

Arbeidsnotat nr. 21/03

**Regionale effekter av statlig politikk
i kraftsektoren**

av

**Grete Rusten
Tom Eldegard**

SNF-prosjekt nr. 4434
Analyse av regionale og distriktpolitiske virkninger
av statlig politikk overfor kraftsektoren
(Effektutvalget)

Prosjektet er finansiert av Kommunal- og regionaldepartementet

**SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS
BERGEN, juni 2003**

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale
med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo.
Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale
og i strid med åndsverkloven er straffbart
og kan medføre erstatningsansvar.

1. Innledning

Stabil og sikker tilgang til elektrisk kraft er en forutsetning for nesten alt vi foretar oss i et moderne samfunn, både i jobbsammenheng og privat. Derfor er regulering og tilrettelegging av rammevilkårene for denne sektoren en svært viktig samfunnsoppgave. For Norges vedkommende er den nær totale konsentrasjonen om vannkraft et markant særtrekk som har lagt føringer på utviklingen både av sektoren selv og av samfunnet for øvrig. Dette er klimatisk og topografisk betinget og innebærer at mye av kraften blir produsert i utkantområder som ofte ligger langt unna de store befolkningskonsentrasjonene. I en tidlig fase, da overføringssystemet fortsatt var lite utviklet, ga dette støtet til en rekke kraftintensive industrietableringer i fossefallenes umiddelbare nærhet. Slik kom vannkrafttilgangen til å spille en nøkkelrolle for industriutviklingen i Norge, både med hensyn til lokalisering og valg av virksomhetstype. Fortsatt er mange av disse bedriftene bærebjelker i en rekke ensidige industristeder.

I likhet med svært mange andre land har Norge øvd sterk politisk styring over utviklingen i kraftsektoren. Offentlig eierengasjement har vært et sentralt virkemiddel i så måte. Industrikonsesjonsloven, som la de juridiske premissene for myndighetsutøvelsen på området, ble vedtatt allerede i 1917. I praksis har loven begrenset private aktørers anledning til å erverve og utnytte vannkraftressurser til et minimum. For de private konsesjonene som likevel er gitt, setter *hjemfallsordningen* en tidsbegrensning slik at rettigheter og anleggsutrustning tilfaller staten vederlagsfritt etter 60 år.

Ved siden av den sterke eierkontrollen har myndighetene også brukt kraftsektoren aktivt i den øvrige nærings- og regionalpolitikken. Virkemidlene i så måte er mange og favner blant annet over lokale anvendelsesbegrensinger for kraft, konsesjonskraft til kommunene, statlige industrikraftavtaler, samt avgiftsbegunstigelse av kraft til industriformål. Sammen med *hjemfallsinstituttet*, er imidlertid en rekke av disse ordningene de senere årene blitt angrepet av EFTAs kontrollorgan, ESA, med påstand om at de innebærer forskjellsbehandling og ulovlige statssubsidier. Norske myndigheter har her vært på vikende front, og har sett seg tvunget til justeringer som vesentlig begrenser mulighetene for videre anvendelse av kraftsektoren som et aktivt nærings- og regionalpolitisk virkemiddel.

Innføringen av Energiloven i 1991 innebar en radikal liberalisering av kraftomsetningen i Norge. Som ledd i omleggingen ble den tidligere børsen for omsetning av tilfeldig kraft videreutviklet til en generell børs for spotomsetning i 1993, og langt flere aktører enn tidligere fikk anledning til å handle her. For å stimulere konkurransen ble det samtidig åpnet for at kraftbrukere helt ned på husholdsnivå kunne få velge sin egen leverandør. Omfanget av aktivitetene ved den nye børsen utviklet seg meget raskt, både hva gjelder volumer og tilgjengelige produkter. Fra et utgangspunkt med fokus på fysisk spotomsetning av kraft, er tilbudet utvidet slik at det i dag også inkluderer en rekke tilknyttede finansielle markeder og tjenester. Parallelt med dette er børsens operasjonsområde vesentlig utvidet, fra en ren norsk løsning, til en felles kraftbørs for hele det nordiske markedet.

Endringene i omsetningsregimet for kraft medførte betydelige reguleringsmessige og organisatoriske utfordringer. Spesielt var det viktig å hindre at eierne av overførings-systemene skulle kunne utnytte sine naturlige monopoler. Nettvirksomheten ble derfor underlagt streng offentlig regulering, hvor det blant annet forutsettes likebehandling av alle brukere og gis detaljerte regler for prising av overføringstjenestene. Av kontrollhensyn er det samtidig stilt som minimumskrav at vertikalt integrerte selskaper må føre separate regnskap for sin nettvirksomhet. Staten valgte for sitt vedkommende å gå enda ett skritt videre og skilte ut sine eierinteresser i produksjon og nett i egne selskap, henholdsvis Statkraft SF (SF=statsforetak) og Statnett SF.

Denne rapporten er en gjennomgang av sentrale utviklingstrekk relatert til kraftsektoren, inkludert etterspørselssiden. Deretter er temaene reguleringspolitikk, skatter og avgiftssystemer. Eierforhold og markedsutvikling følger deretter, før vi drøfter hvordan utviklingen innen reguleringsregime derigjennom konsesjonspolitikken og hjemfall, teknologi og markedsutvikling har påvirket utviklingen av kraftnæringen.

Konklusjonen er et kortfattet sammendrag av det offentliges rolle i forhold til hvordan denne næringen har utviklet seg, og hva dette innebærer av regionale effekter, enten dette har vært et aktivt formål hos offentlige myndigheter eller ikke. Notatet er utarbeidet for Kommunal- og regionaldepartementets Effektutvalg som ble nedsatt av Regjeringen høsten 2001, og som jobber med kartlegging av effekter av statlig innsats på ulike områder. Mer detaljer om dette finnes på <http://odin.dep.no/krd/norsk/dep/utvalg/effekt/>.

2. Noen hovedtrekk i utviklingen av det norske kraftsystemet

Det norske kraftsystemet er utviklet over en periode på mer enn 100 år. Fra en forsiktig start sist på 1800-tallet, konsentrert om lokale løsninger, er det etter hvert etablert et landsdekkende, fullintegrert system. Enorme summer er investert i regulerings- og produksjonsanlegg og i overføringslinjer. En del er bygget av industriforetak med særskilte kraftbehov, spesielt i tiden før andre verdenskrig. Det aller meste er imidlertid realisert i offentlig regi, av kommuner og fylkeskommuner, og av staten (jf. kapittel 13).

Ved siden av det tunge offentlige engasjementet på eiersiden, er det to andre særtrekk ved den norske kraftsektoren som også er naturlig å fremheve. Det ene er den nær fullstendige konsentrasjonen om vannkraft. Av en brutto kraftproduksjon på 122.4 TWh i 1999, sto vannkraft for 99.5 prosent¹. Den resterende knappe halve prosenten fordelte seg mellom varmekraft (0.44%) og vindkraft (0.2%). Det andre er den ekstremt høye kraftandelen i det samlede energiforbruket. Totalt sto elektrisk energi for 45.7 prosent av samlet energiforbruk i Norge i 1999 mot et gjennomsnittet for OECD-Europa på 19.9 prosent. Av det stasjonære kraftforbruket i private husholdninger dekker elektrisitet hele 77.9 prosent² som kan sammenlignes med en andel på omkring 20 – 30 prosent for hovedtyngden av de vesteuropeiske landene. Bakgrunnen for begge disse særtrekkene er naturligvis den rike tilgangen på vannressurser som utnyttes til svært gunstige priser.

Den sterke utbyggingen av ny vannkraft gjennom 1900-tallet sikret en vedvarende overskuddstilstand i kraftmarkedet til tross for et raskt stigende forbruk. Mye tyder også på at liberaliseringen og integreringen av krafthandelen i de nordiske landene har gitt betydelige gevinster ved at de tilgjengelige kraftressursene i dag blir bedre utnyttet enn de ble under det tidligere regimet. Likevel kan en ikke komme fra at den sterke avhengigheten av vannkraft medfører spesielle utfordringer for Norge, etter som mulighetene for videre utbygging er i ferd med å uttømmes. Sårbarheten for svingninger i værforholdene er en høyst aktuell bekymring til tross for de betydelige utjevningmulighetene som følger av at stor magasin-kapasitet og utenrikskablene, spesielt mot Danmark og Sverige. Samtidig råder en viss usikkerhet om hvilken normalproduksjon som kan forventes fra det eksisterende systemet.

Det ble senest i 2000 foretatt en oppskrivning av kapasitetsanslaget basert på nyere erfaringstall

¹ NOS Energistatistikk 2000, Statistisk Sentralbyrå

² NOS Energistatistikk, forbruksundersøkelse med utgangspunkt i tall for 1995, Statistisk Sentralbyrå

(jevnfør tabell 1). Knapphetsproblematikken er likevel blitt stadig mer aktualisert i og med at forbruksveksten de senere årene klart har oversteget tilgangen på ny kraft. I følge SSBs oppgaver, økte det temperaturkorrigerede elektrisitetsforbruket med 14.3 prosent i perioden fra 1989 til 1999, mens den tilsvarende veksten i produksjonskapasiteten utgjorde kun 5.2 prosent.

Tabell 1. Utviklingen i tilgang og forbruk av kraft fra 1997 til 2001. (GWh/år)

		1997	1998	1999	2000	2001*
T I L G A N G	Bruttoproduksjon	111 420	116 787	122 445	142 817	121 920
	Pumpekraft og annet forbruk i kraftstasjonene	2 272	1 512	1 611	1 355	1 780
	Import	8 692	8 046	6 857	1 474	10 759
	Eksport	4 874	4 412	8 776	20 529	7 162
	Tap og statistisk differanse	8 074	8 460	8 395	11 543	9 298
G	NETTO KRAFTTILFØRSEL = NETTO FORBRUK I NORGE	104 893	110 448	110 520	110 915	114 439
	Anslått normalproduksjon (TWh / år)	112.9	113.0	113.4	118.0	118.1
F O R B R U K	Kraftintensiv industri	30 254	32 061	32 784	33 003	33 209
	Treforedling	6 290	6 895	6 973	8 035	6 846
	Bergverk o.a. industri	9 320	9 944	9 424	8 095	
	Transport og kommunikasjon	1 710	1 758	1 735	1 818	
	Annen næringsvirksomhet inklusiv tjenesteyting	21 415	22 789	22 553	23 224	
	Hushold og jordbruk	35 905	37 002	337 051	36 740	

* Tall for 2001 er foreløpige

Kilde: SSB Elektrisitetsstatistikk

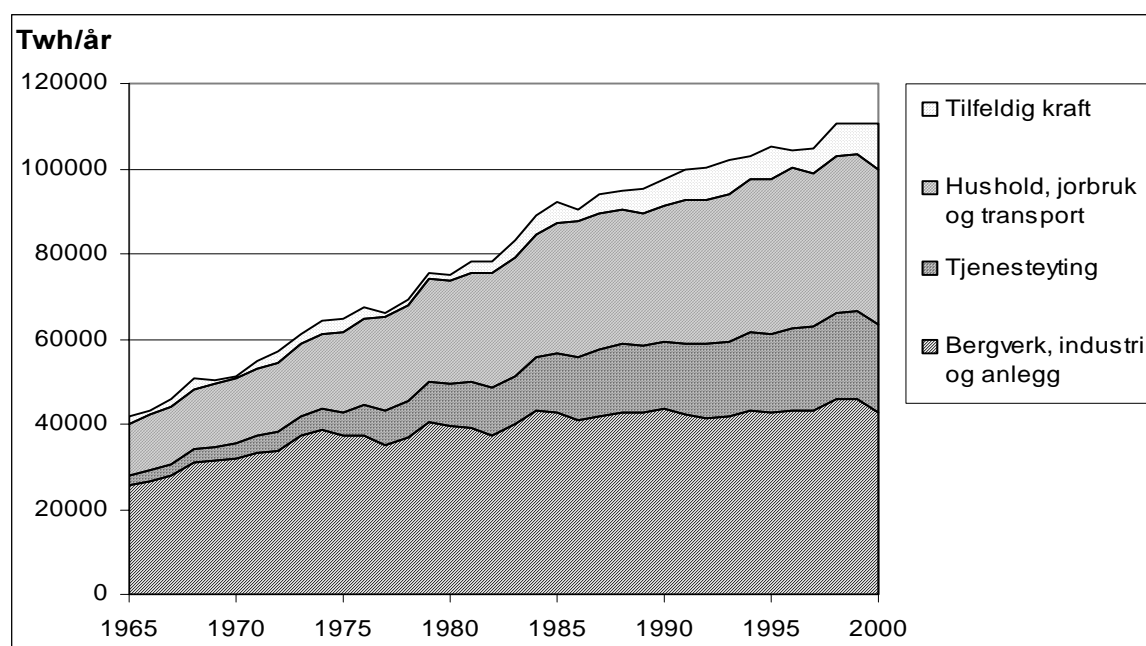
Tabell 1 og figur 1 illustrerer noen av hovedtrekkene for utviklingen i tilbud og etterspørsel etter kraft ved inngangen til det nye tusenåret. Tabellen viser blant annet de store årlige variasjonene som kan oppstå i kraftproduksjonen. Til tross for en svært moderat reell kapasitetsendring, ble det i toppåret 2000 produsert hele 28 prosent mer kraft enn i 1997. Videre ser en at industri og bergverk i år 2000 legger beslag på 49.1 TWh elektrisk kraft, mens private husholdninger (36.7 TWh) og varehandel og tjenesteyting (23.2 TWh) følger på de neste plassene. Når en ser utviklingen over et lengre perspektiv er det imidlertid husholdningene, varehandel og tjenesteyting som har stått for brorparten av forbruksveksten

de senere årene, mens utviklingen i det samlede industriforbruket stagnerte og har ligget relativt stabilt siden første halvdel av 1980-tallet.

Tabell 2. Nyttbar, utbygd og ikke utbygd vannkraft. TWh

	Nyttbar	Utbygd	Under utbygging	Konsesjon		Forhånds meldt	Varig vernet	Ikke utbygd
				gitt	søkt			
1990	171.37	108.08	3.49	..	6.61	4.89	20.95	27.34
1992	176.40	109.46	2.91	..	4.77	3.32	22.25	33.70
1994	177.75	111.85	.80	1.59	3.12	4.53	35.26	20.60
1996	178.30	112.70	.16	1.53	2.77	2.18	35.26	23.69
1998	179.65	113.02	.33	1.45	3.13	2.92	35.32	23.48
2000	186.80	118.04	.07	.42	2.54	3.46	36.54	24.47
2001	186.95	118.15	.35	1.04	3.77	1.58	36.54	24.18

Kilde: Energistatistikk 2000, SSB



Figur 1. Utviklingen i innenlands forbruk av elektrisk kraft fra 1965 til 2000.

Kilde: Elektrisitetsstatistikk for 2000, Statistisk Sentralbyrå

Tabell 2 gir en oversikt over hva som hittil er utbygd av elektrisk kraft og potensialet for videre utbygginger. En skal imidlertid være oppmerksom på at ikke hele ”restbeholdningen”

er umiddelbart tilgjengelig for utbygging. Dels dreier det seg om kraftressurser med relativt høye utbyggingskostnader. Dels er det også tale om vassdrag hvor utbygging kan være sterkt omtvistet selv om det foreløpig ikke er vedtatt varig vern. Det realistiske videre utbyggingspotensialet er nok derfor en del lavere enn tabellen gir inntrykk av.

Et annet interessant poeng å merke seg i tabell 2 er det markerte fallet i byggeaktivitet og konsesjonssøknader rundt 1992. Dette fallet er ikke bare betinget av at utbyggingsmulighetene er innskrenket, men har også en klar sammenheng med liberaliseringen av kraftmarkedet. Omleggingen ga et prisfall på kraft og skapte utsikkerhet om inntjeningsmulighetene for nye kraftprosjekter. Samtidig fant det sted en markert holdningsendring hvor tidligere tendenser til å se kraftutbygging som infrastrukturinvesteringer ble erstattet av lønnsomhetskrav på prosjektbasis. For de kommende årene er det likevel grunn til å vente et visst oppsving i vannkraftutbyggingen. Dette skyldes dels at aktørene med økt erfaring får større trygghet på markedets funksjon, men det har også sammenheng med at utviklingen mot en strammere markedsbalanse skaper forventninger om oppgang i kraftprisen.

Bekymringene omkring opprettholdelse av balansen i kraftmarkedet er ikke av ny dato. I tiden etter andre verdenskrig ble det lenge lagt opp til at kjernekraft skulle gi et viktig bidrag til kraftforsyningen og samtidig redusere sårbarheten for naturkreftenes skiftende luner. Utbygginger utover rene forskningsanlegg ble imidlertid aldri realisert. Ved inngangen til 1980-tallet hadde den tiltagende bekymringen om miljørisikoen ved denne energiformen vokst seg så sterk at planene ble endelig skrinlagt.

Et annet alternativ som også har skapt miljødebatt de senere årene er gasskraft. Allerede i St.meld. nr. 100 for 1973-74 *Energiforsyningen i Norge i fremtiden*, ble det lagt opp til bygging av et gasskraftverk på ca. 5 TWh/år i Karmøy-området. Verket ble beregnet å stå produksjonsklart i 1979-80, men er aldri blitt realisert. Et betydelig antall andre gasskraftprosjekter er også lansert i årenes løp i tilknytning til ilandføringssteder for gass og i forbindelse med planer om gassrørledninger over land. De mest fremskredne planene har selskapene Naturkraft og Industrikraft Midt-Norge (IMN) stått for. Naturkraft søkte i 1996 og har fått både anleggs- og utslippskonsesjon for bygging av to mellomstore gasskraftverk, på henholdsvis Kårstø utenfor Haugesund og Kollsnes ved Bergen. IMN ble i 2001 gitt tilsvarende konsesjoner for et større kraftvarmeverk ved Skogn i Nord-Trøndelag. Dette verket er imidlertid avhengig av at det samtidig fremføres gassrørledning fra Tjeldbergodden.

Prisforholdene i det norske kraftmarkedet og usikkerhet om fremtidige kostnader knyttet til verkenes utslipp av drivhusgassen CO₂, har hittil avholdt eierne fra å gi klarsignal for byggestart.

Norges problemer med å oppfylle sine konvensjonsforpliktelser vedrørende utslipp av klimagasser gjør det usikkert om gasskraft vil bli utbygd. Temaet er dessuten politisk betent og førte i mars 2000 til at mindretallsregjeringen utgått fra mellompartiene gikk av da Stortinget påla regjeringen å omgjøre sin avvisning av konvensjonell gasskraft i energimeldingen. Mellompartiene er imidlertid ikke prinsipielt avvisende til gasskraft, men ønsker at dette ikke skal bygges før man har hensiktsmessige metoder for utskilling og deponering av den resulterende CO₂-gassen. En henvisning til særskilte støtteordninger for slike verk er innbakt i Sem-erklæringen som la grunnlaget for den nye samarbeidsregjeringen mellom Kristelig Folkeparti, Høyre og Venstre etter valget i 2001. Det er likevel svært usikkert om og når kommersielt realistisk teknologi blir tilgjengelig. I tillegg kan det i mange tilfeller bli vanskelig å finne stabile deponeringsordninger for utskilt CO₂. Argumentene for gassproduksjon har hovedsakelig vært at dette vil kunne gi større inntekter enn om råstoffet føres i rør til utlandet. Så langt er det imidlertid stor usikkerhet omkring lønnsomheten for gasskraftverk i Norge.

Utenom gasskraft er det i noen grad biobasert varmekraft, men spesielt vindkraft som per i dag fremstår som det mest aktuelle supplementet til vannkraft på forsyningsiden. Norge er rikt på vindressurser, men vinden lar seg ikke magasinere slik som vannkraften. Energien må tas ut og anvendes fortløpende når det blåser. På grunn av vannkraftens gode kortsiktige reguleringssegenskaper er imidlertid dette et mindre problem i Norge enn i andre land. Samtidig har vindkraft en sesongprofil som samspiller godt med vannkraften i og med at hovedtyngden av produksjonen kommer i vinterhalvåret da tilførselen av nytt vann til magasinene er på sitt laveste. Likevel er utsiktene for storstilt utbygging av vindkraft begrenset av de relativt høye kapitalkostnadene for slik produksjon. Med utgangspunkt i nivået på norske kraftpriser det siste 10-året, er utbygging av vindkraft fortsatt betinget av massiv offentlig støtte. I tillegg skrinlegges en del vindkraftprosjekter på grunn av konflikter, dels på bakgrunn av landskapsestetiske konsekvenser, men også ut fra hensynet til fuglelivet. I et fåtall tilfeller har dessuten forsvaret frarådet utbygging fordi anleggene vil kunne forstyrre radiosambandet langs kysten. Per i dag finnes vindkraftverk i kommunene Vågsøy (SF),

Nærøy (NT), Sandøy (MR), Smøla (MR) og Lindesnes (VA), mens ytterligere konsesjoner er gitt eller under behandling.

Av andre energiproduksjonssystemer som har fått større aktualitet i de senere år er de små vannkraftverkene med installert effekt på inntil 10.000 KW. Foreløpig gjør de ingen betydelig andel av den norske vannkraftproduksjonen, men lokalt representerer de en viktig tilleggssinntekt for en del bønder. En rekke anlegg er blitt utbygget de siste par årene. I Norge møter utbyggere av småkraftverk betydelige juridiske og politiske beskrankninger. Regelverket er komplisert og saksbehandlingstiden for å få innvilget en søknad er også svært lang på grunn av mange høringsinstanser. Ved årsskiftet er en del av de minste anleggene fra årsskiftet opp til 5 MW) underlagt en noe mer forenklet byggesaksbehandling enn de større anleggene³. I tillegg slipper kraftverk med merkeytelse under 1 500 kVA å betale naturressursskatt (til kommune og fylke) og grunnrenteskatt til staten.

Ytterligere et problem er at grønn energi i Norge er basert på å avgiftsbelegge energibruken framfor produksjon. Konsekvensen blir at folk betaler den samme avgiften uansett om energien er basert på vannkraft eller kullkraft. Hvis avgifter skal ha en miljøeffekt, bør de i stedet legges på produksjon slik at miljøvennlige anlegg vil slippe avgift. En slik omlegging vil i så fall innebære svær gunstige vilkår for små vannkraftprosjekter. Innen EU regnes småkraftverk under 10 MW som grønn energi, og vannkraftverk under denne grensen er begunstiget med spesielle regler og støttordninger. Produksjon fra små- vannkraftverk er i EU begunstiget både i forhold til fossilt brensel, atomkraftverk og større vannkraftverk.

Ytterligere et problematisk forhold som også rammer småkraftverkene er knyttet til hjemfall (mer omhandlet i kapittel 13). For å kunne beregne tidsubegrenset konsesjon må de private eierskapet utgjøre mindre enn 1/3. Alternativet er å hente inn kommunal kapital, fusjonere med et annet energiselskap utenfor distriktet eller å bli overtatt av staten (Statkraft). Dette er spesielt en utfordring som de eldre anleggene står overfor (Kiær, 2001, Ryen, 2001).

³ Lov fastsatt av Olje- og energidepartementet 19. desember 2002 i lov av 24. november 2000 nr. 82 om vassdrag og grunnvann (vannressursloven) §64 jf. kgl. Res. Av 15. des 200 nr 1270. Endret 28. juni 2002 nr 898. Konsesjoner lagt til Olje og energidepartementet inntil 5MW delegeres til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE):

Regjeringen har ikke lagt opp til et direkte tilskudd til utbygging av småkraftverk. Sakset fra Kraftverk.net finner vi:

”Meir effektive turbinar og ny teknologi vil gjere minikraftverk meir lønsame, seier olje- og energiminister Einar Steensnæs til Kraftverk.net. Også i år vil regjeringa bruke tre millionar kroner på utvikling av ny teknologi. Men direkte tilskot til bygging er ikkje aktuelt.”

Kapasitetsutfordringer kan møtes med andre virkemidler enn utbygging. Typen kapasitetsskranke en står overfor bestemmer i så måte hvilke tilpasninger som er de mest hensiktsmessige. Et vannkraftsystem, som det norske, er eksponert både for effekt- og energiknapphet. Den første av disse tilstandene oppstår eventuelt i situasjoner med høy belastning, typisk på kalde arbeidsdager midtvinters. I dette tilfellet har systemet tilgang til nok vannenergi, men ikke evne til å produsere og levere den raskt nok til å betjene toppene i etterspørselen. Den kortsiktige løsningen innebærer nedstenging av deler av forbruket for å hindre at systemet bryter sammen. Adgang til slik nedstenging er innbakt i en del nyere statlige industrikraftavtaler og det er inngått en rekke kontrakter i markedet med avbruddsvilkår. Kontraktene gir kjøper en redusert kraftpris mot å forplikte seg til enten selv å avbryte eller at nettoperatør får avskjære hele eller deler av forbruket når kritiske episoder inntreffer. Den kraftkrevende industrien er en viktig buffer i slike situasjoner, i og med at store deler av denne industrien kan tåle avbrudd på inntil et par timer uten at det gir vesentlige driftstekniske problemer. Lengre avbrudd krever imidlertid nedkjøring av produksjonen og får derfor langt mer dramatiske virkninger. Over tid kan effektknapphet også forebygges ved investeringer i kraftsystemet, for eksempel ved å oppgradere slukeevnen i eksisterende kraftverk og/eller ved å fjerne flaskehalsen i linjenettet.

For den andre kapasitetsutfordringen er tilpasningene mer kompliserte i og med at de årlige svingningene i krafttilgangen er meteorologisk betingede og derfor uforutsigbare. Problemet er at den sterkt svingende krafttilgangen skal betjene en etterspørsel som vokser fra år til år og som på kort sikt er lite elastisk. Selv om Norges eksepsjonelt høye elektrisitetsandel i energiforbruket indikerer potensiale for omlegginger i forbruksmønsteret, så er dette endringer som krever investeringer og som tar tid. Slike tiltak kan derfor ikke bidra i de akutsituasjoner som eventuelt oppstår når et tørrår etterfølges av en kald og lang vinter med høyt forbruk. På den annen side kan heller ikke introduksjon av gasskraft gi noen entydig varig løsning på dette problemet. Skal slik kraft være lønnsom må den kjøres som grunnlast med høy brukstid. Derved påvirkes ikke de værstyrte svingningene i krafttilgangen, selv om

en kapasitetsvekst naturligvis styrker den umiddelbare kraftbalansen. Den åpenbare ulempen ved å møte vannkraftens værfølsomhet med løpende sikring av overskuddskapasitet, er at en samtidig bidrar til å senke kraftprisene i normal- og overskuddsår. En slik utvikling stimulerer til forbruksvekst og motvirker mulige omstillinger på etterspørselssiden.

Det synes derfor åpenbart at en kraftpolitikk som skal ta hensyn til klimaforpliktelsene, må fokusere på tiltak som reduserer behovet for utbygging av fossilbasert kraft i Norge. Når tilgangen til ny ”ren” kraft er begrenset, innebærer dette at det må legges bånd på forbruksutviklingen. For å få mest mulig nytte av den svingende krafttilgangen er det samtidig viktig å bidra til fleksibilitet i kraftuttaket. Dette kan dels oppnås ved å styrke overføringsmulighetene til utlandet, men også ved å investere i energifleksibilitet innenlands. Fjernvarmesystemer er et alternativ i så måte siden disse lett kan utrustes for å skifte mellom kraft og andre energibærere avhengig av prisforholdene. Utdfordringen for myndighetene blir å utvikle egnede investeringsinsentiver. Av effektivitetshensyn er det en fordel om virkemidlene er forutsigbare og generelle, og at de er nøytrale i den forstand at de ikke forskjellsbehandler alternative bidrag til den ønskede utviklingen.

3. Organiseringen av kraftsektoren i Norge

De siste 10-15 årene av 1900-tallet ble rammevilkårene for kraftsektoren i Norge vesentlig endret. Inntil dette hadde utviklingen av vannressursene primært vært håndtert som et offentlig forvaltningsanliggende. Utenom egenforsyningen til en del større kraftintensive industriforetak, ble så godt som alle større utbygginger utført i offentlig regi, enten av staten selv eller av kommunene og fylkeskommunene. Kraft til alminnelig forsyning ble omsatt til regulerte priser og kundene var bundet til å kjøpe fra produksjonsselskapet i sitt distrikt. Større industribedrifter hadde en noe friere stilling og kunne inngå bilaterale kontrakter med produsentene eller alternativt handle kraft på en egen børs for tilfeldig kraft. For en betydelig del av industrikontraktene var prisene regulert ved særskilte avtaler fastsatt av myndighetene.

Opptakten til endringene i kraftpolitikken kom i 1986, med utskillelsen av Statskraftverkene fra Norges vassdags- og elektrisitetstjeneste⁴ (NVE). Formålet med denne endringen var i første rekke å trekke et klarere skille mellom Staten som stor aktør i kraftnæringen og Statens kontroll- og overvåkingsoppgaver. I 1992 ble også ansvaret for det aktive arbeidet med

⁴ Heter nå *Norges vassdrags- og elektrisitetsdirektorat*

energiøkonomisering og ny miljøvennlig energi - inkludert administrasjonen av diverse tilskuddsordninger - skilt ut fra NVE. Disse oppgavene ble overført til nystiftede *Enova SF*, som fikk hovedbase i Trondheim. Endringene har bidratt til å reddykke NVEs oppgave som sentral faginstans i forvaltningen av vannressursene. Direktoratet har tilsynsansvaret både i forhold til kraftproduksjon og linjenett, forsyningssituasjonen og med hensyn til flomforebygging. Videre er direktoratet behandlingsinstans og skal påse at lovverket følges ved søknad om nye kraftanlegg. I slike saker vil NVE vanligvis skrive innstilling til *Olje- og Energidepartementet (OED)*. Departementet kan selv fatte vedtak i byggesaker av begrenset omfang, mens større kraftutbygginger blir forelagt Stortinget til godkjenning. Som statlig fagmyndighet skal NVE vurdere de kommuneplaner og reguleringsplaner som berører fagområdene og kan eventuelt fremme innsigelse i henhold til Plan- og Bygningsloven.

I tilknytning til innføringen av den nye Energiloven fra 1991, ble Statskraftverkene i 1992 oppdelt i et eget produksjonsselskap (*Statkraft SF*) og et nettselskap (*Statnett SF*). Omorganiseringen skjedde parallelt med at markedsbasert kraftomsetning ble introdusert for å stimulere til en mer effektiv utnyttelse av kraftressursene. Konkurransetsetting av den statlige produksjonsvirksomheten kom som en naturlig del av denne omstillingen. Men samtidig var et velfungerende marked betinget av at alle aktørene fikk lik tilgang til overføringssystemet. Det var for å imøtekomme dette kravet man valgte å legge den statlige nettvirksomheten til et eget selskap. Tilsvarende ble det også stilt krav til de øvrige kraftselskapene om å trekke klare skiller mellom konkurransevirkosomhetene – produksjon og salg – og egen nettvirksomhet. For disse selskapene kreves imidlertid ikke full organisatorisk oppsplitting. Det er tilstrekkelig med oppdeling i separate avdelinger som fører egne regnskaper.

Ved opprettelsen av Statnett SF ble samtlige av statens eierinteresser i kraftnettet lagt inn i selskapet, inkludert eierandelene i overføringslinjene til utlandet. Selskapet fikk samtidig ansvar for å sikre effektiv drift og utvikling av det landsdekkende sentralnettet for overføring av kraft, samt for den overordnede koordineringen av det norske kraftsystemet. Statnett har derfor både helt kortsiktige oppgaver knyttet til den løpende balanseringen av produksjon og forbruk, og et langsiktig ansvar for at samfunnsøkonomiske hensyn blir ivaretatt i forhold til vedlikehold og videre utbygging av overføringssystemet.

Driften av sentralnettet forvalter Statnett gjennom *Sentralnettsordningen*, som er en landsdekkende oppgjørsordning for den delen av overføringssystemet som transporterer elkraft mellom landsdeler og større regioner. Ordningen er basert på innleie av relevante ledninger, transformatorer og koblingsanlegg. Eierne⁵ får oppgjør etter bestemte regler om kostnadsdekning, som myndighetene regulerer. Leiekostnaden inndeckes med de tariffene brukerne må betale for å transportere kraft i nettet. Disse tariffinntektene skal ideelt sett nøyaktig balansere drifts- og leiekostnadene. Eventuelle avvik avregnes i etterhånd. Ordningen innebærer et felles prissystem for overføringstjenestene og sikrer alle aktørene lik adgang til nettet.

Utenfor sentralnettet kontrolleres det videre fordelingssystemet i stor grad av lokale energiselskaper, som via konsesjoner har enerett til kraftdistribusjon i sine områder. Områdekonsesjonene gir samtidig det rettslige grunnlaget for NVEs kontroll med nettvirksomheten. Et sentralt moment i så måte er å avskjære konsesjonæren fra å utnytte den monopolmakt som følger av eneretten til krafttransport. Konsesjonene fastslår derfor blant annet at alle som etterspør nettjenester skal gis tilgang på like vilkår og til ikke-diskriminerende, objektive tariffene. Energiverkene kan heller ikke kreve høyere pris for overføringen av kraft enn det som over tid er nødvendig for å dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt en rimelig avkastning på investert kapital ved effektiv drift.

Energiloven i 1991 la sterke føringer for liberalisering og konkurranseeksponering av kraftomsetningen i Norge. Opprettelsen av Statnett marked AS i 1993 var en oppfølging av dette. Fra en forsiktig start, begrenset til omsetning av standardiserte fysiske (Elspot) kontrakter en dag i uken, er virksomheten sterkt utvidet både i tilbud og volumer. Parallelt med dette har det skjedd en utvikling fra en utelukkende norsk til en nordisk børs. Den første geografiske utvidelsen kom i 1996, med etableringen av et felles marked for kraft i Norge og Sverige. Den svenske systemoperatøren, *Svenska Kraftnät*, kom da inn som 50-prosent medeier i kraftbørsen, som samtidig skiftet navn til Nord Pool ASA. I 1999 ble også Finland og deler av Danmark integrert og fra 2000 har vi hatt et fullt integrert nordisk kraftmarked.⁶

⁵ Statnett eier selv ca. 84 prosent av sentralnettsanleggene.

⁶ 1. juli 2002 ble det bestemt å opprette et nytt selskap, *Nord Pool Spot AS*, for å håndtere den fysiske krafthandelen. Selskapet skal eies i fellesskap av Nord Pool og transmisjonsselskapene i alle de 4 nordiske landene blir medeiere

Ved siden av at Nord Pool i dag også gir omfattende markedsinformasjon, har børsen aktiviteter innen følgende forretningsområder:

- *Elspot* er markedet for fysisk handel med elektrisk kraft. Markedet drives i samarbeid med de systemansvarlige nettselskapene.
- *Eltermin* er markedet for finansiell handel og risikohåndtering. Blant Nord Pools produkter er *futures-* og *forward*kontrakter og *opsjoner*.
- *Clearing*: Dette er en aktivitet som drives i tilknytning til den finansielle handelen og som innebærer at Nord Pool opptrer som kontraktsmotpart i finansielle kraftkontrakter. Selskapet "*clearer*" både kontrakter som handles på børsen og finansielle bilaterale kontrakter som meldes inn.

I internasjonal sammenheng er dagens norske energilovgivning radikal når det gjelder åpningen for konkurranse mellom aktørene i kraftsektoren. Spesielt viktig i så måte er at kraftkunder helt ned til det enkelte hushold tillates å velge sin egen leverandør. Sluttbrukerne har siden 1998 kunnet bytte leverandør hver uke⁷ og Konkurransetilsynet gir dem beslutningsstøtte i form av landsdekkende prisinformasjon.

Norsk lovgivning er vesentlig mer restriktiv med hensyn til hvem som får utnytte norske vannkraftressurser. På dette området er hovedtrekkene i lovgivningen fra tidlig på 1900-tallet beholdt. Reglene om overtagelse og utnyttning av fallrettigheter og vannkraftanlegg er regulert i *Industrikonsesjonsloven* (Lov-1917-12-14 nr. 16, også kalt *ervertsloven*)⁸. Denne loven fastsetter at alle utenom staten må ha konsesjon for å foreta rettsgyldig erverv av eiendoms- eller bruksrett til vannfall med produksjonspotensial over en viss størrelse (736kW). Ved større utbygginger (14.71 MW) blir konsesjonsspørsmålet også forelagt Stortinget. Lovgivningen på dette området tar utgangspunkt i at vannkraft er en viktig nasjonal ressurs med lokal forankring. Det innebærer for det første at det er lagt begrensninger i anledningen til varig privatisering av slike ressurser. Dernest blir konsesjonærer pålagt betydelige løpende motytelser både til de berørte kommunene og til staten. Sentrale virkemidler i loven er:

⁷ I praksis kan det likevel ta lang tid fra et leverandørskifte varsles og til det blir effektivt. Det er leverandøren som forlates som skal besørge skiftet noe han ikke har insentiver til å fremskynde. I tillegg vil prismotiverte leverandørskifter ofte gi administrative kapasitetsproblemer fordi mange forlater samme leverandør samtidig.

⁸ For utbygging av en vannkraftressurs kreves i tillegg konsesjon enten etter *Vassdragsreguleringsloven* (LOV-1917-12-14 nr. 17) eller *Vannressursloven* (LOV-2000-11-24 nr. 82).

- **Hjemfall.** Ervervskonsesjoner til fallrettigheter og kraftanlegg gis i hovedregelen for en periode på inntil 60 år. Ved utløpet av denne perioden skal disse tilbakeleveres vederlagsfritt til staten, inkludert alt utstyr som inngår i driften (dammer, tunneler, aggregater osv.). Konsesjonæren plikter å tilbakelevere anleggene i full driftsmessig stand.

For foretak organisert etter lov om statsforetak, norske kommuner og fylkeskommuner, eller når noen av disse eier minst $2/3$ av kapitalen, er det imidlertid anledning til å tildele konsesjonene på ubestemt tid. I praksis innebærer dette at statlige og kommunale kraftselskap ikke er underlagt hjemfall for sine anlegg. Hjemfall ilegges imidlertid hvis den offentlige eierandelen ved nedsalg bringes under $2/3$ -delsgrensen. I slike tilfeller har for øvrig også staten forkjøpsrett til de eierandelene som selges ut.

- **Konsesjonsavgift.** Dette innebærer at alle konsesjonærer blir ilagt en årlig avgift til staten og til de berørte kommunene og fylkeskommunene. Avgiften beregnes for hvert kraftanleggssystem med utgangspunkt i den gjennomsnittlige kraftmengden som kan forventes produsert. Avgiften til kommunene skal avsettes på et fond som primært skal benyttes til næringsutvikling.
- **Konsesjonskraft.** Til de kommuner og fylkeskommuner som anlegget ligger i, blir konsesjonæren pålagt å avstå inntil 10 prosent av gjennomsnittlig kraftmengde. I tillegg kan konsesjonæren bli pålagt å avstå inntil 5 prosent av kraftproduksjonen til staten. OED bestemmer hvor mye kraft som skal avstås og hvordan den skal fordeles. Det skal her tas utgangspunkt i den enkelte kommunens behov til alminnelig elektrisitetsforsyning. Basert på gjennomsnittlig selvkost for et representativt utvalg vannkraftverk, fastsetter OED også hvilken pris kommunene skal betale for kraften⁹. Det står imidlertid kommunene fritt å selv disponere over den kraften de får tildelt. Noen bruker konsesjonskraften til å begunstige egne innbyggere med rimelig strøm. Andre sper på kommunekassen med inntektene de oppnår ved å selge kraften i markedet.

Slik hjemfallsinstituttet er utformet og praktiseres, er det kun private eiere som får en tidsbegrensning i sin konsesjon. Dette innebærer en forskjellsbehandling av private og offentlige eiere. EFTAs overvåkingsorgan (ESA) har tatt opp spørsmålet med norske myndigheter og hevdet at ordningen strider mot EØS-avtalen. Regjeringen bestrider dette synspunktet, men har likevel foretatt utredninger med sikte på å endre ordningen. I følge

⁹ De generelle reglene for å fastsette prisen på konsesjonskraft gjelder kun for konsesjoner som er gitt etter 1959.

pressemeldinger fra Olje- og Energidepartementet tar man sikte på å fremlegge en Stortingsproposisjon med forslag til endring av reglene høsten 2003¹⁰. Ut fra signalene som er gitt, vil endringen innebære at alle konsesjonærer pålegges samme vilkår for hjemfall. Dette foreslås gjennomført ved at alle offentlige konsesjoner gjøres tidsbegrensede med hjemfall 60 år etter at loven trer i kraft.

Kraftkontrakter på Stortingsbestemte vilkår – ”Statskraftkontraktene.”

Ordningen innebærer at foretak innen særlig kraftkrevende virksomhet får tilbud om kraft fra statseide verk til myndighetsbestemte priser. Siden 1992 har ordningen vært organisert gjennom Statkraft. En rekke avtaler ble inngått allerede på 1950- og 1960-tallet, men det har også vært tildelt ny kraft så sent som på 1990-tallet¹¹. En del avtaler er også kommet til i forbindelse med foregrepne hjemfall. I noen av disse tilfellene er det i stedet for kontrakter om kraftkjøp inngått avtale om leie eller også tilbakesalg av de tidligere industrieide verkene.

Statskraftkontraktene kom i stand som en konsekvens av at staten etter andre verdenskrig tok over det meste av utbyggingen av industrikraft. Samtidig ble den kraftkrevende industrien, og ikke minst valutainntektene den skapte, ansett som strategisk viktige for industrialiseringen og moderniseringen av det norske samfunnet. Utviklingen av slik industri ble derfor sterkt stimulert, blant annet ved tildeling av gunstige kraftavtaler. Disse avtalene fikk etterhvert et betydelig omfang og utgjorde før siste større revisjon av ordningen i 2001 17.4 TWh per år. I tillegg disponerte industrien 4 TWh per år gjennom leieavtaler inngått i tilknytning til hjemfall. Det samlede kraftforbruket i industri utenom petroleumssektoren, lå til sammenligning på 48 TWh i 2001, hvorav metallindustri, treforedling og kjemiske råvarer alene sto for 83 prosent.

En rekke nye industristeder vokste frem, flere med en svært ensidig næringsstruktur og en tilnærmet total avhengighet av de kraftkrevende ”hjørnesteinsbedriftene”. For enkelte av disse lokalsamfunnene vil produksjonsnedleggelse innebære ekstreme omstillingsutfordringer. Distriktpolitiske hensyn har derfor fått en langt mer fremtredende plass i de senere års vurderinger av statskraftkontraktene. Det er likevel gjort betydelige endringer i avtalene for å bringe dem mer i overensstemmelse med de generelle vilkårene i kraftmarkedet.

¹⁰ Pressemelding fra OED 19.04 2002.

¹¹ Jevnfør St.prp. nr. 79 (1988-89) ”2 TWh-kontraktene” og St.prp. nr. 104 (1990-91)

Tabell 3 Industrikraft på myndighetsbestemte vilkår.

Type kontrakt	Volum i TWh/år	Varighet
1950-kontrakt	3.7	2005 – 2007
1960-kontrakt	3.6	2003 – 2011
Andre ¹¹	2.0	2007 – 2011
”104”-kontrakt, kraftintensiv	3.5	2010
”104”-kontrakt, treforedling	2.2	2010
Leiekontrakter	1.7	2010

Kilde: Statkraft

Satsingen på kraftkrevende industri har lagt sterke føringer på norsk industristruktur generelt og på den regionale plasseringen av industrien spesielt. Selv om distriktslokalisering ikke ble avgjørende vektlagt i etableringsfasen, så medførte de høye kostnadene ved utbygging av overføringslinjer at det var hensiktsmessig å plassere denne type industri nær vannressursene.

I de tidlige statskraftkontraktene fra 1950- og 1960-årene var prisene kostnadsbaserte og faste. Dette medførte at prisavtalene etter hvert fremsto som meget gunstige for kjøperne, men det ga også betydelige variasjoner mellom de enkelte avtalene. Tidlig på 1970-tallet skjedde det en endring i den generelle prioriteringen av kraftfordelingen til fordel for det raskt stigende forbruket innen alminnelig forsyning (dvs. konsum og ikke spesielt kraftkrevende industri og annet næringsliv). Man ble samtidig oppmerksomme på at de gunstige fastprisavtalene ga svake insentiver til modernisering og energiøkonomisering i den kraftkrevende industrien. Tildeling av ny kraft til denne industrien ble derfor i økende grad koblet til krav om modernisering og rasjonalisering av virksomheten, samtidig som de mest ensidige og sårbare industristedene ble prioritert.¹² Ved en større revisjon av avtalevilkårene i 1976 ble dessuten basisprisen i nye 20-årskontrakter frikoblet fra kostnadene i det enkelte verk og i stedet relatert til snittkostnaden for 7 av statskraftverkene nyeste og planlagte anlegg.¹³ Det ble samtidig innført en årlig indeksregulering av kraftprisen knyttet til utviklingen i engrosprisindeksen.

¹² Jevnfør St.meld. nr. 67 (1974-75) *Norsk industris utvikling og framtid*

¹³ St.prp. nr. 81 (1975-76) *Om pris og andre vilkår for statskraftverkene ved levering av kraft til kraftkrevende industri m.v.*

Ved inngangen til 1990-tallet var mye oppmerksomhet konsentrert om omorganisering og markedsretting av kraftomsetningen i Norge. Det var derfor vanskelig å ta stilling til hvordan statskraftkontraktene eventuelt skulle videreføres. Denne usikkerheten ble problematisk for industrien i og med at utløpstidspunktet for 1976-kontraktene nærmet seg. Med St.prp. nr. 104 (1990-91)¹⁴ og den etterfølgende Stortingsbehandlingen ble det lagt et grunnlag for å reforhandle og forlenge kontraktene frem til utløpet av 2010. Også leiekontraktene ble forlenget og det ble åpnet for tildeling av kraft på nye prosjekter til tilsvarende vilkår.

St.prp. nr. 104 (1990-91) la opp til at industrikraftavtalene over tid skulle utvikle seg mot de alminnelige markedsvilkårene. Det ble derfor lagt inn en gradvis økning i realprisen på kraft med 1.5% per år fra 1997 for kraftkrevende industri og ett år tidligere for treforedling. Samtidig ble det innført et behovsvilkår, som innebar at all kraft som konsernet kjøper eller produserer, må brukes i industrivirksomhet. I den grad konsernet får tilgang til annen kraft eller reduserer bruken i den underliggende industrivirksomheten, kan det gjøres tilsvarende reduksjoner i tildelingen av industrikraft på konsernnivå. Klausulen var ment å hindre at selskap med økonomi til å kjøpe kraft i markedet utnyttet ordningen til å skaffe seg utilsiktede fortrinn. Begrensningen medførte imidlertid en uønsket svekkelse av insentivene til å skaffe ny krafttilgang og til å gjennomføre enøktiltak, eksempelvis opprusting av egne verk. Behovsvilkåret er derfor blitt noe moderert slik at det ikke gjelder for tilleggskraft som bedriftene har skaffet seg etter 1.1. 1999, men det ligger fortsatt fast som en nedre grense for kraftforbruket i konsernenes norske industrivirksomhet.

Med St.prp. nr. 52 (1998-99) *Om Statskrafts industrikontrakter og leieavtaler*, la regjeringen frem forslag til reforhandling av industrikraftavtalene med virkning fra 1.1. 2001 og med forlengelse til utgangen av 2020, samt reforhandling av leieavtalene for hjemfalte kraftverk med forlengelse til 2030.¹⁵ Her ble den initielle krafttildelingen for industrikontraktene foreslått begrenset til mellom 50 og 70 prosent av anslått behov og med ytterligere nedtrapping fra 2010. For kontraktsprisen ble det lagt opp til å ta utgangspunkt i markedspris, men med individuell nedjustering for nåverdien av prisfordel vis a vis markedsprisen for den resterende løpetiden i de kontrakter som ble reforhandlet. Med denne metoden for prisfastsettelse håpte man å unngå innsigelser fra EFTAs kontrollorgan, ESA. Proposisjonen bar for

¹⁴ St.prp. nr. 104 (1990-91) *Om fornyelse av Statskrafts industrikontrakter og vilkårene i kontraktene om foregrevne hjemfall mv*

¹⁵ Jevnfør også St.meld. nr 29 (1998-99) *Om energipolitikken*

øvrige bud om myndighetenes ønske om en gradvis nedtrapping og avvikling av de særskilte industrikraftavtalene. Hensynet til Statkrafts posisjon var et viktig underliggende motiv i denne sammenheng. For å styrke selskapets utviklingsmuligheter var det ønskelig å redusere bindingene som industriavtalene medfører for vesentlige deler av selskapets produksjonskapasitet.

Forventningene til de bebudede nye industrikraftkontraktene var ikke større enn at flere store foretak gikk ut i forkant av Stortingsframlegget og forhandlet avtaler om kraftkjøp i markedet. Både Norsk Hydro og Norske Skog inngikk avtaler med Statkraft om større volumer enn det som lå i de løpende kraftleveransene på myndighetsbestemte vilkår. Hydros avtale ble fremlagt for Stortinget i en egen proposisjon, hvor det også ble gjort visse lempninger i behovsvilkåret¹⁶. Samtidig inngikk Elkem avtale med Vattenkraft om leveranser tilsvarende ca 40 prosent av konsernets kraftforbruk. Samlet omfatter disse 3 avtalene årlige kraftleveranser på 14 TWh for perioden 2010-20.

Miljøstiftelsen Bellona var kritisk til de vilkårene som regjeringen la opp til for nye industrikraftkontrakter og fremmet en forespørsel til ESA om det her kunne være tale om statssubsidier. ESA fulgte opp saken med henvendelser til regjeringen og ga uttrykk for at vilkåret om terminering av eksisterende myndighetsbestemte kontrakter og leieavtaler kunne innebære statsstøtte. Det ville derfor bli åpne formell prosedyre i saken hvis Statkraft og bedriftene inngikk kontrakter eller leieavtaler som innebar terminering av eksisterende kontrakter eller leieavtaler. Regjeringen valgte å bøye unna og tok bort termineringsvilkåret fra avtalene.¹⁷ Etter dette vil gjeldende kontrakter løpe avtaleperioden ut, slik at tilbudt videreføring av kontrakter først vil fases inn når de gamle utløper. Endringen får prisvirkninger ved at de opprinnelige kraftprisene løper til avtaleutløpet hvoretter det skjer et større prishopp til den markedsrelaterte prisen i den nye avtalen.

4. Kraftpris til sluttforbruker

Totalprisen den enkelte sluttbruker må betale for sitt kraftforbruk varierer mye. Forskjellene er i særlig grad betinget av variasjoner i overføringskostnaden og om brukeren må betale

¹⁶ St.prp. nr. 38 (1997-1998) *Om rammene for den fremtidige kraftdisponeringen til Norsk Hydro*

¹⁷ St.prp. nr. 78 (1999-2000) *Endringer i vilkårene for Statkrafts industrikontrakter og leieavtaler*

forbruksavgift. Tabell 4. viser de gjennomsnittlige prisvariasjonene i 2000 i forhold til en markedsoppdeling i 6 store hovedgrupper av brukere. Prisene er eksklusiv merverdiavgift¹⁸.

Fra tabellen ser vi at selve kraftprisen avviker med 4.6 øre mellom treforedling og kraftintensiv industri, som har henholdsvis høyeste og laveste snittpris på kraft. Prisene til de øvrige brukergruppene varierer noe i midtskiktet mellom disse to ytterpunktene. Det som i særlig grad påvirker kraftprisen er hvilke kontraktstyper som dominerer i de enkelte segmentene. Typisk vil det for treforedling, kraftintensiv industri og transport være et stort innslag av fastprisavtaler med til dels lang varighet, mens det i de øvrige brukergruppene er en overvekt av avtaler med variabel pris. Prisen til kraftintensiv industri er dessuten farget av en rekke gamle prisgunstige industrikraftavtaler, mens en stor del av treforedlingskontraktene er inngått i en periode med vesentlig høyere prisforventninger. Som en konsekvens av de ulike tilbøyelighetene i valg av kontraktsform, vil det interne prisforholdet mellom brukergruppene kunne variere betydelig fra år til år, avhengig av krafttilgangen.

Tabell 4 Snittpriser på kraft, overføring av kraft og el-avgift for ulike brukergrupper i 2000.

	Totalt	Elavgift ¹	Overføring	Kraftpris
Treforedling	15.8	-	-	15.8
Kraftintensiv industri	11.2	-	-	11.2
Annen industri og bergverk	23.5	-	10.1	13.4
Transport og kommunikasjon	35.3	8.2	12.5	14.6
Annen næringsvirksomhet	36.5	8.3	14.4	13.8
Hushold og jordbruk	42.5	8.3	20.0	14.3
Gjennomsnitt for alle	34.4	4.5	16.6	13.3

Noter:

¹ Forbruksavgiften var 8.56 øre/kWh i 2000. Industri, bergverk og veksthusnæringen er fritatt. Avgiften blir heller ikke innkrevd i Finnmark og noen kommuner i Nord-Troms

Kilde: *Statistisk Sentralbyrå, elektrisitetsstatistikk for 2000*

For overføring av kraft er prisene regulert med utgangspunkt i at transmisjonen representerer et naturlig monopol. Hovedprinsippet for reguleringen er at den enkelte bruker i størst mulig grad skal dekke de reelle kostnadene ved eget kraftuttak. Disse kostnadene inkluderer et investeringselement knyttet til utbygging og vedlikehold av nettet, en forholdsmessig andel av

¹⁸ Kraftsalg og overføring av kraft er merverdiavgiftspliktig for alle brukergruppene. Kraft til husholdningsbruk i de 3 nordligste fylkene er imidlertid fritatt for merverdiavgift.

driftskostnadene, samt en oppdekning for det anslagsmessige strømtapet som egenforbruket påfører systemet. I og med at det er store variasjoner i hvilke kostnadselementer og problemstillinger som dominerer på de ulike nettnivå, er også reguleringene gitt en vesentlig forskjellig utforming for sentralnettet og de underliggende fordelingsystemene.

Tariffen for sentralnettet er sammensatt av to elementer, et energiledd og et residualt ledd. Energiledet fordeler kostnader mellom aktørene på bakgrunn av anslag over deres individuelle innflytelse på nettapet i systemet. Slike tap oppstår når kraft må overføres fra et område til et annet og tapet utvikler seg eksponensielt når overføringskapasiteten settes under press. Tapene blir følgelig minst når det er balanse mellom produksjon og forbruk av kraft i hvert enkelt område. Derfor er også ordningen utformet slik at de som leverer kraft til et overskuddsområde blir belastet, mens kjøpere i samme område godskrives tilsvarende, og vise versa for underskuddsområder. Avregningene foretas på timebasis med utgangspunkt i Statnetts anslag for marginaltapet ved innlevering eller uttak av kraft i de enkelte tilkoblingspunktene. Den beregnede tapseffekten for et gitt kraftvolum verdsettes etter gjeldende områdepris.

Det residuale leddet i sentralnettstariffen blir etter gjeldende beregningsmåte fastsatt særskilt for produksjon og uttak av kraft. For innlevering av kraft er prisen kroner 7.50 per MWh. Tariffen blir belastet på årsbasis med utgangspunkt i midlere produksjon for den foregående 10-årsperioden. For forbruk beregnes et fastledd på 122 kroner per kW med utgangspunkt i et justert anslag for kundens uttak av fastkraft under årets topplasttime¹⁹. Av utjevningshensyn blir avregningsgrunnlaget fastsatt med utgangspunkt i gjennomsnittlig topplastuttak i de foregående 5 år. Dersom uttaket skjer i et såkalt blandet punkt (dvs. både produksjon og uttak) blir grunnlaget justert for betydningen av tilgjengelig produksjonskapasitet og eventuelt uttak av industrikraft med høy brukstid i punktet. Forenklet kan vi anslå virkningen av residualleddet til ca 3 øre/kWh hvis 1 topplast-kW dekker opp for 4000 kWh på årsbasis. For industrikraft med stabilt uttak kan enhetskostnaden komme ned i det halve.

Kraftkjøpere kan oppnå store rabatter på residualleddet i overføringstariffen ved å inngå avtale om utkoblbarhet. Rabatten varierer avhengig av avtalt varslingsstid. Ved korteste varslingsstid – 15 minutt – er satsen kun 6 kr per kW, hvilket svarer til 5 prosent av full pris.

¹⁹ Ved ordinært uttak av kraft direkte fra kraftverk beregnes kun et tilknytningsledd på 20 kr/kW. Dette er spesielt aktuelt for kraftkrevende industri.

Anvendelsen av uprioriterte leveranseavtaler varierer mellom brukergruppene. Størst innslag av avbrytbare avtaler finner vi innen *annen industri og bergverk* og i *annet næringsliv* med omkring 12 prosent av totalvolumet. For husholds- og jordbrukssegmentet på den annen side, er hele 97 prosent av leveransene basert på fastkraftavtaler. Paradoksalt nok inkluderer denne siste hovedgruppen likevel delsegmentet *drivhus/veksthus* som har en andel avbrytbare kontrakter på nærmere 80 prosent.

For de fleste kraftbrukere utenom kraftkrevende industri og treforedling, er det distribusjonen etter uttak fra sentralnettet som utgjør den klart største andelen av overføringskostnaden. Det store antallet kunder som skal betjenes individuelt, gjør at det er på dette nivået administrasjons- og vedlikeholdskostnadene er høyest og det er her de største investeringene er foretatt. Samtidig er det også i lavspentnettet at strømtapene i kraftoverføringen er høyest. For å dekke inn disse kostnadene, tillater reguleringsmyndighetene vesentlig høyere tariffer på dette nivået. Distribusjonstariffene fastsettes noe ulikt for de enkelte brukerkategoriene, men vil også i likhet med sentralnettstariffene være oppbygd av et energiledd, relatert til samlet forbruk, og et effektledd knyttet til brukerens marginale innvirkning på tap og investeringsbehov. På bakgrunn av dette kan enhetstariffene variere betydelig mellom brukergruppene. Spesielt høye blir gjennomsnittssatsene for kunder med lav brukstid. Til eksempel har SSB beregnet gjennomsnittlig samlet overføringspris for hytter og fritidshus til hele 41.9 øre/kWh, mens tilsvarende sats for hushold er 19.6 øre og for bank og forsikring 13.2 øre.

5. Eierforholdene i kraftsektoren.

En overveiende del av selskapene som driver produksjon, overføring og salg av kraft i Norge er fortsatt offentlig eide. I følge SSBs regnskapsstatistikk for kraftforetak - eksklusive industriverk - var fortsatt 62.2 prosent av bokført totalkapital på kommunale og fylkeskommunale hender i 2000. Resten fordelte seg mellom staten, 28.6 prosent, og private eiere med 9.2 prosent. Eierskapet på statens hånd ligger i all hovedsak i Statnett SF og Statkraft SF.

De økonomiske nøkkeltallene (jevnfør tabell 5) viser også en noenlunde tilsvarende fordeling i driftsinntektene mellom kraftforetak etter eiergruppering. Her kommer imidlertid de statlige og private foretakene noe bedre ut enn når en sammenligner totalkapitalen. Samtidig ser vi at de prisregulerte overføringstjenestene står for en særlig stor andel av inntektene i foretak som

eies av kommunesektoren. Mens statlige og private foretak kan hente mer enn 80 prosent av driftsinntekten fra energisalg, er det tilsvarende tallet under 60 prosent for kommunale og fylkeskommunale verk. Til tross for dette utgjør årsoverskuddet i de statlige selskapene kun 6.1 prosent av driftsinntekten mot hhv. 11.2 og 12.2 prosent i de private og kommunalt eide selskapene. Statkrafts industrikraftavtaler forklarer nok mye av denne forskjellen.

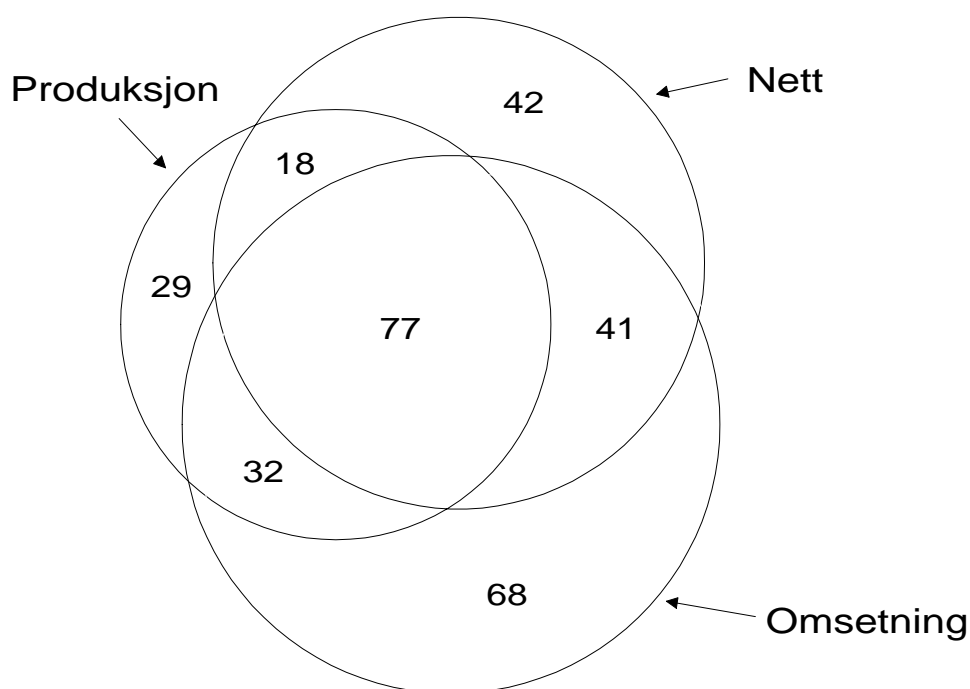
Tabell 5 Økonomiske nøkkeltall for kraftsektoren i 2000 fordelt etter eiergruppe.

<i>tall i millioner kroner</i>	Kommunale- og fylkeskommunale verk	Statlige verk	Private verk	TOTALT
DRIFTSINNTEKT	37 773 57.4 %	20 391 31.0 %	7 624 11.6 %	65 789 100 %
fordelt mellom områdene:	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Energisalg	58.9 %	83.1 %	81.2 %	68.9 %
Overføring	35.2 %	13.1 %	13.5 %	25.8 %
Annet	5.9 %	3.9 %	5.3 %	5.2 %
DRIFTSRESULTAT	37 773 57.4 %	20 391 31.0 %	7 624 11.6 %	65 789 100.0 %
ÅRSOVERSKUDD	4 622	1 246	855	6 722
andel av driftsinntekt	12.2 %	6.1 %	11.2 %	10.2 %
UTBYTTE	2 529	1 037	325	65 789
andel av årsoverskudd	54.7 %	83.2 %	38.0 %	100 %
BOKFØRT TOTAL-KAPITAL	146 495 62.2 %	67 249 28.6 %	21 692 9.2 %	235 435 100 %
EIENDELER	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Anleggsmidler	83.6 %	92.6 %	61.1 %	84.0 %
Omløpsmidler	16.4 %	7.4 %	38.9 %	15.9 %
GJELD OG EGENKAPITAL	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Langsiktig gjeld	36.3 %	53.8 %	15.9 %	39.4 %
Kortsiktig gjeld	12.3 %	8.0 %	31.3 %	12.8 %
Egenkapital	51.4 %	38.2 %	52.8 %	47.8 %

Kilde: SSB *Elektrisitetsstatistikk, 2002*

Over de senere årene er det foretatt betydelige omstruktureringer i eierorganiseringen ved at stadig flere selskap har organisert seg som konsern. Dette er dels begrunnet i den muligheten det gir til å begrense det økonomiske ansvaret, men har og sammenheng med de særskilte regnskapskravene til selskap med omsetningskonsesjoner. Per 1.1. 2002 var det i følge NVE registrert 46 konsern med til sammen 101 datterselskap. Nær 40 prosent av alle omsetningskonsesjonærene var organisert i konsernstruktur. I og med at både mor- og datter-

Figur 2 Kraftkonsesjonærer etter virksomhet per 1.1. 2002 - (Kilde: NVE)



selskaper må ha egne konsesjoner, har denne omstruktureringen medført en økning i antallet konsesjonærer. Figur 2 gir en illustrasjon av hvordan samtlige konsesjonærer fordelte seg mellom aktivitetene produksjon, omsetning og overføring av kraft, samt ulike kombinasjoner av disse.

6. Omfanget og utviklingen i kommunalt og fylkeskommunalt eierskap kraftsektoren.

Siden innføringen av energiloven i 1992, har det skjedd en del endringer i det kommunale eierengasjementet i kraftsektoren. En tendens har vært at selskap innen geografisk avgrensede markedsområder har smeltet sammen i større regionale interkommunale foretak. Dette har dels skjedd ved fusjon av relativt likeverdige parter, men også ved at mindre selskap er kjøpt opp av de dominerende aktørene i sin region.

En annen tendens er at kommuner har avhendet deler av eller hele eierporteføljen i sine lokale kraftselskap. Ved slike nedsalg er det nesten utelukkende Statkraft som har vært kjøper. Gjennom sine kjøp har selskapet vist sterke preferanser for de tunge regionale aktørene med stor produksjons- og magasinkapasitet. Oppkjøpene er nærmere omtalt nedenfor i et eget avsnitt om det statlige eierskapet i kraftsektoren.

Med utgangspunkt i de store verdiene som kommunene forvalter i kraftsektoren, har de senere års endringer i eierforholdene skapt en del ekstra hodebry for *det tekniske beregningsutvalget* for kommunesektoren. Dette utvalget bidrar blant annet med underlagsmateriale for å bestemme omfanget og fordelingen av de statlige overføringene til kommunene og fylkeskommunene. Problemene på dette området har ikke bare sammenheng med nedsalget, men er også relatert til atferdsendringer med hensyn til årlige eieruttak fra selskapene. Utvalget har derfor fått gjennomført en særskilt undersøkelse for å kartlegge utviklingen på dette området²⁰.

I sin rapport til det tekniske beregningsutvalget har ECON både laget en oversikt over de kommunale eieruttakene i perioden 1997 til 2001, og gjort anslag over de samlede verdier som kommuner og fylkeskommuner har hånd om i kraftsektoren. Tabell 6 viser eieruttakene. Her fremgår at det var særlig i perioden fra 1999 at salgene skjøt fart, med en topp på om lag 10.5 milliarder kroner i 2001. For 2002 er omfanget av salg langt lavere og ECON antar dette vil medføre at også det samlede eieruttaket blir vesentlig redusert.

²⁰ ECON-rapport 101/02

Tabell 6 Kommunale eieruttak for perioden 1997-2001, millioner kroner

	1997	1998	1999	2000	2001
Utbytte (kommuner)	963	1 979	1 960	1 867	1 640
Utbytte (fylker)	122	444	233	508	767
Renter på ansvarlige lån	632	726	1 054	1 059	1 119
Avdrag/innløsning av ansvarlig lån	-	293	3 436	3 609	2 272
Salg av eierandeler (kommuner)	619	801	5 044	7 092	10 568
Salg av eierandeler (fylker)	-	-	-	42	548
Totalt	2 336	4 243	11 727	14 177	16 914

Kilde: ECON rapport 101/02, Kommunenes og fylkeskommunenes kraftinntekter

For kommunenes vedkommende nådde utbetalingen av utbytte en topp i 1998 og har siden vært i moderat tilbakegang. Nedsalgene kan forklare noe av den negative trenden og ECON tror ikke det er rom for økte utbytter de kommende årene med mindre det skjer en markant økning i kraftprisene. Renteinntektene fra ansvarlige lån ventes også å ville avta i årene fremover, ettersom man tviler på at nye rentebærende lån vil komme til i like raskt tempo som de eksisterende lånene innløses. Tvert om vurderes det som sannsynlig at eieruttaket i form av avdrag/innløsning av ansvarlige lån kan bli liggende høyt i de nærmeste årene. Rapporten påpeker her at mange av de kommunale eieruttakene er sterkt styrt av kommunenes økonomi og de umiddelbare behovene for tilførsel av midler.

I forvaltningen av inntektene fra kraftsektoren går det et klart skille mellom løpende inntekter og større engangsbeløp fra salg eller innløsning av ansvarlige lån. De løpende inntektene i form av renter og utbytte blir typisk tilført driftsbudsjettene og sjelden øremerket for bestemte formål. Derimot blir engangsinntektene oftest forvaltet mer forsiktig, i hvert fall i utgangspunktet. De vil typisk bli anvendt til nedbetaling av gjeld, til prioriterte nyinvesteringer eller plassert i fond. Problemet er selvfølgelig at redusert gjeld gir nye lånemuligheter, investeringer trekker med seg driftskostnader og fondsmidler viser seg ofte vanskelige å holde utenfor budsjettsalderingen på lengre sikt.

I sitt anslag over den samlede verdien av kommunalt eide kraftforetak, har ECON tatt utgangspunkt i diskontert kontantstrømverdi for produksjon og omsetning, mens verdien av

nettets er beregnet ved en justering av bokført verdi. Tallene bygger på en lang rekke forutsetninger om bl.a. beskatning og reguleringsregime, kraftpris, diskonteringsrate, effektiviseringspotensial, investeringsbehov samt anleggsmidlenes kapasitet og alder. Hovedresultatene er gjengitt i tabell 7.

Som en ser av tabellen er det fortsatt store kraftverdier igjen på kommunal hånd til tross for den omsetning som har funnet sted. Likevel er det høyst usikkert om kommunene vil fortsette å selge seg ut i like høyt tempo som vi har sett de senere årene. Kanskje vil noen kommuner være mer tilbakeholdne i og med den usikkerhet som utviklingen i aksjemarkedene har skapt om plasseringsalternativene for salgssinntekter. Enkelte av dem som allerede har solgt har opplevd betydelige verdiforringelser for sine fonds. Sterk rikspolitisk motvilje mot avhending av kraftproduksjon til utlandet kan også legge begrensninger på salgsmulighetene. Debatten omkring salget av Hafslund er nettopp et bevis på dette. Denne problemstillingen blir stilt på spissen av at Statkraft synes å stange mot taket for hva konkurransemyndighetene vil tillate av videre oppkjøp i Norge. Hvis en ikke skal åpne for utenlandske eierskap må derfor nye norske kjøperalternativer bringes på banen. I dag er det høyst usikkert hvordan dette eventuelt skal skje. Situasjonen er i øyeblikket svært uryddig og skaper betydelig ekstra usikkerhet både for de kommuner som måtte ønske å selge og for eventuelle utenlandske kjøpere.

Tabell 7 Brutto- og nettoverdier per 31.12. 2001, milliarder kroner.

	Kommuner	Fylkeskommuner	Totalt
Verdi av produksjon	74.5	18.0	92.5
Verdi av nett	28.2	5.5	34.3
Verdi av omsetning	2.6	0.2	2.8
Total verdi (brutto)	105.9	23.7	129.6
Andel gjeld	29.6	3.2	32.8
Total verdi (netto)	76.3	20.5	96.8

Kilde: ECON rapport 101/02, Kommunenes og fylkeskommunenes kraftinntekter

Selv om det i øyeblikket primært er salget av kraftselskaper til utenlandske interessenter som er i fokus, bør en ha i mente at endringer på eiersiden kan gi betydelige regionale føringer også om kjøperne er norske. Tendensen til sammensmelting og opptak i større enheter innebærer at stadig flere anlegg vil være eid, kontrollert og forvaltet eksternt. Erfaringsmessig

leder dette til et stadig mer sentralisert lokaliseringsmønster mht. plassering av kontroll-, forvaltning og kompetansemiljøer. I dette spillet er det de største byene som synes å bli vinnerne (jf. kapittel 13).

8. Forvaltningen av det statlige eierskapet i kraftsektoren.

I henhold til formålsparagrafen skal Statkraft SF *eie og drive energianlegg, kjøpe og selge energi samt forestå virksomhet som står i naturlig sammenheng med dette*. Ved etableringen i 1992 ble de statlige kraftproduksjonsanleggene overført til selskapet, som samtidig fikk ansvaret for å oppfylle statens industrikraftforpliktelser. Det ble lagt til grunn at selskapet skulle ha en egenkapitalandel på 40 prosent, og en slik andel av den anslåtte verdien av tilførte eiendeler ble gitt selskapet i form av statlig egenkapital. Restverdien ble fordelt likt mellom et ordinært og et ansvarlig lån. Totalrammen for selskapets anledning til å oppta låne- og garantiforpliktelser ble satt til 25 mrd. kroner.

De første årene var Statkraft opptatt med å bygge opp og strukturere selskapet. Først fra 1996 startet en mer aktiv fase med betydelige oppkjøp av kraftselskaper, spesielt i Norge, men også i Sverige hvor det ble satset sterkt på Sydkraft AB. Statkrafts driftsresultater var imidlertid svake disse første årene og mulighetene for egenfinansiering var sterkt begrensede. Det var derfor naturlig å gå til myndighetene, hvor selskapet fikk tilslutning til sin oppkjøpsstrategi. I 1996 ga Stortinget tilslutning til at 3 mrd kroner av det ansvarlige lånet ble omgjort til egenkapital. I 1999 ble de resterende 3.85 mrd. kroner av dette lånet også omgjort til egenkapital²¹, samtidig som låne- og garantirammen ble utvidet til 42.5 mrd. kroner. Begrunnelsen for disse vedtakene var at man ønsket å styrke Statkraft sin finansielle handlefrihet i tilknytning til den pågående restruktureringen av kraftmarkedene i Norge og Nord-Europa.

I 2001 ble Statkraft SF tilført ytterligere 6 mrd. kroner i ny egenkapital i bevilgning over Statsbudsjettet, slik at statens innskuddskapital økte fra 19.25 til 25.25 mrd. kroner²². Samtidig fikk regjeringen fullmakt fra Stortinget til å øke garantirammen for Statkraft med 10 mrd. kroner til totalt 52.5 mrd. kroner. I tilrådingen til Stortinget viser regjeringen også til at Statkrafts planer for videre oppkjøp vil nødvendiggjøre ytterligere kapitaltilførsel i årene

²¹ Jf. St.prp. nr. 26 (1996-97) og St.prp. nr. 18 (1999-2000)

²² St.prp. nr. 51 (2000-2001) Om tilføring av innskottskapital og auka låne- og garantiramme for Statkraft SF

fremover. Det blir antydnet et behov for et nytt kapitaltilførsel på 8 mrd. kroner allerede i 2004. Samtidig signaliserer Stortingsproposisjonen sterk støtte til Statkraft sin oppkjøpsstrategi:

”I vurderinga av Statkraft sin søknad legg departementet også vekt på at det er ynskjeleg med eit handlekraftig offentleg eigd norsk kraftselskap i den aukande internasjonale konkurransen. Eit sterkt Statkraft vil bidra til å sikre framleis vesentleg offentleg eigarskap i kraftnæringa i Noreg.”

Gjennom sine oppkjøp har Statkraft SF fått full eierkontroll med Trondheim Energiverk AS (TEV) og Skagerak Energi AS²³. I tillegg har selskapet ervervet betydelige eierandeler i BKK (49.9%), Fjordkraft AS (51.15%), Agder Energi AS (45.5%), Sydkraft AB, Istad AS (49%), Hedmark Energi Holding AS (Heas - 49%) og E-CO (20%).

Kombinert med selskapets utgangspunkt som landets klart største kraftselskap, har disse kjøpene gitt selskapet en fremtredende plass i det norske kraftmarkedet. I følge årsrapporten produserte Statkraft SF 40.4 TWh i egne anlegg i 2002. Normalproduksjonen i disse verkene anslås til 33.1 TWh og den maksimale magasinkapasiteten er 33.9 TWh. Når dette holdes sammen med selskapets ikke-konsoliderte minoritetsandeler fremstår Statkraft som en svært dominerende markedsaktør, spesielt innen visse deler av Norge. Konkurransetilsynet bekymrer seg over denne situasjonen og har grepet inn overfor ervervene både i Agder Energi og i TEV. For Agder Energi er det gitt kjøpsgodkjennelse mot at Statkraft selger seg ut av Heas og E-CO og i tillegg avhender produksjonskapasitet tilsvarende 1 TWh, med mindre overføringskapasiteten til landsdelen økes med 200 MW. I TEV-saken ble Statkrafts klage på Konkurransetilsynets vedtak avvist av Arbeids- og administrasjonsdepartementet i februar 2003. Vedtaket innebærer at Statkraft enten må selge alle aksjene i TEV, selge ut den delen av TEV som omfatter kraftproduksjon, eller selge seg ut av annen kraftproduksjon i området tilsvarende en gitt reduksjon av magasinkapasiteten²⁴.

På bakgrunn av inngrepene fra Konkurransetilsynet kan det se ut som Statkraft SF nærmer seg taket for videre ekspansjon i Norge. Selskapet har imidlertid sterkt imøtegått tilsynets vurderinger og fremholder at Norge, og de enkelte norske regionene kun er deler av det større nordiske kraftmarkedet, hvor Statkraft ikke har noen dominerende posisjon. Problemet, slik

²³ Skagerak Energi AS ble etablert 01.01. 2001 ved at SKK Numedalsverkene AS og Vestfold Kraft fusjonerte.

²⁴ Konkurransetilsynets innvendinger gikk her spesielt på at Statkraft med oppkjøpet av TEV fikk kontroll med nær 60 prosent av magasinkapasiteten i området

Konkurransetilsynet ser det, er likevel at overføringskapasiteten mellom de enkelte områdene er begrenset og at det derfor tidvis oppstår atskilte prisområder hvor Statkraft innenfor enkelte av disse får en så dominerende posisjon at selskapet kan utøve markedsrett.

Også på finansieringssiden har myndighetene støtt på problemer i håndteringen av sitt eierskap i kraftsektoren. EFTAs kontrollorgan, ESA, har spesielt reist innvendinger mot det potensielle subsidielementet som ligger i statlige lånegarantiene til Statkraft og Statnett. For å imøtegå innvendingene har departementet derfor valgt å pålegge de to selskapene en spesiell garantiprovisjon hvor man har prøvd å prise inn de besparelser i lånekostnadene som garantiene antas å medføre.

9. Hovedtrekk i skattleggingen kraftsektoren

Fra midten på 1990-tallet og frem til i dag er det gjort store endringer i reglene for beskatning av kraftsektoren. Dette har blant annet sammenheng med omleggingen av reguleringsregimet i 1992 og de prosessene som dette initierte med hensyn til omstruktureringer på eiersiden. Særlig viktig i så måte var utsiktene til en rask privatisering av kommunalt eide produksjonsanlegg. Omleggingen av skatteregimet har delvis vært et svar på denne utfordringen, men har også hatt karakter av en mer generell begrepsopprydding. Man har ønsket å få klarere presisert særtrekkene ved kraftvirksomhet slik at regelverket bedre synliggjør den rådende oppfatningen av hvorfor man skattlegger og hva man ønsker å skattlegge. For noen av omleggingene, og ikke minst for justeringene underveis, har dessuten hensynet til effektiviteten i sektoren og de praktiske styringsmessige konsekvensene vært viktige motiver. Typisk har man hatt et særlig fokus på at ikke beskatningsmåten skal ødelegge investeringsinsentivene til aktørene. Samtidig har det også vært tilstrebet å sikre kommunene forutsigbarhet ved å utforme reglene slik at de utjevner virkningene av årlige prisvariasjoner på skatteinngangen. Det har også vært gjort tilpasninger og gitt kompensasjoner for å begrense de umiddelbare utslagene av skatteomlegginger på enkeltkommuners økonomi.

Etter gjeldende regler skal alle kraftforetak, både private og offentlige, betale ordinær overskuddsskatt på 28 prosent til staten.²⁵ Særskilte driftsmidler i kraftproduksjonen (dammer, tunneler, kraftstasjoner, maskinteknisk utrustning, generatorer og enkelte andre driftsmidler)

²⁵ Etterskuddspliktige skattytere (dvs. selskaper) skal etter regelendring med virkning fra inntektsåret 1998 kun betale inntekts- og formuesskatt til staten.

skal imidlertid avskrives lineært, mens øvrige driftsmidler avskrives etter den ordinære saldo-metoden.

Til staten skal det av anlegg for kraftproduksjon også betales *grunnrenteskatt*, mens det til kommunene og fylkeskommunene svares *naturressursskatt*. Kommunene har i tillegg adgang til å utskrive eiendomsskatt på installasjoner og anlegg både i kraftproduksjonen og i overføringssystemet. For øvrig gir konsesjonsreglene kommuner og fylkeskommuner med kraftproduksjon også anledning til å disponere en viss andel av produksjonen. Dette kan gi opphav til konsesjonskraftinntekter.

Både *grunnrente-* og *naturressursskatten* er særegne skatter for kraftanlegg og skal betales av alle som eier kraftverk eller som er berettiget til uttak av kraft i produksjonsanlegg med merkeytelse større enn 1.5 MVA (dvs. at såkalte mikrokraftverk er unntatt). Begge skattene utlignes særskilt for det enkelte anlegg og kan ikke overføres eller kobles opp mot skatteberegningen på andre anlegg med samme eier.

Grunnrenteskatten beregnes som en bestemt andel av *grunnrenteinntekten*, hvor Stortinget årlig fastsetter hvilken sats som skal benyttes, for tiden 27 prosent. For å komme frem til grunnrenteinntekten tar en som hovedprinsipp, utgangspunkt i normerte brutto salgsinntekter og trekker fra påløpte produksjonskostnader inkludert konsesjons- og eiendomsavgifter samt årets skattemessige avskrivninger. I tillegg gis fradrag for en friinntekt for å hindre at normalavkastningen blir beskattet med grunnrenteskatt. Den normerte salgsinntekten settes lik den verdi som verkets faktiske kraftomsetningen ville hatt om den ble priset etter timeprisene i spotmarkedet. Friinntekten fastsettes som gjennomsnittet av de skattemessig bokførte verdiene pr. 1.1 og 31.12 multiplisert med en normrente som skal avspeile normalavkastningen, og som fastsettes av departementet. Eventuell negativ grunnrenteinntekt kan fremføres med rente til fradrag i senere års grunnrenteinntekt på det aktuelle anlegget.

Naturressursskatten betales til de kommuner og fylkeskommuner som er *tilordnet* kraftanleggsformuen. Prinsipielt skal formuesverdien settes lik anleggets antatte salgsverdi. Etter gjeldende regler baseres takseringen av kraftverk i utgangspunktet på et anslag for nåverdien

av fremtidig netto kontantstrøm. I dette regnestykket fastsettes nåverdien av fremtidige inntekter ved kapitalisering av gjennomsnittlig normert årsinntekt for de siste 5 årene.²⁶

Skatteloven gir spesielle anvisninger om formuesfordelingen i de tilfeller hvor et kraftanlegg berører flere kommuner eller fylkeskommuner, for eksempel når vannfall og kraftverk ikke ligger i samme kommune. Tilsvarende er det også gitt egne regler for beregning og fordeling av formuesverdien av reguleringsanlegg som betjener flere kraftverk.

Naturressursskatten tar utgangspunkt i gjennomsnittlig årsproduksjon av kraft for de siste 7 årene og utlignes med faste satser til hhv. kommune og fylkeskommune. Gjeldende satser er 1.1 øre/kWh til kommunen og 0.2 øre/kWh til fylkeskommunen. Naturressursskatten kan kreves som fradrag i utlignet fellesskatt til staten. Eventuelt ubenyttet fradrag kan fremføres med rente til senere år.

Tabell 8 Utvikling i beregningsgrunnlag, fradrag og skatt på kraftforetak 1997-2001

	1997	1998 ¹	1999	2000 ²	2001
Antall skattytere ²	1 712	1 372	1 410	1 428	1 392
Skattbar inntekt ⁴	10 847	10 207	8 949	18 391	28 914
Grunnrenteinntekt	1 242	1 302	1 244	1 703	3 286
Inntektsskat kommune/fylke og formuesskatt	732	.	1	3	7
Fellesskatt til staten ⁵	2 299	2 852	2 506	5 150	8 096
Naturressursskatt	1 324	1 457	1 457	1 495	1 577
Skatt på grunnrenteinntekt	335	352	336	460	887
Skattefradrag ⁶	1 706	1 237	1 627	2 493	6 289
Sum utlignet skatt	2 985	3 424	2 673	4 616	4 279

Noter:

¹ Endringen i reglene for stedbunden beskatning medførte redusert antall skattytere

² Sum utlignet skatt for 2000 er korrigert for kredittfradrag

³ Etterskuddspliktige med beregnet skatt før eventuelle fradrag

⁴ Inneholder også korreksjonsinntekt

⁵ Inneholder også utlignet skatt på korreksjonsinntekt

⁶ Inneholder godtgjørelsesfradrag, kredittfradrag og fradrag for naturressursskatt

Kilde: SSB – Skattestatistikk for kraftverk, 2001

²⁶ Verdsettingsreglene ble vesentlig endret med virkning fra inntektsåret 2000.

Eiendomsskatteloven gir kommunene anledning til å skrive ut *eiendomsskatt* på *verk* og *bruk*. Disse kategoriene inkluderer blant annet utbygde vassfall, vassfallsstykker, demningsverk og overførings- og distribusjonssystemer, samt tilhørende bygninger og anlegg. Kommune bestemmer selv om det skal utskrives eiendomsskatt og kan gjennom egne vedtak variere skattenivået innenfor intervallet 0.2 til 0.7 prosent av den verdien som er tilordnede anleggene.

Nye og mer markedsbaserte verdsettelsesregler for vannkraftanlegg trådte i kraft fra inntektsåret 2001. Eiendomsskatten vil etter disse reglene blant annet avhenge av gjennomsnittsprisene for kraft i spotmarkedet de foregående 5 årene. For å hindre at eiendomsskattegrunnlaget reduseres for sterkt i lite lønnsomme verk og i perioder med lave kraftpriser, har imidlertid loven satt en nedre terskelverdi, slik at beregningsgrunnlaget for eiendomsskatten ikke får settes lavere enn til kr. 1.10 per kWh av grunnlaget for naturressursskatten. Minimumstaksten sikrer et minimumsnivå for eiendomsskatten på anslagsvis 840 millioner kroner. I Ot.prp. nr. 24 (2000-2001) anslås den samlede inngangen av eiendomsskatt til om lag 925 millioner kroner for 2001.

En vesentlig regional/lokal inntektskilde er skatter og avgifter til kommunen fra energiverkene. "Kraftkommuner" er en velkjent betegnelse på distriktskommuner med stor skatteinngang fra energiverk. Kraftstasjoner og regulerte arealer berører et stort antall kommuner i distrikts-Norge, mens de fleste forbrukerne finnes i befolkningskonsentrasjonene. Inntektene hentes dermed i befolkningskonsentrasjonene, mens en stor del av skatter og avgifter går til kommuner og fylkeskommuner i distriktene. Skatteinngangen fra kraftnæringen er en viktig pengestrøm ut til de forskjellige regioner i Norge, mao. fra sentrum til periferi.

10. Avgiftspolitikken i kraftsektoren

Kraft som forbrukes i Norge blir pålagt en særskilt *forbruksavgift* (elektrisitetsavgift) uavhengig av om den er produsert i Norge eller importert. Industri, bergverk og veksthusnæringen har imidlertid siden 1993 hatt fullt fritak fra denne avgiften.²⁷ Det samme gjelder samtlige brukere i Finnmark og 7 kommuner i Nord-Troms (Karlsøy, Kvænangen,

²⁷ Jevnfør Finansdepartementets forskrift av 23.12 1992

Tabell 9. Kalkyle for verdi av fritak for forbruksavgift til samtlige brukere i Finnmark (NB. Det er ikke mulig å finne egne tall for de 7 kommune i Nord-Troms). Tar forenklet utgangspunkt i avgiftsfritaket som omfatter de tre sektorene. (Veksthusnæringen er unntatt for hele landet).

	GWh	Forbruksavgift for 2003 (9.5 øre/kWh) mill. kroner
Transport og kommunikasjon	40	
Anna næringsverksemd	522	
Hushold og jordbruk	747	
TOTALT	1309	124
		(Anslag for sparing ved avgiftsfritak)

(Kilde: Beregningsutgangspunkt SSBs Elektrisitetstatistikk).

Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord). I tillegg gis fritak, refusjon eller det ytes tilskudd for avgift på kraft i en del sammenhenger. Blant annet gjelder dette for kraft som leveres i direkte sammenheng med kraftproduksjon og for kraft produsert i mottrykksanlegg eller energigjenvinningsanlegg, samt for kraft som brukes i produksjon av fjernvarme. Forbruksavgiften var 9.3 øre per kwh i 2002 og er hevet til 9.5 øre/kwh for inneværende år.

Ut fra Statistisk Sentralbyrås årlige elektrisitetstatistikk over nettoforbruket av elektrisitet for ulike forbrukergrupper, kan det samlede avgiftsfrie forbruket anslås til tett oppunder 50 TWh både for 1999 og 2000. Basert på avgiftssatsen for 2003, svarer dette forbruket til en samlet skatteverdi på ca. 4.75 milliarder kroner.

I tillegg til forbruksavgiften, innkreves også vanlig merverdiavgift av kraft som omsettes. Allerede ved innføringen av merverdiavgiften i 1970 ble det imidlertid gitt fritak for merverdiavgift ved omsetning av kraft til husholdningene i Finnmark, Troms og Nordland (Merverdiavgiftsloven §16 første ledd nr 9). Hovedargumentet for ordningen var de spesielle klimatiske forholdene i Nord-Norge. Etter anmodning fra Stortinget²⁸ er fritaket nylig utvidet til også å omfatte energi levert fra alternative energikilder, slik som fjernvarme, biobrensel og varmepumper, til husholdningsbruk i de tre fylkene.

²⁸ Anmodningsvedtak i Stortinget 4. juni 2002

Som en ser blir differensiering av både forbruksavgiften og merverdiavgift på elektrisk kraft brukt som nærings- og regionaløkonomiske virkemidler. Av de gjeldende avgiftsfritakene er det fritaket for forbruksavgift som er av klart størst økonomisk betydning. En rekke av virksomhetene som trekker størst veksler på denne ordningen ligger i distriktskommuner hvor de ofte er hjørnesteinsbedrifter. For mange bedrifter, spesielt innen kraftkrevende industri og treforedling, har avgiftsfritaket stor økonomisk betydning og kan være avgjørende for den videre virksomheten i Norge. Det har derfor vakt bekymring at fritaket er kommet under press fra EFTAs kontrollorgan ESA.

Tabell 10. KALKYLE for verdi av fritak for merverdiavgift på kraft til husholdninger i de 3 nordligste fylkene: Kraft til hushold og jordbruk i Finnmark, Troms og Nordland (SSB årlig elektrisitetsstatistikk for 2000)

	Gwh	Totalpris inkl forbr. avgift øre/kwh	Totalverdi eksklusiv mva mill. kroner	Totalverdi med mva mill. kroner	Anslått besparelse mill. kroner
Finnmark	747	45,2	337,6	418,7	81,0
Troms	1438	42,2	606,8	752,5	145,6
Nordland	2491	37,3	929,1	1152,1	223,0
TOTALT	4676	124,7	1873,6	2323,3	449,7

ESA er ikke utelukkende opptatt av elektrisitetsavgiften, men har åpnet formell undersøkelsesprosedyre mot Norge for også å se på tilsvarende fritak for CO₂-avgift og utslippsavgift på SO₂. ESA mener at det norske fritaket for elektrisitetsavgift til industrien kan innebære statsstøtte og at det uansett er i strid med de nye miljøretningslinjene i EU. I et forsøk på å imøtekomme ESAs innvendinger, ble elektrisitetsavgiften fra 1.1. 2001 utvidet til også å omfatte elektrisitetsbruk i administrasjonsbygg i de næringene som er unntatt. Målet med endringen var å rendyrke ordningen til et generelt tiltak rettet mot produksjonsvirksomhet. Man har imidlertid ikke kunnet godtgjøre at dagens løsning sikrer en tilstrekkelig likebehandling av foretak i defineringen av hva som er avgiftspliktig kraftbruk og hva som skal fritas. En mulig løsning på dette problemet kunne være å innføre en mer detaljert kontroll med kraftforbruket i det enkelte foretak. Dette ville imidlertid medføre betydelige økte administrasjonskostnader og regjeringen har derfor signalisert at man i stedet vil fjerne elektrisitetsavgiften for all næringsvirksomhet. Endringen er planlagt fremmet i revidert nasjonalbudsjett for 2003 og skal etter planen tre i kraft fra 1.1. 2004.

11. Skatteomlegginger og fordelingsvirkninger.

Inntektene fra beskatning av kraftvirksomheten er viktige for en rekke distriktskommuner. Derfor kan både markedsskapte svingninger i skattegrunnlaget og eventuelle endringer i beregningsreglene få betydelige økonomiske konsekvenser for enkelte kommuner.

Ved omleggingen av reglene for fastsettelse av formuesverdien for kraftverk i 2000 gikk man over til en taksering som i langt større grad enn tidligere bygde på kraftverkernes dokumenterte lønnsomhet. De presumptivt mest lønnsomme verkene fikk med denne endringen betydelig økt sitt eiendomsskattegrunnlag relativt til de mindre lønnsomme verkene. Dette påvirket skatteprovenyen og ga også fordelingsvirkninger kommunene i mellom. Det ble i den anledning reist flere spørsmål i Stortinget om mulige avbøtende tiltak fra Regjeringens side. To tiltak ble iverksatt. For det første ble det i loven tatt inn en minimumsgrense for verdsettingen av kraftverkene. For det andre ble det i 2001 vedtatt å gi en særskilt kompensasjon på 25 millioner kroner til de mest skadelidende kommunene.

Skattedirektoratets tall for 2001 og 2002 indikerte at eiendomsskatten på anlegg for kraftproduksjon for hvert av disse to årene utgjorde om lag 900 millioner kroner. Dette svarte til en nedgang på ca. 15 prosent fra året før omleggingen. Det er likevel vanskelig å fastslå at skatteomleggingen innebærer en varig reduksjon i eiendomsskatten i denne størrelsesorden, i og med at det er tale om et systemskifte i beregningsmåten. Eiendomsskatten etter den nye ordningen er påvirket av gjennomgående lave kraftpriser i de foregående årene. Hvis prisene øker vil skatteinngangen øke tilsvarende og kan i prinsippet bli like høy eller høyere enn ved den tidligere beregningsmåten.

12. Strukturelle endringstendenser i kraftnæringen

Dagens næringsstruktur i den norske kraftnæringen skiller seg fra andre land ved at vi har et stort antall mindre og mellomstore selskaper foruten et titalls større samt et par selskaper av dominerende størrelse (Statkraft og Hafslund/Viken). Kun de to sistnevnte er store i nordisk målestokk. Denne strukturen kan synes lite effektiv med tanke på å produsere strøm frem til forbrukerne for en billigst mulig pris. Den eksisterende strukturen har historiske årsaker, men eksisterer fortsatt blant annet fordi de tradisjonelle eierne, kommuner og fylkeskommuner, har vært lite krevende når det gjelder å stille krav til avkastning. De senere årene har vi sett en tendens til konsentrasjon i næringen. Flere forhold virker som drivkrefter på utviklingen.

En forutsetning for de strukturelle endringer som kan observeres i næringen, er *mulighetene for endringer på eiersiden i selskapene*. På 1990-tallet begynte de tradisjonelle eierne, kommunene, å vurdere hensikten av å ha eierskap i kraftselskap. Dette ble aktuelt fordi noen offentlig (kommunalt) eide selskaper la opp til en vekststrategi for å oppnå stordriftsfordeler. I tillegg kom private aktører på banen. Muligheten for salg og erkjennelsen av at kommunalt eierskap ikke var en nødvendighet for å sikre folk tilgang på elektrisitet, har fått mange kommuner til å selge seg ut eller vurdere dette. Argumenter for salg har blant annet vært at:

- Lokalt eide kraftselskaper representerer store verdier. Ved å selge, skaffer man tilveie kapital til andre gode formål som vil kunne øke det samlede velferdstilbudet i kommunen.
- Ved salg med påfølgende finansinvestering av salgssummen vil kommunen oppnå en skattemessig fordel. Mens kraftselskapene må betale skatt av overskuddet, vil kommunen slippe skatt på finansinntekt.
- Innbyggerne vil i alle tilfeller være sikret et tilstrekkelig godt tilbud av elektrisitet.

Argumenter imot salg er blant annet:

- Man skal ikke selge "arvesølvet". Mange føler seg usikker på hva fremtiden vil bringe. Manglende kunnskap og følelsesmessige bånd er med andre ord med på å holde igjen for salg. I et kommunestyre er det mange som må overbevises.
- Selger kommunen, vil inntekten av salget bli tatt ut i forbruk fordi presset til å bruke midlene på ulike "gode" formål blir for stort. Etter en stund sitter man igjen med lite eller ingen ting.
- Ved å eie sitt "eget" kraftselskap, kan man bidra til å holde nede prisen på elektrisitet til egne innbyggere. Dette skjer ofte ved kryssubsidiering.
- Forventning om verdiøkning på sikt.

Tendensen til et økende privat eierengasjement i kraftselskapene, samtidig som noen kraftselskaper kjøper opp andre fører til en eiermessig konsentrasjon der færre kommuner blir stående som eiere. I dag er kommunene fremdeles den helt dominerende eiergrupperingen. Med dagens salgstempo i kommunene, vil det ta mange år å gjennomføre en omfattende nedtrapping av det kommunale eierskapet. Beslutning om salg impliserer demokratiske prosesser i kommunene som tar tid. Men vi skal ikke se bort fra at det på et tidspunkt kan utløses et "salgsskred", f.eks som følge av bevisstgjøring, økt pengebehov eller fordi "alle andre gjør det". En reduksjon av de kommunale eierandelene virker uunngåelig på sikt.

Slik det nå ser ut, kan vi i fremtiden få en struktur med ett dominerende selskap på produksjonssiden foruten noen middelsstore selskaper. Også innen omsetning og nettvirksomhet kan det se ut som om noen få selskaper dominerer sterkt. Faren for en oligopolstruktur som kan virke hemmende på konkurransen er til stede, særlig på produksjonssiden. Også på underleverandørsiden vil vi få økt konsentrasjon blant de som opererer på det nasjonale og internasjonale markedet. Folk i næringen hevder at det går mot spesialisering og konsentrasjon om kjernevirksomheten i de store selskapene. Før drev de store leverandørene med "alt til vannkraft". Nå rendyrker de sitt forretningsområde. Man ønsker å sitte igjen med det man er god på og være konkurransedyktig internasjonalt på dette (Hope et al, 2002).

Et annet spørsmål i denne sammenhengen er i hvilken grad den norske kraftnæringen vil bli *influert av næringen internasjonalt*. Europeiske kraftselskaper er svært store i forhold til de norske og har ressurser til å kjøpe opp store deler av norsk kraftnæring. Blant aktuelle motiver kan nevnes: (1) Utvidelse av eget marked gjennom oppkjøp, (2) sikring av strømtilførsel til egne kunder, særlig i topplastperioder, og (3) spekulasjon. Et lite land som Norge representerer et lite marked og har trolig begrenset interesse. Mest aktuelle motiv er trolig å sikre strømtilførsel til kunder på kontinentet i perioder i døgnet med toppbelastning. Med en raskt regulerbar strømproduksjon er norske kraftverk i stand til å møte dette ønsket. Foreløpig har begrenset transportkapasitet til Kontinentet begrenset interessen. Først når eventuelle nye kabler til Kontinentet og Storbritannia er endelig besluttet²⁹, vil vi få svar på dette. Men all den stund Norge de siste årene har produsert mindre kraft enn vi har forbrukt, totalt sett, er det slett ikke sikkert interessen vil være så stor. Kraft er en internasjonal stapelvarer (commodity-) der tilgangen er forholdsvis god og prisen avgjør. Sjansen for utenlandsk eierengasjement i den norske kraftnæringen virker alt i alt usikker.

Den viktigste internasjonale påvirkningen er prisen på strøm som nå blir fastsatt på et nordisk marked der det blir en felles systempris med regionale justeringer for transportkostnader og topp/bunn belastninger (ref. NordPool). På lang sikt, med bedre forbindelser til kontinentet, kan en tettere tilkøpling tenkes å heve prisen på norskprodusert kraft noe fordi strømprisene der er høyere. Dermed gis det rom for høyere pris ved eksport sydover. Dermed kan norske kraftverk også bli mer verdifulle og få økende aktualitet som spekulasjonsobjekter. Ikke minst

²⁹ Dette synes i øyeblikket usikkert, ref. fotnote i avsnitt 2.1.1.

for Statkraft som unngår bestemmelsen om hjemfallsrett kan det lønne seg å kjøpe opp norske kraftverk nå.

Den funksjonelle strukturen i norsk kraftnæring er i ferd med å endres. Salg av kraft til forbrukere er en type aktivitet som har lite til felles med de øvrige, mer teknisk pregete aktivitetene. Folk på salgssiden i næringen sier at en ideell oppdeling ville være å skille ut salgsdelen samt den delen av nettaktiviteten som direkte berører forbrukerne (dvs. influerer på produktinnholdet gjennom tilkøpling, service etc.) i egne enheter. Når dette har funnet sted i ganske liten utstrekning hittil, kan det henge sammen med at for å få hånd om en kundemasse, har man måttet kjøpe hele selskapet siden de fleste selskapene er integrerte virksomheter. Dessuten er det jo også ønskelig å samle nettvirksomheten i større enheter av effektiviserings-hensyn. Det kan derfor tenkes at man har for seg en konsentrasjonsprosess som av praktiske grunner går i to faser (satt på spissen, i realiteten vil vi ha en overlapping); først slår man sammen flere integrerte selskap i større enheter. Dernest deles de opp i funksjonelle enheter.

Nettvirksomhet og kraftproduksjon er i dag skilt fra hverandre etter krav fra myndighetene. Men begge aktivitetstyper blir ofte drevet av samme energiverk. Dette er produksjonsaktiviteter av klart forskjellig karakter. På sikt virker det rimelig å anta at det enkelte energiverk vil velge enten den ene eller den andre typen aktivitet. Størst kommersiell interesse har kraftverkene som er en aktivitet med såvel risiko som fortjenestemuligheter knyttet til værforhold og prissvingninger på elektrisitet. I nettselskap er det stordriftsfordeler å hente. I kraftproduksjon kan det oppnå kostnadsbesparelse ved samordnet drift av flere krafttasjoner med blant annet fjernstyring fra en felles driftssentral³⁰. Dette er momenter som virker for en endring mot større og færre selskaper.

Slik utviklingen avtegner seg, ser det ut til å gå mot en spesialisering blant selskapene i to eller tre ledd:

- Enten produsenter i første ledd og omsetnings- og nettselskaper i annet ledd,
- eller en spesialisering innenfor hver av de tre kategoriene.

Slik det ser ut i dag virker det som om utviklingen går i retning av det første alternativet. På lang sikt kan likevel det andre alternativet være et aktuelt scenario. Men grensene mellom

³⁰ Ref. BKK.

nettselskapenes og omsetningsvirksomhetenes virkeområder kan som tidligere nevnt muligens bli noe forskjøvet.

Også på underleverandørsiden vil vi få økt konsentrasjon blant de som opererer på det nasjonale og internasjonale markedet.

Argumenter for en fortsatt struktur av integrerte energiverk er vanskeligere å se. Ett argument er at kunnskapsflyten mellom forskjellige aktivitetstyper må antas å være bedre i et integrert selskap. Dette er spesielt viktig når man skal utvikle nye produkter, da dette ofte krever kombinasjon av markedskunnskap og teknologisk kunnskap i innovasjonsfasen. Vi kan derfor tenke oss at noen selskaper vil satse på å kombinere nettvirksomhet, primært distribusjonsnett, og omsetning, da dette er en kombinasjon som innebærer muligheten for nye eller forbedrete forretningskonsepter.

13. Regionale effekter av reguleringsregime, organisering og teknologiske endringer innen kraftsektoren

Denne delen av rapporten tar for seg kraftnæringens regionale utvikling. Hva preger utviklingen med hensyn til eierforhold, lokalisering, geografisk arbeidsdeling og hvilken rolle har reguleringsmessige betingelser generelt, og vilkårene i konsesjonsbestemmelsene om hjemfall spesielt? Sentralt i denne gjennomgangen er hjemfallsregimets betydning.

Eierskap og regionale effekter - en teoretisk gjennomgang

I en drøfting av hjemfall blir spørsmålet om *eierskap* viktig både i forhold til vilkårene for næringen, og hva denne næringen gir av eksterne effekter. Kraftmarkedet består allerede av ulike typer eiere; statlige, kommunale (fylkeskommunale) og private, og i den sistnevnte gruppen er det både norske og utenlandske eiere. Hvilke implikasjoner ulike former for eierskap har for regional utvikling, er et element i diskusjonen om hjemfallsregime. Vi vil innlede denne drøftingen med en teoretisk gjennomgang av organisasjonsutvikling, eierforhold og lokalisering også med referanse til noen eksempler fra kraftnæringen.

Organisasjonsstruktur og lokalisering

Fallrettighetene er knyttet til produksjonsanleggene, og hvem som eier og driver disse. Utgangspunktet for vår innledende teoretiske drøfting er derfor avgrenset til effekter først og fremst relatert til produksjonens lokalisering, sett i forhold til hvor hovedkontoret befinner seg. Hva slags virksomheter et sted har, avhenger av ressursgrunnlaget, i tillegg også hvordan

foretakene har valgt å organisere sin virksomhet. Ingen organisasjoner er identiske fordi de er unikt utformet på basis av det enkelte foretaks historiske bakgrunn, organisasjonskultur, størrelse, geografiske spredning og den virksomhet som drives. Det er likevel mulig å identifisere noen hovedformer: 1) funksjonelle foretaksorganisasjoner, 2) divisjonaliserte foretaksorganisasjoner og 3) divisjonaliserte foretaksorganisasjoner med holdingsselskap (Rumelt, 1974). En tradisjonell funksjonell foretaksorganisasjon består ofte av en enhet plassert på et geografisk sted. Den organisasjonsformen er særlig vanlig i mindre foretak og i virksomheter konsentrert rundt en næring, og var en enerådende organisasjonsform fram til 1920 (Chandler, 1977). I divisjonaliserte foretak er derimot enhetene ofte (men ikke alltid) geografisk adskilt.

Tendensen til økt oppsplitting og standardisering av arbeidsgaver (de-skilling, automatisering) i deler av produksjonsprosessen samt ny transport- og kommunikasjonsteknologi, gjorde det etter hvert geografisk mulig å spre virksomheten. Med ulike lokaliseringer, har foretaket muligheter til å utnytte ulike steders komparative fortrinn, det være seg tilgang til naturressurser, arbeidsmarked, infrastruktur eller institusjonelle rammebetingelser i form av lovverk, støtteordninger og konkurranseforhold. I enkelte tilfeller er også lokalisering et resultat av nye teknologi og produktinnovasjoner. Innen kraftnæringen ble det for eksempel etter hvert vanlig å kombinere produksjonen fra flere verk, og på den måten utnytte fordeler som hadde sammenheng med at tilsig (nedbør), kapasitet og effektene varierer (jf kapittel xx). Diversifisering kan omfatte produktområder, geografi eller disse to i kombinasjon (Rumelt, 1974). Ved å fordele virksomheten på flere geografiske områder, spres risikoen, samtidig som foretaket har muligheten til å koordinere aktiviteter i ulike geografiske områder. Denne geografiske arbeidsdelingen kan noen ganger innebære at produksjon og hovedkontor er geografisk atskilt (funksjonell arbeidsdeling). For eksempel har BKK produksjonsanlegg blant annet i kommunene Vaksdal, Samnanger og Modalen, mens hovedkontor og nettdivisjonen er samlet i Bergen. BKK er for øvrig konsentrert om kraftsektoren. Andre selskaper som for eksempel i Norsk Hydro, utgjør kraftproduksjonen en av flere virksomheter i tillegg til oljereelatert virksomhet, aluminium, kunstgjødsel med mer.

Kraftnæringen i Norge er organisert på ulike måter og varierer også mye ut fra aktiviteter som produksjon, omsetning og overføring. Betegnelser som benyttes er produksjonsverk, industriverk (kraftproduksjon knyttet til den kraftkrevende industri) og nettselskaper. I tillegg er det etablert selskaper som bare driver med kjøp av kraft for videresalg til sluttbrukere og

energiverk, samt selskaper som driver megling og formidling av kraftkontrakter (Faktaheftet, 2001).

Foretakets geografiske arbeidsdeling kan være resultat av flere ulike prosesser som nyetableringer, vekst eller rasjonalisering i eksisterende virksomhet, nedleggelse, fusjoner og oppkjøp. Disse prosessene er endringskomponenter som påvirker den romlige fordelingen av næringslivet generelt, i tillegg til fordelingen av funksjoner internt i det enkelte foretak.

Uavhengig av næring er det vanlig at hovedkontoret har en sentral plassering. Det preger også lokaliseringsmønsteret i Norge. Av landets 100 største bedrifter i år 2000, var det 70 som hadde hovedkontoret i Oslo-området.³¹ Lokaliseringen av hovedkontoret er noen ganger knyttet historisk opp mot hvor selskapet opprinnelig ble etablert, andre ganger er dette resultat av en flytting. En storbylokalisering gir ofte nærhet til kunder, leverandører, samarbeidspartnere og konkurrenter. Noen foretak vil også vektlegge betydningen av å være i nærheten av sentrale beslutningstagere. Dessuten blir en plassering av hovedkontoret atskilt fra produksjonsenhetene mer "nøytralt" enn om enheten skulle vært samlokalisert med en av disse.

I det hele tatt vil tendensen til større foretak, flere enheter, økt geografisk og næringsmessig diversifisering som av og til strekker seg utenfor landets grenser, ofte gi en intern arbeidsdeling i foretaket og hovedkontor som preges av kompleksitet, oppsplitting og spesialisering av funksjoner. Disse faktorene bidrar til å befeste de forholdene som gjør at mange hovedkontorer etableres, forblir eller flytter til de største byene (Rusten, 1990). Et annet forhold som forklarer selskapenes lokaliseringsmønster, er at storbyene seg i mellom danner hierarkier. Det ser en ved at selskap som velger å etablere et hovedkontor i Bergen, også sørger for å ha et avdelingskontor i Oslo. Derimot er det langt mindre vanlig at Oslo-selskaper etablerer et avdelingskontor i Bergen (Rusten, et al., 1999).

Det vi her har beskrevet om lokaliseringsmønsteret for hovedkontorer i Norge, gjelder for næringslivet generelt. Norske kraftselskaper har tradisjonelt hatt en lokal/regional orientering. Tendensen til større organisatoriske enheter med større geografisk uttrekning, vil nok også for denne næringen innebære at stadig flere av hovedkontorene blir konsentrert til storbyene.

³¹ *Norges største bedrifter, 2000.*

Noen ganger er hovedkontorets plassering resultat av en omlokalisering, i realiteten en justering av en eller flere historiske lokaliseringstilstander. I foretak som består av flere geografisk atskilte enheter, vil flytting av en enhet påvirke avstanden mellom denne og de andre enhetene. I noen tilfeller kan dette nettopp være et flyttemotiv. Holdingsselskaper som velger å atskille hovedkontoret fra driftsenheter, eller fusjonerte parter som enten velger å slå hovedkontorene sammen eller å velge en helt ny plassering, er alle eksempler på dette. Valget av lokaliseringstilstander er gjerne et resultat av maktfordelingen mellom de ulike partene i fusjonen. Et geografisk atskilt hovedkontor fra produksjonen gjør det lettere for ledelsen å foreta bedriftsøkonomiske vurderinger, og om nødvendig justere driften uten for sterk påvirkning av interesser fra de ulike enhetene. En omlokalisering av hovedkontoret påvirker ikke bare den geografiske arbeidsdelingen i det enkelte foretak, men endrer også den geografiske posisjonen i forhold til andre foretak og øvrige eksterne omgivelser.

I forhold til hovedkontoret har vi referert til organisasjonsmodeller hvor disse er enten samlokalisert eller funksjonelt atskilt. I tillegg finnes det også tilfeller hvor selskapet opererer med hovedkontorer på ulike geografiske nivåer (intrafunksjonell arbeidsdeling). Dette vil vanligvis være et konsernkontor og divisjonskontorer eller hovedkontor knyttet til datterselskaper. Det kan være flere årsaker til at selskapene har hovedkontorfunksjonene spredt på denne måten. Det finnes noen tilfeller hvor det er upraktisk å samle all ledelse og administrasjon til ett sted. Kanskje er de geografiske avstandene mellom enhetene svært store. Det er kanskje heller ikke så mye å hente i form av stordriftsfordeler eller samdriftsgevinster ved å samle virksomheten fordi produktområdene blir svært forskjellige. Kanskje er det mer viktig at divisjonskontoret blir strategisk plassert i forhold til en av produksjonsenhetene eller i nærheten av konkurrenter. Et eksempel på dette er for eksempel Norsk Hydro som har valgt å legge divisjonskontoret for olje og gass til Bergen, mens konsernhovedkontoret er i Oslo.

Samlokalisering kan aktualiseres ved fusjon eller oppkjøp. Det kan være løsningen hvis det er ønskelig å integrere partene, men en risikerer samtidig betydelig avskalling av ansatte. Særlig kan det bli konsekvensene hvis avstanden som omfattes av flytteprosessen, medfører at de ansatte får ubekvemme arbeidsreiser eller må flytte. Ofte blir det en avveining mellom gevinstene som oppnåes ved integrering versus verdien av å kunne beholde arbeidskraften. Et kompliserende element i avveiningen mellom strategier er at en ikke vet hvem eller hvor mange som flytter. (Det må for orden skyld også tilføyes at det finnes omlokalisering-

eksempler hvor ”frivillig” nedbemanning nettopp har vært noe av hensikten). Sammenslåing av kraftselskaper i helt forskjellige deler av landet kan resultere i denne type avveininger. En rekke studier av fusjoner og oppkjøp i ulike bransjer tyder på at bedrifter ikke er spesielt flinke til å ta ut stordrifts- og samdriftsgevinster (Meyer, 2000). Riksrevisjonen (1999) er tilsvarende noe usikker på om kraftselskapene har klart å redusere kostnadene i de tilfellene hvor kommunalt eide selskaper har blitt endret til A/S.

Et annet moment som forklarer hvorfor selskaper i en fusjonsprosess velger å beholde flere hovedkontorer kan være knyttet til merkevare eller image. Slike faktorer teller selv for et homogent produkt som strøm. Kraftprodusenten BKK hadde for eksempel i sin tid en reklamekampanje i media hvor de anbefalte kjøp av strøm basert på regnvann fra Bergen og mange bergensere synes å ha en slik lojalitet selv om BKKs strøm langt fra har vært det billigste i markedet. Fysisk tilstedeværelse i et marked kan også være et ledd i en slik imagebygging, ikke minst for utenlandske aktører. Eksempler på dette finner vi for eksempel innenfor banksektoren. Skandiabanken har for eksempel sett betydningen av å ha en adresse i Norge, selv om de aller fleste tjenester skjer på nettet. Slike ”symbolkontorer” er også velkjente trekk hos blant annet britiske selskaper som ønsker innpass på det amerikanske markedet. Det er med andre ord en måte å etablere tillit på, og som er knyttet til hvem du er og hvor du har tilhold. Ut fra samme argumentasjon kan en også tenke seg at en del kraftselskaper selv etter en fusjon vil velge å beholde regionale administrative enheter som representasjonskontor.

Enkelte selskaper velger også to hovedkontorlokaliseringer ut fra et ønske om å være representert på to børser. Young, et al. (2000) rapport om hovedkontororganisering nevner Royal Dutch Shell/Shell som eksempler. Mer vanlig årsak til at et selskap ser en betydelig verdi i å ha flere hovedkontorenheter, er at disse innehar ulike og unike roller.

Hovedkontorets rolle

Et hovedkontor har ulike roller som varierer i betydning alt etter behov og om selskapene har valgt å utføre oppgavene innomhus eller kjøpe tjenester hos andre, noe som framgår av tabell 11. I noen selskaper finner en alle de tre nivåene godt utviklet innomhus. Andre selskaper har valgt en organisasjonsmodell som innebærer at hovedkontorets aktiviteter er fokusert om den strategiske kjerne, mens alt annet enten er desentralisert til divisjonene eller ”outsourcet.” IKT har gjort at det er blitt langt lettere å velge organisasjonsmodeller som innebærer at ikke alle

oppgaver er samlet på ett sted, og dermed ført til at en rekke hovedkontorer er konsentrert om de oppgavene som betegnes som den strategiske kjerne. Andre oppgaver som i tabellen hører under oppgaveområdene policyutforming og tjenesteproduksjon, er enten desentralisert til andre deler av organisasjonen eller kjøpes utenfra. Innen kraftnæringen ser vi også av og til et organisatorisk og geografisk skille mellom overordnede konsernopp-gaver og den teknologiske ”kommandosentralen” for de ulike driftsenhetene.

I følge en nylig publisert internasjonal studie om hovedkontorstrategier på tvers av sektorer og som har tatt for seg 600 selskaper i 7 ulike land (Tyskland, Nederland, Frankrike, Storbritannia, USA, Japan og Chile), er tendensen til slike ”smale” konsernhovedkontor økende. I disse selskapene får dermed datterselskapene en viktigere rolle enn i tradisjonelle ”topptunge” hovedkontor. Mer omfattende blir også de eksterne koblingene. De regionale gevinstene for de områdene som er vertskap for denne type datterselskaper, kan dermed bli relativt omfattende, men samtidig stiller dette økte krav til kompetanse og tjenestemiljø. For Norges vedkommende vil det stort sett bare være storbyene, og spesielt Oslo-området som egner seg som lokalisering for disse viktige hovedkontorene.

Tabell 11. Hovedkontorers tre roller, eksempler på oppgaver og kjennetegn (basert på Young et al. 2000)

ROLLE	OPPGAVE- EKSEMPLER	KJENNETEGN
Strategisk kjerne	Hente inn kapital, ha overordnet kontroll, utarbeide og publisere regnskaper, betale skatt	Essensielle oppgaver som ikke er lett å overlate til divisjonene
Policy utforming	Strategisk rådgivning, planlegge, forhandle og utarbeide standarder	Myndighet Kan overføres til divisjonene for å gi dem økt ansvar
Tjenester	Informasjonssystemer, lønnsystemer, opplæring	Etterspørres av divisjonene Kan delegeres eller outsources Sentralisering er motivert ut fra ønske om å oppnå stordriftsfordeler, samdriftsfordeler eller spesialisering

Tilsvarende vil økt grad av internasjonal markedsorientering og geografisk diversifisering medføre at nærhet til en internasjonal flyplass vil være en betydelig fordel. Den nye økonomien har nemlig ikke eliminert behovet for møtevirksomhet ”ansikt til ansikt,” men snarere utvidet kontakthorisonten for mange foretak.

Utenlandsk overtagelse behøver heller ikke å bety at den strategiske enheten forsvinner ut av landet. Det nederlandskeide selskapet Nutreco som kjøpte opp Hydro Seafood har for eksempel valgt å lokalisere hovedkontoret for konsernets samlede oppdrettsvirksomhet til Bergen. Noen ganger kan dessuten fortolkningen om hvor hovedkontoret egentlig befinner seg bli svært komplisert blant annet fordi det går et skille mellom juridisk adresse og hvor kontrollfunksjonene de facto befinner seg. Eksemplet DnB, med juridisk hovedkontoradresse i Bergen, men med de fleste hovedkontorfunksjoner plassert i Oslo, er velkjent i en norsk sammenheng. Avsnittet nedenfor drøfter ulike organisasjonsmodeller som vedrører datterselskapets status mer i detalj.

Datterselskapets status

I forhold til en diskusjon om hvordan fusjoner og oppkjøp innenfor kraftbransjen påvirker den geografiske arbeidsdelingen og regional utvikling vil det både være relevant å fokusere på retning (basert på hvor hovedkontoret havner), avstand (hvilke enheter og lokaliteter som skifter eier) og omfang (antall enheter og lokaliteter i organisasjonene før og etter sammenslåingen).

Eiersituasjonen i et foretak er ikke alltid stabil, men påvirkes av fusjoner, og oppkjøp. Det er her nærliggende å nevne noen historiske eksempler fra den kraftkrevende industrien. Rundt forrige århundreskifte fikk en rekke norske foretak likviditetsproblemer, og måtte søke utenlandsk hjelp. Samtidig ble industrialiseringsprosessen påskyndet gjennom en rekke utenlandske nyetableringer, som særlig var knyttet til utnyttelsen av fossekraft. Senere ble selskaper som Hafslund og Borregaard kjøpt hjem, (Hodne, 1981). Våren 2003 forhandler det finske selskapet Forthun om å få kjøpt Hafslund Energi, og den politiske debatten om det offentlige myndighetene bør gripe inn for å stoppe dette går fortsatt høyt.

Eierforhold og regionale effekter er gjerne knyttet til begrepet *ekstern kontroll* (Love, 1989, Massey, 1984). Om kontrollen skal defineres som ekstern eller ikke, vil imidlertid være avhengig av geografisk nivå (Rusten, 1990) For eksempel vil et foretak med driftsenheter

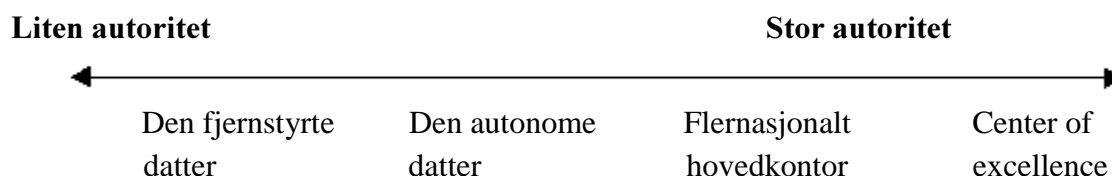
lokalisert til en annen region (landsdel, fylke) enn hovedkontoret, være eksternt kontrollert ut fra et regionalt perspektiv, mens den samme virksomheten er internt kontrollert fra et nasjonalt synspunkt.

Med henblikk på å kunne utnytte felles ekspertise og infrastruktur vil det være mer rasjonelt med en sentralisert kontrollstruktur i de tilfeller hvor flere av foretakene er integrert i en felles produksjonskjede enn de tilfeller hvor konsernet er et konglomerat med foretaksenheter bestående av flere ubeslektede virksomheter og næringer. Ledelse på ulike nivåer kan dermed være fordelaktig i de tilfeller hvor datterforetakene betjener ulike land. Flerregionsforetak vil ofte velge å legge hovedkontoret til landets viktigste by (Evans, 1973, Rusten, 1990).

Den overordnede beslutningsmyndighet og de strategiske beslutninger tillegges vanligvis hovedkontoret. Mer komplisert blir imidlertid situasjonen for de organisasjoner som opererer med hovedkontorer på ulike nivå. I noen tilfeller vil autoritet og makt være sentralisert til et hovedkontor, mens andre preges av en desentralisert struktur hvor datterselskapene er gitt betydelig autoritet og beslutningsmyndighet (Mintzberg, 1979, Rusten, et al., 1999).

I forhold til datterselskaper kan en skille mellom fire hovedformer. Den første er ”**Den fjernstyrte datter**”, som tilsvarer Galbraith (1994) sin såkalte ”mor-barn” modell, og som innebærer at kontroll, strategi og produktutvikling konsentreres til konsernhovedkontoret. Dreier dette seg om et utenlandsk selskap vil dermed viktige kontroll og beslutningsfunksjoner befinne seg i eierlandet. Datterselskapet beslutningsmyndighet er svært begrenset og virksomheten har en ren utførende rolle i forhold til de pålegg som kommer fra overliggende nivå. Konsernet preges følgelig av en sentralisert styringsstruktur. I den neste organisasjonsformen, ”**Den autonome datter**”, har datterselskapet en mye friere stilling og større grad av beslutningsmyndighet i forhold til strategivalg for egen virksomhet. Organiseringen av datterselskapet vil i slike tilfeller ofte ligge tett opp til det en finner i vertslandet. Et ledd i dette er anvendelsen av lokale ledere (Behrman og Grosse, 1990). En mer desentralisert styringsstruktur vil virke stimulerende på datterselskapet og bidra til å gjøre virksomheten attraktiv i rekrutteringssammenheng. Den tredje organisasjonsformen ”**Flernasjonalt hovedkontor**” innebærer at datterselskaper også har autoritet og beslutningsmyndighet også i forhold til avdelinger i andre land. Den siste organisasjonsformen, og den som det er knyttet mest autoritet til, er ”**Center of excellence**,” også kalt ”center of responsibility.” Med denne modellen vil den mest avanserte enheten innenfor gitte funksjoner

få et kompetansemessig ansvar på vegne av konsernet innenfor et gitt segment. En slik rolle vil også kunne innebære at kompetanseenheten blir en ressursbase som også andre deler av konsernet kan trekke på.



Figur 3. Bedriftene fordelt på organisasjonsformer

En studie av utenlandskeide selskaper i Norge tyder på at svært mange datterselskaper har en forholdsvis autonom status (Rusten, et al., 1999). Mye av forklaringen på dette kan relateres til etableringsmotivet som i mange tilfeller er et ønske om å befeste eller vinne markedsandeler og være orientert mot det norske markedet. Da er det viktig å kjenne norske forhold, følgelig velges ofte fusjoner og oppkjøp som etableringsstrategi. På den måten overtas både nettverk, kompetanse og nøkkelpersonell fra den oppkjøpte bedriften. I motsetning til nyetableringer, gir dette en virksomhet som i stor grad allerede er "situert". Slike oppkjøp innebærer sjelden at det utenlandske konsernet innplasserer eget personell i nøkkelposisjoner. Samlet kan en slik strategi bidra til å gi avdelingen en relativ autonom posisjon i forhold til morselskapet.

Utviklingsforløpet for en virksomhet som blir kjøpt opp utenfra, kan i prinsippet anta ulike retninger. Endringer i kontrollstrukturen som følge av at foretak blir kjøpt opp, kan noen ganger komme til å påvirke foretakenes nettverk av underleverandører. Andelen av lokale vare- og tjenesteleveranser svekkes i og med at disse innkjøpene ivaretaes og samordnes av hovedkontoret eller konsernenheter lokalisert andre steder. Dette medfører tap av nøkkelpersonell, funksjoner og arbeidsplasser, noe som både har ødeleggende effekt på det oppkjøpte foretaket og for regionen generelt. Det motsatte scenarioet blir at det eksternt eide foretaket tilfører kunnskap og ressurser til det lokale foretaket og til regionen. Alternativt kan slike ressurser bli drenert og flyttet ut. Hva som blir utfallet er ikke bare avhengig av hvem aktørene er og hva som er strategiene. Organisatoriske løsninger vil også i betydelig grad være styrt av egenskaper ved de omgivelsene foretaket er lokalisert i. Positive ringvirkninger i

form av koblinger til omgivelsene har sannsynligvis de beste forutsetninger i storbyområder hvor et differensiert og relativt omfattende tilbud av tjenester, varer og arbeidskraft er tilgjengelig. Disse faktorene bidrar til å befeste de forholdene som gjør at mange hovedkontorer etableres, forblir eller flytter til de største byene (Rusten, 1990). Behovet for sentralisering forsterkes av at foretakene får en internasjonal markedsorientering (Rusten, et al., 1999).

Eierforhold og regionale effekter

Vi har her valgt å konsentrere drøftingen om regionale effekter på vare- og tjenestekjøp, sysselsetting, kompetanse og FoU da dette er faktorer som kan tenkes å bli påvirket av eierforholdene i selskapene. Andre effekter som for eksempel skatter og avgifter er betydelige inntektskilder for en del distriktskommuner, men disse inntektene er verksrelaterte. Disse påvirkes ikke av hvor hovedkontoret befinner seg, og er derfor utelatt fra drøftingen.

Hovedkontorers lokaliseringmønster og implikasjonene av ekstern kontroll har vært et sentralt tema innen økonomisk geografi. Blant annet har flere studier konkludert med at lokalt eide foretak har en større tendens til å hente varer og tjenester fra de nære omgivelsene enn foretak med hovedkontoret lokalisert andre steder (Firn (1975), Britton (1976), Love (1989)). En annen konsekvens av eksternt eide foretak, er at disse i mange tilfeller har en mindre andel høyere ordens funksjoner sammenlignet med lokalt eide foretak (Firn, 1975, Bassett, 1984). En del studier har påvist at lokalt eid foretak har en større tendens til å hente tjenester fra de nære omgivelsene enn foretak hvor kontroll og lederfunksjoner er lokalisert andre steder (Firn, 1975, Britton, 1976). Valget av underleverandører er blant annet preget av hvem og geografisk hvor slike beslutninger taes. Skjer dette sentralt i hovedkontoret er det ikke like sikkert at de har firmaet Pettersen & Pettersen i tankene som en mulig leverandør, enn om denne type beslutninger overlates til datterselskapet som har denne nevnte bedriften i nærheten av seg.

Endringene i kontrollstrukturen som følge av at foretak blir kjøpt opp, vil dermed kunne svekke det lokale nettverket av underleverandører. Nyere studier gir imidlertid grunnlag for å nyansere dette bildet betydelig, noe også vår gjennomgang her viser. Regionale ringvirkninger avhenger av to forhold; det flernasjonale foretakets strategi og organisasjon, og forholdet i hjemlandet og ikke minst vertslandet. For så vidt kan vi bruke lignende resonneringer i de tilfeller hvor datterselskaper er eid av foretak lokalisert i andre deler av landet.

Vår konklusjon i en studie av utenlandske datterselskap i Norge, er at disse hadde en relativ autonom status (Rusten, et al, 1999). Ofte hadde de det norske markedet som sitt spesialfelt, eller hadde en unik teknologisk kompetanse i forhold til resten av konsernet. I de fleste tilfellene var også koblingene i vertslandet relativt sterke. Unntakene var noen av selskapene innen den kraftkrevende industri lokalisert til ensidige industristeder. Behovet for lokale koblinger er mindre viktig i de tilfeller hvor produksjonen er forholdsvis standardisert, enn de tilfeller hvor virksomhetene er mer orientert mot det norske markedet. Heller ikke tilfeller hvor morselskapets investering dreide seg om en ren kapitalplassering svekket koblingene i vertslandet. Snarere fant vi at disse selskapene ofte gav datterselskapene "frie tøyler" til å beholde og videreutvikle allerede eksisterende relasjoner. I det hele tatt synes det ofte å være slik at forretningsforbindelser før og etter oppkjøp ikke endrer seg nevneverdig. Det kan også faktisk noen ganger være slik at det å bli kjøpt opp av et selskap et annet sted i landet gir bedre betingelser for å samordne enheter og dermed slanke administrative funksjoner enn tilfeller hvor oppkjøpet skjer fra utlandet

Generelt sett er det slik at foretak har en langt videre leteprosess i valg av leverandører enn de hadde tidligere. Spesielt gjelder dette vareinnkjøp, hvor en i betydelig grad er pris- og kvalitetsbevisst og henvender seg til leverandører nært og fjernt. Imidlertid er det ting som tyder på at det ikke brukes like mye ressurser på sondering og valg av tjenesteleverandører, og at en i en del tilfeller velger nærliggende alternativer. En studie blant 416 industribedrifter i Norge, viste at relativt få satset på tjenesteleveranser utenfor egen region, men heller nøyde seg med noe nært hvis det var mulig (Rusten, 2000). En del bedriftsledere har dessuten en overordnet målsetting om å prioritere lokale leverandører der det er mulig, for på den måten å støtte opp om det lokale næringslivet som de selv er en del av. Nettopp vektlegging av de komponentene som her er nevnt, avgrensner klart hvor mye ressurser som kreves i leteprosessen. En slik «nærsynthet» når det gjelder bruk av avanserte tjenester³², synes sjeldent å bli gjenstand for grundige tester, så lenge løsningene fungerer tilfredsstillende for foretaket. Faktorer som særlig syntes å ha betydning er:

- Det å prioritere lokale leverandører som ledd i å forenkle selve leteprosessen.

³² Undersøkelsen omfattet deler av forretningsmessig tjenesteyting som blant annet bedriftsrådgivning, regnskap og revisjon, juridiske tjenester, markedsføring, edb-, engineering og andre tekniske tjenester i tillegg vikarbyråttjenester. Med unntak av den sistnevnte kategorien er dette tjenester som ikke er spesielt avstandsømfendtlige, men nokså lett kan kjøpes inn fra leverandører andre steder.

- Bruk av lokale leverandører gir flere tilgangsfordeler som bidrar til å redusere transaksjonskostnadene.
- Valg av leverandør er basert på personlige bekjenskaper, erfaring og uformelle avtaler snarere enn formaliserte og omstendelige kontrakter.
- Å basere valget av leverandør på egne eller andre bedrifters tidligere erfaringer, er en form for risikoaversjon.
- Valget styres av et uttalt ønske om å støtte opp om det lokale næringslivet som bedriften selv er en del av.

Med andre ord legges det heller ikke ned vesentlige ressurser i å sondere mellom alternativer i forhold til tjenestekjøp. Undersøkelsen vi her refererte til, baseres på små og mellomstore bedrifter (SMB), som er bedrifter med inntil 250 ansatte, riktignok i andre bransjer enn kraftsektoren (næringsmiddelindustri, mekanisk industri og elektroteknisk industri), men likevel av en størrelse lik mange av kraftselskapene. Også i forhold til de utenlandske bedriftene, fant vi det samme mønsteret i forhold til innkjøp. Det viser seg nemlig at de aller fleste får dekket det vesentligste av sine tjenestebehov i vertslandet (Rusten, et al., 2002). Noen ganger påvirkes også innkjøpene av en tredjepart. Petrolumslovgivningen hadde blant annet i de første årene krav om kjøp av norske varer og tjenester. Vi ser også at den norske konsesjonspolitikken har favorisert norske leverandører innen kraftnæringen. Dette har skjedd på to ulike måter: Blant annet har konsesjonspolitikken, i følge kraftselskapene, ført til få tilbud fra utenlandske konkurrenter og høye priser på norske leveranser (se Bjørndalen, 1992). På den annen side har tette koblinger mellom kraftselskap og leverandør medvirket til utvikling av et norsk industrielt miljø innen norsk kraftforsyning. I tillegg har konsesjonene hatt spesifikke krav som har hatt til hensikt å gagne allmennheten. Dette er imidlertid eksempler på effekter som vi anser for å være helt uavhengig av eierforholdene ut fra prinsippet om likhet for loven.

Eierforhold og valget av kompetansemiljøer

Det mest vanlige i følge litteraturen, er å knytte de sentrale FoU-aktivitetene til hjemmebasen (Behrman og Fischer, 1980, Porter, 1990, Fors, 1996). Derimot vil det i varierende grad parallelt foregå aktiviteter ute i datterselskapene.

Argumentasjonen for en **sentral organisatorisk FoU-løsning**, er skala- og samdriftsfordeler, eller kombinasjonen av disse to. Samtidig sikrer en slik sentralisert løsning kontroll med kjernevirksomheten. Geografisk nærhet til hovedkontoret reduserer dessuten transaksjons-

kostnadene mellom selskapets strategiske, finansielle og innovative kjerne. Spørsmålet blir så hvilken betydning denne type organisering har i forhold til det å skape ringvirkninger i hjemlandet. Rimeligvis vil det være slik at det er større sjanse for å få koblinger til norske FoU-miljøer hvis det norske datterselskapet på en eller annen måte er involvert, enn tilfeller hvor slike aktiviteter er lagt til andre deler av konsernet.

Endelig finnes det organisasjonsmodeller hvor *desentraliserte FoU-satsinger* mer dreier seg om *spesialisering* ut fra lokale fortrinn enn tilpasning (Fors, 1996). En slik desentralisert strategi kan gi FoU-kompetanse som kommer hele virksomheten til gode. Tilpasningsstrategiene kan dreie seg om:

- Lokale prosess- og produkttilpasninger
- Etablering av tekniske støttefunksjoner som først og fremst er tilpasset datterselskapets virksomhet
- Etablering av lokale FoU-aktiviteter som er ment å lette teknologioverføringen mellom mor og datter

Drøftingen hittil har beskrevet sentraliserte og desentraliserte FoU-relasjoner som om dette var to atskilte organisasjonsmodeller. Det er imidlertid, i følge Behrman og Fischer (1980), ikke uvanlig med en arbeidsdeling hvor grunnleggende forskning knyttes til morsselskapet, mens datterselskaper involveres i FoU-tilpasninger. Selskapene innen kraftsektoren i Norge har i betydelig grad valgt å legge FoU utenfor egen virksomhet og har i sin tid i stedet samarbeidet om opprettelsen av en felles enhet som nå er en del av SINTEF. Trondheim har også det offentlige selskapet Enova som er etablert for å fremme miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon i Norge. Virksomheten finansieres gjennom påslag av nett-tariffer og over Statsbudsjettet.

Eksterne oppkjøp kan derimot også ha positive regionale effekter. Større foretak kan lettere mestre konkurransen fra et mer internasjonalt marked, og dermed blir arbeidsplassene lokalt mer sikre. En utbredt myte er at utenlandske foretak ofte har andre koblinger når det gjelder leverandører og samarbeidspartnere enn hva vi finner blant *nasjonale* foretak. De utenlandske selskapene sies også å være mindre bundet lokaliseringmessig, enn det som gjelder for mange innenlandske virksomheter. Denne type påstander avvises bl.a. i en utredning nylig utført av Invest in Sweden (1998). Der hevdes det at forskjellene mellom utenlandske og svenske selskaper ikke er særlig store. Foretak, i hvert fall de av en viss størrelse, er uansett

eierstatus langt mer internasjonale enn tidligere. Hvilken etableringsstrategi selskapet benytter, er også faktorer som her blir avgjørende for hvordan datterbedriften i neste omgang kommer til å drive sin virksomhet. Internasjonale studier (Green og McNaughton, 1997 og Hill og Munday, 1995) og studier som har tatt for seg utenlandske etableringer i Norge (bla. Kvinge, 1994 og Benito, 1999, Rusten, et al., 1999) bekrefter alle at fusjoner og oppkjøp er den mest vanlige etableringsstrategien. Det er nemlig grunn til å anta at bedriftsdannelser med opprinnelse i fusjoner eller oppkjøp av landets egen virksomhet vil gi større likheter mellom norske og utenlandske selskaper, enn tilfeller hvor det utenlandske konsernet bygger opp virksomhet "etter sitt hode" helt fra grunnen av. Et tredje forhold som vil ha innvirkning på om det blir særlige forskjeller mellom innenlandske og utenlandske etableringer er knyttet til hva som er etableringsmotivet. Tilpasning eller spesialisering på basis av lokale betingelser, kultur, regulering ol. blir dermed også årsaker til at selskapene fra utlandet ikke skiller seg vesentlig fra de norske. Vannkraftanleggene er basert på stedbundne ressurser. I forhold til kompetanse på vannkraft er Norge dermed blant de ledende landene, og besitter en kunnskap som ikke så lett lar seg flytte.

Kraftnæringens utvikling - en empirisk gjennomgang

En gjennomgang av kraftnæringens historiske utvikling gir oss muligheter til å trekke sammenligninger mellom kraftmarkedet slik det ser ut i dag, med de betingelser og drivkrefter som preget aktørene den gang hjemfallsregimet ble initiert og implementert i de enkelte konsesjonene. En slik gjennomgang er også nyttig for drøftingen om hjemfall er egnet som reguleringsinstrument og om eventuelle endringer i denne type vilkår har regionale implikasjoner som følge av at eierforhold kan komme til å endres.

De første vannkraftverkene

Norske ingeniører var nokså raskt ute med å utvikle anlegg til industriformål. Treforedlingsbedriften Laugstøl bruk fikk elektrisitet fra vannkraft allerede i 1885, bare tre år etter det som regnes som det første året for alminnelig elektrisitetsforsyning. Lisleby bruk ved Fredrikstad etablert i 1877 regnes som det første vannkraftverket, og i årene fram til 1885 var det ca 30 små anlegg som forsynte fabrikk-anlegg og hus med lys (Vogt, 1971). De aller første anleggene var dermed lokalt eide. Mot slutten av 1800-tallet hadde Norge fått et komparativt fortrinn gjennom ny teknologi som var basert på utnyttelsen av vannkraftressurser. Produksjon av elektrisk kraft var en viktig forutsetning for papir og celluloseindustrien, etter hvert også produksjon av kalsiumkarbid, nitrogengjødsel, aluminium og andre lettmetaller. I

perioden fra 1905 til 1929 var den kraftkrevende industri sammen med skipsfart de to viktigste bærebjelkene i norsk økonomi (Hansen og Selstad, 1999). De større utbyggingene som etter hvert skjedde ved århundreskiftet ble imidlertid utbygd av utenlandske selskaper. Eksempler er Viglands foss kraftverk i Otra-vassdraget ved Kristiansand, som ble utbygd av engelskmenn. Tilsvarende har vi utbyggingen til Borregaard på vestre siden av Sarpefossen. Dette selskapet var den gang eid av Kellner Partington-gruppen i England. Sarpefossen ble også grunnlag for anlegget til Hafslund.

Tidsrommet fra 1890 fram til den andre verdenskrig blir karakterisert som fossespekulantenes storhetstid, hvor private norske oppkjøpere og kjøpere som representerte utenlandske selskaper skaffet seg eiendomsretten til en betydelig del av de fossefalls-ressursene som best var egnet for utbygging. Det ble i 1882 lagt fram et forslag i Stortinget om statlig kjøp av fosser i den hensikt å komme fossespekulanter i forkjøpet. Det var imidlertid først i 1907 at Stortinget gav bevilgninger av betydning til dette formål. Norsk Hydro hadde foretatt noen store fossekjøp, og en begynte å bli bekymret for at alle de viktigste fossene skulle komme over på utenlandske hender. En rekke statlige fossekjøp fant sted i perioden fra 1907 til 1920, ikke så ofte fra de opprinnelige eiere som fra private oppkjøpere. Fallrettighetene ved Nore, 100 km fra Oslo, ble ervervet av staten i 1907. De ville ha kontroll over denne kraftkilden, og hindre at den skulle bli utnyttet til industriformål. Etter hvert kom en debatt om statens rolle som aktør i kraftutbyggingen. De første utbyggingsprosjektene i statens regi ble satt i gang i 1913 for sikring av kraft til de større befolkningskonsentrasjonene på Østlandet. Fra 1920-tallet og fram til 1940 stagnerte den norske vassdragsutbyggingen som følge av økonomiske nedgangstider (Vøgt, 1971).

Mesna ved Lillehammer, som opprinnelig ble bygd av private, men overtatt av Lillehammer kommune i 1900, regnes som den første kommunale kraftutbygging. På begynnelsen av 1930-tallet hadde Norge over 1400 kraftverk på mindre enn 10 MW. Etter hvert som overførings-teknologien ble forbedret og etterspørselen økte, ble det mulig å samordne utbygging og anlegge til større verk. Fra 1906 opplevde Norge en betydelig oppgang i økonomien, og elektrisitetsforsyningen ble etter hvert allment utbredt. Ved folketellingen i 1920 hadde 64% av landets befolkning strøm i huset de bodde i, og det var på den tiden den høyeste utbredelse i verden. De fleste anleggene til allment formål var av langt mer beskjeden størrelse enn de som var bygget ut for industrien. Alminnelig forsyning var i hovedsak blitt kommunenes ansvar (primærkommuner, fylkeskommuner, og fellestiltak mellom kommuner). Utbygging

av elektrisk kraft for særlig kraftkrevende industri var blitt en oppgave for industrien selv, som en integrert del av industriinvesteringen. Utenom industrien var den private innsatsen derimot begrenset, og dreide seg hovedsakelig om mindre lokale kraftverk ute i distriktene. Staten går inn som kraftprodusent i 1920, og fikk dessuten en rolle som regulator. Den bidrog med elektrisitetsforsyning ved å bygge ut større kraftkilder ervervet gjennom tidligere år og levere strøm en gros til kommunale energiverk og til industrien. I Sverige fikk Staten langt tidligere en mer sentral rolle i kraftutbyggingen. Dette sammen med naturforholdene gav en annen regional utvikling. En begynte dermed langt tidligere å samordne produksjonen som i betydelig grad var lokalisert til områder langt fra folk. Samtidig ble kraftressursene styrt mot større industrisatsinger andre steder. Det utviklet seg etter hvert et meget nært samarbeid mellom Vattenfall og ASEA i utvikling av produksjon og overføringsteknologi (Schön, 1990). I Norge var kraftanleggene langt mer geografisk spredt.

Kraftkrevende industri og utenlandsk kapital

I symbiosen mellom kraftkrevende storindustri og kraftproduksjon hadde utenlandsk kapital og ekspertise en sentral rolle (Hodne og Grytten, 2002). En av de viktigste hendelsene i Norges vannkrafthistorie Sam Eydes initiativ til å etablere Norsk Hydro i 1906 for fabrikasjon av kvelstoffgjødsel, men senere metaller. Vi bør også nevne etableringen av Elektrokjemisk (senere Elkem). Disse to selskapene og flere andre større industrietableringer rundt 1906-20 var basert på betydelig deltagelse av utenlandsk kapital, nærmere bestemt britiske, franske, tyske, sveitsiske, amerikanske, svenske, kanadiske og danske eierinteresser. Utenlandske kapitaleiere hadde sett verdien av norske vannkraftressurser. Norge ble en råvareleverandør i periferien som eksporterte til sentrum i den industrialiserte verden. I fabrikkteilingen i 1909 var nærmere 40% av aksjekapitalen i industri og bergverk på utenlandske hender (Hansen og Selstad, 1999). Borregaard og Hafslund blir kjøpt hjem under den andre verdenskrig, og samtidig bidrog norske aksjekjøp til at den utenlandske eierandelen i Norsk Hydro sank til 15% i 1919. I 1920-årene mistet derimot mange norske aksjeeiere igjen kapital på grunn av gjeldskrise og konkurser. I denne perioden er det lite investeringer basert på norsk kapital. Utlendingene derimot ser igjen en ny sjanse til å kjøpe seg opp, og i 1936 er andelen utenlandsk aksjekapital kommet opp i 36% (Hansen og Selstad, 1999).

Konsesjonslovgivningen og regionale effekter

Vassdragsloven av 1887 sier at retten til å utnytte fallende vann tilhører den som eier grunnen langs elva, og er egentlig en bekreftelse på det som var en anerkjent gammel rett (Hveding,

1980). Utsiktene til lønnsom utbygging av vannkraft gav disse fallrettighetene en ny verdi, og gjorde dem til gjenstand for spekulasjon. Faren for oppkjøp fra utlandet ble påpekt i pressen, og i 1906 fikk regjeringen vedtatt en lov som gjorde utlendinger og norske ansvarlige selskapers erverv av vannfall avhengig av konsesjon. For konsesjonen kunne det stilles vilkår som sa at ved utgangen av kontraktperioden (maksimalt 60 år) skulle alle anlegg vederlagsfritt tilfalle staten i god stand. Loven ble fremmet gjennom Stortinget i slik hast at den fikk navnet ”panikkloven.” Den dempet spekulasjonsbølgen og gav de opprinnelige grunneierne bedre beskyttelse. Loven ble imidlertid svært liberalt praktisert, slik at de fleste fikk konsesjon, og i årene før den første verdenskrig ble det gitt konsesjon til en rekke utenlandske fosseutbygginger i Norge. I det første lovforslaget var hjemfallskravet bare rettet mot utenlandsk kapital. Etter hvert ble det reist krav om en utvidet konsesjonsordning som også skulle gjelde for norske selskap, noe som kom i den nye loven av 1909.

I diskusjonen av regionale effekter kan vi spesielt merke oss vilkårene satt ut fra allmenne hensyn. Disse kan inndeles i tre grupper: a) tiltak for skader og ulemper, b) tilrettelegging av infrastruktur eller engasjement i andre samfunnsoppgaver og c) etablering av næringsfond.

Eksempler på vilkår i konsesjonen som skulle bote på skader og ulemper kunne være bygging av laksetrappes, lage rister som hindrer fisk å gå i anleggene, sikre veier, broer for allmenne interesser eller for eksempel å ”reparere” landskapet rundt damanleggene. *”Veier og broer som konsesjonæren anlegger, skal stilles til fri avbenyttelse for allmennheten, får så vidt departementet finner at dette kan skje uten vesentlige ulemper for anleggene.”* (Konsesjonen for Holselva, og Vatna tildelt Oslo kommune i 1948).

Det ble også i noen av konsesjonene satt vilkår om tiltak i form av krav om bruk av norsk arbeidskraft i anleggsperioden og driftsperioden: *”til anlegg og drift skal utelukkende anvende funksjonærer og arbeidere som har norsk inføds- eller statsborgerrett”* (konsesjonen for Holselva, og Vatna tildelt Oslo kommune i 1948). Det ble dessuten satt vilkår om engasjement på helt andre områder; som helse, undervisning og bedehus: *”Konsesjonæren skal stille til rådighet for Kirkedepartementet inntil kr 10.000 til almindennende virksomhet blant arbeiderne og til geistlig betjening efter nevnte departements nærmere bestemmelse. I dette øiemed er konsesjonæren såfremt nevnte departement forlanger det og efter dettes nærmere bestemmelse dessuten forpliktet til å sørge for midleritid forsamlingslokale til bruk*

for arbeiderne og den øvrige til anlegget knyttede befolkning” (konsesjon for Nordland Portland Cementfabrikk for Tysfjordvassdraget, 1921).

Det utviklet seg tidlig en praksis med utstrakt bruk av offentlige høringer før konsesjonsvilkårene ble satt. Disse mer samfunnsmessige tiltakene finner en først og fremst i de eldre konsesjonene. Vesentlige lovendringer skjedde i 1959/1969 1992/1993. Nye momenter kommer derimot inn. I en konsesjon fra 1994 (for Skaftå Kraftverk ANS for utbygging av kraftverkene Gausbu og Skree), er det for eksempel med forpliktelser om naturforvaltning og håndtering av fornminner.

Næringsfond refererer til Industrikonsesjonens bestemmelse om at konsesjonæren pålegges å betale et årlig avgiftsbeløp til staten eller kommuner. Avgiften avsettes særskilt for hver kommune til et fond, som anvendes etter bestemmelse av fylkestinget eller kommunestyre. Midlene i fondet skal fortrinnsvis anvendes til utbygging av næringslivet i distriktet. I sum har alle disse påleggene regionale implikasjoner, men de er i prinsippet uavhengig av hjemfallsregimet.³³ Det er vilkår knyttet til konsesjonen, noe som for øvrig gjelder for kravet om hjemfall.

Et særtrekk ved kraftnæringen er at produksjonsutstyret ikke lar seg flytte på fordi dammer og kraftverk ligger fast. I tillegg har kraftverkene en meget lang levetid. 60-70 år er ikke uvanlig med samme utstyr. Det sentrale og regionale nettet innenlands er stort sett ferdig utbygget. Det materielle utgangspunktet er dermed temmelig fasttømret, stabilt og stedbundet.

Koordineringsbehov og regional utvikling

I produksjonen av vannbasert elektrisitet er driftskostnadene små, mens kapitalkostnadene er store. Investeringer i kraftanlegg, distribusjonssystem og utstyr for anvendelse krever langsiktige investeringer. I den første perioden fikk Norge tilgang på kapital fra utlandet. Senere ble utbyggingen organisert innlands, men gjerne som et felles anliggende mellom flere aktører i samarbeid.

³³ Vi mangler imidlertid dokumentasjon på om det var slik at det ble stilt strengere krav til utenlandske enn til norske konsesjonærer.

Ubyggingsmessig samarbeid

I begynnelsen av det forrige århundre var fallrettighetene og byggingen konsentrert om relativt små anlegg og gjerne knyttet til større eller mindre bosettinger. I 1960-årene var det teknologisk grunnlag, og dessuten behov for utbygginger i langt større skala. Mange fall ble slått sammen i en utbygging, og dermed ble eierskapskonstellasjonene langt mer kompliserte. Ingen enkelt eier hadde tilstrekkelig andel av fallrettighetene for et større prosjekt, og heller ikke nok kapital til å kunne løse ut de andre. Løsningen ble større felleskapsprosjekter mellom staten og andre større kraftselskap. Eksempler er Sira-Kvina og Øvre Namsen (Hveding, 1980). Kraftnæringen preges etter hvert av geografisk arbeidsdeling. Overgangen fra enlokaliseringssanlegg til flerlokaliseringssanlegg svekker generelt den potensielle muligheten for lokal forankring mange steder. Det blir nemlig i de fleste tilfeller hensiktsmessig å samle mest mulig av driftsadministrasjon, vedlikehold og administrative funksjoner. I forhold til beliggenhet blir disse nye store anleggene liggende i områder langt fra tettbygde strøk. Dermed er det heller ikke lenger lokalt grunnlag for å hente arbeidskraft, varer og tjenester lokalt. En del av effektene er dermed ikke lenger lokale, men kommer i stedet flere steder til gode.

Driftsmessig samarbeid mellom produksjonsheter og selskaper

I perioden etter krisen rundt 1920 fortsatte veksten i elektrisitetsforsyningen. Fremveksten av flere lokale forsyningssystemer og byggingen av nye overføringsledninger fra større fjernere energikilder gjorde en sammenknytning aktuell (Hveding, 1980). I 1932 ble foreningen Samkjøringen stiftet, et frivillig samarbeid mellom verkene på Østlandet som hadde som formål å drive mer effektivt gjennom samarbeid. Samkjøringen skulle føre tilsyn med og gi råd om optimal samkjøring, drive lastfordelingsentral for medlemmene og opprette de kommunikasjonsanlegg som var nødvendig for dette. Tilsvarende organisatoriske løsninger ble etter hvert etablert også andre steder i landet. Også statskraftverkene ble med i disse ordningene. Dannelsen av Samkjøringen var med på å legge grunnlaget for det som senere ble Statnett i 1992. Samkjøring sikret en større og mer stabil leveranse. En annen fordel var at samkjøring gjorde det mulig å kombinere fordeler som hadde sammenheng med at magasinforholdene lokalt var forskjellig (tilsig, kapasitet, effekt). For eksempel ble det mulig å koble produksjonsheter på en slik måte at kraftverk (gjærne de som ikke er så godt teknisk regulerte) har normalproduksjonen, mens toppbelastningen dekkes av stasjoner som har en teknologi som gjør det lett å regulere produksjonen (bl.a. åpne damluker ved hjelp av

fjernstyrt teknologi). Samkjøringen gjør det også mulig å koble inn vannkraftverk og magasiner etter behov. I nyere tid skjer samkjøringen over landegrensene, noe som også innebærer kombinasjoner mellom ulike type energibærere som blir komplementære. Kjernekraft og varmekraft kan for eksempel ikke i samme grad som vannkraft brukes til kortsiktig regulering av produksjonen. I Sverige baseres for eksempel mye av normalproduksjonen på kjernekraftverk, mens fluktuasjonen baseres på vannkraft (Jakobsson, 1996).

Ressursene er utbygget

Når så det meste av vannkraftpotensialet i Norge utenom fredete områder er utnyttet, er det satt grenser for den innenlandsproduserte tilgangen av hydroelektrisitet i Norge. En økning av tilgangen utenom de naturgitte variasjonene vil måtte skje enten gjennom import av kraft eller utbygging av andre energikilder som for eksempel gasskraft (Hope, et al., 2002).

Drøftingen hittil viser at regionale virkninger knyttet til utnyttelse av kraftressurser er avhengig av ulike forhold. Det dreier seg om eksterne betingelser knyttet til ressursgrunnlag, lovgivning og markedsforhold så vel som betinger knyttet til foretaksstruktur og strategier. En rekke av disse forholdene vil også måtte sees i sammenheng med de føringer som teknologien gir, både i forhold til produksjon, distribusjon og kommunikasjon. Hvordan dette har påvirket den geografiske arbeidsdelingen innen kraftsektoren kan oppsummeres slik:

- Fase 1 Samlokaliserte el-produksjonsanlegg og kraftkrevende industri.
- Fase 2 Innføring av ny overføringsteknologi gjør at nærhet til fossekraften ikke lenger er en nødvendig betingelse for den kraftkrevende industri.
- Fase 3 Teknologi som gjør det mulig å samkjøre og fjernstyre ulike el-produksjonsanlegg
- Fase 4 Deregulering av kraftmarkedet som også innebærer at el-produksjonen orienterer seg mot det nordiske markedet. Dette gir føringer i form av oppgradering en del verk. Samtidig oppstår det gjennom lovpålegg et mer markert skille mellom produksjon og distribusjon.
- Fase 5 Markedskonsentrasjon. Fusjoner og oppkjøp som bidrar til konsentrasjoner i større selskaper og samtidig at stadig færre anlegg er eid lokalt. Statkraft blir en betydelig eier i dette markedet.

Hvordan denne utviklingen påvirker organiseringen og den geografiske arbeidsdelingen i det enkelte selskap, kan vi illustrere ved å vise til eksemplet Østfold Energi, som i 1985 eies av

Østfold fylkeskommune og 13 kommuner og med hovedkontor i Sarpsborg. Halden har regionkontor og selskapets kundeavdeling. Målsettingen er å samle alt i ett nettselskap i Østfold basert på utnyttelsen av lokale kraftressurser. Siden stiftelsen har antallet ansatte gått ned fra 520 til 434 ansatte i 1998. Ved den store elverkssammenslutningen i Østfold solgte Halden kommune Brekke kratstasjon til Østfold energiverk. I 1998 var stasjonen modernisert for 10 mill. kr for fjernstyring. En lokal ressurs er fornyet innenfor rammen av et regionalt system (Bjørndal, 1998). Strukturen i denne type selskaper er dermed preget av struktur-rasjonalisering, deregulering, og mer markedstenkning. Samtidig utvides det geografiske produksjonsområdet og markedet.

Lokaliseringen og eierforholdene i kraftnæringen

Den helt overveiende delen av vannkraftutbyggingen i Norge fant sted etter den andre verdenskrig. (Vogt, 1971). NVEs liste viser 588 produksjonsanlegg. Vi har inndelt disse etter når de var etablert og etter hvor de er lokalisert, basert på sentralitet.³⁴ Inndelingen etter år er basert på tre kategorier, henholdsvis anlegg som ble etablert før 1906, anlegg som er etablert i lovperioden, men som er eldre enn 60 år ("teoretisk hjemfallstidspunkt") og nyere anlegg. I alle tre perioder vil vi imidlertid finne både private og offentlige eiere. Følgelig vil det variere om disse er underlagt konsesjon med hjemfall. Oversikten som vi her har fordelt etter områdetyper viser følgende:

- 5 anlegg registrert etablert før 1906 (hvorav 4 i sentrale strøk)
- 108 fram til 1942 (54% i sentrale strøk)
- Nyere anlegg 475 (28% i sentrale strøk)

Sammenligner vi de tre tidsperiodene finner vi at langt de fleste anleggene er av nyere dato. Videre ser vi at andelen i sentrale strøk er dalende. I alt 66% av anleggene er lokalisert til distriktskommuner.

At det allerede er betydelig innslag av ekstern kontroll i forhold til disse anleggene ser vi imidlertid av den eiermessige oversikten. Ifølge Faktaheftet om energi og vassdragsvirksomheten i Norge 2001 er det totalt 164 selskaper som driver kraftproduksjonen i Norge.

³⁴ Distriktskommuner tilsvarer de kommuner som i Statistisk sentralbyrås kommuneklassifisering omtales som 0A, 0B og 1A og 1B kommuner. Sentrale strøk utgjør 3A Storbyområdene Oslo, Bergen, Stavanger, Kristiansand, Trondheim og Tromsø med tilhørende forstadskommuner, og Andre byområder som er de mindre byene med forstadskommuner, de såkalte 2A og 2B kommunene. For mer detaljer henvises til (Statistisk sentralbyrå, 1994).

Av disse er det 28 som driver kun produksjon. Den største kraftprodusenten, Statkraft, disponerer 27% av produksjonskapasiteten, mens de 10 største disponerer ca to tredjedeler. Så selv om antallet produsenter er stort, er det meste konsentrert på et begrenset antall selskaper. De største produsentene er gjengitt i tabell 12:

Tabell 12 . De største norske kraftprodusentene, 2001 (Kilde: Konkurransetilsynet).

Selskap	Produksjon		Installert effekt		Magasinkapasitet	
	TWh	%	MW	%	TWh	%
Statkraft	34,2	29%	8394	31%	17,8	38%
Statkraft inkl. BKK, HEAS, og Skagerak	47,2	40%	11562	42%	39,0	46%
Agder Energi	7,4	6%	1780	7%	5,0	6%
Samlet ³⁵	54,6	46%	13342	49%	44,0	52%
E-CO Vannkraft	8,9	8%	2521	9%	6,4	8%
Norsk Hydro	8,9	8%	1753	6%	5,6	7%
Lyse Energi	5,9	5%	1780	7%	5,0	6%
Trondheim Energiverk	3,2	3%	746	3%	1,9	2%
Nord-Trøndelag Energiverk	2,6	2%	562	2%	1,0	1%
.....						
Sum	117,6	100%	27507	100%	84,3	100%
Importkapasitet					3500	
Sum inkl. import					31007	

Statkraft skiller seg ut i Norge og er i følge tabell 13 det eneste som er stort i nordisk sammenheng sammen med 4-5 andre. Svenske Vattenfall ligger i en klasse for seg med hele 80 Twh. Andre store norske produsenter er for mellomstore produsenter å regne i nordisk sammenheng. I europeisk perspektiv er de små. Det skjer løpende forandringer på eiersiden for produksjonsselskapene. Statkraft har fått anledning til å vokse betydelig gjennom en rekke oppkjøp.

Infrastrukturen kan belyses ved å se på fordelingen av kraftstasjoner og linjenett gjengitt i tabell 14. Fem fylker skiller seg ut med over 100 kraftstasjoner; Buskerud, Telemark, Hordaland, Sogn og Fjordane og Nordland. Ser vi på samlet kapasitet, er det de tre sistnevnte foruten Rogaland som dominerer klart som de fremste produksjonsfylkene. Denne

³⁵ Statkraft, BKK, HEAS, Skagerak og Agder

dominansen må primært sees i sammenheng med naturgitte forhold. Linjenettet har sin største utstrekning i Hordaland og Nordland.

Tabell 13. De største kraftprodusentene i Norden, 2001 (Kilde: Konkurransetilsynet).

Selskap	Produksjon		Installert effekt		Magasinkapasitet	
	TWh	%	MW	%	TWh	%
Statkraft inkl. BKK, HEAS, og Skagerak	47,2	12%	11562	13%	40,3	31%
Agder Energi	7,4	2%	1780	2%	5,0	4%
Samlet ³⁶	54,6	14%	13342	15%	44,3	35%
Vattenfall	80,2	21%	14324	16%		
Fortum	32,5	9%	8200	9%		
Sydskraft	27,5	7%	5878	7%		
Birka Energi	21,0	6%	4399	5%		
Elsam	16,8	4%	3924	4%		
PVO	14,3	4%	3360	4%		
Energi E2	14,2	4%	4200	5%		
E-CO Vannkraft	8,9	2,3%	2521	2,8%	6,4	5,1%
Helsingin Energi	6,0	2%	1352	2%		
Skellefteå Kraft	3,0	1%	598	1%		
...						
Sum	380		87264		125,7	

Ved å sammenligne med tabell 16, ser vi at de fylkene som har størst produksjonskapasitet og lengst linjenett stort sett også er blant de med flest sysselsatte. Men der er noen unntak. Sogn og Fjordane er et viktig produksjonsfylke med betydelig nettlengde men likevel forholdsvis liten sysselsetting i næringen. Her er det nærliggende å se på fylket som en "utførende region" der mange administrative funksjoner er lagt til andre fylker, jfr Hydro, Elkem, E-Co Energi (tidl. Oslo Energi) m.fl. Det omvendte ser vi er tilfellet for Oslo og Sør-Trøndelag.

Kraftnæringen har i følge tabell 15 en sysselsetting på 16 209 sysselsatte i 1999, og i tillegg kommer de sysselsatte hos underleverandørene. Nettvirksomheten står alene for nærmere halvparten av sysselsettingen, og er også den delen hvor nedgangen i antall sysselsatte sammenlignet med 1998 er størst. Langt mer stabil er sysselsettingen for kraftproduksjonen,

³⁶ Statkraft, BKK, HEAS, Skagerak og Agder

noe som indikerer at mye av rasjonaliseringspotensialet allerede er tatt ut. Denne delen er for øvrig først og fremst lokalisert til distriktene. Fellesvirksomhet i tabellen indikerer at en betydelig del av arbeidsinnsatsen i integrerte energiverk ikke har vært mulig å fordele. I følge Hope et al, (2002) er næringen dessuten mannsdominert og er preget av en høy gjennomsnittsalder.

Tabell 14. Kraftstasjoner og linjenett etter fylke 1998

Fylke	Antall kraftstasj.	MW	Linjenett km x 1000
Østfold	63	817	15
Akershus	20	183	19
Oslo	1	5	14
Hedmark	39	522	20
Oppland	66	1309	19
Buskerud	102	1810	19
Vestfold	2	5	13
Telemark	105	2481	16
Aust-Agder	44	1087	9
Vest-Agder	51	2084	10
Rogaland	77	3217	22
Hordaland	109	3734	28
Sogn og Fjordane	100	3380	12
Møre og Romsdal	65	1224	19
Sør-Trøndelag	64	993	20
Nord-Trøndelag	43	653	14
Nordland	106	3175	28
Troms	36	551	14
Finnmark	25	294	10
Riket	1118	27524	320

Kilde: Elektrisitetsstatistikk

Arbeidskraftundersøkelsen (AKU) oppgir tall for ”kraft og vannforsyning” samlet. Tabell 17 viser tallene for 1995 og fram til 2000, men de sistnevnte er i form av foreløpige tall.³⁷. Tallene for hele perioden tyder på at en først i år 2000 begynner å se virkningene av fusjonene innen bransjen gjennom reduksjoner i sysselsettingen. Oslo er eneste fylke som i denne

³⁷ Foreløpige tall innebærer enkelte mangler i tallmaterialet fordi noe etterregistreringsarbeid hos SSB gjenstår. Kommuner i 2000 oppgitt med 0, men hvor det for 1999 er oppgitt sysselsetting, er oppgitt med 1999-tallene i våre analyser.

perioden har opplevd vekst i sysselsettingen. Dermed kan en av fylkestallene lese en viss sentraliseringseffekt.

Tabell 15. Sysselsatte etter aktivitetstype 1998 og 1999 (Kilde: Elektrisitetsstatistikk SSB).

Type aktivitet	Antall sysselsatte 1998	Andel sysselsatte 1998 %	Antall sysselsatte 1999	Andel sysselsatte 1999 %
Kraftproduksjon, alle verk	3155	18	3018	19
Herav industriverk	298	2	274	2
Nettvirksomhet	8689	50	7204	44
Sentral og regional nett	1523	9	1143	7
Distribusjonsnett	7166	41	6061	37
Kraftomsetning	986	6	1047	6
Fellesvirks. + annen virksomhet	4699	27	4940	30
Totalt	17529	100	16209	100

Tallene fordelt på sentralitet gir imidlertid grunnlag for å nyansere inntrykket angående retning av sentralitet noe. Situasjonen er nemlig en nedadgående tendens for alle tre områdetyper, også storbyene. Dermed er den utviklingen vi opplever for Oslo ikke gjeldende for de andre storbyområdene samlet. Faktisk blir utviklingen nokså lik mellom de ulike områdetypene.

Nedgangen i sysselsetting i perioden 1995-2000 er relativt omfattende. Det er imidlertid grunn til å forvente at nedgangen i årene framover blir vesentlig større, noe som skyldes flere forhold. Blant annet vil prosessene med sammenslåinger som bransjen er midt oppe i, gi betydelige muligheter til å ta ut rasjonaliseringsgevinster gjennom sanering av dobbeltfunksjoner og bedre utnyttelse av stordriftsfordeler. Dernest vil en skjerpet konkurranse innen kraftsektoren tvinge relativt "topptunge" administrasjoner til å drive mer kostnadseffektive, blant annet ved å kutte ned på bemanningen. En nedgang på 17% sysselsettingen innenfor nettselskapene fra 1998 til 1999 indikerer at slike prosesser har begynt. I så måte kan en også tenke seg at privat eierskap (eventuelt i form av utenlandsk

eierskap) kan virke skjerpene. Fortsetter sysselsettingsutviklingen som vi ser på slutten av 1990-tallet framover, vil en nok først og fremst se at nedgangen rammer byområder utenom storbyene. I distriktene er mye av bemanningen allerede kuttet inn til beinet, og vil nok derfor i mindre grad bli berørt av at selskapene slår seg sammen til større enheter. De tyngre kompetansemiljøene innen næringen opplever vekst i sysselsettingen fra 1998-99 (5%). Blir det også utviklingen framover, får storbyområdene etter hvert styrket sin rolle innen kraftnæringen. Utviklingen skjer med andre ord som følge av sammenslåinger av selskaper, men er uavhengig av hva slags hjemfallsregime en har.

Tabell 16. Sysselsetting i kraft- og vannforsyning 1995-2000 (AKU-tall SSB).

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Østfold	1083	1050	1041	1042	907	800
Akershus	1712	1739	1698	1592	1558	1076
Oslo	1453	1430	1419	1286	1235	1493
Hedmark	809	811	787	786	733	672
Oppland	940	948	921	887	884	777
Buskerud	1279	1303	1134	1086	979	881
Vestfold	729	701	691	676	660	616
Telemark	1029	1013	956	967	913	831
Aust-Agder	520	531	483	462	471	406
Vest-Agder	831	830	785	758	769	884
Rogaland	1400	1384	1295	1240	1261	1039
Hordaland	1813	1804	1775	1705	1694	1583
Sogn og Fjordane	833	853	826	795	805	730
Møre og Romsdal	1186	1183	1105	972	929	918
Sør-Trøndelag	1328	1347	1279	1148	1109	991
Nord-Trøndelag	768	767	668	659	638	619
Nordland	1574	1590	1449	1393	1341	1251
Troms	673	672	646	633	637	572
Finnmark	466	470	471	457	440	362
Hele landet	20426	20426	19429	18544	17963	16501

Tabell 17. Sysselsettingen innen kraft- og vannforsyning (Kilde: SSB, Arbeidsmarkedsstatistikk).

	1995	1999	2000
Distrikter	6993	6222	5469
Andre byområder	4871	4147	3895
Storbyområder	8545	7575	6742
I alt	20409	17944	16106

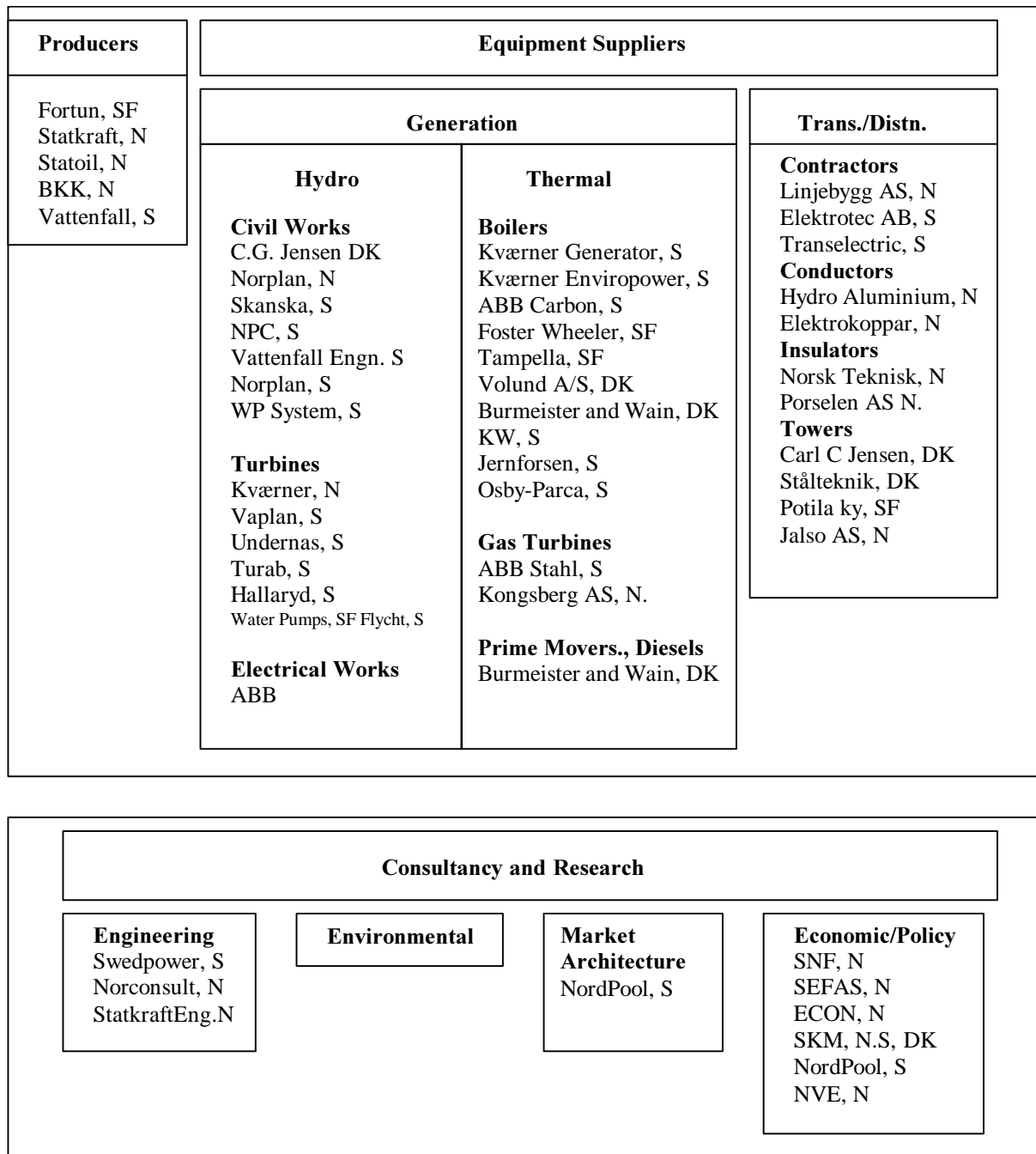
FoU-miljøenes rolle

Et særtrekk ved kraftnæringen er at produksjonsutstyret ikke er flyttbart. Dammer, kraftverk og linjenett ligger fast og krever nærhet til stedege vassdragsressurser. Immobil realkapital er dermed et viktig bidrag til befeste Norges posisjon som vannkraftleverandør. Norge har et internasjonalt ledende FoU-miljøer knyttet til planlegging, drift og produksjon av vannkraft. Tilsvarende posisjon har vi innen sjøkabelteknologi. Vi har også miljøer som behersker vannkraftlogistikk og kraftmarkedet. Disse representerer kompetanse som ikke så lett lar seg flytte på, men kan og bør videreutvikles her hjemme. Også i forhold til vedlikehold og oppgradering av eksisterende anlegg her hjemme, er nok valget av leverandører lite påvirket av hvem som eier anleggene.

Noe annerledes kan situasjonen være for elektroteknisk systemkompetanse på utstyrssiden, hvor Norge er én blant flere ledende kompetansemiljøer. Etter at kraftutbyggingen flatet ut på 1990-tallet har aktiviteten blitt trappet kraftig ned. De store energiselskapene hadde selv prosjektledelsen i utbyggingsprosjektene og har gjennomført innskrenkninger internt. De store entreprenørselskapene som bygget dammer og tunneler (f.eks Veidekke) har gått over på andre oppgaver. Når det gjelder vanddelen, ble Kværners produksjon av turbiner m.m. på 1990-tallet solgt til General Electric og er nå en del av GE Energy. Dette er et stort internasjonalt selskap som produserer vannrelatert utstyr til kraftanlegg. De har fremdeles en del produksjon i Norge som den eneste store, men markedet er internasjonalt. I tillegg har vi Møller energi som driver i mindre skala, bl.a med rehabiliteringsoppdrag på kraftanlegg. I forhold til el-komponenter er ABB og Siemens dominerende på det norske markedet (Hope et al., 2002).

Heller ikke når det gjelder turbinproduksjon er vi enerådende, og dermed også mer sårbare. En studie av bistandsrelaterte vannkraftprosjekter med basis i finansiering i ulike vestlige land konkluderer med at hvilke leverandører som involveres i kontraktene henger nokså nært sammen med hvem som er finansieringslandet. Tyskerne velger sine, nordmennene sine osv. (Singh, et al., 2001). I forhold til de teknologiområdene kan derfor også eierforholdet ha en betydelig rolle for næringens videre utvikling. Oversikten i Figur 4 viser viktige selskaper innen kompetansefelt.

Figur 4. Kompetansemiljøer innen energiforsyning i det nord-europeiske el-markedet.



Norge er i det hele tatt svært langt framme når det gjelder kraftverksteknologi. Kværners kompetanse er internasjonalt konkurransedyktig, og er et resultat av et langsiktig og stabilt samarbeide med norske kraftprodusenter. En rekke FoU-aktiviteter er blitt samfinansiert av leverandører og kraftprodusenter, og lagt til forskningsmiljøer ved NTNU/SINTEF. Denne felles satsingen kom isteden for at de ulike selskapene etablerte egne forskningsavdelinger. Dermed ble det også lettere å få til kompetanseoverføring bedriftene i mellom. Institusjonen SINTEF Energiforskning kunne i 2001 feire 50 års jubileum.

Utenlandsk eierskap synes heller ikke å avskjære muligheten for samarbeid med norske kompetansemiljøer. Blant annet har NEXANS Norge (tidligere Alcatel Kabel Norge) sammen med SINTEF Energiforskning (tidligere EFI), spilt en sentral rolle i utviklingen av et internasjonalt anerkjent sjøkabelmiljø i Norge. Denne kompetansen ble basisen for etablering av en sjøkabelfabrikk i Halden. Denne fabrikk leverer kabler til kraftnæringen og offshoreindustrien over hele verden (Xergi, 2001).

Rusten, et al. (1999) studie som favner over ulike næringer fant enkelte eksempler på at noen utenlandskeide bedrifter flyttet forskning og utvikling til utlandet, men hovedtendensen var at det foregikk en vesentlig FoU-virksomhet ved den norske avdelingen. Den nevnte studien indikerer altså at det ikke forekommer noen systematisk tapping av FoU-ressurser ut av landet som følge av utenlandske oppkjøp. Men det kan allikevel tenkes at den utenlandske kjøper tapper det opprinnelige norske selskapet for verdier på andre måter. For det første kan en utenlandsk majoritetsinteresse etter oppkjøp vedta at ressurser skal flyttes ut av landet. Hvis det var riktig, ville en forvente at verdien av minoritetsinteresser i slike selskaper ville falle som følge av utenlandsk oppkjøp. Det synes ikke å være noen empiriske studier på dette basert på norske data. Empiriske studier basert på internasjonale data finner imidlertid at verdien av minoriteteiernes aksjer øker som følge av oppkjøp (se Eckbo, 1998). Dette er i så fall i strid med hypotesen om at det oppkjøpte selskapet blir tappet for verdier. For det andre kan det tenkes at utenlandske selskaper kjøper opp norske selskaper til en lav pris, og dermed får dem på 'billigsalg'. En empirisk studie basert på norske data avviser denne hypotesen (se Eckbo, 1998). I tråd med resultatene fra internasjonale studier finner den at selgende aksjonærer i Norge oppnår en betydelig gevinst sammenlignet med aksjekursen før oppkjøpet blir offentliggjort. Studien finner at verdiøkningen faktisk er større i de tilfeller der en norsk bedrift blir oppkjøpt av en utenlandsk bedrift. En mulig forklaring kan være at når det åpnes

for muligheten for utenlandske oppkjøp vil det kunne være flere aktuelle bydere og dermed hardere konkurranse om å kjøpe opp den aktuelle bedriften.

14. Oppsummering

Med bakgrunn i Industrikonsesjonsloven fra 1917 har stat og kommuner fått en svært sentral rolle i utviklingen av kraftressursene i Norge. Spesielt viktig i denne sammenheng er en tidsbasert hjemfallsordning som innebærer at rettigheter og anleggsutrustning tilfaller Staten vederlagsfritt etter 60 år. Derfor er også innslaget av offentlig eierskap i sektoren meget høyt. Om vi ser bort fra industrikraft til eget forbruk, var hele 62.2 prosent av bokført total kapital i kraftforetak på kommunale og fylkeskommunale hender i 2000. Resten fordelte seg mellom staten, 28.6 prosent, og private eiere med kun 9.2 prosent.

Vannkrafttilgangen spilte en nøkkelrolle for industriutviklingen i Norge, og fortsatt er mange av disse bedriftene bærebjelker på en rekke ensidige industristeder. Ved siden av den sterke eierkontrollen har myndighetene også brukt kraftsektoren aktivt i den øvrige nærings- og regionalpolitikken. Virkemidlene favner blant annet over lokale anvendelsesbegrensninger for kraft, konsesjonskraft til kommunene, statlige industrikraftavtaler, samt avgiftsbegunstigelse av kraft til industriformål. ESA har i de senere årene hatt et kritisk blikk i forhold til flere av disse ordningene, med påstander om forskjellsbehandling og ulovlige statssubsidier. I framtiden vil vi derfor kunne oppleve at myndighetenes muligheter for å anvende kraftsektoren som et aktivt nærings- og regionalpolitisk virkemiddel blir svekket. Lovgivningen på kraftområdet tar utgangspunkt i at vannkraft er en nasjonal ressurs men med lokal forankring. NVE er satt til å vurdere kommuneplaner og reguleringsplane på kraftområdet og kan eventuelt fremme innsigelser i henhold til Plan- og bygningsloven. Store kraftprosjekter blir forelagt Stortinget til godkjenning.

En rekke skatter og avgifter er knyttet til produksjonsanlegget, og tilfaller dermed kommuner og fylkeskommuner. Eksempler er konsesjonsavgifter og konsesjonskraft. Videre får kommuner og fylkeskommuner inntekter i form av naturressurskatt og har dessuten anledning til å kreve inn eiendomsavgift. Kommuner i Nord-Troms og Finnmark er fritatt for forbrukeravgift sammen med industrien og drivhusnæringen. I tillegg er husholdninger og landbruk i de tre nordligste fylkene fritatt merverdiavgift på kraft. Lokale industribedrifter har gjennom statskraftavtalene hatt tilgang til rimelig kraft. I sum er dette offentlig politikk som har hatt betydelige regionale effekter.

Ved omlegging av skatteregimet har en tilstrebet å sikre kommunes forutsigbarhet ved å utforme reglene slik at de utjevner virkninger av prisvariasjoner på skatteinngangen. Vi ser likevel at sist vinter med høye energipriser har resultat i høye inntekter for kommuner med produksjonsanlegg. Det er også gjort tilpasninger og gitt kompensasjon for å begrense de umiddelbare utslagene av skatteomlegginger på enkeltkommuners økonomi.

Liberaliseringen av kraftmarkedet har medført betydelige holdningsendringer i næringen. Dette har skjerpet kravene til kostnadsstyring og avkastning på investeringer, og det gjenspeiler seg i verdsettingen av eksisterende selskap og eiendeler. Mange kommunale eiere har derfor fått øynene opp for hvilke verdier som ligger i kraftforetakene. Sammen har disse faktorene bidratt til betydelige omstruktureringer, dels ved at kommunalt eide foretak er kjøpt opp eller fusjonert sammen til større regionale enheter og dels ved at Statkraft har kjøpt seg inn i eller overtatt flere av de regionale hovedaktørene. Slik har det skjedd en ikke ubetydelig eierforskyvning fra kommunene til staten.

Det at sluttbrukeren har siden 1998 kunnet bytte leverandør har gjort tilbuds- og etterspørsels-siden til noe mer enn et lokalt anliggende. I praksis er det likevel mange som beholder sin geografisk nærmeste leverandør. Det er også dette selskapet som har ansvaret for å sørge for den faktiske distribusjonen.

I øyeblikket ligger det an til betydelig politisk debatt rundt den videre eierutviklingen i kraftnæringen. Blant politikerne på landsplan synes det være et klart flertall som er skeptiske til at spesielt produksjonsvirksomhet skal overføres til utenlandske eiere. Samtidig er det mange kommuner som har en skrantende økonomi og som kan tenkes å selge egen kraftvirksomhet til høystbydende for å bøte på situasjonen. Statkraft har allerede foretatt omfattende oppkjøp i store deler av landet og mye tyder på at selskapet er i ferd med å nå et tak for hva konkurransemyndighetene vil tillate av videre vekst innenlands. Når det samtidig ikke foreligger gode norske alternativ vil eventuelle selgere fristes til å vende seg mot utlandet. Rikspolitikere som måtte ønske å stanse slike salg kan meget lett støte mot EØS-avtalens bestemmelser og vente innsigelser fra ESA. I ett lokalt og regionalt perspektiv vil kraftanleggene om de i framtiden vil være eid av store nasjonale interesser som Statkraft eller utenlandske aktører, uansett være eksternt eide. Det lokale eierskapet gikk allerede tapt den gang de lokale kraftverkene ble teknologisk og eiermessig samordnet og slått sammen til

større regionale enheter. Mye av inntektsgrunnlaget er imidlertid tillagt lokalt nivå i og med at disse følger produksjonsanleggene.

De store utbyggingsprosjektenes tid er nok sett i sammenheng med ressurstilgang og vernehensyn forbi. Imidlertid er det lokalt blitt satt i gang en rekke småkraftverk. Disse betyr ikke spesielt mye i forhold til det totale produksjonsvolumet av elektrisk kraft, men representerer lokalt en viktig attåtnæring til bønder og andre. Prosjektene har betydelig lønnsomhet ikke minst i et marked med varig høyere kraftpriser. Forvaltningens erfaring med og innføring av et noe mer forenklet regelverk for behandling av disse søknadene har nok vært en viktig årsak til at flere har valgt å satse på dette. En eventuell omlegging av skatteregimet fra forbruk til grønne sertifikater vil ytterligere kunne forbedre vilkårene for småkraftverkene. Nettopp det at konsesjonsbehandlingen foregår på nasjonalt nivå har opp gjennom årene hatt stor innvirkning på hvor hen og når utbygging har funnet sted. Dette har blant annet også ført til at en rekke lokale søknader om å utvikle vindkraftanlegg er blitt avslått. Nasjonale landskapsvernsinteresser men også hensynet til radiosignaler i forhold til forsvaret har vært blant de momentene som har spilt inn. På en annen side kan det være verdt å legge merke til at de vindkraftprosjektene som er kommet i gang, neppe hadde blitt realisert uten økonomisk støtte fra det offentlige.

Eierendringer i kraftnæringen har ofte regionaløkonomiske konsekvenser. Spesielt vil en utvikling mot større enheter typisk innebære at bedriftsinterne funksjoner som ikke av praktiske årsaker må utføres lokalt, blir sentralisert. Denne utviklingen er ofte nødvendig for å ta ut rasjonaliseringsgevinstene av fusjoner og oppkjøp. I neste instans fører det gjerne til at også båndene til lokale underleverandører svekkes. I dette bildet er det imidlertid ikke avgjørende om kjøperen er privat eller offentlig, norsk eller utenlandsk. Faktisk er det ikke usannsynlig at en kjøper med hovedkontor i utlandet vil ha større tilbøyelighet til å beholde regionale aktiviteter enn om den nye eieren er en stor nasjonal aktør.

Slik skattesystemet for kraftsektoren er utformet kanalisere det inntekter både til staten og til kommunene. Til staten skal det betales fellesskatt (formues- og inntektsskatt) og for kraftproduksjonen i tillegg en grunnrenteskatt. For fellesskatten gjelder i prinsippet de samme reglene som for annen næringsvirksomhet, mens grunnrenteskatten er sektorspesifikk og begrunnet i de antatte særskilte avkastningsmulighetene som knytter seg til utnyttelsen av naturressursen vannkraft. Til kommunene og fylkeskommunene skal kraftforetakene svare

naturressursskatt med henholdsvis 1.1 øre og 0.2 øre per kWh. I tillegg har kommunene anledning til å innkreve eiendomsskatt. I 2001 ble det til staten totalt innbetalt 4 279 millioner kroner i kraftskatt, hvorav skatt på grunnrenteinntekt utgjorde 887 millioner kroner. Naturressursskatten til kommuner og fylkeskommuner beløp seg til 1 577 millioner kroner, mens eiendomsskatten for sektoren utgjorde anslagsvis 925 millioner kroner.

Ved siden av de ordinære skattene får både kommunene og staten inntekt fra konsesjonsavgifter av kraftproduksjon. For kommunenes vedkommende er det en forutsetning at disse midlene avsettes i næringsfond og benyttes til utvikling av lokal næringsvirksomhet. Videre har kommunene anledning til å kreve få disponere over inntil 10 prosent av den lokale produksjonen til en særskilt fastsatt pris, såkalt konsesjonskraft. Uttaket av kraft får ikke overskride forbruket i den aktuelle kommunen. Kommunen står likevel fritt i disponeringen av kraften og kan velge enten å begunstige egne innbyggere med rimelig kraft eller å ta ut gevinsten ved å selge kraften i det åpne markedet.

Anvendelsen av elektrisk kraft er fleksibel, kan lett fordeles mellom ulike anlegg, reguleres innen et anlegg i valgfrie mengder og til ulike formål. Energiforsyning er for alle industrier en strategisk faktor og en nødvendig forutsetning for utnyttelse av alle produksjonsfaktorer. De virkelig store kostnadene oppstår om leveransene holder ujevn kvalitet eller uteblir. Tilgang på elektrisitet må derfor anses som en meget viktig faktor for samfunnets nærings- og samfunnsmessige utvikling.

Diskusjonen om eierskapets betydning for kraftnæringen avhenger av hvilke enheter i næringen vi snakker om. Tradisjonelt måtte kraftkrevende industri ligge i nærheten av kraftressursene. Forbedret overføringsteknologi gjorde det mulig for den kraftkrevende industri å velge andre lokaliseringstilvalg. Den teknologiske utviklingen bidrar således til å svekke grunnlaget for felles kompetanseenheter mellom lokale produksjonsanlegg og den kraftkrevende industri. Innen kraftnæringen skjer det to former for fjernstyring parallelt. Fusjoner og oppkjøp medfører at administrasjoner fra ulike steder i større grad samordnes. På den måten blir en del lokalt styrte produksjonsanlegg fjernstyrt fra hovedkontorer lokalisert et annet sted. Samtidig er bransjen preget av en utstrakt teknisk fjernstyring. Ansvar for den tekniske styringen av anleggene og administrasjonen behøver heller ikke være geografisk samlokalisert. For eksempel har Norsk Hydro etablert en koordinert styringssentral for sine kraftanlegg på Rjukan, mens kraftdivisjons toppledelse er lagt til konsernhovedkontoret i

Oslo. Et vedlikeholdsteam reiser rundt og tar seg av de store overhalingsprosjektene. Lignende organisasjonsmodeller vil en også finne blant andre aktører som finnes i det norske markedet.

Den konsentrasjonen som bransjen nå opplever som følge av endringene i markedsforholdene, bidrar ytterligere til at mange kraftverk blir eid utenfra. Fjernstyring, koordinert vedlikehold og koordinering av drift, innkjøp og omsetning er viktige stikkord for denne utviklingen. For disse enhetene blir ikke forskjellene på norsk og utenlandsk eierskap vesentlig forskjellig. De blir uansett eksternt eid, og sammenslåing til større enheter vil uansett kunne innebære at bedriftene tar ut noen rasjonaliseringsgevinster gjennom å kutte noe ned på dobbelt-funksjoner.

Mer viktig blir spørsmålet om regionale implikasjoner relatert til hovedkontoraktivitetene i de tilfellene hvor eierskapet kan tenkes å bli flyttet til utlandet. Spørsmålet blir dermed hva som er de regionale implikasjonene ved eksternt eierskap, og mer spesifikt om de regionale ringvirkningene vil være avhengig av *hvem* de eksterne eierne er: Statkraft, en annen norsk eier (eventuelt med hovedkontoret i en annen region), eller en utenlandsk eier.

Dernest vil effektene av eksternt eierskap være noe avhengig av *omfanget*. I følge Porter (1990) kan et betydelig omfang av utenlandske etableringer, sett fra vertslandets ståsted, sees på som et tegn på at landets egen økonomi har en del svakheter. Innenlandske selskaper ser ut til å mangle evnen til å forsvare sine markedsposisjoner overfor utenlandske etableringer. En slik argumentasjon, slik vi betrakter det, passer dårlig inn i sammenhenger hvor det ikke synes å være nasjonale alternativer. Det er imidlertid viktig å huske på at Porter i betydelig grad baserer seg på store økonomier. I små land vil markedsgrunlaget i noen tilfeller for lite i forhold til avkastningsbehovet. Dermed er det rimelig at det i et land som Norge lettere vil forekomme situasjoner med manglende egendekning, enn i mer folkerike nasjoner. En slik manglende egendekning preget nettopp situasjonen i forrige århundre, da vi ikke hadde kapital eller nok teknologisk kompetanse til å fullt ut utnytte de verdiene som lå i fossekraft-ressursene.

Det må imidlertid ikke glemmes at utenlandske selskaper kan spille en viktig og *positiv rolle* i forhold til produktiv forbedring og teknologisk fornyelse. For små land er det særlig viktig med slike eksterne "input". Her er det nærliggende å nevne den betydning internasjonal

kompetanse har hatt for utviklingen av petroleumsindustrien, ikke minst de første årene da denne virksomheten ble bygd opp. De aller fleste land har utover 1990-tallet nokså åpne grenser i forhold til det å tillate direkte investeringer utenfra. Mange land, deriblant Norge, har i tillegg en politikk som tar sikte på å stimulere til at slike etableringer finner sted. I forhold til vertslandets økonomi vil etableringer fra utlandet ha direkte og indirekte innvirkninger. Det kan blant annet gi teknologioverføringer med koblinger både framover og bakover i verdikjeden. Etableringene vil påvirke det industrielle miljø og dermed også ”klimaet” for entreprenørskap. I forhold til arbeidsmarkedet kan ringvirkningene sees i sammenheng med arbeidsplassetableringer, dynamikk og kvalitet. I svært mange sammenhenger vil dette være positivt.

Det vil være naturlig å betrakte etableringer fra utlandet som en *logisk konsekvens* av at økonomien blir mer og mer internasjonal. Det inkluderer også norske selskaper som etablerer seg i utlandet. De tilfeller hvor slike etableringer kan være et problem, er når utenlandske etableringer blir for dominerende i forhold til landets øvrige økonomi. Da vil det på sikt kunne ha negativ innvirkning på evnen til å utforme en selvstendig og robust industripolitikk.

Innføring av eierskapsnøytrale konsesjonsregler vil utvilsomt gjøre norske fallrettigheter mer interessante for utenlandsk kapital. Et interessant spørsmål i den sammenheng blir hva slags organisatoriske implikasjoner slike oppkjøp vil ha for de datterselskapene som berøres. Hva slags strategiske løsninger som velges, vil nok avhenge av *formålet med oppkjøpet*. Er hensikten først og fremst å investere i et selskap som hovedsakelig fortsatt skal betjene det norske markedet, er det lite trolig at dette i særlig grad berører organisatorisk status (porteføljeinvestering) i den norske enhetene (datterselskapet).

Er formålet derimot å kombinere vannkraft med andre tilsvarende vannkraftanlegg, eventuelt i kombinasjon med andre former for energibærere som selskapet allerede besitter, kan det være mer aktuelt å teknisk fjernstyre anleggene (diversifisering). Om teknisk fjernstyring også vil medføre at en flytter kontroll, strategier og produktutvikling vil også avhenge av hva slags kompetanse konsernet selv besitter. Er investor et selskap uten betydelig kompetanse innen vannkraftteknologi, men som ønsker å satse på denne energiformen, synes det logisk at ”centre of excellence” modellen velges, og at en dermed overlater mye av ansvaret til datterselskapet. Organisasjonsformen vil kunne innebære at den norske virksomheten får

autoritet og beslutningsmyndighet innenfor konsernet, eventuelt også på vegne av tilsvarende anlegg i andre land (nordisk hovedkontor).

Denne rollen vil kunne tilfalle den norske enheten ut fra at den innehar betydelig spisskompetanse som er svært vanskelig å bygge opp andre steder eller å flytte. Koblingene til FoU-miljøene i Norge (for eksempel SINTEF Energiforskning A/S) kan komme til å bli viktige elementer i en slik vurdering. Er det derimot snakk om et utenlandsk oppkjøp fra en aktør som allerede har betydelig kompetanse med vannkraft, kan strategien være å samle ”kunnskapen” til ett sted. På hvilken måte dette påvirker det norske hovedkontoret, avhenger om det blir denne eller enheten i utlandet som blir favorisert. Blir et utenlandsk miljø foretrukket, vil dette utvilsomt føre til en nedbygging av den norske hovedkontorenheten, og samtidig svekke båndene til norske leverandører og kompetansemiljøer. For produksjonsenhetene gjelder derimot stedbundenhet uavhengig av hvem som eier anleggene. Hovedkontorene og kompetansemiljøene er stort sett å finne i mer sentrale strøk. Hva slags konsesjonsregime en har i forhold til hjemfall, vil derfor ha svært begrenset betydning for distriktene, mens det blir mer åpent om hvordan et eventuelt reguleringsregime som mer innbyr til utenlandsk eierskap påvirker miljøene på sentrale steder. Vår antagelse er at heller ikke for disse miljøene blir konsekvensene videre dramatiske, da kompetansen disse besitter er verdifull og ikke så lett lar seg flytte.

Forkjøpsrett er et verktøy som myndighetene kan benytte i forhold til våre vassdragsressurser ut fra en målsetting om å ivareta samfunnsmessige hensyn. Dette innebærer imidlertid at det offentlige skiller skarpt mellom sin rolle som forvalter, og sin rolle som eier av markedsaktører. *Forvalteren* kan tiltrå sin lovbestemte forkjøpsrett ut fra en samfunnsmessig vurdering, for eksempel med sikte på å unngå utbygging, eller med sikte på nedlegging. Eierskapsnøytralitet innebærer imidlertid at en kommunal, fylkeskommunal eller statlig eid kommersiell aktør må forholde seg til de samme rammevilkår som enhver annen privat aktør. Det gjelder også forkjøpsrett. Staten kan med andre ord ikke benytte forkjøpsretten til å skaffe sin egen markedsaktør fordeler fremfor de andre aktørene i markedet.

Eierskapsnøytrale konsesjonsregler vil med stor sannsynlighet skape større mulighet for utenlandske selskaper til å kjøpe seg opp i norsk kraftnæring. Grunnen er at en endring i hjemfallsinstituttet vil skape et marked for fallrettigheter, og dermed et marked for kjøp av salg av selskapene som eier fallrettighetene og benytter vannressursene til kraftproduksjon. Å

åpne for utenlandske oppkjøp vil kunne bidra til en *bedre drift* i norsk kraftnæring. Ved å skape et marked for selskapskontroll kan en oppnå gevinster også i de selskapene som ikke blir berørt av noen oppkjøp. Dermed vil et marked for selskapskontroll ikke bare ha effekt på de oppkjøpte selskapene, men også kunne disiplinere kraftselskaper som ikke blir kjøpt opp.

Konkurransen om oppkjøp bidrar også til at norske kraftprodusenter ikke selges på billigsalg. Gjennom fusjoner og oppkjøp legges grunnlaget for å skape det som av enkelte er karakterisert som *slagkraftige enheter*. Uansett om det er en utenlandsk aktør eller Statkraft som gjennom oppkjøp blir stor i markedet, skal myndighetene ut fra konkurransehensyn legge begrensninger på den store aktørens oppkjøp.

Et interessant spørsmål i sammenheng med at innføring av eierskapsnøytrale konsesjonsregler vil gjøre norske fallrettigheter mer interessante for utenlandsk kapital, blir hva slags regionale og organisatoriske implikasjoner slike oppkjøp kan ha for de datterselskapene som berøres. Vår konklusjon er at hjemfallsregime vil ha svært begrenset betydning for distriktene. Det er mer åpent hvordan et reguleringsregime som innbyr til utenlandsk eierskap påvirker miljøene på *sentrale* steder. Vår antagelse er at heller ikke for disse miljøene blir konsekvensene videre dramatiske, da kompetansen disse besitter er verdifull og ikke så lett lar seg flytte.

Liberaliseringen av kraftmarkedet førte til et markert fall i byggeaktivitetene og konsesjons-søknadene rundt 1992. Omleggingen gav i denne perioden et prisfall på kraft og skapte usikkerhet omkring inntjeningsmulighetene. Sterk prisvekst på kraft i 2002/2003 og forventinger om at et høyere prisleie vil vare, utløser nye byggeprosjekter. Dette gjelder også bygging av små lokale elvekraftverk.

Kraftstasjoner og regulerte arealer berører et stort antall kommuner i distrikts-Norge, mens de fleste forbrukere finnes i de større befolkningskonsentrasjonene. Inntektene genereres dermed fra sentrale strøk gjennom en lang rekke skatter og avgifter og tilfaller i betydelig fylkeskommuner og distriktskommuner.

Litteratur

- Bassett, K. (1984): "Corporate structure and corporate change in a local economy: The case of Bristol," *Environment and Planning A*, **16**(8): 879-900.
- Behrman, J. N., og W. A. Fischer (1980): *Overseas R&D Activities of Transnational Companies*. Cambridge, MA.: Oelgeschlager, Gunn & Hain Publishers.
- Behrman, J.N, og R.E. Grosse (1990): *International Business and Governments: Issues and Institutions. I: Critical Issues Facing The Multinational Enterprise*: University of South Carolina Press.
- Benito, G. R. G. (1999): "Industrial Clusters and Foreign Companies "Centers of Excellence," i *Centres of Excellence in Multinational Firms*, red. av U. H. Pedersen. London: Macmillan.
- Bjørndalen, J. (1992): *Et konkurransedyktig Norge: Kraftsektoren*. SNF Rapport 63/92.
- Bjørndal, I. (1998): *Fra vannkraft til datakraft. Trekk fra Haldens historie i hundre og tredivet år 1868-1998*. Forum Bjørndal, Halden.
- Britton, J. N. H. (1976): "The influence of corporate organization and ownership on the linkages of industrial plants: A Canadian enquiry," *Economic Geography*, **52**(4): 311-324.
- Chandler, A. D. (1977) *The Visible Hand. The Managerial Revolution in American Business*. Harvard, Belknap.
- Eckbo, B. E. (1998): "Bedriftsoppkjøp og verdiskapning," i *Fusjoner og oppkjøp*, red. av K. Boye, og C. B. Meyer. Oslo: Cappelen Akademisk Forlag, 244-278.
- ECON (2002): *Kommuners- og fylkeskommuners kraftformue og kraftinntekter*. Rapport 101/2002.
- Evans, A. W. (1973): "The locations of headquarters of industrial companies," *Urban Studies*, **10**: 387-395.
- Faktaheftet (2001): *Energi og vassdragsvirksomhet i Norge*. Olje- og energidepartementet, Oslo.
- Firm, J. R. (1975): "External control and regional development: The case of Scotland," *Environment and Planning A*, **7**(4): 393-414.
- Fors, G. (1996): *R&D and Technology transfer by multinational enterprises.*: The Industrial Institute for Economics and Social Research.
- Galbraith, J. R. (1994): *Competing with Flexible Lateral Organizations.*: Addison-Wesley Publishing Company.
- Green, M. B., og R. B. McNaughton (1997): *The Location of Foreign Direct Investment*. Avebury, UK.: Aldershot.
- Hansen, J. C., og T. Selstad (1999): *Regional omstilling: Stukturbestemt eller styrbar?* Oslo: Universitetsforlaget.
- Hill, S., og M. Munday (1995): "Foreign manufacturing investment in France and the UK: A regional analysis of locational determinants," *Tijdschrift voor Economische en Sociale Geografie*, **86**(4): 311-327.
- Hodne, F. (1981): *Norge økonomiske historie 1815-1970*. Oslo: J. W. Cappelens Forlag.

- Hodne, F., og O. H. Grytten (2002): *Norsk Økonomi i det 20. århundre*. Bergen: Fagbokforlaget.
- Hveding, V. (1980): *Vannkraft i Norge*. Trondheim: Universitetet i Trondheim, NTH Institutt for Vassdragsutbygging.
- Jakobsson, E. (1996): "Industrialisering av älvar. Studier kring svensk vattenkraftutbyggnad 1900-1918," Avhandlingar från Historiska institutionen i Göteborg, nr. 13.
- Kjær, A (2001). Avdekke politiske, juridiske og økonomiske skranker for videreutvikling av Distribuert kraftproduksjon fra små kraftverk (mikr, mini- og små vannkraftverk). NORSKOG, 23.06.01.
- Kvinge, T. (1994): *Utenlandske oppkjøp og etableringer i norsk industri. Motiver, omfang og utvikling*. Forskningsstiftelsen Fafo Rapport 162.
- Love, J. H. (1989): "External takeover and regional economic development. A survey and critique," *Regional Studies*, **23**(5): 417-429.
- Massey, D. (1984): *Spatial divisions of labour: Social structures and the geography of productions*. London: Macmillan.
- Meyer, C. B. (2000): "Hovedkontorlokalisering i den nye økonomien," i *The new economy - drøm eller virkelighet*, red. av L. B. Methlie. Bergen: SNF-årbok, Fagbokforlaget.
- Mintzberg, H. (1979): *The structuring of organizations*. Englewood Cliffs: Prentice-Hall.
- Olje- og energidepartementet (2001): Faktaheftet
- Porter, M. E. (1990): *The Competitive Advantage of Nations*. London: Macmillan.
- Riksrevisjonen (1999): *Reguleringsmodellen for monopolkontroll av nettfunksjonene i kraftmarkedet*. Notat
- Rumelt, R. (1974) *Strategy, Structure and Economic Performance*, Harvard University Press, Boston.
- Rusten, G. (1990) Hvorfor Omlokalisere Hovedkontorer? En Studie av Hovedkontorflyttinger i Norge 1967–1987. Geografi i Bergen 148. Institutt for geografi. Norges Handelshøyskole og Universitetet i Bergen, Bergen.
- Rusten, G., Kvinge, T. and Jakobsen, S.-E. (1999) Internasjonalt eierskap i norsk næringsliv - Omfang og effekter nasjonalt og regionalt, SNF Rapport 24/99.
- Rusten, G. (2000): "Geography of outsourcing: Business service provision among firms in Norway," *Tijdschrift voor Economische en Sociale Geografie*, **9**(12): 122-134.
- Rusten, G., S.-E. Jakobsen, og T. Kvinge (2002): "Foreign direct investment and regional effects: The case of Norway,".
- Ryen, K. (2001): Distribuert genereing. Fremtidens muligheter og utfordringer. IEEE Seminar, Gardermoen 17.10.2001.
- Schön, L. (1990): Electricitetens betydelse för svensk industriell utveckling. Energisystem, Utveckling och & Miljö.
- Singh, B., og Skjeret, F. (2002): Organisering av sentral og regionalnett. Samfunns- og næringslivsforskning, rapport 06/02, Bergen.
- Singh, B., H. K. Nordås, og A. Knudsen (2001): *NDF and the energy sector: A sector study with project evaluations*. CMI Commissioned Report.

- Statistisk sentralbyrå (1995): NOS Energistatistikk, Forbruksundersøkelse. Oslo-Kongsvinger.
- Statistisk sentralbyrå (2000): NOS, Energistatistikk, Oslo-Kongsvinger.
- Sunnevåg, K.J., Rusten, G. og Sjørgard, L., (2002): Harmonisering av hjemfallsvilkår og konsesjonslengde: Skattemessige og næringspolitiske aspekter. Samfunns- og næringslivsforskning, rapport 20/02, Bergen.
- Vogt, J. (1971) *Elektrisitetslandet Norge. Fra Norsk vassdrags- og elektrisitetsvesens historie*. Universitetsforlaget, Oslo.
- Von der Fehr, N-H. M., Hagen, K.P., Hope, E., (2002): Nettregulering. Samfunns- og næringslivsforskning, rapport 01/ 02, Bergen.
- Xergi (2001): "Informasjonsmagasin for SINTEF Energiforskning AS,"; 3-4.
- Young, D., Goold, M. G., Blanc, R., Bühner, R. Collis, D., Eppink, J., Kagano, T. and Seminario, G. J. (2000): *Corporate Headquarters: An International Analysis of Their Roles and Staffing*, Ashridge Strategic Management Centre, London.

