kunder, og på kontinentet kan selskaper ha flere millioner kunder.

For å utvikle stordriftsfordeler forsøkte Lyse i sin tid å få til en sammenslåing med Agder Energi i nabofylkene, men lyktes ikke med det. Siden har man utvidet virksomheten i bredden ved å satse på utvikling av nye produktmarkeder. På grunn av at selskapet har en moderat størrelse på kundesiden med hensyn til antall sluttbrukere har man satset på å utvide produktspekteret. Konsernet har benyttet seg av dereguleringen på telemarkedet og sin sterke posisjon i forhold til forbrukere i Rogaland til å gå inn på salg av telefonitjenester og har relativt mange kunder i fylket. Man har videre satset på utvikling og salg av bredbåndtjenester, og er i ferd med å bygge opp et distribusjonssnett for naturgass i Jærregionen basert på gass fra Kårstø kanalisert gjennom rørledning under Boknafjorden. Et annet område hvor man også har gjort noe er fjernvarme fra søppeldeponi.

Når det gjelder ekspansjon, har Lyse Energi således de siste par år lagt seg på en klar *diversifikasjonsstrategi*, en satsning i bredden på nye forretningsområder. I stedet for å legge hovedvekt på å styrke *fordeler ved stordrift (economics of scale)* innen kraftproduksjon, fysisk distribusjon eller salg, har man satset på å utvikle nye forretningsområder relatert til kraftvirksomheten. Generelt sett kan en slik strategi begrunnes på to forskjellige måter og begge ligger til grunn for konsernets satsning. For det første kan strategien begrunnes i *økonomiske breddefordeler (economics of scope)*, det vil si fordeler ved samproduksjon. Økonomiske breddefordeler oppnås når produksjonskostnadene per enhet går ned med flere produktvarianter slik at det lønner seg å produsere flere typer av produkter. Gjennomsnittskostnadene ved å produsere to

produkter i sammen blir lavere enn å produsere dem hver for seg. Begrunnelsen ligger gjerne i at en har udelelige og/eller spesialiserte produksjonsfaktorer som ikke lett kan brukes eller selges på et marked til andre formål (Teece, 1982). Lyse har lang erfaring og kompetanse i kontakt med regionale forbrukere. Ved å betjene de samme kundene med flere produkter satser man på å utnytte ledig kapasitet og fordele kostnader til kundebehandling på flere solgte enheter og dermed oppnå effektiviseringsgevinster. For det andre kan diversifikasjon også begrunnes i *strategiske ressurskoblinger*. Strategiske ressurser kan defineres som de ressurser som gir et foretak konkurransefortrinn fordi ressursene ikke så lett kan kopieres eller imiteres av andre. (Peteraf, 1993). Dette kan handle om koblinger mellom forretningsområder knyttet til markedsligheter, kompetanseligheter eller anvendelse av aktiva fra den primære virksomheten til andre formål og forretningsområder (Markides og Williamsson, 1994). For Lyses nysatsninger er mange av disse koblingene relevante. Det handler dels om fokus på de samme kunder, såkalt "bundling". Det er ikke så mange regionale tilbydere som kan tilby en "pakkeløsning" av kraft, nettleie, telefoni., bredbånd, gass, evt. digital-TV på samme faktura. Det handler også om kompetansemessige koblinger innen energiproduksjon, -forsyning og -salg, og det handler dels om utnyttelse av samme fysisk infrastruktur knyttet til distribusjon.

### 3.2 Regional betydning

Lyse er et regionalt konsern både gjennom eierskap, virkeområde og strategisk tekning. 16 kommuner i Rogaland er eiere. De største eierne er Stavanger og Sandnes kommuner med til sammen vel 60 prosent av aksjene. Virkeområdet både når det gjelder produksjon, distribusjon og sluttbrukerleveranser av elektrisk kraft er i det alt vesentlige knyttet til den såkalte "Lyse-regionen", det vil si Jæren, Ryfylke og Dalane. Også nysatsningene på telefoni, bredbånd og gass er rettet mot regionale markeder i Rogaland. Endelig gis det fra konsernets side uttrykk for en strategisk selvforståelse som et regional selskap. I dette avsnittet vil vi beskrive nærmere konsernets regionale betydning.

Målt i antall ansatte har Lyse-konsernet nå over 500 årsverk. Det første hele oppstartåret hadde selskapet 490 årsverk. Bemanningen gikk noe ned de neste par årene for så på ny å vokse i 2002 og 2003.

Konsernet vet ikke hvor store ringvirkninger det skapes via dets virksomhet, men er i ferd med å utrede dette. Vi vil likevel gjøre noen vurderinger av dette. Omsetningen nærmer seg 3 milliarder kroner. En betydelig post på kostnadssiden knytter seg til energikjøp og overføringskostnader. Av poster som direkte må antas å medføre ringvirkninger for virksomheter i lokalmiljøet skal her nevnes lønn, driftskostnader, skatt, utbytte og investeringer. Lønn og andre personalkostnader utgjorde ca. 237 mill. kr og andre driftskostnader var på 217 mill. kr i 2002. Gjennomsnittlig skattekostnad på ordinært resultat lå på nær 150 mill. kr årlig den siste 3-årsperioden. Konsernet avsatte i samme periode et utbytte til eierne på i gjennomsnitt mer enn 100 mill. kroner i året.

Endelig har selskapet investert for i gjennomsnitt over 300 millioner kroner i året i perioden 1999-2002.

Alt dette er tall som indikerer omfattende ringvirkninger. Tidligere effektstudier av sysselsettingsvirkninger av vegprosjekter (Leknes, 1996) har vist at sysselsettingsvirkningene samlet sett varierte mellom 2,1 – 2,7 årsverk pr investert million. Av dette er konsumeffekten beregnet til 0,4 årsverk. Dette er tall for 2003 justert for konsumprisindeksen.

Dersom man tar utgangspunkt i disse tallene får man følgende effekter:

*Tabell 2 –Estimerte sysselsettingseffekter knyttet til Lyse Energi*

	Mill. kr	Årsverk
Lønn og personalkostnader	237	500 - 640
Driftskostnader	217	450 – 590
Utbytte	100	210-270
Investeringer	300	630-810
I alt		1790-2310

Nå kan man naturligvis diskutere hvor stor andel av de ulike poster som kommer regionen til gode. Det aller meste av effekten knyttet til lønn og personalkostnader og utbytte til kommunene er i hovedsak regionale effekter. Antageligvis mye av driftskostnadene og en noe lavere andel av investeringene havner regionalt. Antar man at det gjelder for halvparten av drift og investeringer, får vi at Lyse samlet sett har en regional sysselsettingsvirkning på 1250-1660. Det vil i så fall si at det skapes ca. 1,5 – 2 arbeidsplasser utenfor selskapet for hver arbeidsplass innen primærvirksomheten.

Lyse oppfattes ikke bare som viktig for sysselsettingen ved at det skapes arbeidsplasser knyttet til egen virksomhet og etterspørselsmessige ringvirkninger, men og ved at konsernet indirekte kan legge grunnlag for nye arbeidsplasser. Dette kan skje ved at Lyse inngår i *regionale kompetanse- og innovasjonsmiljøer*. Lyses betydning i denne sammenheng kommer frem på to måter. For det første har de ansatte i Lyse utviklet en spesiell kompetanse som både har betydning i Lyseselskapet, og som kan ha betydning for de som velger å skifte arbeidsplass. Kompetanse på produksjonsstyring er relativt spesifikk for bransjen. Andre områder hvor selskapet har arbeidskraft med kompetanse og hvor kompetansen må antas å være overførbart gjelder infrastrukturkompetanse (bl.a. knyttet til nettvirksomheten), ”tradingkompetanse” og kompetanse i entreprenørskap/forretningsutvikling.

For det andre kan kompetanse sees i forhold til Lyses plass og betydning i forhold til eksterne kompetansemiljøer. Inntil nylig har den regionale kraftbransjen levd isolert. Aktivitetene har vært drevet som tradisjonelle E-verk. Lyse Energi er i ferd med å utvikle sterkere regionale koblinger. Spesielt tydelig er dette innefor gass-området. En har fått relasjoner til oljeselskaper. Lyse hadde en eierandel på 21 prosent i Gasnor sammen med blant annet store oljeselskaper som Statoil og Shell. Andelen ble solgt da man ikke lyktes i å få Gasnor med på en av Lyses store satsninger bygging av



rørledning for transport av naturgass fra Kårstø og inn til Mekjarvik og videre distribusjon av naturgass i Jærregionen. Satsningen er imidlertid opprettholdt i egen regi. Selskapet har imidlertid i samarbeid med oljeselskapene Statoil og Shell etablert et energiparkselskap nær ilandføringsstedet for naturgassen. Formålet er å få til en samlokalisering med synergier mellom energiproduiserende og energiforbrukende bedrifter og skape en klynge rundt temaet energi og miljø. Lyse har videre gått inn i samarbeidsrelasjoner innen energigjenvinning blant annet med IVAR et interkommunalt selskap for vann, avløp og renovasjon. Dette siste er et eksempel på, som det understrekes fra Lyse Energis administrasjon, at en har et betydelig samarbeid med eierne.

En annen måte å se Lyses betydning på er å se på selskapets betydning som en utbygger og tilbyder av *infrastruktur*. Fra Lyses side tenkes det at konsernet skal bli en multi-use tilbyder av infrastruktur. Ved å bygge ut et bredt spekter av tilbud innen energi på den ene side i form av strøm, gass, fjernvarme, kjøletjenester og kanskje også vindkraft, og ved å utvikle et bredt spekter av kommunikasjonstjenester som telefoni, mobiltelefoni, bredbånds internett og digital TV distribusjon, på den annen side, kan selskapet om de lykkes på de nye satsningsområdene, bidra til at regionen får et bredt og moderne infrastrukturtilbud. Innen gass har man satset mye ved bygging av et 250 km distribusjonsnett som strekker seg fra nord til sør i Jærregionen. Det er også besluttet å legge en avgrenning inn til Rennesøy for å forsyne flere øyer i Ryfylke med gass. I seg selv kan dette være et viktig bidrag til både spesialisert (knyttet til spesifikke infrastrukturrområder) og generell næringsutvikling.

Enda et område som bør nevnes er knyttet til *infrastruktur- og eiersiden*. Etter initiativ fra eierne besluttet man år 2000 å gi 100 millioner kroner i en samfunnsgave til et universitetsfond. Høyskolen i Stavanger har lenge jobbet aktivt for å bli universitet og ligger nå nærmest blant de regionale høyskolene til få denne statusen. En andel av ekstraordinære inntekter fra salgsgevinst ble benyttet til dette formålet. Lyse har også stor direkte betydning for eierne. I sum utbetales det årlig omlag 0,5 milliard kroner i form av utbytte, samt renter og avdrag på ansvarlige lån til eierne.

### **3.3 Fremtidsutsikter uten hjemfall?**

Vi har foran beskrevet hvordan Lyse Energi etter at selskapet ble dannet gjennom en regional fusjons- og konsolideringsprosess innen kraftbransjen har utviklet seg til et økonomisk sett velfungerende selskap. Økonomien har først og fremst blitt sikret gjennom inntekter fra kraftproduksjonen og kontrollert risikostyring ved kjøp og salg av kraft. Samtidig har selskapet helt fra oppstarten vært innovasjons- og utviklingsorientert. Både med sikte på å etablere en sunn driftsøkonomisk basis, og for å legge grunnlag for vekst har man satset på utvikling av nye forretningsområder. Noen av satsningene må sees i et bredere perspektiv enn det foretaksmessige. Det vil si man har satset midler ut fra en regional utviklingstekning like så mye som ut fra en foretaksøkonomisk logikk om maksimert utbytte eller verdi. Dette gjelder opplagt samfunnsgaven til universitetsfondet. Også gass-satsningen som ble iverksatt etter at

også bedriftsforsamlingen hadde behandlet saken, og som i utgangspunktet var relativt risikofylt, kan dels betraktes som en regional utviklingssak. I dette prosjektet ligger et uttrykk for at selskapet har *"tålmodige" eiere* i det at gassprosjektet forutsetter lang tid før investeringen skal være inntjent.

Hvilke fremtidsutsikter har så det regionale kraftkonsernet Lyse Energi? Noen helhetlig analyse av dette spørsmål har vi ikke forsøkt oss på, men snarere forsøkt oss på noen betraktninger. Generelt sett betrakter nok administrasjon og eiere utsiktene som "lyse". *"Den som ikke tror vannkraft er god butikk er rimelig svartsynt!"* Troen på at hydroenergi vil gå opp i pris begrunnes blant annet i denne energiens renhet sett i forhold til økte miljøkrav. En god start på satsningene innen telefoni, bredbånd og gass er med på å styrke framtidstroen.

Men hvor god butikk og hvor høy avkastning en vil oppnå er naturligvis like umulig å si for Lyse som for enhver annen bransje eller bedrift. Den største utfordringen utover det markedsmessige og teknologiske, antas å ligge på finansieringssiden. På kort sikt har konsernet både en relativt høy investeringsevne og vilje. En har investert over en milliard kroner siden 1999 og har planer om å investere ytterligere en milliard de kommende årene. Blant annet kreves det fornyelser av forsyningsnettene som til dels er gammelt. I tillegg kommer nysatsninger i de nye forretningsområdene.

På noe lenger sikt står antagelig likevel konsernet overfor store utfordringer på finansieringssiden til like med kraftbransjen generelt sett (Arbeidsgruppe kraftbransjen, 2003). Dersom man f.eks. skal være partner i bygging av et evt. gasskraftverk slik det er tanker om, vil dette kreve store ressurser selv om man ikke ville gå inn i et slikt prosjekt alene.

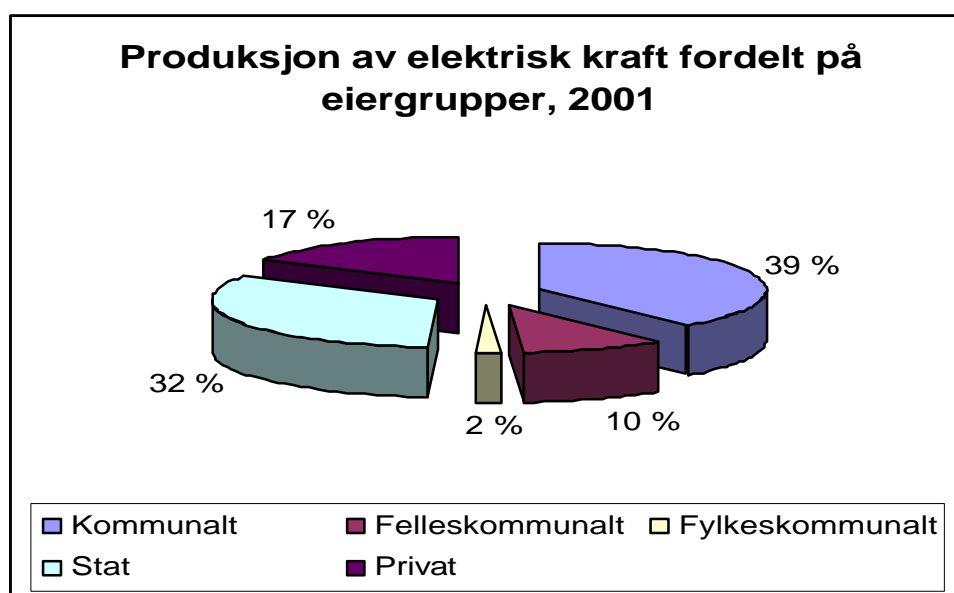
## 4 Hjemfallsrett og bransjestruktur

Hvilke effekter vil innføring av hjemfallsrett få på det regionale nivå? Dette spørsmål har med endringer i bransjestrukturen å gjøre, og det kan ikke sees isolert fra spørsmål om generelle utviklingstrekk i bransjen, nasjonalt og internasjonalt. Før vi derfor går løs på en drøfting av hvilke regionale konsekvenser hjemfallsrett kan få, vil vi derfor se nærmere på struktur og utviklingstrekk innen elektrisitetssektoren.

### 4.1 Bransjestruktur og trender

#### *Nasjonal bransjestruktur*

I 2001 ble det ifølge SSBs elektrisitetsstatistikk produsert 121 TWh strøm basert på vannkraft i Norge. Kommuner/fylkeskommuner er med vel halvparten av den samlede kraftproduksjonen den største eiergruppen i norsk kraftbransje. Staten ved i hovedsak Statkraft eier neste en tredjedel, mens private interesser eier en sjettedel. *Innføring av generell hjemfallsrett vil således berøre det meste av norsk kraftproduksjon.*



*Figur 2 – Kraftproduksjon eierskapsfordeling*

Vi vil se nærmere på bransjestrukturen med basis i en inndeling beskrevet i internt notat fra en arbeidsgruppe innen kraftbransjen (2003). Her deles selskapene inn i følgende kategorier:

- Spesialiserte kraftselskaper
- Regionale, vertikalt integrerte kraftselskaper

- Lokale, mellomstore og mindre kraftselskaper

De *spesialiserte kraftselskapene* har vannkraftutbygging og produksjon som primærområde. Statkraft er det største av disse, og er den største kraftprodusenten i Norge, med en årsproduksjon på over 33 TWh. Statkraft har kjøpt seg inn i flere regionale energiselskaper med en betydelig kraftproduksjon, men har fått begrensninger fra Konkurransetilsynet med hensyn til videre oppkjøp. Statkraft har heller ikke med sine aksjeposter mulighet til å overta de regionale kraftselskapenes produksjon og innlemme dem i sin organisasjon. Her finner en også noen større private kraftprodusenter som Norsk Hydro og Elkem, noen regionale selskaper som E-CO, Akershus og Østfold Energi som har solgt/fisjonert ut nettvirksomhet og sluttbrukersalg, samt noen små private selskaper. Til sammen hadde disse selskapene en produksjon på ca. 55 TWh og en omsetning på nær 14 milliarder kroner.

De 13 *regionale, vertikalt integrerte kraftselskapene* er produksjonsmessig den nest største gruppen med en samlet kraftproduksjon på nær 44 TWh. Omsetningsmessig er dette den største gruppen med ca. 26 milliarder kroner. Til sammen har disse selskapene nær 1,7 millioner omsetningskunder og er det klart største tilbydersegmentet i forhold til sluttbrukerkunder. Disse selskapene har både produksjon, nettvirksomhet og sluttbrukerkunder. Agder Energi har størst produksjon med over 7 TWh. Hafslund er størst på sluttbrukersiden med over 600.000 kunder. Flere av disse selskapene har fått sin nåværende struktur etter omfattende konsoliderings- og fusjonsprosesser fra midten av 90-tallet og frem til i dag. Det gjelder for eksempel Agder Energi, Hafslund, BKK og Lyse Energi.

Den tredje gruppen er de *lokale selskapene*. De faller i to grupper. Det finnes ca. 20 mellomstore selskaper med en samlet produksjon på 10 TWh og en samlet omsetning på nær 7 milliarder kroner. Disse selskapene er vertikalt integrert og ligner de regionale selskapene. Endelig har en nær 100 små selskaper med en samlet produksjon på vel 2 TWh og med en samlet omsetning på 5 milliarder kroner. Disse små selskapene betjener gjerne områder med store arealer og lite folk. Deres relativt høye omsetning selv om de bare har 2 prosent av kraftproduksjonen, henger sammen med at de har hele 20 prosent av nettvirksomheten og 12 prosent av kraftkundene. Antallet små selskaper er redusert med ca. 65 fra midten av 1990-årene.

Bakgrunnen for de strukturendringene som har skjedd siden midten av 90-årene er den nye energiloven og liberalisering av det nasjonale kraftmarkedet. Det var ikke bare Lyse som på denne bakgrunn hadde behov for å utvikle en mer slagkraftig og integrert virksomhetsstruktur. Også i en rekke andre regioner har det pågått slike prosesser.

### *Europeiske trender*

Elektrisitetsmarkedet er i ferd med å utvikle seg til en europeisk næring<sup>4</sup>. Tradisjonelt har produksjon og distribusjon av elektrisitet i Vest-Europa vært ivaretatt av sterke offentlige monopoler. EU vedtok i 1996 et direktiv for et internt elektrisitetsmarked. Dette markerte et vendepunkt i elektrisitetssektoren. Norge, Sverige, Finland, England og Wales var blant pionerene når det gjaldt deregulering av kraftsektoren. De hadde satt i gang prosesser for deregulering alt før dette ble vedtatt i EU. Et annet knippe av land: Spania, Tyskland og Nederland satte også i gang med reformer før EU-direktivet formelt trådte i kraft fra 1999 av.

Generelt viser det seg å være betydelige variasjoner i *det legale og institusjonelle rammeverket* og måten kraftsektoren er organisert på i ulike land. EU-direktivet er relativt "mykt". Subsidiaritetsprinsippet vektlegges og det gis rom for nasjonale variasjoner. På noen områder er det en betydelig grad av konvergens slik som for krav om autorisasjon for kraftproduksjon, tredje parts tilgang til nett, og kundens frihet til å velge leverandør. På andre områder er variasjonene større slik som når det gjelder kobling/dekobling mellom konkurranseutsatte aktiviteter og naturlige monopoler, grad og type av offentlig eierskap og typen av reguleringsmyndighet.

Når det gjelder *teknisk og kommersiell infrastruktur* er det store variasjoner landene imellom. På det tekniske plan er det europeiske markedet delt opp i relativt autonome delmarkeder: det store kontinentale markedet, det skandinaviske, det britiske, det irske, den iberiske halvøy og Hellas. Det skandinaviske markedet er på 325 TWh, mens det kontinentale er på hele 1500 TWh. Det norske markedet er i fysisk og kommersiell forstand integrert med det svenske. Engros kjøp og salg skjer via et felles spot-markedet, på Nord-Pool børsen. Overføringskapasiteten mellom de to landene er på 15 prosent av toppbelastning. De fysiske overføringsmuligheter av strøm mellom Norge og det kontinentale markedet er, i hvert fall foreløpig, relativt begrenset.

Når det gjelder de *industrielle strukturene* er det endelig også store forskjeller landene imellom. Disse forskjellene bunner dels i historiske næringsstrukturer, i størrelsen på markedene og i typen av reformer og institusjonelle reguleringsmekanismer som man har valgt. I noen land har det skjedd en utstrakt privatisering, slik som i England. Motsatt har en i Frankrike fremdeles en dominerende offentlig aktør innen produksjon, distribusjon og salg av strøm. I andre land har det siden deregulering av markedene for alvor tok til, vært tendenser til økt konsentrasjon og sentralisering av virksomheten til noen storforetak. Det gjelder et stort land som Tyskland, men også i skandinaviske naboland, Sverige og Finland.

Interessante trender finner man også i *hvordan virksomhetene utvikler seg aktivitetmessig*. Oldgaard og Pettersen (2003) peker på en del sentrale tendenser. En viktig trend er koblinger mellom gass og kraft. Det er tendenser til konvergens og integrasjon mellom gass- og elektrisitetsmarkeder. Kraftproduksjonen vil etter hvert bli

---

4 Dette avsnittet er i hovedsak basert på Finon og Glachant (2003,ed.) og Midttun (2003, ed).

mer gassavhengig og det vil være viktig for store kraftprodusenter å skaffe seg tilgang på gass. Vertikal integrasjon av de ulike ledd i verdikjeden er derfor et annet aspekt ved utviklingen. Et tredje er tendensen til at store foretak utviklet et "multi-user" tilbud innen infrastruktur som strøm, gass, vann, avfall og dermed utvikler og utnytter synergier på kompetanse- og kundesiden.

Generelt sett er hovedtrekket at den europeiske kraftsektoren er i sterk endring, men det er antagelig ingen gitt å vite hvorledes utviklingen vil bli i løpet av de neste 10-20 årene. Foreløpig kan man ikke snakke om ett marked. I tillegg til betydelige institusjonelle, fysiske beskrankninger og bransjestrukturelle ulikheter, er det så langt heller ikke tale om noen prismessig konvergens mht. strøm. Finon and Glachant (2003, ed.) påviser således store ulikheter mellom land for engrospriser på strøm, og selv innen et enkelt land som Norge med et deregulert sluttbrukermarked er det variasjoner i priser ut til forbrukerne.

### *Perspektiver for norske virksomheter og kraftnæringen generelt*

Det bildet som her avtegner seg for Europa jevnført med strukturtrekk i Norge slik vi har gjengitt det foran, viser en norsk utvikling som er nokså parallell med den europeiske. Trekk ved etablering og utvikling av vårt eksempel Lyse Energi i retning vertikal integrasjon, innlemming av gassprosjekter i aktiviteten og utvikling i retning "multi-user" tilbud, indikerer at dette foretaket ligger i *hovedstrømmen* av den generelle europeiske strukturutviklingen.

Det som imidlertid av noen blir trukket fram som potensielt negativt, er den sterke *offentlige dominans* i eierstrukturen. Herunder at det nasjonale systemet for kontroll av kraftproduksjonen gjennom konsesjoner og hjemfallsrett mv. begrenser private og/eller utenlandske kapitalinteressers muligheter for å vinne innpass i kraftproduksjonen. Det kan forhindre nødvendige omstruktureringer slik lokale interesser i sin tid, før energiloven kom, hindret utvikling av økonomisk effektive enheter. Argumentet er for det første at et effektivt marked for eierkontroll slik som dette skjer via aksjemarkedet kan virke disiplinerende på ledelse og styrke effektiviteten av virksomheten. For det andre stilles det spørsmål ved om offentlige eiere og ledelse som har drevet kraftvirksomheten i en annen tid, under et teknologisk orientert forvaltningsregime, er de riktige til å drive den videre under et markedsbasert regime (Sunnevåg, Rusten og Sjørgard, 2002). En likebehandling med hensyn til hjemfallsretten vil gjøre markedet for eierskap til norsk kraftproduksjon noe åpnere.

Et annet spørsmål gjelder *størrelsen på kraftselskapene*. Er norske kraftprodusenter for små, eller kan noen bli for store? Svaret på spørsmålet avhenger blant annet av hva som er det relevante markedet. Er det nåværende norske markedet den relevante enhet, eller vil det et eller to tiår fram i tid faktisk eksistere et relativt enhetlig og felles europeisk marked både for produksjon og salg av strøm basert på vann og gassressurser? Hvis markedet i stor grad er begrenset til det norske kan hovedproblemet være at Statkraft som den klart største kraftprodusenten kan bli for dominerende. Hvis det norske markedet på sikt integreres i det kontinentale, kan spørsmålet kanskje være om noen

norske virksomheter blir store nok til å hente ut stordriftsfordeler og delta i konkurransen.

Det man med stor grad av sannsynlighet må kunne anta er for det første at prosessene mot økt europeisk integrasjon av kraftmarkedene og de tilhørende strukturendringer vil fortsette. Dette er prosesser hvor det parallelt kan forventes endringer i EU og medlemslandenes *reguleringer* av kraft- og gassektoren, og *store virksomheters strategier* med hensyn til oppkjøp/fusjoner, partnerskap, diversifikasjon mv. For det andre vil norsk kraftnæring bli involvert i dette, enten man vil eller ei. Antagelig vil *konkurransesituasjonen skjerpes* og kravene til effektiv drift gjennom utvikling av både skala- og breddefordeler vil bli høyere.

## 4.2 Verditap

Den umiddelbare effekt av at hjemfallsrett innføres for kraftvirksomheter eid av offentlige aktører vil være at virksomhetens *verdi* påvirkes. Konsekvensen av at fallrettigheter og anlegg om 75 år må overleveres til staten, vil være et verditap. Hvor stort dette verditapet vil være avhenger av flere forhold: priser, kostnadsutvikling, teknologi og lønnsomhetskrav definert ved en rentesats.

Econ (2002a) beregner i en rapport at det samlede verditapet for kommunale/fylkeskommunale verk ved en hjemfallsrett på 60 år fra 1.1.2003 ville være i en størrelsesorden på 3,1- 6,6 milliarder 2002-kroner ved en langsiktig reell kraftpris på 20 øre /kWh og et avkastningskrav på 7 og 8 prosent. Dette verditapet utgjør fra 3 til 6 prosent av totalverdien. Beløpet er mindre enn de bokførte verdiene av Lyse Energis kraftvirksomhet alene, og langt mindre enn de antatte markedsverdiene. OED (2002) peker i sitt høringsnotat på at innføring av tidsbegrensede konsesjoner om hjemfall om 75 år isolert sett vil føre til at nåverdien i eierskapet vil reduseres med 2-3 prosent i forhold til evigvarende konsesjoner. Det vil utgjøre en verdioverføring fra offentlige kraftverkseiere til vertskommunene og staten.

At verditapet ikke beregnes å utgjøre mer til tross for at man kompensasjonsfritt må gi fra seg hele virksomheten, henger sammen med måten verdien av økonomiske virksomhet beregnes på ut fra en nåverdimodell. Nåverdien av en økonomisk virksomhet kan defineres som summen av initialinvesteringene, alle framtidige innbetalinger minus utbetalinger omregnet til dagens verdi ved hjelp av en diskonteringsrente. Når innbetalinger 75 år frem i tid skal regnes om til dagens verdi ved hjelp av en normal diskoteringsrente på for eksempel 7 prosent blir verdien av disse relativt ubetydelige. For eksempel vil en milliard kroner utbetalt 75 år fra nå med et avkastningskrav på 7 prosent være verdt ca. 6 millioner kroner i nåverdi, dvs. under 1 prosent av beløpet.

Nåverdivurderinger hviler på bestemte forutsetninger. Kapitalmarkedet må være perfekt, det offentlige må ha samme fremtidsforventninger som kapitalmarkedet, og offentlige aktører som trenger kapital må ikke benytte den kapital som gjøres tilgjengelig f.eks. ved salg, på en uheldig måte sett i forhold til fremtidige generasjoners interesser (Sunnevåg, Ruste og Sjørgard, 2002). Satt inn i vår sammenheng forutsettes det egentlig at de økonomiske konsekvensene for en kommunal eier av et kraftverk,

ville bli det samme resultat som om en solgte ut kraftproduksjonen i dag og forvaltet pengene gjennom finansielle plasseringer enn om en ble sittende med de løpende inntektene fra virksomheten.

Moen og Riis (2003) drøfter og gir regneeksempler på alternative verdianslag. De peker på at det som i antagelig i særlig grad vil kunne føre til andre og større estimater på verditapet, er *fremtidige kraftpriser* og *diskonteringsrente*. Dersom realprisen på kraft blir mye høyere i framtida slik at gjennomsnittlig kontantstrømmer i realverdi blir dobbelt så høye fra 75 år og utover som de første 75 årene, vil verditapet ved hjemfall være dobbelt så høyt. En argumentasjon om økte energipriser så langt frem i tid kan som Moen og Riis (2003) antyder knyttes til en antatt fremtidig utvikling av den langsiktige grensekostnad for strømproduksjon fra gasskraftverk. Generelt er det naturligvis stor usikkerhet med hensyn til prisutviklingen så langt frem i tid.

Valg av diskonteringsfaktor er helt sentral i en nåverdikalkyle. Betydelig større verditap får man dersom en legger andre diskonteringsfaktorer enn 6-8 prosent, som er relativt vanlig i samfunnsøkonomiske analyser, til grunn. I NOU 1997:27 konkluderes det med at en for offentlige prosjekter bør benytte et inflasjonsjustert anslag for dagens risikofrie markedsrente, samt et risikotillegg. I utredningen drøftes det og andre synspunkter, blant annet om en nåverdikalkyle ivaretar hensynet til fremtidige generasjoner. Det vises til Sens (1967) drøfting av det såkalte *isolasjonsparadokset* hvor hvert medlem av nåtidsgenerasjon ønsker at alle sparer for etterkommerne, men ingen vil gjøre det i isolasjon og at markedslikevekt dermed gir en dårligere løsning enn ønsket. En kan også av en annen årsak spørre om en så høy diskonteringsrente er korrekt å bruke i analyser over så langt tidsrom. Moen og Riis (2003) peker på at i USA var realrenten etter skatt målt ved realrenten på statsobligasjoner på bare 0,7 prosent i perioden 1926-1997. Dersom den langsiktige økonomiske veksten vil være lavere enn det man har hatt i tiden etter annen verdenskrig da man for perioden sett under ett har hatt usedvanlig positive konjunkturer, kan det være at man legger feilaktige vurderinger til grunn ved å benytte dagens risikofrie markedsrente.

Tar man utgangspunkt i en risiko markedsrente på 1 prosent og legger til grunn en risikopremie på 2 prosent og dermed får en diskonteringsrente på 3 prosent, blir nåverdien mye høyere og verditapet ved hjemfall kan være i intervallet ca.10-20 prosent avhengig av om realprisene på kraft øker eller ei (Moen og Riis, 2003).

Det finnes også praktisk-politiske argumenter som taler mot at en anvender dagens markedsrente som diskonteringsrente ved langsiktige vurderinger. Kanskje først og fremst den rent praktiske at dersom en kommune solgte sitt kraftverk og fikk mye penger for dette, ville det være vanskelig for kommunen å plassere pengene på bok og styre bruken av midlene med sikte på at de løpende kom også fremtidige generasjoner til gode, for eksempel ved å begrense bruken til avkastningen. Presset til å bruke pengene relativt raskt både til velferds- og samfunnsøkonomiske gode og mindre gode formål ville bli ganske stort. Ikke minst ville det være slik i økonomisk stramme tider. Erfaringene på nasjonalt plan med håndtering av petroleumsformuen illustrerer noe av vanskeligheten en offentlig og politisk styrt aktør vil ha i sin langsiktige forvaltning av større finansformuer. På den annen side kan det nok også være slik at offentlige aktører - i prinsippet - dersom man var uavhengig av politisk press ville sette en høyere verdi på



sikre fremtidige inntekter enn privat aktører som forholder seg til ”utålmodige” private aksjeeiere.

Dette skulle i så fall tilsi at en anvendte en lavere diskonteringsrente og dermed at inntektstapet for kommunene var høyere. Ytterligere et argument sett fra kommunenes ståsted ligger i at en synliggjøring av skjulte reserver ved salg i form av finansielle formuer på tidligere kraftverkeiende kommuners hånd, ville kunne gjøre at staten ut fra fordelingsmessige hensyn strammet inn på andre områder. På den annen side vil det gjerne være slik at markedsverdien i mange kommunalt eide kraftverk er betydelig større enn den bokførte verdien. Et salg til kommersielle aktører kan, i hvert fall når rentenivået er høyt, gi større renteinntekter enn det en oppnår via kraftinntektene.

Summa summarum ser vi at innføring av hjemfallsrett vil medføre et ikke ubetydelig økonomisk tap for kraftverkseiene kommuner og fylkeskommuner. Det finnes som gjennomgangen over viser en god del argumenter som taler for å anvende en lavere diskonteringsrente og at tapet ved innføring av hjemfall derfor blir større. Dette tapet kan enten komme til syne ved veis ende, ved slutten av konsesjonsperioden, eller det vil komme opp i dagen i en eventuell salgssituasjon der kjøper naturlig nok ikke vil være villig til å betale mer enn for produksjon i gjenstående del av perioden. Nå vil en kunne hevde at private kjøpere uansett vil komme inn under hjemfallsrett. Poenget er imidlertid at når også potensielle offentlige kjøpere blir underlagt hjemfallsrett, må en forvente at det som disse er villig til å betale for en kraftproduserende virksomhet vil gå ned. Dermed kan det være at det generelle prisnivå går ned.

Hvordan vil så kommunene reagere på dette? Det fåtalls intervjuer vi foretok med representanter fra vårt eksempel, Lyse Energi, indikerer at hjemfallsrett ikke nødvendigvis umiddelbart vil få kommunale eiere til å tenke på salg. 75 år er tross alt lang tid. Men hjemfallsrett må antas å styrke incentivet for å selge, og det vil da ikke gå 75 år. Etter hvert som konsesjonstidspunktet nærmer seg må man anta at et salg blir mer realistisk. Også om en anvender nåverdimetodikken vil naturligvis verditapet synliggjøres etter hvert som man nærmer seg hjemfallstidpunktet. Men til syvende og sist handler dette om politiske prosesser. At det da også kan gå mye raskere er også mulig. Eierne i betydning av personer skiftes ut hvert 4. år. Legger man til skiftende politiske vinder og økonomiske opp og nedganger, skal det ikke mye fantasi til for å se for seg at innføring av en hjemfallsrett relativt fort vil kunne øke graden av salg av kommunalt eide kraftprodusenter til private aktører.

### **4.3 Investeringsrelaterte effekter**

Investeringer i kraftanlegg har både teknisk og økonomisk en lang tidshorison. Investeringer i tunneler, damanlegg, rørgater, kraftstasjoner mv. kan ifølge skatteloven avskrives lineært med inntil 1,5 prosent per år. Maskintekniske investeringer som generatorer, rør mv. avskrives med inntil 2,5 prosent per år. Disse driftsmidlene avskrives således over henholdsvis 67 år og 40 år. I praksis vil levetiden av driftsmidlene kunne være mye lenger. Innføring av ubetinget hjemfallsrett vil påvirke kraftselskapenes beslutninger om vedlikehold og reinvesteringer i tilknytning til de vannfall og kraftanlegg som konsesjonen omfatter. Dette vil vi her drøfte nærmere.

### *Disincentiver og samfunnsøkonomisk lønnsomhet*

Økonomisk sett forutsetter kraftanlegg store utlegg ved oppstart av virksomheten og investeringene baserer seg på en lang inntjeningsstid. Innføring av hjemfallsrett vil kunne gjøre det bedriftsøkonomisk demotiverende å foreta samfunnsøkonomisk lønnsomt vedlikehold og nyinvesteringer i anleggene. Jo nærmere man kommer hjemfallstidspunktet, desto mindre andel av inntektene fra en eventuell opprustning av anleggene, vil tilfalle konsesjonæren. Dette vil kunne gjøre at kraftselskapene unnlater å foreta investeringer som ville ha vært samfunnsøkonomisk lønnsomme.

For å bøte på dette pekes det i høringsnotatet (OED, 2002) på flere virkemidler som kan forhindre denne type investeringsmessige disincentiver fra å gjøre seg gjeldene. Myndighetene kan kreve at anleggene skal være i driftsmessig god stand ved hjemfallstidspunktet, avskrivningstiden kan kortes inn, staten kan betale økonomiske kompensasjon for tidligere investeringer og en kan avtale såkalt foregrepet hjemfall hvor hjemfall iverksettes, samtidig som det gjøres en avtale mellom stat og kraftselskap om en ny og inntil 50 år, konsesjonsperiode fra avtaletidspunktet. Det synes ikke urimelig at staten ved bruk av ulike typer virkemidler vil kunne påvirke og stimulere til økte investeringer også i anlegg som blir underlagt krav om hjemfallsrett.

Mindre sannsynlig er det at en ved hjelp av denne type offentlige reguleringsregimer skal kunne oppnå likeså *samfunnsøkonomisk optimale beslutninger* som i en situasjon uten hjemfallsrett der kraftselskapene investerer ut fra rent markedsmessige kriterier. Det er en svært høy ambisjon å mene at selskapene skal ha incentiver til å investere samfunnsøkonomisk optimalt når mye av avkastningen ikke tilfaller dem selv. Da må staten ha svært mye informasjon og stor fleksibilitet i virkemiddelbruken (Moen og Riss, 2003). I praksis vil informasjonen være asymmetrisk fordelt mellom stat og kraftselskap i favør av sistnevnte. Det vil derfor være vanskelig å etablere en virkemiddelbruk som ut fra effektivitetskriterier kan tilpasses alle de ulike situasjoner som vil kunne oppstå med hensyn til kraftanleggenes beskaffenhet, inntjeningspotensial ved reinvesteringer, kraftselskapets økonomiske styrkes, deres skatteposisjon m.v. Det man også bør ta hensyn til at et foretak normalt vil kunne legge til grunn helt andre og dynamiske perspektiver for reinvesteringer i et vannfall som en fortsatt skal eie, enn det perspektiv en offentlig reguleringsmyndighet vil basere seg på. Det gjelder for eksempel bruk av ny teknologi, utvidelser av bassenger og damanlegg, eller andre tiltak for å øke energipotensial og utnyttelsesgrad.

### *Kraftselskapenes langsiktige strategiutfordring*

Resonnementene rundt de investeringsmessige disincentivene, slik det diskuteres i utredningsrapporter, dreier seg gjerne rundt modellsimuleringer hvor en analyserer hvilke utslag ulike forutsetninger vil få for prosjekters nåverdi og lønnsomhet (Econ, 2002 a og b), eller gjennom økonomiske og markedsteoretiske drøftinger av hvordan kompensasjonsmekanismer eller andre reguleringsformer kan påvirke aktørenes investeringer (Sunnevåg, Rusten og Sørgard, 2002). Begrensningene ved slike investeringsteoretiske analyser er at de i hovedsak handler om vurderinger og konsekvenser knyttet til det enkelte kraftanlegg og prosjekt, mens *kraftselskapenes*

*strategiske utfordring består i med utgangspunkt i en begrenset mengde kapital å identifisere og velge blant en rekke forskjellige investeringsmuligheter.*

Jo nærmere en kommer hjemfall, jo større vil avviket være mellom den samfunnsøkonomiske og den bedriftsøkonomiske lønnsomheten. Det er derfor ikke usannsynlig at kraftselskaper med kommersielle ambisjoner og som *i samsvar med god teori* søker å maksimere nåverdien av virksomheten heller vil søke etter investeringsmuligheter på andre områder enn der hvor staten søker å detaljregulere de økonomiske betingelsene. Det gjelder i hvert fall dersom potensiell inntjening på de andre områdene er større og risikoen akseptabel. På den annen side vil det antageligvis heller ikke være slik at kraftselskapene vil ta sjansen på å la kraftanleggene forfalle dersom dette medfører økonomiske sanksjoner. Poenget er at *kraftselskapet dersom det opptrer økonomisk rasjonelt vil velge de investeringsmuligheter som maksimerer inntjeningen.* Det vil neppe være for anlegg som snart skal hjemfalle. De vil tendere bare å velge et akseptabelt nivå på reinvesteringer og vedlikehold av anlegg som skal hjemfalle.

Gitt at selskapene opptrer økonomisk rasjonelt og har begrenset tilgang på kapital vil de heller orientere seg mot satsningsområder hvor inntjeningsmulighetene er større enn i et sterkt offentlig regulert virksomhetsområde slik kraftproduksjonen vil kunne bli etter hvert som hjemfallsfristen nærmer seg. Mange kraftvirksomheter har også andre aktiviteter, som nett og salg av kraft til sluttbrukere, men for de aller fleste hører kraftproduksjonen til kjernevirksomheten. På mellomlang sikt, de første 10-20 årene, behøver ikke hjemfallsrett å påvirke investeringsstrategien da en over de gjenværende 50 årene før hjemfall vil kunne tjene inn de fleste kraftinvesteringer og oppnå en akseptabel internrente. En skal imidlertid ikke se bort fra at kraftselskapene, for så vidt uavhengig av eierskap, relativt kort tid ut i konsesjonsperioden, vil begynne å legge sine strategier ut fra det faktum at de ikke vil ha fallrettigheter og kraftproduksjon for alltid, det vil si de vil begynne å *intensivere utvikling av alternative kjerne- og vekstområder*, det være seg knyttet til andre deler av verdikjeden som for eksempel telekommunikasjoner basert på nettbasert infrastruktur og kompetanse, eller i andre energibaserte verdikjeder som gass eller vindkraft. Det kan i så fall medføre et *reduisert fokus på kraftproduksjonen*, for eksempel når det gjelder satsninger på større oppgraderinger av anlegg.

#### *Usikkerhet om hva staten vil gjøre*

Nå handler virksomheters langsiktige strategier ikke om å maksimere avkastning av et sett alternativer hvor en har perfekt informasjon. Bedrifter opptrer under usikkerhet og de vil gjerne velge en strategi som med stor sannsynlighet gir et akseptabelt utbytte til en akseptabel risiko. Et avgjørende spørsmål som i mindre grad diskuteres, men som antagelig vil stå helt sentralt er hvordan kraftselskapene vil tenke på og eventuelt endre sin generelle strategi.

Ved lovfesting av hjemfallsrett innfører man en usikkerhet med hensyn til deler av selskapets framtidige eksistensgrunnlag. Fra Lyse Energis side ble dette således pekt på som et av de store problemer i tillegg til selve saken om hjemfall: *Hvilke krav vil staten*

*stille når hjemfallsfristen nærmer seg?* Poenget er at staten ved på den ene side å si at man vil sikre seg at kraftselskapene ivaretar samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer som de bare i mindre grad selv kan høste fruktene av, etablerer en stor usikkerhet for eierne som kan gjøre seg gjeldene lenge før hjemfallsfristen. For hvor mye vil eventuelle statlige investeringspålegg koste? Hvem skal betale for dette? Hvordan skal selskapet i det hele tatt greie å finansiere et større reinvesteringsprosjekt? Hvem vil yte lån? Hva skjer når avdrag og renter forfaller etter hjemfall? Poenget er at det lanseres en stor og kanskje også uunngåelig usikkerhet knyttet til reinvesteringer og vedlikehold.

Et virkemiddel som antagelig relativt effektivt kan anvendes mot dette er foregrepet hjemfallsrett. Dersom staten gir et selskap en forlenget konsesjonsfrist og dette selskapet ved begynnelsen av en ny periode kan ha en 50-års tidshorisont må en likevel kunne anta at dette selskapet vil ha sterke incentiver for å foreta langsiktige, markedsbaserte og samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Problemet med dette virkemidlet, og for så vidt også andre virkemidler som betegnes som aktuelle, er at de ikke iverksettes før langt ut i den opprinnelige tidsperioden, og følgelig ikke er noe kraftselskapet i utgangspunktet kan regne med i sin langsiktige strategiutvikling. De fjerner ikke usikkerhet fordi de per definisjon bestemmes langt ut i perioden som en konsekvens av en forhandlingssituasjon mellom stat og selskap.

Den *usikkerhet* som statlige forventninger og krav til oppgradering av kraftanleggene skaper, vil antagelig bidra til å forsterke incentivene til å selge seg ut. Usikkerheten vil antagelig bidra til å fremskynde et eventuelt salgstidspunkt, og den vil begynne å gjøre seg gjeldene lenge før hjemfall.

#### **4.4 Hjemfall, bransjestruktur og eierskap**

Hvordan vil bransjestrukturen påvirkes av hjemfallsrett? Det som må antas å være rimelig klart, er at hjemfall vil påvirke bransjestrukturen. En er gjerne tilbøyelig til å tenke at innføring av hjemfall for offentlig eide virksomheter først og fremst er et virkemiddel for å fremme likebehandling. Det en da overser er at hjemfall i dag bare gjelder for en liten del av den totale kraftproduksjonen, nemlig den som er på private hender. Siden det aller meste av kraftproduksjonen er i offentlig eie kan innføring av hjemfall fortolkes som en markert innstramming av den nasjonale kontroll over vannkraften. Ved en generell innføring av hjemfallsrett vil om 75 år det aller meste av norsk kraftproduksjon være i den norske stats eie. Norsk vannkraftbasert kraftproduksjon går over *fra å være et eiermarked til å bli et leiermarked* hvor foretak kan kjøpe produksjonsrettigheter for kortere eller lengre tidsperioder.

Det som videre må antas å skje er at *transaksjonstilbøyeligheten* for kjøp og salg av rettigheter til kraftproduksjon vil øke. Hovedårsaken til det er at de såkalte ”innelåsingsmekanismer” vil forsvinne når det ikke lenger blir forskjell på krav om hjemfallsrett mellom offentlig og privat eide virksomheter. Overgang fra et eiermarked til et leiermarked vil antagelig også i seg selv bidra til å øke transaksjonshyppigheten. Man skal ikke se bort fra at enkelte produksjonsrettigheter relativt hyppig kan skifte leietaker. Et annet alternativ kan være at produksjonsrettigheter over tid blir konsentrert

på et fåtalls virksomheter. Med andre ord at rettigheter til kraftproduksjon benyttes i et strategisk spill om markedsmakt, ikke bare i norsk, men også i europeisk sammenheng.

Et scenario der eierskap til kraftproduksjon inngår i et strategisk markedsspill og hvor konkurransen like mye handler om produksjonsleddet som sluttbrukerleddet, vil med stor grad av sannsynlighet innebære at *private, utenlandske interesser for fullt kommer inn i norsk kraftnæring*. Dette kan bety at store deler av den kraftproduksjon som i dag skjer i regi av norske kommuner og fylkeskommuner, kommer i hendene på utenlandske storforetak.

For det første må man anta, helt uavhengig av spørsmålet om hjemfallsrett, at det fortsatt vil skje store endringer i den europeiske kraftbransjen og at norske virksomheter vil inngå i denne prosessen. Kanskje først og fremst må man anta at det vil bli endringer i bransjestrukturen gjennom oppkjøp, sammenslåinger og andre former for integrasjonsprosesser av både vertikal og horisontal karakter. Det er ikke urimelig å anta at norsk kraftproduksjon i et 10-20 års perspektiv i sterkere grad vil bli integrert i det kontinentale europeiske marked. Det kan skje i tilknytning til utvikling av økt overføringskapasitet av strøm til Danmark og kontinentet, eventuelt kombinert med bygging av norske gasskraftverk. For norske virksomheter innen vannkraftbasert produksjon vil dette på den ene siden kunne åpne nye markedsmuligheter. På den annen side må det antas å sette virksomhetene under press med hensyn til å skjerpe sin effektivitet og konkurransevne under tilbud/trusler om oppkjøp.

Også under et alternativt og kanskje mindre sannsynlig scenario der det skandinaviske kraftmarkedet slik som i dag, holdes relativt atskilt fra det kontinentale, vil man måtte påregne en *skjerpet konkurransesituasjon*. Norske regionale og lokale kraftselskaper må for å henge med styrke sin konkurransevne. Hvordan påvirkes konkurransevnen av hjemfallsrett? Vår hovedvurdering er at den vil svekke de regionale og lokale kraftselskapene ved umiddelbart å redusere deres verdi, ved på noe sikt ved å redusere deres fokus og satsning på kraftproduksjonen, og ved at eiersiden representert ved lokale politikere i økende grad vil fristes til å selge ut. Prosessen med integrasjon av lokale selskaper i større enheter vil fortsette, antagelig også uavhengig av om hjemfallsrett blir innført. Det nye vil være at også at flere av de større regionale selskapene, i denne rapporten eksemplifisert ved Lyse, som ved siden av Statkraft er hovedpilarene i norsk vannkraftnæring, kan bli integrert i større internasjonale konserner. Det kan selvsagt også tenkes at flere lokale og regionale selskaper vil gå inn i et eventuelt "nytt og børsnotert" Statkraft.

Nå kan en argumentere for at det vil være fordelaktig med skjerpet konkurranse, slik som dette også hevdes for andre sektorer. På den annen side vil vi anta at det også vil være et poeng for Norge å ha en kraftbransje hvor det også finnes konkurransekraftige norske virksomheter. Ønsker man i så fall noe mer enn et relativt stort foretak som Statkraft? Spørsmålet blir da hvordan innføring av hjemfallsrett vil bidra til å styrke eller svekke virksomheter med muligheter til å konkurrere i en europeisk sammenheng. Hva med de spesialiserte kraftprodusenter og regionalt integrerte selskaper som Lyse Energi. Vender vi da tilbake til drøftingene om verditap og investeringsrelaterte effekter, synes det relativt entydig å være slik at hjemfallsrett, isolert sett vil bidra til å svekke disse selskapene.

For det første ved at den økonomiske verdien av selskapet reduseres. For det andre ved hjemfallsretten i seg selv setter en absolutt tidsgrense for kommunenes eierskap til produksjonen. Det må antas å ha ”psykologiske” og politiske effekter som kan virke raskere enn det som rent matematiske nåverdiberegninger alene skulle tilsi. For det tredje vil en fremtidig hjemfallsrett kunne svekke interessen for å optimale investeringer i kraftproduksjon. For det fjerde vil myndighetenes signaler med hensyn til krav om oppgradering av kraftanleggene frem mot hjemfall i seg selv bidra til en usikkerhet for eierne.

Alle disse momentene kan øke fristelsen til å selge ut. At noen vil bli solgt vil antagelig skje både med og uten hjemfallsrett, og er ikke i seg selv en katastrofe. Snarere vil det antagelig være en fordel om det skjer en viss konsolidering og integrasjon regionalt og mellom enkelte regioner. *På den annen side bør det være av interesse at flere norske virksomheter overlever som solide virksomheter med vekstpotensial.* Utfordringene for disse i en skjerpet konkurransesituasjon er det motsatte av det hjemfallsretten vil bidra til. De har behov for økt kapitaltilgang og et styrket fokus på det område hvor deres tradisjonelle kjernekompetanse ligger, kraftproduksjonen.

Innføring av hjemfallsrett vil følgelig innebære at den regionale kontroll over større deler av den regionale kraftnæringen vil kunne forsvinne. Alternativet dersom hjemfallsrett ikke innføres vil være en større sannsynlighet for at noen av disse regionale konsernene videreutvikles til slagkraftige enheter i sin egen region evt. i en større nasjonal sammenheng. Nå kan man selvsagt ikke her trekke opp et absolutt skille i den betydning at innføring av hjemfallsrett vil medføre at all regional kontroll over kraftproduksjon forsvinner, mens en framtid uten hjemfallsrett vil sikre at alle regionale selskaper videreutvikles og styrkes. Lar man være å innføre hjemfallsrett for offentlig eide selskaper må man nok også anta at kommunale kraftselskaper vil bli solgt ut eller slått sammen med likesinnede selskaper eller til utlandet, men to forhold vil være annerledes. For det første må en anta at strukturendringene vil gå langsommere. For det andre er øker muligheten for at flere regionale selskaper vil kunne vokse og utvikle seg til konkurransekraftige alternativer selv om det norske kraftmarkedet mer og mindre blir integrert i det europeiske. Poenget vi vil få frem er at *innføring av en hjemfallsrett vil svekke den regionale kontroll og minske sannsynligheten for en variert og norskbasert kraftnæring.* Spørsmålet vi derfor i det følgende vil drøfte er hva de regionale konsekvensene vil være av at så skjer.

## 5 Regionale effekter av hjemfallsrett

Hva kan de regionale konsekvensene bli dersom hjemfallsrett innføres for kraftselskaper eid av norske kommuner og fylkeskommuner? Foran har vi forsøkt å resonnerer oss fram til hvilke rammer og premisser som regionale og kommunale kraftselskaper må forholde seg til i en slik situasjon. Vi skal derfor diskutere mulige regionale konsekvenser av hjemfallsrett ved å drøfte forskjeller mellom videre utvikling av et regionalt selskap som Lyse Energi og et tilfelle der kraftressursene som et slik selskap disponerer overføres til et utenlands konsern, som for eksempel det tyske RWE-konsernet.

### 5.1 Lokalisering av virksomhetsfunksjoner

Tar vi utgangspunkt i et regionalt integrert selskap som Lyse Energi, kan vannkraftvirksomheten deles inn i følgende hovedområder: Kraftproduksjon, nettvirksomhet, handel, salg til sluttbrukere, samt hovedadministrasjon. Gitt at selskapet forblir i lokalt eie er det naturligvis å forvente at det meste av bemanningsveksten knyttet til aktiviteter i regionen vil skje regionalt. Ved drøfting av alternativet at selskapet går over i utenlands eie, er det interessante spørsmål å drøfte hvilke funksjoner som man må anta vil forbli lokalt.

Nå kunne en også ha tenkt på et mellomalternativ, nemlig at det bare var kraftproduksjonen som direkte ble berørt av hjemfall, som ble solgt ut, mens det regionale selskapet stod igjen med det øvrige. For nettdelen er det fullt ut mulig. Det er antagelig denne offentlig regulerte delen der både selger og kjøper har minst gevinster å hente ved et salg. Samtidig vil det være av stor interesse for lokale myndigheter å ha kontroll over denne del av infrastrukturen. Det er dessuten koblinger mellom denne delen og andre nyere typer av infrastruktur, slik som bredbånd. Ulempen ved dette mellomalternativet i en regional utviklingsammenheng er at når man tar bort produksjonsdelen, får det gjenværende selskapet liten økonomisk styrke og verdi. For eksempelet Lyse er således markedsverdien av produksjonsdelen mange ganger så stor som verdien av nettdelen. Vi vil derfor i diskusjonen som følger konsentrere oss om to klare alternativer: (i) fortsatt virksomhet ved et regionalt integrert og eid kraftselskap, og (ii) et større utenlands konsern overtar kraftproduksjonen.

Bemanningsmessig er ikke *kraftproduksjon* så stor etter at virksomheten har kommet inn i en driftsfase. I Lyse var 50 personer eller litt under 1/10 ansatt i denne del av virksomheten. For kraftproduksjon er det relativt lite stordriftsdeler og hente ut. Vedlikeholds- og driftsfunksjonene er relativt stedbundet. Nettvirksomheten er i Lyse på 284 ansatte og 55 % av bemanningen. Dette mest sysselsettingsintensive *nettdelen* må man også anta vil forbli lokalt. Det er flere grunner til det. Store deler av nettvirksomheten består av arbeid ute i felten og forutsetter lokal tilstedeværelse. Nettdelen er videre av norske myndigheter definert som et naturlig monopol og

inntjeningsmulighetene er i stor grad definert gjennom offentlige reguleringer. Den hører derfor antagelig ikke til de områder hvor oppkjøpsinteressen er størst. Dessuten kan det som indikert over godt tenkes at denne delen kan drives av lokale eiere selv om kraftproduksjonen selges ut. Dette blant annet ut fra en logikk om at nettet er en del av den lokale infrastruktur som det av samfunnssikkerhetsmessige hensyn er viktig å ha på lokale hender.

De øvrige funksjonene derimot, er mindre stedbundet. *Virksomheter med markedsfokus* mot engros og sluttbrukerleddet omfatter i Lyse ca. 90 ansatte, det vil si ca. 1/6 av de ansatte. Herav jobber 11 i handelselskapet som driver med kjøp og salg av kraft. Selskapet som er rettet mot sluttbrukerkunder omfatter også salg av andre tjenester, men hovedaktiviteten her må i hvert fall foreløpig antas å være knyttet til strømsalg. I *Handel* kan man drive fra hvor som helst, og det er sannsynlig at man i et kraft- eller energikonsern ikke opererer med mange handelsmiljøer. Et trading-miljø må man anta blir plassert nær en hovedadministrasjon, eller i en storby med et større miljø av handels-virksomheter, alt avhengig av hvor den oppkjøpende virksomhet har denne type ”trading”-kompetanse. For *kundebehandling og salg til sluttbrukere* kan det være betydelige stordriftsfordeler. Dersom en regional virksomhet blir en del av et større nasjonalt konsern, er det overveiende sannsynlig at kundebehandlingsfunksjonene konsentreres og plasseres på et enkelt sted nasjonalt.

Av spesiell interesse er det å drøfte hvilke følger oppkjøp av lokale og regionale kraftselskaper vil få for selskapets *hovedadministrasjon*. I Lyse-konsernet kan morselskapet hevdes å ivareta hovedadministrasjonen. Morselskapet hadde i 2002 93 ansatte det vil si ca. 1/6 av bemanningen. Det har som viktigste oppgave å ivareta eierrollen i hel- og deleide datterselskaper. Selskapet ivaretar fellesoppgaver knyttet til strategi og forretningsutvikling, HMS, kvalitetssikring, økonomi og finans, administrasjon og IKT. Kan man forvente at hovedadministrasjonen i et kraftkonsern ved oppkjøp blir værende i regionen eller er det fare for at den flyttes ut? Generelt sett har norske kraftvirksomheter hatt en regional/lokal orientering. Gitt at det skjer en ytterligere strukturrasjonalisering i bransjen gjennom oppkjøp og utvikling av større konserner som dekker større geografiske områder, er det sannsynlig som for andre næringer at hovedkontorene vil bli konsentrert til storbyene (Jakobsen og Onsager, 2002). En storbylokalisering har ikke minst med betydningen av kontakt til andre næringsaktører og myndigheter å gjøre.

I Norge har majoriteten av de største virksomhetene sine hovedkontorer i Oslo. Hvorvidt regioner med lokale og regionale kraftselskaper mister sine hovedkontorer eller ei, vil blant annet avhenge av de initiale makt- og ressursfordelinger hos partene i fusjonerings- og konsolideringsprosesser. Men så lenge de regionale selskapene er blant initiativtakere til denne type prosesser, er det ikke umulig å tenke seg at i hvert fall noen slike administrasjoner kan legges til andre norske byer enn Oslo. I hvert fall gjelder det så lenge Statkraft ikke er i bildet og dessuten har pålagte begrensninger av konkurransehensyn. Eksempelvis kunne forsøket på sammenslåing av Lyse Energi og Agder Energi med en tysk mindretallspartner ha resultert i en fortsatt hovedadministrasjon for et nytt og større selskap i Stavangerområdet.



Annerledes vil det stille seg dersom et 100 prosent oppkjøp skjer i regi av et utenlands selskap. Da må man fremdeles anta at betydelige deler av den operative virksomhet (nett og produksjon) legges regionalt, og at et kundesenter for norske sluttbrukere blir liggende i Norge. Det ville være nærmest utelukket at de strategiske hovedfunksjonene for en avnasjonalisert virksomhet ville bli liggende i Norge. I teorien kunne man nok tenke seg at et stort nasjonalt konsern ville velge et regionalt skandinavisk senter et eller annet sted i Norge eller Norden, men hvor ville være relativt åpent. Med andre ord utenlandske overtakelser ville redusere sannsynligheten for at kraftselskapers hovedadministrasjoner blir liggende i norske regioner slik de har gjort frem til i dag.

Man kan for å sammenfatte således hevde at hjemfallsrett først og fremst kan føre til en økt sannsynlighet for at forretnings- og kunderettede funksjoner og overordnede strategiske og administrative funksjoner forsvinner fra norske kraftregioner. Når det gjelder de operative funksjoner som nettvirksomhet, vedlikehold og produksjonsstyring, må en fortsatt regne med at disse virksomhetene ut fra sin klare stedstilknytning blir liggende lokalt. Hvis man forutsetter at Lyse Energi er representativt, ville det i så fall kunne bety at inntil 1/3 av bemanningen i kraftselskapene i norske kraftregioner står i fare for å omlokiseres, flagge ut eller forsvinne.

## 5.2 Ringvirknings- og klyngeeffekter

Det neste spørsmål dreier seg om lokale og regionale ringvirkningseffekter knyttet til lokale og regionale kraftselskaper. I kapittel 3 pekte vi med utgangspunkt i eksempelet Lyse Energi på at det antagelig skapes 1,5 - 2 regionale arbeidsplasser for hver arbeidsplass i konsernet. Hva vil konsekvensen av en hjemfallsrett innebære i så måte. I utgangspunktet må man her anta at det er avhengig av hvilke virksomhetsområder som blir værende regionalt og hvilke som eventuelt lokaliseres annetsteds eller forsvinner.

Siden kraftproduksjon og nettvirksomhet må forutsettes å forbli lokalt uavhengig av eierskap og at det må forutsettes å være en eller annen form for driftsadministrasjon lokalt, vil det antagelig være slik at mange innkjøp fremdeles vil gjøres lokalt. Ringvirkninger knyttet til bemanning i disse funksjonene og skatteinntekter knyttet til bemanning og kraftproduksjon vil heller ikke forandres. Der hvor man muligens kan forvente endringer er i tilknytning til større innkjøp og investeringer. Nå hevdes det (Rusten, Jakobsen og Kvinge, 2000) at det ikke er så store forskjeller på utenlandseide og norske selskaper i Norge når det gjelder struktur, lokalisering og relasjoner til andre virksomheter. Når det gjelder de funksjoner som blir værende lokalt/regionalt som kraftproduksjon og nett vil det ikke nødvendigvis være så store forskjeller i hvordan de plasserer sine innkjøp geografisk. Det kan argumenteres for at utenlands eide selskaper i like stor grad som norske vil kjøpe varer og tjenester innelands, ihverfall innen kraftbransjen hvor Norge har en betydelig kompetanse.

Eksakte svar på hvordan kraftbransjens innkjøpsstruktur er, hvor leverandørene av ulike varer og tjenester er lokalisert, og hvordan eventuelt utenlands eierskap av lokale og regionale selskaper ville kunne påvirke innkjøpene, er imidlertid vanskelig å gi uten å foreta grundigere empiriske studier av bransjen.

Det samme gjelder også vurdering av eventuelle klyngeeffekter av en i fremtiden i noen grad utflagget kraftnæring. Norge har en lang tradisjon på kraftutbygginger og har også på leverandørsiden opparbeidet en betydelig teknologisk og forskningsmessig kompetanse på kraft og energi generelt. Selv om kraftinvesteringene (Fossum og Magnus, 2003) har falt innenlands, i mangel av utbyggingsprosjekter, finnes det fortsatt et betydelig kompetansemiljø. Kraftinvesteringer er i stor grad et internasjonalt marked hvor leveransebedriftenes konkurransevne kan være vel så viktig som kjøpers og kraftanleggenes lokalisering.

Der hvor man antagelig vil kunne få negative effekter i form av reduserte ringvirkninger er i tilknytning til strategi, forretningsutvikling og markedsrettede funksjoner i kraftselskapene hvor trusselen om utflagging antagelig er størst. Effekten av det vil for det første merkes på den direkte bemanning i disse virksomhetene forsvinner. For det andre i form av at konsum og skattemessige ringvirkninger knyttet til deres lønn. For det tredje, og det er på sikt kanskje det viktigste, vil svekkelse av de strategiske og markedsrettede funksjonene kunne svekke regionale satsninger på nye områder. Det vil vi drøfte i neste avsnitt.

### **5.3 Utvikling av nye forretningsområder**

Det er minst to perspektiver på dette tema. På den ene side kan nysatsninger innen annen energi og utbygging av infrastruktur betraktes ut fra et rent forretningsmessig synspunkt. Oppbygging av industriell energiproduksjon for eksempel fra vind eller gass er delvis betinget av naturgitte og industrispesifikke lokaliseringfaktorer, delvis av koblinger mellom energitilgang, infrastruktur i form av fysiske distribusjonsmuligheter og marked/befolkning. Vurderinger av inntjeningsmuligheter og risiko vil være sentrale aspekter uavhengig av eierskap.

På den annen side kan det neppe være særlig tvil om at det også er en form for *nærhetseffekt* her, i hvert fall så lenge eierskapet er lokalt eller regionalt. Lyses satsning på gass, fjernvarme etc. i den såkalte "Lyse-regionen", Jæren, Ryfylke og Dalane i Rogaland, har selvsagt sammenheng med at selskapet er regionalt eid, har regionale konkurransefortrinn i form av lokal kunnskap, erfaring, nettverk og rennommé og så klart definerer seg selv som et regionalt selskap.

Hvis innføring av hjemfallsrett skulle bidra til at Lyse Energi eller tilsvarende selskaper i andre regioner som følge av oppkjøp flagger ut sine strategi- og forretningsmessige funksjoner, vil følgene i prinsippet bli at området må konkurrere på like fot med enhver annen region i Norge eller Europa om nysatsninger. Og gitt at norske regioner er befolkningsmessig blant de minste, vil de ikke nødvendigvis stå først i prioriteringskøen.

Nå vil kanskje noen ut fra et rent markedsideologisk eller kanskje snarere ut fra et planideologisk synspunkt, mene at dette ikke er noe problem. Poenget er at energi- og kraftselskapene investerer der behovene er størst. Men da glemmer man at næringsutvikling - også ut fra en markedstenkning, handler om å utvikle konkurransekraftige regioner, og det forutsetter egnede regionale rammevilkår,

herunder infrastruktur og råstoff/energitilgang som stimulerer til regionalt entreprenørskap og en næringsutvikling basert på regionspesifikke komparative fortrinn.

Hovedpoenget er at et selskap som Lyse og beslektede energiselskaper kan fungere som *regionale utviklingsmotorer* både ved at de bygger ut infrastruktur og ved at de bidrar til å få i gang aktivitet og næringsmiljøer på nye områder. Styrken til kraftselskapene i denne retning ligger til dels i at de er relativt solide økonomisk sett, men kanskje enda mer at de har strukturelle og kompetansemessige fortrinn i infrastrukturområdet, det vil si energi og telekommunikasjoner med videre, og det må antas å være blant de områder som vil stå helt sentralt i framtidens regionale utviklingsprosesser. Endelig ligger det i denne type selskaper en regional ”samlingseffekt”, de bidrar på grunn av sitt regionale eierskap til å samle kommunale aktører og myndigheter om felles satsninger. Dersom den lokale kontrollen over disse selskapene forsvinner og dermed utviklingsfunksjonene utflages, sitter regionene igjen med råvareproduksjonen, slik som ofte har vært det typiske for norsk næringsliv. *Foredlingsmulighetene* hvor potensialet på sikt antagelig er større, vil foregå annetsteds.

## 5.4 Inntektseffekter

Det siste punkt vi skal se på handler om regionale inntektseffekter. Det vil si hvilken betydning det har for kommunene å eie kraftselskaper som genererer en mer og mindre kontinuerlig inntektsstrøm. Vi har tidligere argumentert for at det i mange henseender kan være å foretrekke fremfor en stor engangsutbetaling som man i prinsippet kan anvende til hva som helst. Vår begrunnelse for det er først og fremst at det ofte vil være problematisk for offentlige eiere å forvalte store likvide, finansielle ressurser i et langsiktig perspektiv, først og fremst på grunn av at en politisk styringsmodell kan ha svakheter i så henseende. En har lettere for å prioritere inneværende valgperiode enn fremtidige generasjoner. Et eksempel på et relativt kortsiktig perspektiv finner man i Bergen hvor mye av inntektene fra salg av eierandeler i Bergen Lyseverker og BKK har gått inn i ordinære drifts/investeringsbudsjetter.

Nå kan det være mulig å unngå dette problemet ved at politikerne ”*binder seg til masten*”, det vil si de gjør vedtak som ikke lett lar seg reversere. Vedtak om en handlingsregel for den nasjonale oljeformuen er et forsøk i så måte, men den viser seg som kjent problematisk. En antagelig bedre løsning på regionalt nivå er funnet i Agder der man har opprettet stiftelser basert på kraftpenger. *Kristiansand Kommunes Energiverksstiftelse - Cultiva* - er opprettet av Kristiansand kommune for å sikre at deler av de midler som kommunen ble tilført ved salg av eierandeler i Agder Energi A/S, skal kunne tjene innbyggerne på lang sikt. Cultiva forvalter 1440 millioner kroner. Realavkastningen brukes til utdeling. Stiftelsens formål er å sikre arbeidsplasser og gode levekår i Kristiansand ved å gi støtte til prosjekter ved etablering av kunst-, kultur- og kunnskapsinstitusjoner eller organisasjoner som bidrar til nyskaping, utvikling og kompetansebygging ved kreative miljøer i Kristiansand. *Stiftelsen Sørlandets Kompetansefond* ble opprettet høsten år 2000 av de 15 kommunene i Vest-Agder basert på noen av inntektene fra salg av det regionale kraftselskapet. Fondet er på i størrelsesorden 600 – 700 millioner kroner og vil nytte avkastningen på tre strategiske hovedområder: (i) etablering og utvikling av kompetansebaser, (ii) utnyttelse av

kompetansebasene og (iii) stimulering av nytt og eksisterende næringsliv. I ly av bestemmelsene i Stiftelsesloven vil det være vanskelig å reversere slike beslutninger da stiftelser ikke uten videre kan oppløses.

På bakgrunn av eksemplene angitt foran og andre eksempler kan man finne synspunkter i ulike retninger. Noen vil mene at kraftvirksomheter som løpende virksomhet i kommunalt eie er det mest fordelaktige. Da kan man høste avkastning og inntekter etter hvert. Andre vil mene at salg av virksomheten og binding av midlene i langsiktige fonds kan være like formålstjenlig. Atter andre vil gjøre det som er minst tilrådelig i langsiktig perspektiv, de benytter eventuelle salgsinntekter i den løpende virksomhet.

Dette er ikke bare spørsmål om finansiell avkastning, men også hvilke mål og forventninger politikere har til hva man får igjen ved alternative måter å bruke pengene på. Det springende punkt er antagelig de kommunale eiernes verdsetting, mål og forventninger til *kraftvirksomheten som industrielt aktivum for utvikling av regionen*, eller hvilke alternativer for nærings- og regionalutvikling man vil styrke ved å realisere og selge ut kraftvirksomheten..

## 5.5 Konklusjon: Hjemfall eller bortfall?

For kommunalt eide kraftselskaper er begrepet hjemfall vanskelig å forstå, i hvert fall rent følelsesmessig. De oppfatter snarere den foreslåtte introduksjon av en generell hjemfallsordning som et bortfall. Verdier tas fra dem og overføres til staten. Vi vil ikke gå inn på de juridiske og moralske sider ved dette. Men substansen i spørsmålet om *bortfall* vil vi oppsummeringsvis kommentere.

For det første, det handler som også departementet skriver, om et *bortfall av verdier* i den forstand at nåverdien av kraftselskapene vil gå ned siden kraftproduksjonsanleggene må overleveres staten etter 75 år, uten kompensasjon. Størrelsen på verditapet kan man diskutere. Departementets indikasjon på 2-3 prosent av verdien er antagelig et minimumsanslag. Det finnes imidlertid ikke noe fasitsvar på dette. Forutsetter man realprisøkninger på energi om 75 år jevnført med i dag, og/eller forutsettes det en diskonteringsfaktor som verdsetter verdiskaping langt fram i tid høyere enn det som det er vanlig å gjøre i nåverdi- og kostnads/nyttevurderinger av dagsaktuelle prosjekter, er det ikke urimelig å hevde at verditapet kan være 3-4 ganger høyere.

For det andre, det handler om et *bortfall av eierskapsincitament*. I bortfall av eierskapsincitament ligger først og fremst en "fristelse" for kommunale eiere til å selge ut sine kraftproduserende virksomheter. Det handler for det første om at den såkalte "innelåsing" som følger av nåværende system med hjemfall for private, men ikke for offentlige eiere, vil forsvinne. Det handler dels om verditapet som i nominelle tall vil bli mer og mer synliggjort jo mer hjemfall nærmer seg. Det ligger og en potensiell tilbøyelighet til å redusere fokus på investeringer og effektivisering av kraftproduksjonen etter hvert som tidspunkt for hjemfall nærmer seg og man ikke kan høste alt fra de investeringer man gjør. Det at aktiva går over fra å være til eie til å være til leie, gjør noe med eiere og deres motivasjon. Det man eier har man en spesiell

tilhørighet til og et spesielt forvalteransvar for. En skal ikke se bort fra at denne type allmenne prinsipper gjelder for kommunepolitikere og ikke bare privatpersoner.

For det tredje, det handler om et potensielt *bortfall av arbeidsplasser*. Under forutsetning av at det kommunale eierskap svekkes ved hjemfall, er det nærliggende å anta at flere selger ut kraftproduksjonen. Det er videre sannsynlig at store utenlandske konserner vil stå langt fremme i rekken av potensielle kjøpere. Innlemming av Norge i et integrert kontinentalt kraftmarked hvor markedene for vannkraft og gassbasert strøm er tett koblet, vil med sannsynlighet skje. Da vil norske kraftvirksomheter være interessante investeringsobjekter. Hvis utenlandske kjøpere overtar norske kraftselskaper må man fremdeles regne med at betydelige deler av sysselsettingen, knyttet til selve kraftproduksjonen og nettet, vil bli værende lokalt. Arbeidsplassene som forventes å forsvinne fra kraftregionene vil antagelig først og fremst være knyttet til strategi, forretningsutvikling og administrative fellesfunksjoner, samt aktiviteter som har med kundebehandling, handel og marked å gjøre. Det som i så fall blir igjen er primært operative arbeidsplasser knyttet til den fysiske produksjonen, samt distribusjon av strøm til den regionale befolkning.

For det fjerde, det handler om et potensielt *bortfall av industrielle vekstimpulser*. Norsk kraftsektor er av flere årsaker svært interessant i industriell sammenheng. Ikke bare fordi vannkraftenergi har vært og vil forbli en viktig ressurs både for forbrukere og næringsliv. Det viktige er videre at det må antas å være betydelige fremtidige synergier både i antatte vekstområder som gass og telekommunikasjoner. Hvis kommunale kraftverk går over i utenlandsk eie, vil sannsynligheten for at utviklingsprosjekter innen infrastruktur eller annet vil foregå i den region kraftvirksomheten ligger gå ned. Mye av nærhetsfordelen må forventes å forsvinne. Det vil si regionen må konkurrere med mange regioner i Europa for å tiltrekke seg oppmerksomhet og investeringer. Poenget er at en bidrar til å svekke konkurransefortrinn til en rekke selskaper, hvor i hvert fall noen, om de riktige støtte og impulser gis, for eksempel i form av kapital, har mulighet for å utvikle seg til konkurransekraftige virksomheter i et europeisk marked.

Nå vil man mot alt dette kunne hevde at store utenlandske selskaper som eventuelt overtar, vil kunne gjøre en økonomisk minst like god jobb og levere energi til lave priser. Noen vil gjerne mene at de vil gjøre en bedre jobb enn selskaper med kommunale eiere. Svaret på om så er tilfelle er snarere et empirisk spørsmål enn et teoretisk eller ideologisk. Videre vil en kanskje hevde at hjemfall til staten er noe som kan komme oss alle til gode, og derfor helt uproblematisk sett ut fra helhetens perspektiv.

Det er noe man lett glemmer og som er viktig å ta med i drøfting av spørsmål der lokale eierstrukturer påvirkes og den regionale kontroll over ressurser og forvaltning svekkes. Økonomi og næringsutvikling handler ikke bare om nasjonal økonomi og effektivitet vurdert "ovenfra" i nasjonale markeder. Mye, kanskje det meste, av den nasjonale verdiskaping skapes "nedenfra" gjennom lokale prosesser i virksomheter og regioner. Det handler om å legge til rette for regionale rammebetingelser og initiativ som stimulerer til entreprenørskap og verdiskaping.

## Litteratur

Arbeidsgruppe, kraftbransjen (2003): *"Norsk kraftforsyning. Struktur og eierforhold. Reorganisering og videre vekst"*.

Bye, Torstein, Bergh, Pål Marius og Kroken, Jon Ivar (2001): *"Avkastning i kraftsektoren i Norge"*, Økonomiske Analyser, 4/2001, Statistisk Sentralbyrå.

Econ (2002a): *"Økonomiske virkninger av hjemfallsinstituttet"*, Econ-rapport nr. 20/02

Econ (2002b): *"Eierskapsnøytrale konsesjonsregler for vannkraftproduksjon"*, Econ-rapport nr. 21/02

Fossum, Anne og Magnus, Eivind (2003): *"Det norske energimiljøet: Status 2002"*, i Reve, Torger og Roland, Kjell : *"Energi Norges fremtid"*, Universitetsforlaget.

Glachant, Jean-Michel and Finon, Dominique, ed. (2003): *"Competition in European Electricity Markets. A Cross-country Comparison"*, Edward Elgar

Hope, Einar (2000): *"Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering"*, Fagbokforlaget

Jakobsen, Stig-Erik og Onsager, Knut (2002): *"Geografiske konsentrasjoner av hovedkontorer. Funksjoner, behov og eksterne effekter."* notat, SNF/NIBR

Leknes, Einar (1996): *"Vegsektoren som motor for sysselsettings- og næringsutvikling"*. Resultater fra et forskningsprosjekt 1993 - 06. Statans vegvesen / Nordisk Vegteknisk forbund utvalg 13, rapport nr. 14: 1996, Stavanger

Markides, C and Williamson (1994) : *"Related Diversification, Core Competencies and Corporate Performance"*, Strategic Management Journal 15, 149 -157. Finnes også i Foss, Nicolai J. (1997, ed.): *"Resources, Firms and Strategies. A Reader in the Resource Based Perspective"*, Oxford University Press.

Midttun, Atle , ed. (2003): *"European Energy Industry Business Strategies"*, Elsevier

Moen, Espen R. og Riis, Christian (2003): *"Konsevenser av hjemfall"*, oeconomica

Nerheim, Gunnar (1997): *"Fra monopol til marked i elektrisitetsforsyningen"*, kapittel i Nerheim, Gunnar, Ramskjær, Liv og Øye Gjerde, Liv: *"Ingen skal fryse med kraft ifra Lyse, Historien om Lyse Kraft 1947-1997"*, Lyse Kraft.

Nerheim, Gunnar (1998): *"Lokal tilpasning til markedsstyrt energiforsyning"*, kapittel i Nerheim, Gunnar og Gjerde, Kristin Øye: *"Energiske linjer. Stavanger Energi gjennom 100 år 1898-1998"*, Stavanger Energi.

NOU (1997): *"Nytte-kostnadsanalyser"*, NOU nr. 27.

Oldegaard, Mai og Pettersen, Ivar (2003): *"Ny dagsorden"*, i Reve, Torger og Roland, Kjell : *"Energi Norges fremtid"*, Universitetsforlaget.

Olje- og Energidepartementet (OED) (2002): "*Hørings sak om forslag til endringer i industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven*".

Peteraf, Margaret A. (1993): "*The Cornerstones of Competitive Advantage: A Resource Based View*", Strategic Management Journal 14, 179-88

Rusten, Jakobsen og Kvinge (2000): "*Foreign direct investements and regional effects. The case of Norway*", Working Paper, No. 60, SNF

Sen, A.K (1967): "*Isolation, Assurance and the Social Rate of Discount*", Quartely Journal of Economics, 81

Teece, D. (1982): "*Towards an Economic Theory of the Multiproduct Firm*", Journal of Economic Behaviour and Organisation