

# Avkastning i kraftsektoren i Norge

Ann Christin Bøeng og Torstein Bye

*Kraftsektoren i Norge er en såkalt grunnrentenæring. Dette skulle tilsi at avkastningen i denne næringen er høyere enn avkastningen i andre sektorer i økonomien, som ikke er grunnrentenæringer. Over en lang historisk periode har imidlertid avkastningen i denne næringen vært mindre enn i andre næringer. Dette var en av grunnene til dereguleringen av det norske elektrisitetmarkedet i 1991. Etter dereguleringen skulle en forvente at utviklingen trakk i retning av høyere avkastning og at dyrere energiverk fikk en lavere avkastning enn billige energiverk. Avkastningen har imidlertid steget lite. Dette skyldes økt konkurranse fra andre land med stor produksjonskapasitet i forhold til etterspørselen. Tallgrunnlaget fra 1991 til 1997 kan heller ikke bekrefte en hypotese om forskjeller i avkastning på grunn av kostnadsforskjeller. Dette kan tyde på at det er et stykke igjen til det deregulerte norske elektrisitetmarkedet fungerer slik intensjonen var. Framskrivinger antyder at utsiktene for økt avkastning i kraftsektoren fram mot 2010-2020 er gode. På sikt kan sektoren hente inn noe av den grunnrenten en skulle forvente fantes i næringen. Med en kostnadseffektiv internasjonal gjennomføring av intensjonene i Kyotoprotokollen kan avkastningen bli svært god i norsk kraftforsyning.*

## 1. Innledning

Kraftsektoren i Norge er en såkalt grunnrentenæring. Denne næringen utnytter fossefall og elvestrekninger. Det er billigere å utnytte noen fossefall enn andre. I et marked vil en først bygge ut de billigste kraftverkene og deretter de dyrere. En vil bygge ut kraftverk etter stigende enhetskostnader for på den måten å få mest mulig ut av ressursene. Markedet vil sørge for at det ikke bygges ut nye kraftverk før prisen overstiger enhetskostnaden ved det sist utbygde kraftverket. Siden enhetskostnadene stiger betyr dette at de første kraftverkene som ble bygget ut, og dermed var billige, får en økt avkastning av investeringen over tid. Spesielt gjelder at investeringer i disse kraftverkene vil få en høyere avkastning enn plassering av kapital i andre virksomheter, som ikke er grunnrentenæringer. Denne meravkastningen kaller man grunnrente. Tilsvarende gjelder for noen andre næringer, som for eksempel petroleumsaktiviteten i Nordsjøen, fiskerinæringen, deler av jordbruket, samt til en viss grad eiendomsmarkedet.

Nå vet vi at det er forskjell på teori og praksis både for fiskeriene og jordbruket. Vi skal også se at heller ikke kraftnæringen har realisert noen grunnrente, mens det opplagt gjelder for petroleumssektoren i Norge. En slående forskjell mellom disse næringene er at mens petroleumssektoren er lite arbeidsintensiv og i all hovedsak retter seg mot eksportmarkedet, så har kraftproduksjonen i Norge i hovedsak rettet seg mot innenlandsk etterspørsel. Fiskeriene og jordbruket har vært viktige sektorer i den regionale sysselsettingspolitikken på samme måte som kraftsektoren.

Ann Christin Bøeng, førstekonsulent ved seksjon for utenrikshandel, energi og industristatistikk.  
E-post: ann.christin.boeng@ssb.no

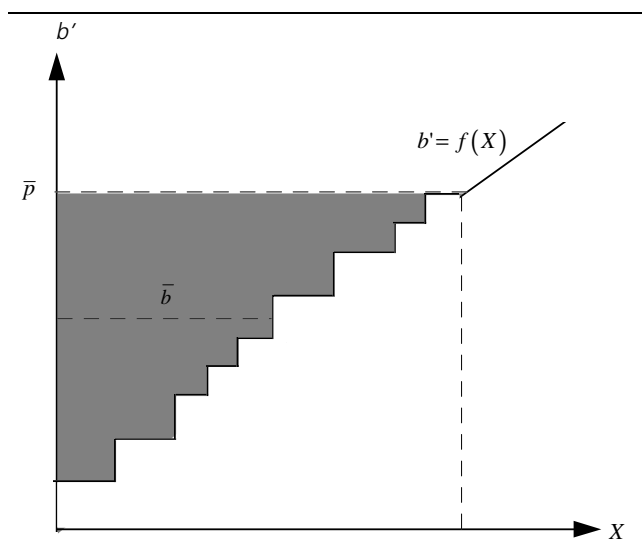
Torstein Bye, forskningssjef ved seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. E-post: torstein.bye@ssb.no

Alle disse næringene har vært gjenstand for reguleringer, men innholdet i reguleringene har vært svært forskjellig. Det har vært innslag av både volumregulering, prisregulering og omsetnings-/konkurranseregulering i kraftbransjen, fiskeriene og jordbruket, mens volumregulering dominerer i petroleumssektoren. Petroleumssektoren har også stått fritt til å selge varene til høyest mulig pris på det internasjonale markedet og å delta i konkurranse med andre. Dette har hatt en vesentlig betydning for muligheten til å oppnå en god avkastningen i sektoren.

Vi vet at mange kraftverk som ble bygget ut i Norge på 1950-tallet var svært billige kraftverk, andre senere utbygginger var vesentlig dyrere. Det har heller ikke vært slik at en i Norge systematisk har bygget ut de billige verkene før de dyrere. Dessuten betydde hensynet til selvforsyning, regionale kraftbalanser, industrielle hensyn og regionale sysselsettingshensyn mye i selve beslutningsprosessen omkring konkrete kraftutbyggingsprosjekter.

La oss likevel anta at vi rangerer kraftverkene etter stigende kostnader slik det skjematisk er framstilt i figur 1. Her er kostnadskurven,  $b' = f(x)$  stigende med hensyn på kraftmengden ( $x$ ), som skal produseres. Dette reflekterer at de dårligste prosjektene (til venstre i figuren) er dyrere enn de billigste (til høyre i figuren). I en optimal situasjon vil da ikke noen utbygging bli foretatt før prisen ( $p$ ) er lik grensekostnaden ved det neste prosjektet. Hvis vi antar at normalavkastningen av investeringene i hvert kraftverk er inkludert i den stigende kostnadskurven, og at prisen  $p$  er lik grensekostnaden  $b'$ , så er arealet mellom prislinjen og kostnadskurven (det skraverte arealet) lik grunnrenten i vannkraftsektoren. Bye og Johnsen (1991) beregnet den teoretiske grunnrenten i de vannkraftverk som var bygget ut i Norge fram til 1991 til vel 9 milliarder kroner per år. Denne ble beregnet som meravkastningen utover normalavkastning, gitt at en ikke bygget ut mer kraft før prisen oversteg kostnaden ved det marginale produksjonsverket i

**Figur 1. En stilistisk skisse av grunnrenten i norsk vannkraftsektor**



Norge på den tiden. En antok også at det faktisk var mulig på lang sikt å oppnå en pris som tilsvarer lønnsomme investeringer på marginalen. Normalavkastningen av den kapital som var nedlagt i kraftsektoren ble beregnet til 12 milliarder kroner, slik at avkastningen totalt sett burde være 21 milliarder kroner per år. Avkastningen i kraftsektoren samme år var kun 10 milliarder kroner, altså 11 milliarder kroner mindre enn den kunne vært. Hvis grunnrenten hadde vært tatt inn ville avkastningen vært 11 prosent, mot en faktisk realisert avkastning på 5,5 prosent i 1991.

Fram til 1978 ble det fulgt en prisingsregel i den norske kraftsektoren, i all hovedsak offentlig eiet, som tilsa at prisen skulle gjenspeile de gjennomsnittlige kostnadene i kraftsektoren – det vil si at prisen skulle være lik  $\bar{b}$ . Det framgår da av figuren at som et snitt for sektoren vil den grunnrenten som samles inn av de billigste verkene gå tapt ved at de dyreste verkene ikke får dekket de totale kostnadene.

Den energitunge industrien i Norge fikk på 1950- og 1960-tallet 40-60 års kraftkontrakter med priser tilsvarende kostnaden ved noen av de billigste prosjektene i Norge. Dette medførte at større deler av den potensielle grunnrenten, den venstre delen av kurven i figur 1, heller ikke ble realisert i markedet. En hovedårsak til at en inngikk disse lange kontraktene var at ved gjenreisningen etter krigen på 50-tallet, så var investeringer i kraftsektoren sett på som svært kapitalintensive og risikofylte prosjekter. En måte å sikre seg mot risiko på var derfor at kraftleveransene ble bundet opp til kunder på svært lange kontrakter. I ettertid framstår dette som at en var ekstremt risikoavers. Alternativt var informasjonsgrunnlaget for vurderinger av framtidig mulig prisutvikling svært mangelfullt.

Ved studier av avkastningen i kraftsektoren i Norge er det av flere grunner viktig å skille mellom selve kraftproduksjonen, overføringen av kraft over store avstander, og distribusjonen av kraft. Det er vanlig å anta stigende marginal-

kostnader i kraftproduksjon og fallende gjennomsnittskostnader i overføring og distribusjon. Dessuten er det viktig, spesielt etter dereguleringen av kraftmarkedet i Norge i 1991, at overføring og distribusjon er monopoltenester, mens kraftproduksjon er konkurranseutsatt. Av statistiske grunner er det imidlertid ikke mulig å skille mellom disse aktivitetene når en studerer kraftsektoren før 1991. Etter 1991 ble imidlertid statistikken revidert slik at dette nå er mulig.

I denne artikkelen skal vi se nærmere på avkastningen i kraftsektoren i Norge. Vi starter i kapittel 2 med å se på avkastningen i et historisk perspektiv. Her benyttes statistikk fra nasjonalregnskapet, som kun gjør det mulig å studere utviklingen for kraftsektoren samlet. I kapittel 3 går vi over til å studere avkastningen noe mer i detalj for perioden etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet. Kilden her er elektrisitetsstatistikken. I kapittel 4 skisseres en mulig utvikling i den framtidige avkastningen i denne bransjen gitt at en lar konkurransen få lov til å virke. Det framkommer at denne utviklingen kan bli sterkt influert av hvordan en velger å følge opp Kyotoprotokollens bestemmelser om restriksjoner på utslippet av klimagasser framover. Kapittel 5 oppsummerer de viktigste konklusjonene.

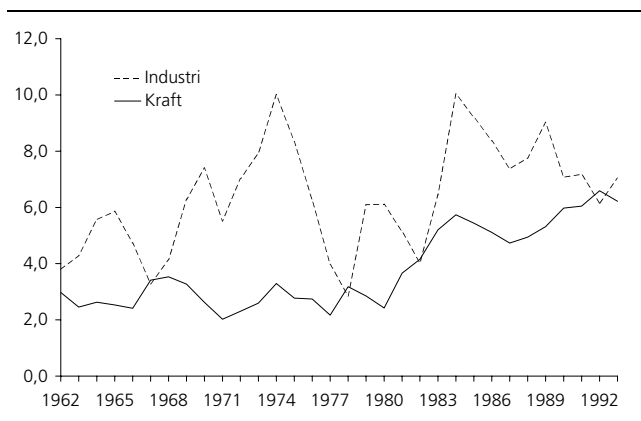
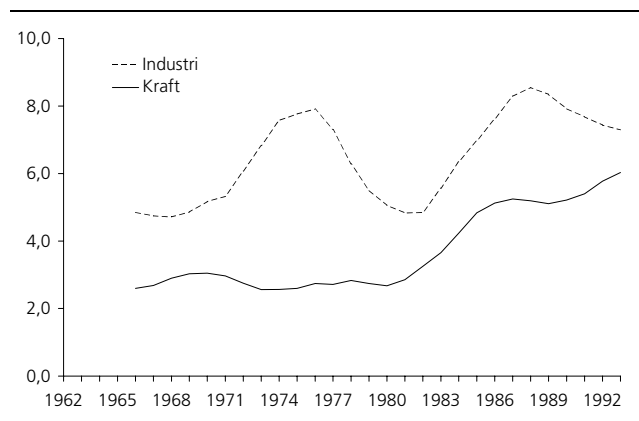
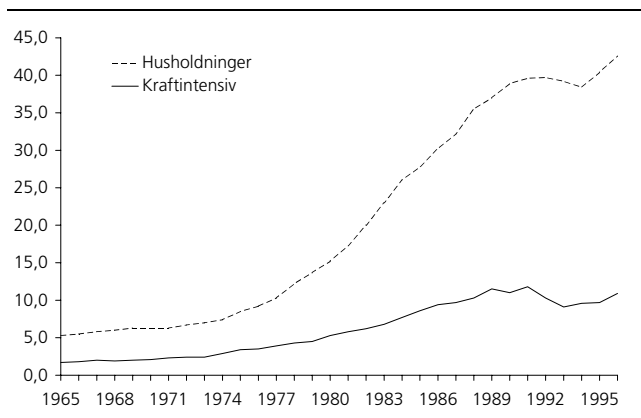
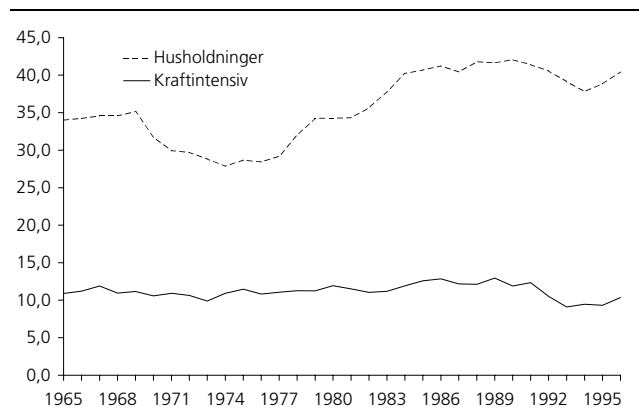
## 2. Avkastning i kraftsektoren og industrien 1962-1993

La oss først se litt på hvordan avkastningen faktisk var i kraftsektoren i den lange perioden med reguleringer fra 1962-1991, i forhold til andre sektorer i økonomien. Nasjonalregnskapet gir tall for netto driftsresultat (brutto driftsresultat med fratrukk for kapitalslit) samt kapitalbeholdningen fordelt på sektorer i økonomien – herunder kraftsektoren samlet. Kapitalbeholdningen i nasjonalregnskapet består av akkumulerte investeringer med fratrukk for avskrivninger vurdert til gjenanskaffelsespriser. Forholdet mellom netto driftsresultat og kapitalbeholdning gir avkastningsraten – den prosentvise avkastningen av realkapitalen i næringen.

### 2.1. Avkastningen i kraftsektoren

Fra figur 2a (årlig avkastning) og 2b (5-års glidende gjennomsnitt) ser vi at avkastningen i kraftsektoren i Norge gjennom hele perioden fra 1962 til 1980 lå mellom 2 og 3 prosent. I denne perioden fulgte man som nevnt en politikk der prisen skulle gjenspeile gjennomsnittskostnaden ved utbygging. Sammen med de lange kontraktene med lave priser til industrien er dette hovedårsaken til den lave avkastningen i denne perioden. Vi ser også av figur 3a og 3b at prisen på kraft til de store gruppene av forbrukere som husholdninger og kraftintensiv industri heller ikke steg noe særlig i perioden, før mot slutten av 1970-tallet. I realpris falt faktisk prisen til gruppen husholdninger ganske kraftig fra slutten av 1960-tallet til om lag midt på 1970-tallet.

I energimeldingen som ble lagt fram i 1978, ble det besluttet at en skulle gå over fra å prise kraften etter gjennomsnittskostnad til å prise lik langtidsgrensekostnad med en

**Figur 2a. Kapitalavkastning i norsk industri og kraftforsyning. Prosent. 1962-1993****Figur 2b. Kapitalavkastning i norsk industri og kraftforsyning. Prosent. 5-års glidende gjennomsnitt. 1962-1993****Figur 3a. Prisutvikling for elektrisitet husholdninger og kraftintensiv industri. 1965-1996. Øre/kWh, inkl. elavgift, ekskl. mva.****Figur 3b. Prisutvikling for elektrisitet husholdninger og kraftintensiv industri. 1965-1996. Øre/ kWh, inkl. elavgift, ekskl. mva. Faste 1993-priser**

opptrappingsplan for prisene fram mot 1985<sup>1</sup>. Dette ser vi også klart av figuren. Prisen for husholdningskundene stiger sterkt fra 1978 og helt fram til 1992. En god del av denne prisstigningen skyldes at inflasjonstakten i norsk økonomi tiltok kraftig utover på 1980-tallet. Korrigert for inflasjonen, se figur 3b, stiger imidlertid også husholdningsprisen reelt med 30 prosent fra 1978 til 1990. Samtidig ser vi at prisen til kraftintensiv industri kun stiger nominelt, men at den faller målt i faste priser. I perioden samlet er altså kontraktene med industrien underregulert i forhold til stigningen i konsumprisene.

Avkastningen i kraftsektoren, se figur 2a, stiger kraftig i samme periode – fra 3,2 prosent i 1978 til vel 6 prosent i 1990, med en liten nedgang i 1986-1987. Den gjennomsnittlige avkastningen i sektoren kan skjule store forskjeller fra kraftverk til kraftverk, som det ikke er mulig å skille ut i statistikken. En årsak til at den gjennomsnittlige avkastningsraten stiger så raskt er også at kraftkontraktene med industrien utgjør en stadig mindre andel av kraftmarkedet.

De delene av markedet som får stigende realpriser (alminnelig forsyning) utgjør en stadig større andel av markedet utover i perioden. Et element som trekker noe i motsatt retning er de stadig dyrere utbyggingene som ble realisert utover på 1980-tallet.

Kraftproduksjonen i Norge har også variert mye langs en stigende trend i denne perioden. Svingningene skyldes hovedsakelig stor variasjonen i nedbør mellom år. Samtidig har prisen variert mye, dels på grunn av variasjonen i nedbør og produksjon, men også på grunn av endringer i konjunkturførhold og temperaturforhold. Dette har bidratt til det sterkt varierende avkastningsnivået i kraftsektoren.

## 2.2. Avkastningen i industrien

Vi ser også av figurene 2a og 2b at avkastningen i norsk industri har vært vesentlig høyere enn avkastningen i kraftsektoren. Avkastningen i industrien varierer imidlertid betydelig mer enn avkastningen i kraftsektoren. Dette skyl-

1 Svært mange har oppfattet pris lik langtidsgrensekostnad som et prisingskriterium. Når prisen er lik langtidsgrensekostnad er dette et signal om at nye investeringer kan lønne seg. Det er altså et investeringskriterium. På lang sikt vil dette imidlertid lede til at prisutviklingen går i retning av langtidsgrensekostnad for kraft hvis markedet får bestemme.

**Tabell 1. Kapitalavkastningen i noen næringsgrupper. 1962-1993. Prosent**

Periode	Konsum- vare- produksjon	Møbel, trevare- produksjon	Tre- foredling	Kjemikalie- produksjon	Metall- produksjon	Annen industri- produksjon	Veiet industri	Kraft- produksjon
1962-1971	8,6	7,8	1,7	0,6	7,4	0,1	5,2	2,8
1972-1981	5,5	6,6	4,0	1,9	8,3	7,4	5,9	2,8
1982-1987	7,8	7,6	3,9	5,5	10,3	6,3	7,3	5,1
1987-1993	7,5	6,8	5,2	6,6	5,6	4,7	6,3	5,8
1962-1993	7,3	7,2	3,5	3,1	7,9	4,4	6,0	3,8

des at industrien er mer konkurranseutsatt enn kraftsektoren, og at utviklingen i avkastningen i store trekk følger konjunkturutviklingen. I tabell 1 finner vi at avkastningen i de ulike industrinæringene også varierer en god del, med høyest avkastning i gjennomsnitt over flere år i metallproduksjon. Dette er en av de næringene som har de gunstigste kontraktene på kraftsiden. Avkastningen er lavest i gjennomsnitt for treforedling og kjemisk produksjon, som også har svært rimelige og langsiktige kraftkontrakter. Her utgjør imidlertid kraftkostnadene en vesentlig mindre andel enn i metallproduksjon. I gjennomsnitt over 10-års perioder har avkastningen i industrien variert mellom 5 og 7 prosent. Det er først etter 1990 at avkastningen i kraftsektoren har nærmet seg dette nivået. Gitt at kraftnæringen er en grunnrentenæring, ser vi altså at avkastningen har vært svært lav i denne sektoren historisk.

### 3. Avkastning i kraftsektoren i perioden 1993-1997

#### 3.1. Avkastningsbegreper og organisering

For 1993-1996 finnes detaljert statistikk for de enkelte energiverkene som gjør at det er mulig å bruke regnskapene direkte for å måle avkastning, mens det for 1997 finnes foreløpige regnskapstall. Flere ulike begreper kan brukes til å måle lønnsomheten i en bedrift, som f.eks total kapitalrentabilitet, egenkapitalrentabilitet, resultatgrad og omløpsstid for kapital. *Totalkapitalrentabiliteten* er det viktigste resultatuttrykket. Dette forholdstallet er definert som den totale kapitalgodtgjørelsen (driftsresultat + rentekostnader) i forhold til totalkapitalen. Totalkapitalen er her definert som summen av de akkumulerte investeringene i løpende verdi fratrukket regnskapsmessige avskrivninger<sup>2</sup>.

Rentabiliteten i et energiverk kan variere betydelig fra år til år pga. svingninger i de ulike komponentene i driftsresultatet eller pga. endringer i totalkapitalen. Inntektene avhenger hovedsakelig av omfanget på energisalg og salg av overføringstjenester, mens kostnadene bestemmes av størrelsen på energikjøp, kjøp av overføringstjenester, lønninger, nettap, og avskrivninger. Omorganiseringer i

energiverkene, eller tilfeldigheter som f.eks en midlertidig produksjonsstans, vil også kunne påvirke avkastningen.

Energiverkene handler i et marked med større prisvariasjoner enn i de fleste andre råvaremarkeder, og det er derfor stor risiko både på innkjøpssiden og salgssiden. Etter at energiloven ble innført i 1991, har det dessuten blitt hardere konkurranse og enda større svingninger i spotprisen på kraft. Mange energiverk dekker en stor andel av sine kontraktsforpliktelser ved å kjøpe inn kraft på Elbørsen (Nord Pool ASA), og er derfor nokså sårbare overfor økte spotpriser. På den annen side vil energiverk som hovedsakelig selger kraft på Elbørsen kunne få dårligere resultat i perioder med lave spotpriser. Usikkerheten i salg- og innkjøpsprisene har bidratt til en kraftig omsetningsøkning i det finansielle kraftmarkedet på Elbørsen de siste årene. Hovedformålet med dette markedet er prissikring, og det tilbys ofte prisgarantier i kontraktene. Garantiene innebærer at hvis markedsprisen avviker fra kontraktsprisen på det tidspunktet kontrakten gjelder for, så vil kjøperen motta, evt. måtte betale differansen.

De siste årene har det vært hyppige omorganiseringer i kraftbransjen for å skille monopoler fra konkurranseutsatt virksomhet. Mange energiverk har skilt ut deler av virksomheten i egne selskaper, noe som resulterte i at antallet energiverk steg med 14 fra 1994 til 1995. Det skyldes blant annet at myndighetene krevde separate regnskaper for forsyning av kraft og nettleveranser på begynnelsen av 90-tallet. I tidsrommet 1984 – 1994 ble imidlertid antall energiverk redusert med 113. Nedgangen i denne perioden har sammenheng med at mange verk slo seg sammen for å oppnå stordriftsfordeler i form av for eksempel felles markedsføring, synergieffekter på kundebehandlingssystem og bredere kompetanse. Innføringen av energiloven i 1991 bidro særlig til reduksjonen i antall verk ved at konkurransen i kraftmarkedet og kravene til effektivitet økte.

I 1998 var det også mange energiverk som slo seg sammen eller forhandlet om å slå seg sammen. Det har trolig sammenheng med hardere konkurranse, mindre lojale kunder, lavere kraftpriser og større risiko knyttet til de sterkt svin-

2 Avkastningen etter dette avviker derfor noe fra avkastningen i forrige avsnitt, der det ble lagt til grunn avskrevne gjenanskaffelsesverdier (det vil si at verdien av kapitalen er verdijustert). Avskrivninger der er lineære avskrivninger, mens de her er det avskrivninger som skatteloven til enhver tid tillater kan gjøres, og som bedriften finner det lønnsomt å gjennomføre. Nivået på avkastningen blir etter denne definisjonen noe høyere. Fortsatt forteller rentabiliteten hvilken avkastning totalkapitalen gir uansett hvordan totalkapitalen er sammensatt.

### Definisjon av ulike typer energiverk

Energiverk kan deles inn i ulike typer etter hva som er hovedaktiviteten. Det er seks hovedtyper energiverk:

- *Produksjonsverk*: Kraftproduserende energiverk som i liten grad leverer kraft direkte til sluttbruker.
- *Engrosverk*: Energiverk som hovedsakelig kjøper og selger kraft til andre energiverk. Disse kan ha noe egenproduksjon og levere kraft til sluttbruker via regionalnett.
- *Integrerte verk*: Energiverk med egen produksjon, som leverer kraft direkte til sluttbrukere. De deles igjen opp i høyintegrerte og lavintegrerte verk:
  - Høyintegrerte verk har mer enn 20 prosent egenproduksjon av kraftsalg til sluttbruker.
  - Lavintegrerte verk har mindre enn 20 prosent egenproduksjonen av kraftsalg til sluttbruker.
- *Nettselskap*: Omfatter rene nettselskaper som ikke omsetter, men bare distribuerer kraft.
- *Industriverk*: Kraftverk som er en del av et industriforetak, og hovedsakelig leverer kraft til produksjonsenheter i samme foretak.

### Energiverk etter eieform

Energiverk kan også inndeles etter eieform. Man skiller da mellom kommunale verk, statlige og private verk. Kommunale verk inndeles igjen i fellekommunale, fylkeskommunale og kommunale verk.

- *Fylkeskommunale verk*: Energiverk som en fylkeskommune eier alene.
- *Felleskommunale verk*: Energiverk som minst to kommuner eier.
- *Kommunale verk*: Energiverk som en kommune eier alene. I tillegg omfattes verk der en kommune har minst 50 prosent av eiendelene og staten eller private har resten.
- *Statlige verk*: Omfatter, foruten statskraftverkene, alle energiverk som staten eier, eller der staten har minst 50 prosent av aksjekapitalen.
- *Private verk*: Energiverk der private eier over 50 prosent av kapitalen.

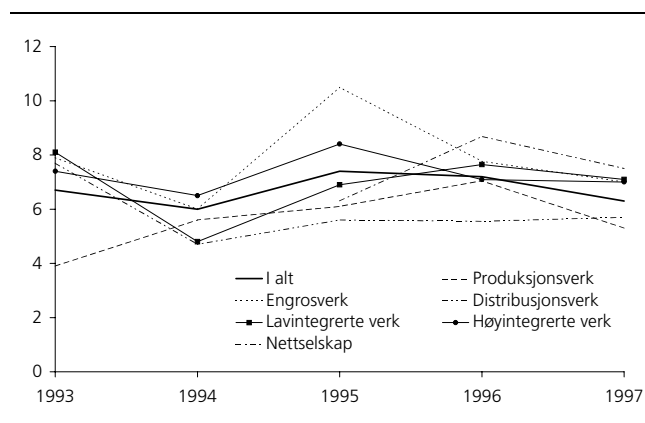
Et energiverk kan eies av flere typer eiegrupper. Da brukes gjerne 50 prosent-regelen for å bestemme hvilken kategori den kommer inn under. Dvs. energiverket kommer inn under den kategorien som har en eierandel på over 50 prosent, eller har mer enn 50 prosent av kapitalen.

gende prisene på innkjøpssiden. Etter at forholdene ble tilrettelagt for å skifte kraftleverandør, blant annet ved at gebyret for å skifte leverandør ble fjernet i 1998, har det vært en kraftig oppsving i antall leverandørskifter. I januar 1999 hadde 4,5 prosent av alle husholdninger i Norge en annen leverandør enn den lokale, mens den tilsvarende andelen i oktober 1997 var 1,4 prosent.

### 3.2. Rentabilitet etter type verk og eierform 1993-1997

Hvis all utbygging hadde blitt foretatt etter samfunnsøkonomiske kriterier, og kraftmarkedet hadde fungert perfekt,

Figur 4. Totalkapitalrentabilitet i ulike typer energiverk, 1993-1997. Prosent\*



\* Tallene for 1997 er foreløpige.

skulle vi forvente at avkastningen i produksjonsverk var høyere enn i andre typer energiverk. Dette skyldes at produksjonsverk i prinsippet kan realisere grunnrente utover normal avkastning. Vanlige risikobetraktninger skulle også trekke i denne retningen, siden det er knyttet større risiko til kraftproduksjon og omsetning enn til nettvirksomhet. Eiere av nye produksjonsverk skulle da kreve høyere avkastning av prosjekter før investering ble foretatt.

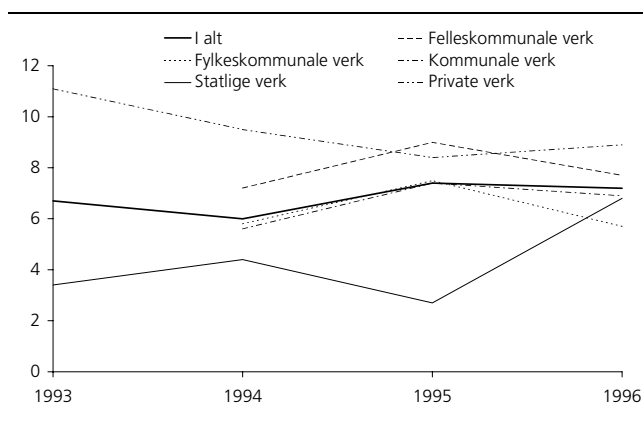
Figur 4 viser rentabiliteten i ulike kategorier energiverk i perioden 1993-1997 (se boks 1 for definisjon av kategoriene)<sup>3</sup>. Denne viser at produksjonsverk, ved siden av distribusjonsverk, har den laveste avkastningen, mens høyintegrerte verk, lavintegrerte verk og nettvirksomhet har høyere avkastning. De regulerte delene synes dermed å ha høyere avkastning enn de markedsutsatte. Dette skyldes blant annet at deregulering av kraftmarkedet i flere land, stor produksjonskapasitet og økt konkurranse bidrar til å presse kraftprisene.

I årene 1994 og 1996 steg riktignok spotprisene relativt mye pga. lite nedbør og et stramt kraftmarked. Dette ga isolert sett økte inntekter, men avkastningen gikk likevel ned i mange energiverk i forhold til årene før pga. liten produksjon og økte kostnader til innkjøp av elektrisitet.

Energiverkenes kraftkjøp er gjerne basert på en blanding av kortsiktige og langsiktige kontrakter med andre energiverk. I tillegg kjøper de kraft over Elbørsen og importerer direkte fra utlandet. Omfanget og sammensetningen av innkjøpet avhenger blant annet av risikoen i kraftmarkedet, og hvor mye de selv produserer. Kraftkjøp over Elbørsen kan også omfatte import, da aktører fra mange land deltar på dette markedet. Både priser på bilaterale kontrakter, importpriser, og spotpriser på kraft omsatt over Elbørsen steg en god del i 1994 og 1996.

I tillegg til at innkjøpsprisene steg, måtte en større andel av energiverkenes kontraktsforpliktelse dekkes med dyr im-

3 Nettselskaper er skilt ut som en egen gruppe fra og med 1995.

**Figur 5. Totalkapitalrentabilitet i energiverk etter eierform, 1993-1996. Prosent.**

port eller annet innkjøp da lavere fyllingsgrad enn normalt i magasinene ga lavere egenproduksjon i disse årene. Energifabrik som måtte dekke faste lavpriskontrakter med import eller annet kjøp over Elbørsen, kom trolig dårligst ut i 1994 og 1996. Særlig engrosverk fikk betydelig høyere kostnader og dårligere resultat disse årene, siden de produserer lite selv og må dekke det meste av sine kontraktsforpliktelse med innkjøpt kraft.

Nedgangen i rentabiliteten i 1996 skyldes også at totalkapitalen ble oppjustert med 18 milliarder kroner fra slutten av 1995 til slutten av 1996. Dette gir en økning i gjennomsnittlig kapital i de to årene på om lag 6-7 prosent. Kapitaløkningen skjedde ved at verdiene i kraftsektoren ble oppjustert i forbindelse med salg av kraftselskap og omorganisering i 1996. Blant annet steg verdien av aksjer, langsiktige fordringer og anlegg.

Produksjonsverk fikk økt avkastning både i 1994 og 1996, noe som har sammenheng med at de produserer det meste av kraften selv. Produksjonsverk med mye vannreserver i flerårsmagasiner kom spesielt godt ut av det, ved at de kunne selge en stor andel av denne kraften dyrt i spotmarkedet.

I 1995 var avkastningen i kraftbransjen høyere enn noen gang tidligere. Dette kan føres tilbake til en rekordhøy kraftproduksjon og økte sluttbrukerpriser, samt relativt lave innkjøpspriser på Elbørsen. Mange energiverk oppjus-

terte sluttbrukerprisene i begynnelsen av 1995 fordi spotprisene steg relativt mye i 1994 og holdt seg på et høyt nivå fram til vårfloppen i 1995. Etter vårfloppen sank spotprisene betydelig, og lå i gjennomsnitt på 11,3 øre/kWh dette året.

Engrosverkene fikk en særlig høy avkastning, da de tjente godt på å dekke sine langsiktige kontrakter med billig kraft fra Elbørsen. I tillegg til de gunstige prisforholdene steg finansinntektene i kraftbransjen i 1995 med over 400 millioner kroner fra året før. Det var særlig aksjeutbytte, gevinster ved agiohandel (kursgevinster) og realisering av verdipapirer som steg.

I 1997 ble avkastningen i energiverkene totalt sett noe redusert fra året før. Dette skyldtes i all hovedsak kjøp/salg av anleggsmidler og oppskrivning av kapitalen som gjorde at den bokførte totalkapitalen økte med 13,5 milliarder kroner fra slutten av 1996 til slutten av 1997. Driftsresultatet var så og si uendret fra 1996 til 1997. Lavere sluttbrukerpriser på kraft bidro til at energiverkene fikk lavere inntekter enn året før, men samtidig gikk kostnadene til kraftkjøp ned pga. lavere innkjøpspriser.

Avkastningen i produksjonsverk ble særlig mye redusert fra 1996 til 1997. Dette skyldtes blant annet høyere avskrivninger og andre driftskostnader, samt den tidligere nevnte oppjustering av totalkapitalen. Siden en i perioder av 1996 hadde svært høye kraftpriser, valgte noen å gå inn i lange kontrakter med relativt høye priser av frykt for et enda høyere prisnivå. Andre valgte imidlertid å vente til prisfallet kom våren 1997 og har nytt godt av det. Kraftverkene tapte tilsvarende på dette.

I 1997 innførte NVE et nytt regelverk der det ble satt en grense for hvor høye inntekter selskapene kan ha fra nettvirksomheten. Dessuten ble det etablert individuelle effektiviseringskrav for nettselskapene. Distributørene måtte effektivisere driften eller redusere kostnadene utover effektiviseringskravet for å oppnå økt avkastning, noe som ser ut til å ha skjedd i en del selskaper.

Mange private verk ble bygget tidlig og var billige verk, mens staten sitter på en del dyre produksjonsverk. I utgangspunktet skulle en derfor vente at private verk hadde en høyere avkastning enn offentlige verk. Av figur 5 ser vi

**Tabell 2. Totalkapitalrentabilitet i ulike industrinæring og kraftsektoren 1993-1996**

Periode	Nærings- og nytelsesmidler	Trevarer	Papirmasse, papir og papirvarer	Kjemikalier og kjemiske produkter	Metaller	Metallvarer, unntatt maskiner og utstyr	Industri i alt	Kraftproduksjon
1993	10,9	7,5	5,1	8,7	4,9	5,0	8,1	6,7
1994	9,1	14,1	6,2	6,9	7,6	12,3	7,5	6,0
1995	11,4	6,8	17,0	7,8	18,4	9,0	10,3	7,4
1996	9,5	3,9	10,5	6,8	8,1	12,4	7,8	7,2

Kilde: Industristatistikken i SSB. Def. av totalkapitalrentabilitet er den samme som i el.statistikken.

da også at private verk gjennomgående har hatt vesentlig høyere avkastning enn statlige verk i store deler av perioden 1993-1996. Felleskommunale verk ligger om lag på linje med private verk i slutten av perioden. Mens avkastningen i statlige verk lå på vel 4 prosent i gjennomsnitt i denne perioden, var den rundt 9 prosent i private verk. Produksjonen i private verk utgjør kun 12 prosent av den totale produksjonen, mens den tilsvarende andelen i statlige verk er rundt 35-40 prosent. Den lave avkastningen i statlige verk har ikke bare sammenheng med at staten har de dyreste verkene. En annen viktig årsak er at myndighetene har inngått langsiktige avtaler om å levere billig kraft til kraftkrevende industri.

Historisk så vi at avkastningen i kraftsektoren lå vesentlig under avkastningen i industrien. I perioden 1993-1996 lå avkastningen i kraftsektoren fortsatt noe lavere enn i industrien, men den har de siste årene nærmet seg nivået i industrien, se tabell 2. Det var imidlertid flere bransjer i industrien som hadde høy avkastning i denne perioden på grunn av gode konjunkturførhold, spesielt gjaldt dette treforedlingsindustrien.

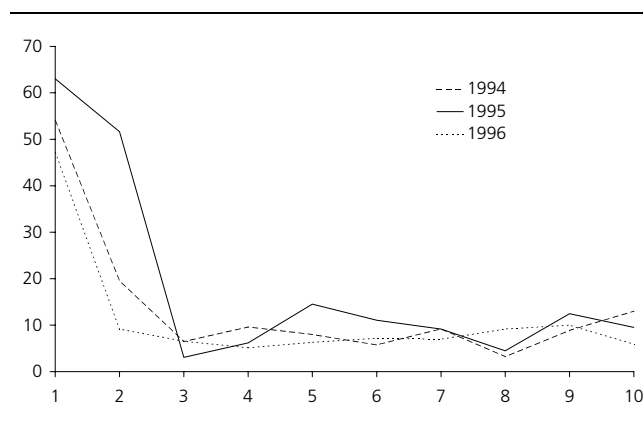
### 3.3. Avkastning etter kostnadsnivået i energiverket

Hvis kraftmarkedet fungerer, skal priser fra ulike typer verk ha et tilnærmet likt nivå uavhengig av produksjonskostnadene i hvert enkelt verk. Dette betyr at avkastningen i billige verk skal være vesentlig høyere enn avkastningen i dyre verk. Spesielt gjelder dette for produksjonsverk, som i hovedsak driver kraftproduksjon. I mer integrerte verk, som driver mye nettvirksomhet og hvor avkastningen er regulert, skal en forvente å få en mer jevn avkastning. Større eller mindre innslag av produksjonsvirksomhet trekker i retning av ujevn avkastning, også for integrerte verk. Dette kan imidlertid variere fra år til år, som følge av ulikt tilsig til magasinene og ulik grad av magasineringskapasitet i hvert enkelt verk.

Vi har nå rangert energiverk i kostnadsklasser ved å dele kapitalkostnadene (som er den vesentligste delen av kostnaden) på aktiviteten i hvert verk. For produksjonsverk (se boks 1) har vi benyttet totalkapital/produksjon som en indikator for inndeling i kostnadsklasser. For lavintegrerte og høyintegrerte verk har vi benyttet totalkapital/ (produksjon + overført mengde kraft). Siden disse verkene både distribuerer og produserer kraft, inngår også overføring av kraft ved inndelingen i kostnadsklasser.

Figurene 6-8 viser avkastningen i kraftproduserende energiverk etter kostnader per produsert enhet. Avkastningen til de 10 prosent av energiverkene (antall) som har lavest kostnader per produsert enhet kraft står helt til venstre, de ti prosent med høyest kostnader til høyre.

Figur 6a. Totalkapitalrentabilitet i produksjonsverk etter kostnadsgrupper, 1994-1996. Prosent



### Produksjonsverk

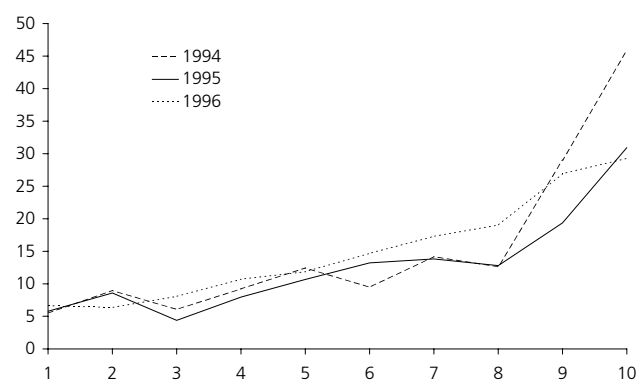
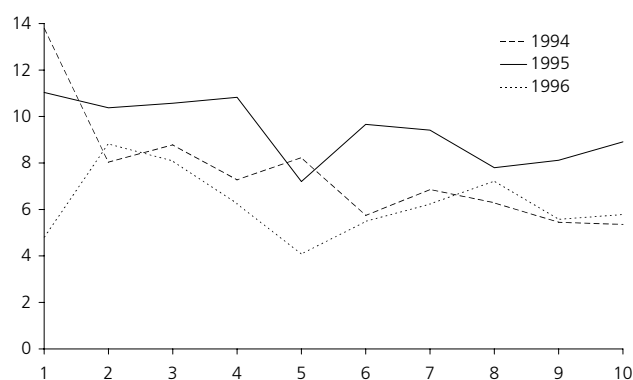
Figur 6A viser at avkastningen i produksjonsverk varierer betydelig mellom energiverkene. Mens de billigste verkene i 1996 hadde en rentabilitet over 45 prosent, var det også noen som hadde en avkastning nede i 3 prosent. Produksjonsverk med en rentabilitet over 20 prosent er imidlertid små energiverk som samlet produserer under 2 prosent av den totale produksjonen.

Hvis man ser bort fra de 20 prosent billigste energiverkene, er det ingen klar sammenheng mellom rentabiliteten og hvor kostbart energiverket er. (Se rentabilitet i kostnadsgruppe 3-10 i figur 6A). Her varierer avkastningen mellom 3 og 15 prosent uten noen systematisk sammenheng med produksjonskostnadene.

En viktig årsak til at vi ikke finner noen slik sammenheng er at prisen på kraft levert fra de ulike produksjonsverkene samvarierer med produksjonskostnadene. Figur 6B, som viser gjennomsnittsprisene i de samme grupperingene viser dette. Mens prisen er nede i 6 øre/kWh for de billigste energiverkene, har de dyreste energiverkene priser på opp mot 30 øre/kWh for alle årene 1994-1996.

Prisene er her beregnet som et gjennomsnitt av prisene på kraften verkene selger til ulike kundegrupper. Dette omfatter konsesjonskraft<sup>4</sup>, kraft på bilaterale kontrakter innenlands (salg til f.eks et annet energiverk), salg til sluttbrukere, eksport og salg av regulerkraft/spotkraft over Elbørsen. Salg til sluttbruker utgjør rundt 18 prosent av det totale salget, og prisene kan variere avhengig av bl.a. kundetype og energiverk. Prisene i bilaterale kontraktsforpliktelse veier imidlertid tyngst, da halvparten av salget (utenom internt salg) er slik omsetning. Prisene på konsesjonskraft er regulert etter vassdragsreguleringsloven, så disse er nokså ensartet for alle energiverkene. Det er dessuten Statkraft som selger det meste av konsesjonskraften i Norge. Energiverkene står også overfor de samme prisene

4 Med konsesjonskraft menes den delen av kraftproduksjonen som eierne av vannkraftverk i henhold til gitte konsesjoner er pålagt å levere til de kommuner som er berørt av utbyggingen, evt. også fylkeskommunen og staten. Konsesjonskraft fordeles av konsesjonsmyndigheten og skal leveres til den pris som loven foreskriver.

**Figur 6b. Kraftpriser i produksjonsverk etter kostnadsgruppe, 1994-1996. Løpende priser. Øre/kWh****Figur 7a. Totalkapitalrentabilitet i høyintegreerte verk etter kostnadsgrupper, 1994-1996. Prosent**

i spotmarkedet, og på eksport. De bilaterale kontraktsprisene på salg til andre energiverk varierer derimot betydelig.

Forklaringen på de store prisvariasjonene på bilaterale kontrakter er at produksjonsverkene hovedsakelig selger til eierne sine, og at prisene ofte fastsettes slik at produksjonsverket får nullresultat etter skatt. Dette betyr at det vil være vanskelig å teste lønnsomheten i de forskjellige virksomhetsområdene<sup>5</sup>. Produksjonsverkene er ikke utsatt for den samme konkurransen som energiverk som hovedsakelig selger til sluttbrukere. Det er vanlig at produksjonsverk eies av et eller flere andre energiverk, som driver med kjøp, salg og distribusjon av kraft. Eierne kan være for eksempel være engrosverk, høyintegreerte verk, industriverk eller andre produksjonsverk.

De betydelige prisforskjellene viser at eierne av produksjonsverkene står ovenfor svært ulike kostnader til kraftkjøp. Dette har trolig betydning for lønnsomheten hos eierne. De som eier et billig produksjonsverk kan trolig nyte godt av det, enten ved at de får høy avkastning eller ved at de kan distribuere kraften videre til sluttbrukere til lave priser. Siden NVE har fastsatt en øvre grense for avkastningen i nettvirksomhet, vil lave kostnader trolig gi utslag i lave sluttbrukerpriser.

Produksjonsverkene selger imidlertid også til andre verk enn eierne, foruten at de selger mye kraft på Elbørsen til markedspris. Det er usikkert om kontraktsprisene til andre energiverk enn eierne varierer så mye som her illustrert, men det kan forekomme hvis kundene er bundet opp i langsiktige kontrakter fra før energiloven. Prisvariasjoner kan også forekomme hvis billigere produksjonsverk ikke har kapasitet til å selge til store nye kunder, og samtidig er bundet kontraktsmessig eller av eierne til leveranser innenfor eget område. I tillegg kan det være imperfekt informasjon om priser i bilaterale kontrakter.

Det kan, på tross av forbud om dette, forekomme kryssubsidiering gjennom produksjonsdelen i energiverk. Dette kan bidra til at dyre energiverk kan få en god avkastning. Siden mange energiverk driver med både nett- og omsetningsvirksomhet i tillegg til produksjon, kan energiverket flytte overskudd fra nett eller omsetningsdelen over til den konkurranseutsatte produksjonsdelen, hvis ikke kontrollen med dette er god nok. Myndighetene forsøker å hindre dette, blant annet ved at de krever at det skal føres separat regnskap for energiverkenes ulike virksomhetsområder. Siden reguleringen av nettdelens tariff er problematisk kan likevel dette i prinsippet fortsatt foregå.

### Høyintegreerte verk

Som vi var inne på tidligere, er det grunn til å anta at sammenhengen mellom kostnader og avkastning er mindre i integrerte verk enn i rene produksjonsverk. På den annen side vil produksjonsdelen trekke i retning av lavere avkastning i dyre verk enn i billige verk også her. Av figur 7a ser man imidlertid at det er en tydelig sammenheng mellom avkastningen og kapitalkostnadene for høyintegreerte verk<sup>6</sup>. I 1995 og 1996 var det en nokså svak sammenheng, mens det i 1994 var en forskjell i avkastningen på hele 8 prosentenheter for de dyreste og billigste energiverkene. En viktig årsak til at det er større sammenheng mellom avkastning og kapitalkostnader for høyintegreerte verk enn for produksjonsverk, er at over 60 prosent av det totale salget (ekskl. internt salg) fra høyintegreerte verk går til det konkurranseutsatte sluttbrukermarkedet. Hvis kraftprisen settes for høyt, risikerer energiverket å miste kunder. En betydelig andel av kraften selges også over Elbørsen. Produksjonsverk selger derimot kraften til eierne sine, og er i den forstand ikke utsatt for den samme konkurransen.

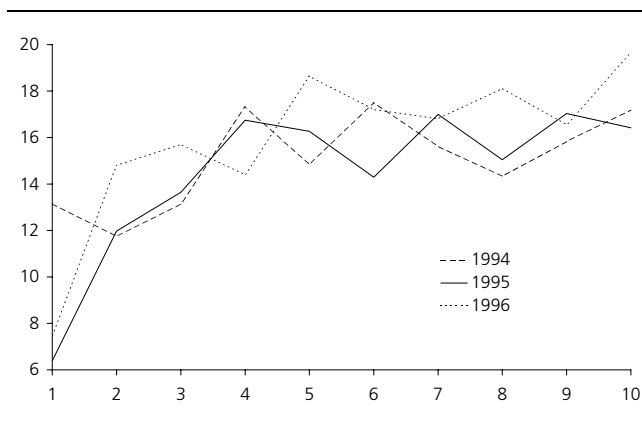
Figur 7b og 7c viser henholdsvis totale gjennomsnittspriser og kraftpriser til sluttbruker etter de samme kostnadsgruppene, for henholdsvis hele aktiviteten i verken og for bare kraftsalget. For dyre verk ligger gjennomsnittlig pris (gjen-

5 Dette kan igjen være en viktig grunn til å operere med offentlig fastsatte priser, slik det faktisk er i dagens system, for grunnrentebeskatning.

6 Her er totalkapitalen / (produksjonen + overført mengde kraft) brukt som indikator på kostnadsklasser.



**Figur 7b. Gjennomsnittspriser av kraftpriser og nettleie i høyintegreerte verk etter kostnadsgrupper. 1994-1996. Øre/kWh**



nomsnitt av kraftpriser og nettleie) på rundt 20 øre, figur 7b, mens de er nede i 6-7 øre/kWh for de billigste. Prisforskjellene skyldes blant annet at dyre verk dekker inn kostnadene ved å ta høy nettleie i monopolvirksomheten. Det har også sammenheng med at energiverkene selger til ulike kundetyper med forskjellig nivå på kraftpris og nettleie.

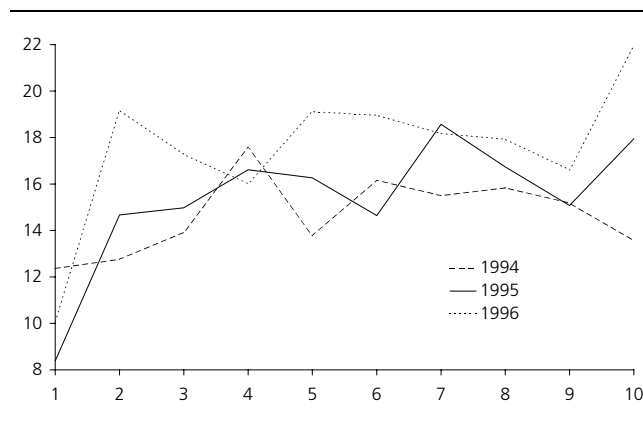
Figur 7c viser imidlertid at det også er visse forskjeller i kraftprisen mellom dyre og billige energiverk i konkurranseutsatt virksomhet. Det kan skyldes at billige og dyre energiverk selger til ulike kundegrupper hvor salget ikke nødvendigvis er bestemt av rene markedsforhold, men er mer institusjonelt betingede kontrakter. Det kan for eksempel skyldes at billige energiverk er bundet opp i langsiktige lavpriskontrakter til industrien. Husholdninger er blant de kundegrupper som betaler mest, mens kraftintensiv industri betaler rundt 1/3-del av prisen til husholdninger. Prisforskjellene kan tyde på at konkurransen i kraftmarkedet ikke fungerer så godt som den burde gjøre.

Figur 7a viser at enkelte dyre energiverk har høy avkastning, mens noen av de billige verkene har lav avkastning. Dette kan skyldes mange forhold, blant annet kan det ha sammenheng med ulike betingelser i kontraktene for innkjøp og salg av kraft. Et dyrt energiverk kan f.eks. ha gunstige kontrakter med lave innkjøpspriser ved at de er medeier av et billig produksjonsverk. Det kan forekomme krysssubsidiering mellom de ulike virksomhetene. Ved å studere figur 7b og 7c ser man at kraftprisene spriker mye, mens gjennomsnittet av nettleie og kraftpris ligger mye jevnere. Det kan tyde på at et energiverk med høye kraftpriser tar en lav nettleie, og omvendt.

### Lavintegreerte energiverk

Siden det er monopol på nettvirksomheten kan nettleien settes på et nivå hvor energiverkene oppnår en rimelig avkastning på kapitalen, så lenge avkastningen er under den øvre grensen som NVE har fastsatt. En slik regulering trekker i retning av en rimelig jevn avkastning i lavintegreerte verk, selv om det også her er innslag av produksjonsvirk-

**Figur 7c. Kraftpriser til sluttbruker i høyintegreerte verk etter kostnadsgruppe. 1994-1996. Øre/kWh**



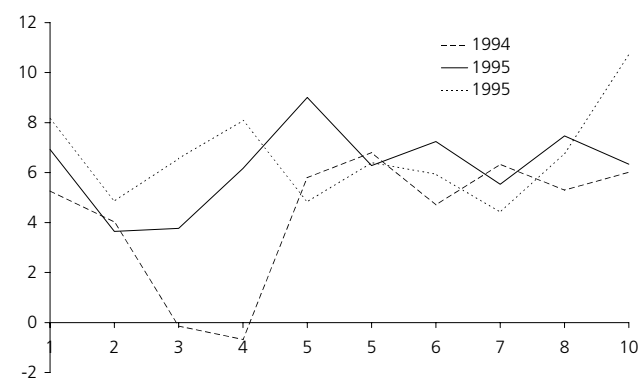
somhet. Imidlertid kan forskjellene i nettleie mellom de dyreste og billigste verkene utgjøre noen få øre/kWh. Ved stor omsetning kan dette utgjøre en viss forskjell i kapitalavkastning.

Av figur 8a ser man at det ikke er noen sammenheng mellom rentabiliteten og forholdet mellom totalkapitalen og produksjon + overført kraftmengde for lavintegreerte verk. Figur 8b viser at det heller ikke er noen sammenheng mellom kraftprisene til sluttbruker og kapitalkostnadene. Figur 8c viser imidlertid at det er en svak, men noe usystematisk sammenheng mellom nettleien og kostnadsgruppene.

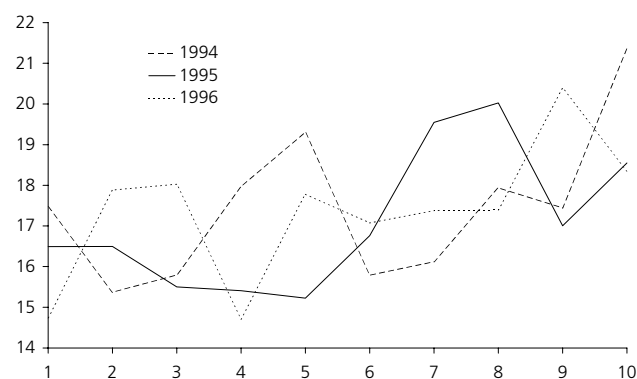
Siden lavintegreerte verk produserer lite selv, vil kostnader til kraftkjøp utgjøre en nesten større andel av de totale kostnadene enn kapitalkostnadene. Lavintegreerte verk med høy rentabilitet har i mange tilfeller noe lavere innkjøpspris enn verk med lav avkastning. Totalkapitalen i lavintegreerte verk er dessuten betydelig lavere enn i høyintegreerte verk. I 1996 var gjennomsnittlig totalkapital i lavintegreerte verk om lag 258 mill kr., mens den var ca 940 millioner kroner for høyintegreerte verk, dvs nesten det firedobbelte.

Figur 8a viser at avkastningen i lavintegreerte verk svinger betydelig. Man skulle tro at avkastningen lå nokså jevnt, siden en stor andel av omsetningen er nettvirksomhet, som er regulert. Svingningene skyldes sannsynligvis variasjoner i innkjøpspriser eller i sluttbrukerprisen. Ved høye innkjøpspriser kan energiverkene risikere å måtte dekke fastprisleveranser til sluttbruker med tap. Dette er en av grunnene til at enkelte energiverk fikk negativ avkastning i 1994. I tillegg kan svingningene i avkastningen fra et år til et annet skyldes at energiverk som har hatt meravkastning på nettvirksomheten må betale det tilbake til kundene i form av lavere nettleie. Avkastning utover fastsatt maksimal avkastning skal føres tilbake til kunden i form av redusert nettleie i framtiden. På den annen side kan mindre avkastning, dvs manglende kostnadsdekning, hentes inn i form av økt nettleie i framtiden. Maksimal avkastning var 7,5 prosent fram til 1996, og ble oppjustert til 8,3 prosent i 1997.

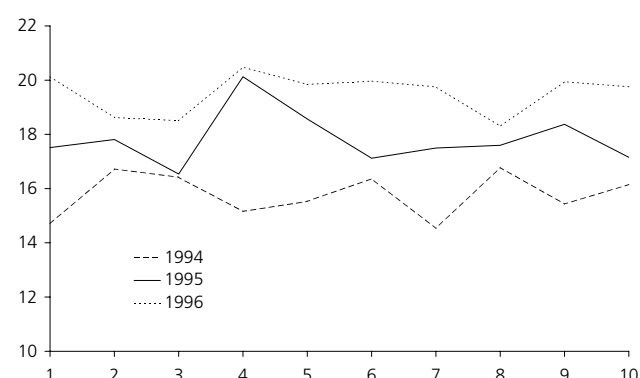
Figur 8a. Totalkapitalrentabilitet i lavintegreerte verk etter kostnadsgrupper, 1994-1996. Prosent



Figur 8c. Nettleiepriser i lavintegreerte verk etter kostnadsgrupper, 1994-1996. Øre/kWh



Figur 8b. Kraftpriser til sluttbruker i lavintegreerte verk 1994-1996. Øre/kWh



Dette bidrar til å holde prisene lave. Deretter stiger avkastningen raskt til et nivå på om lag 9 prosent fram mot 2010, etter hvert som overkapasiteten i det nordeuropeiske kraftmarkedet avtar. Økt etterspørsel bidrar til å presse prisen på kraft i markedet opp mot utbyggingskostnaden for ny kapasitet. Etter dette holder avkastningen seg om lag på 8-9 prosent. En del av grunnrenten i sektoren realiseres. Fortsatt er det imidlertid en del dyre historiske prosjekter som vil gi lav avkastning. En hovedgrunn til at avkastningen ikke overstiger 9 prosent, på tross av at likevektsprisen på kraft i beregningene antydes å være 20-21 øre/kWh på lang sikt, er at det i denne banen er antatt at den kraftintensive industrien får forlenget sine kraftkontrakter til gunstige priser. Dessuten antas at det forlanges en avkastning på 7 prosent i nye kraftprosjekter.

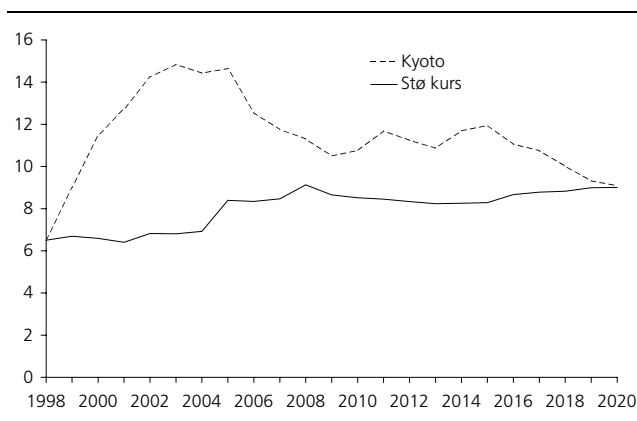
#### 4. Avkastningen fram mot år 2020

Hvordan vil det nå gå med avkastningen i kraftsektoren framover? I energiutredningen som ble lagt fram sommeren 1998, se NOU 1998:11, ble det gjennomført flere beregninger av mulighetsområdet for det framtidige kraftmarkedet i Norge og Norden. Her ble det presentert beregninger blant annet over prisutviklingen i kraftmarkedet under litt ulike rammebetingelser fram mot år 2020. To beregninger framstår som spesielt interessante. Den ene ble kalt "stø kurs", som er referansebanen til utvalget. Denne representerer en form for "business as usual" scenarie. Den andre beregningen står i utvalgets vedlegg 3 og kalles "Kosteffektiv Kyoto". Denne viser en mulig prisutvikling gitt at en skal oppfylle Kyotoprotokollen innenfor et internasjonalt kostnadseffektivt sett av virkemidler.

Med utgangspunkt i prisbanene i disse to alternative framskrivningene er det nå mulig å beregne avkastningen for kraftsektoren totalt sett i Norge på samme måte som i kapittel 2. Figur 9 viser at avkastningen i "Stø kurs"-alternativet holder seg om lag konstant på dagens nivå, 6,5 prosent fram mot år 2005. Avkastningen holder seg tilnærmet konstant i en lang periode tidlig i beregningene, fordi det er stor overkapasitet i det nordiske kraftmarkedet.

For å illustrere noe av usikkerheten ved disse beregningene ble det laget en alternativ beregning i energiutredningen. Der antas at det internasjonalt blir en enighet om et system av omsettbare kvoter for utslipp av klimagasser, og at dette systemet vil generere kostnadseffektive reduksjoner av utslipp over alt i verden. Bruvoll og Bye (1998), Lindholt (1998) og Aune, Bye, Hansen og Johnsen (1998) anslår den kostnadseffektive kvoteprisen på utslipp av klimagasser fram mot år 2020 til om lag 200 kroner per CO<sub>2</sub>-ekvivalent. En slik kostnad ved klimagassutslipp vil bidra til å øke prisen i kraftmarkedet ganske raskt. Dette vil skje blant annet ved økte produksjonskostnader for kraftverk som baserer seg på fossil energi. Kraftprisen i markedet påvirkes ved at deler av sektoren må legges ned på grunn av dårlig lønnsomhet med en slik utslippskostnad. Dette vil skape en raskere balanse mellom produksjonskapasitet og etterspørsel. Prisene vil dermed drives raskere opp enn uten en slik klimakostnad. Dette gjelder selv om det forutsettes at den kraftintensive industrien vil måtte betale markedspriser for kraften, og dermed bidrar til at vesentlige kraftmengder frigjøres for andre brukere. Betydningen av dette for prisene er liten i et deregulert nordisk kraftmarked, siden denne industrien utgjør en relativt begrenset del av et integrert nordisk og nord-europeisk elektrisitetsmarked (se Bye, v.d Fehr, Hoel og Strøm (1999).

**Figur 9. Gjennomsnittlig kapitalavkastning i kraftsektoren 1998-2020. Driftsresultat på nedskrevet kapital til gjenanskaffelsesverdi. Prosent. Kyoto og Stø kurs**



Vi ser av figur 9 at avkastningen i dette tilfellet drives opp mot 15 prosent relativt raskt. Eksisterende kapasitet utgjør den dominerende delen av kraftproduksjonskapasiteten, og denne får en sterk prisøkning. For utviklingen i den gjennomsnittlige avkastningen i kraftsektoren er det viktig at også kraftintensiv industri må betale markedspriser i denne beregningen. Etter hvert vil imidlertid avkastningen igjen gå ned mot ca 9 prosent. Dette skyldes at kostnadene for nye kraftverk vil gå opp, dels på grunn av kostnaden ved klimagassutslipp for verk basert på fossil energi, og dels ved at alternativ teknologi som er dyrere blir tatt i bruk i stedet for kraftverk basert på fossil energi. Gasskraft vil bli ulønnsomt under dette CO<sub>2</sub>-regimet, og de alternative teknologiene som blir tatt i bruk i stedet for gasskraft blir dyrere enn gasskraft ville vært uten CO<sub>2</sub>-kostnader. Dette bidrar til å øke de gjennomsnittlige kostnadene i kraftproduksjon. Siden kapitalavkastningskravet som stilles for kraftinvesteringer er 7 prosent, vil dette også holde den gjennomsnittlige avkastningen ned. For store deler av kraftsektoren, som ikke blir berørt av økte kostnader, men bare får glede av en prisstigning som følge av priser på klimagassutslipp, vil avkastningen kunne bli svært høy.

Andre usikkerhetsmomenter kan medføre at avkastningen framover faktisk blir lavere. For eksempel kan teknologiske framskritt generelt bringe kostnadsnivået for nye kraftprosjekter nedover. Dette kan bidra til lavere kraftpriser enn de som er lagt til grunn her. Under et klimaregime kan spesielt tilgangen på nye fornybare kilder for kraftproduksjon og forbruk, eller nye teknologier bidra til lavere kraftpriser enn skissert her. En skal imidlertid ikke undervurdere den underliggende veksten i elektrisitetsforbruket, som innebærer at tilgangen på nye fornybare eller ikke forurensende teknologier må ha et ganske stort omfang om dette skal påvirke prisbildet.

## 5. Oppsummering

Kraftsektoren i Norge er en såkalt grunnrentenæring. Dette skulle tilsi at avkastningen i denne næringen er høyere enn avkastningen i andre sektorer i økonomien som ikke er grunnerentenæringer. Over en lang historisk periode har avkastningen i denne næringen vært mindre enn i andre næringer. Dette var en av grunnene til deregulering av det norske elektrisitetsmarkedet i 1991.

Etter dereguleringen skulle en forvente at utviklingen trakk i retning av høyere avkastning og at dyrere energiverk fikk en lavere avkastning enn billige energiverk. Avkastningen har imidlertid steget lite, noe som skyldes økt konkurranse fra andre land med stor produksjonskapasitet i forhold til etterspørselen.

Private verk har høyere avkastning i gjennomsnitt enn offentlige eide verk. Dette henger dels sammen med kostnadene, men hvordan kraft fra de ulike typer eide verk omsettes er også viktig.

En skulle forvente at dyre kraftverk hadde en lavere avkastning enn billige kraftverk. Regnskapstall fra 1993-1997 kan ikke bekrefte denne hypotesen. Tvert imot synes det som avkastningen er tilnærmet uavhengig av kostnadene.

At avkastningen er uavhengig av kostnadene i energiverkene skyldes at prisene synes å samvariere med kostnadene. Dette antyder at dagens kraftmarkedet ikke fungerer så godt som en skulle ønske. En hovedårsak til dette er antakelig at store deler av kraften omsettes på bilaterale kontrakter som ikke er direkte markedsutsatte.

Avkastningen i høyintegreerte verk og lavintegreerte verk etter kostnadsgrupper samsvarer bedre med det teorien skulle tilsi for produksjonsverk. Dette skyldes antakelig at integrerte verk er mer markedsutsatte enn kraftomsetningen i produksjonsverk.

Framskrivninger antyder at utsiktene for økt avkastning i kraftsektoren fram mot 2010-2020 er gode. På sikt kan sektoren hente inn noe av den grunnrenten en skulle forvente fantes i næringen. Med en kostnadseffektiv internasjonal gjennomføring av intensjonene i Kyotoprotokollen kan avkastningen bli svært god i norsk kraftforsyning.

## Referanser

Aune, F., T. Bye og T.A. Johnsen (1998): Hva betyr gjennomføringen av Kyotoprotokollen for det norske og nordiske kraftmarkedet? *Økonomiske analyser* 7/98, Statistisk sentralbyrå.

Bruvoll, A og T. Bye (1998): Utslipp av metan og kvotepriser på klimagasser. *Økonomiske analyser* 7/98, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T. og S. Strøm (1987): Kraftpriser og kraftforbruk. *Sosialøkonomen* 1987, 4, Sosialøkonomenes forening.

Bye, T. og T. A. Johnsen (1991): *Effektivisering av kraftmarkedet*, Rapport 91/13, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T. , N.H.M.v.d Fehr, M. Hoel og S. Strøm (1999): *Et effektivt kraftmarked - konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner*. Kommer som Sosiale og økonomiske studier, Statistisk sentralbyrå.

Lindholt, L. (1998): *Kyotoprotokollen, prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter og konsekvenser for norsk petroleumssektor*. *Økonomiske analyser* 7/98, Statistisk sentralbyrå.

NOU (1998:11): *Energi og kraftbalansen mot 2020*, Olje- og energidepartementet.

Elektrisitetsstatistikk, Statistisk sentralbyrå.

Nasjonalregnskap, Statistisk sentralbyrå.

Industristatistikk, Statistisk sentralbyrå.