

Rapport 20/02

**Økonomiske
virkninger av
hjemfallsinstituttet**

Økonomiske virkninger av hjemfallsinstituttet

Utarbeidet for
Olje- og
energidepartementet

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER.....	1
1 INNLEDNING	7
1.1 Bakgrunn	7
1.2 Problemstilling	7
1.3 Rapportdisposisjon.....	8
2 OM VERDSETTINGSMODELLEN	9
2.1 Inntekter og kostnader.....	9
2.2 Skattemessige forhold	11
3 FORUTSETNINGER FOR BEREGNINGENE	15
3.1 Kraftpriser	15
3.2 Inflasjon.....	16
3.3 Avkastningskrav og renteforutsetninger	16
3.3.1 Avkastningskrav.....	16
3.3.2 Renteforutsetninger i skatteberegningene	18
3.4 Inngangsdata for kraftverkene.....	18
3.4.1 Kostnader, investeringer og skattemessige forhold.....	19
3.4.2 Fysiske størrelser.....	19
3.4.3 Hjemfallsbetingelser.....	21
4 BEREGNINGSRESULTATER	23
4.1 Basisprisbanen.....	23
4.2 Alternative prisforutsetninger	28
5 BETYDNINGEN AV ANDRE FORHOLD	29
5.1 Reinvesteringer.....	29
5.2 Skattemessige forhold	33
5.3 Verdien av reguleringsevne.....	35
5.4 Andre forhold	36
5.4.1 Driftskostnader	36
5.4.2 Kraftkontrakter	37
5.4.3 Konesjonskraftprisen	37
5.4.4 Forholdet mellom idriftsettelsesår og konsesjonstidspunkt	38
REFERANSER	39
VEDLEGG 1: BEREGNING AV AVKASTNINGSKRAV	41
VEDLEGG 2: DETALJERTE BEREGNINGSRESULTATER	47
VEDLEGG 3: USIKKERHET OVER TID	51
VEDLEGG 4: OFFENTLIGE VS. PRIVATE AVKASTNINGSKRAV	55

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

Vi har i denne rapporten analysert hvordan industrikonsesjonslovens regler om hjemfall påvirker fordelingen av nåverdien av den norske vannkraftproduksjonen. Verdien av hjemfall i private verk som i dag har tidsbegrensede konsesjoner kan beregnes til mellom 3,4-6,8 milliarder kroner. Verdien av hjemfall i samtlige norske vannkraftverk som kan utløses ved transaksjoner ligger mellom 8 og 72 milliarder kroner avhengig av lengden av konsesjonsperioden. Det utgjør ca. 2-30 prosent av totalverdien av anleggene, noe mindre i forhold til det samlede skatteprovenyet fra vannkraftproduksjonen. Tallene illustrerer at dagens offentlige eiere med gjeldende regler kan tape store beløp på å selge til private eller utenlandske aktører, noe som gir opphav til en betydelig innelåsnings effekt med hensyn til eierskapet til kraftproduksjonen.

Bakgrunn

Erverv av eiendomsrett eller bruksrett til norske vannfall krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven av 1917. Loven omfatter også kjøp og salg av fallrettigheter og vannkraftverk og eierandeler i selskaper som eier slike rettigheter og kraftverk. Et hovedprinsipp i loven er at kraftverk eid av private og utenlandske aktører hjemfaller til staten uten vederlag ved utløpet av konsesjonstiden. Offentlige norske eiere kan derimot gis tidsbegrenset konsesjon. Industrikonsesjonslovens bestemmelser om hjemfall har hatt stor betydning for utviklingen av den norske kraftsektoren historisk, og loven spiller fortsatt en viktig rolle.

Det har imidlertid i de siste årene oppstått en debatt om hjemfallsinstituttets virkninger for den strukturelle utviklingen av norsk kraftsektor, og om ordningen er i overensstemmelse med EØS-avtalens regler om likebehandling. EFTAs overvåkingsorgan ESA har initiert en formell prosess og inntatt et standpunkt om at hjemfallsinstituttet ikke er forenlig med Norges forpliktelser i henhold til EØS-avtalen. Det er dermed oppstått et behov for å vurdere mulige endringer i hjemfallsinstituttet, og hvilken virkning slike endringer kan ha. I den forbindelse er det også viktig å kartlegge de økonomiske virkningene av dagens hjemfallsordning.

Problemstilling og metode

Hovedproblemstillingen vi drøfter, er følgende:

Hva betyr hjemfallsinstituttet for fordelingen av nåverdien av den norske vannkraftproduksjonen mellom a) staten, b) kommuner og fylkeskommuner og c) private og utenlandske eiere av vannkraftproduksjon?

Vi definerer verdien av hjemfallsinstituttet som nåverdien pr. 1.1.2002 av kontantstrømmene fra kraftproduksjonen etter hjemfallstidspunktet. På tilsvarende måte beregner vi også den totale verdien av anleggsmidlene i vannkraftproduksjonen, samt de ulike skattetyperne som norske kraftprodusenter må betale: Overskuddsskatt (inklusive naturressursskatt), grunnrenteskatt og eiendomsskatt, i tillegg til konsesjonsavgifter og konsesjonskraftavståelse.

I tillegg til å beregne verdien av hjemfall i kraftverk som er belagt med hjemfall i dag regner vi også ut verdien av potensielt hjemfall i offentlig eide verk og private ukonsederte verk (verk som ikke har konsesjon etter industrikonsesjonsloven). Vi har da tatt utgangspunkt i den hypotetiske situasjonen at samtlige norske vannkraftverk selges 1.1.2003 og at salgene fører til at samtlige verk blir ilagt betingelser om hjemfall. Perspektivet i analysen er statisk og mekanisk i den forstand at vi ikke har vurdert sannsynligheten for at transaksjoner som utløser hjemfall faktisk vil bli gjennomført.

Konklusjoner

Hovedkonklusjonene fra analysen kan oppsummeres i følgende:

- Verdien av hjemfall i private verk som i dag har tidsbegrensede konsesjoner ligger mellom 3,4 og 6,8 milliarder gitt de faktiske hjemfallstidspunktene i konsesjonene avhengig av kraftprisutviklingen og avkastningskravet som legges til grunn.
- Verdien av hjemfall i samtlige norske kraftverk ligger mellom 8 og 72 milliarder (gitt langsiktige realpriser på 17-23 øre/kWh og avkastningskrav på 7-8 prosent etter skatt). Det meste av dette er knyttet til potensielt hjemfall i dagens offentlig eide kraftverk som kan utløses ved transaksjoner. Det store utfallsrommet skyldes hovedsakelig ulike forutsetninger om hjemfallstidspunkt relativt til det hypotetiske transaksjonstidspunktet 1.1.2003.
- Verdien av hjemfall i private verk utgjør ca. 2 prosent av det samlede skatteprovenyet og en marginalt lavere andel i forhold til totalverdien av anleggsmidlene etter skatt.

Forutsetninger

Beregningene er basert på en rekke forutsetninger om inntekter, kostnader og fysiske forhold. Nesten samtlige kraftverk i Norge i drift pr. 1.1.2001 inngår i beregningene med sin faktiske middelproduksjon, idriftsettelsesår og eierforhold. Verk hvor det er inngått avtaler om foregrepet hjemfall og tilbakeleie er plassert blant de statlige verkene siden fallene eies av Statkraft. Den samlede middelproduksjonen er ca. 113 TWh. Tallene er med andre ord ikke korrigert for NVEs siste beregning av middelproduksjonen.

Alle relevante størrelser er inflasjonsjustert med utgangspunkt i en årlig inflasjon på 2,5 prosent. Kraftprisen er antatt å stige fra et nivå på 17 øre/kWh i 2002 til 20 øre/kWh i 2007 (20 øre målt i 2002-kroner, tilsvarende 22,6 øre/kWh i 2007-

kroner med våre inflasjonsforutsetninger). For å komme fram til nåverdien av de ulike størrelsene har vi benyttet diskonteringsrenter (avkastningskrav) på 7 og 8 prosent nominelt etter skatt. Avkastningskravet refererer seg til totalkapitalen.

Skattesystemet er modellert i detalj i henhold til det gjeldende regelverket, men det er gjort visse forenklinger ved at vi opererer med bare én type anleggsmidler. Vi har videre lagt til grunn at kostnadene er like i samtlige kraftverk, både driftskostnadene og de opprinnelige investeringskostnadene (dette er en nødvendig forenkling ettersom de aktuelle tallene på kraftverksnivå er selskapsintern informasjon). Det samme gjelder andelen av produksjonen som må avstås i form av konsesjonskraft. Sett under ett er det likevel grunn til å tro at forutsetningene gir et rimelig godt bilde av den økonomiske situasjonen for norske vannkraftprodusenter.

Når det gjelder hjemfallstidspunkt, har vi lagt flere alternative forutsetninger til grunn. I det ene scenariet har vi antatt at de offentlige verkene hjemfaller 60 år etter opprinnelig idriftsettelsesår. Det medfører i praksis øyeblikkelig hjemfall for en del av de eldre verkene i beregningene. For de private verkene med hjemfall er da de faktiske hjemfallstidspunktene i gjeldende konsesjoner benyttet. Vi har imidlertid også gjort beregninger der samtlige verk hjemfaller 60 år etter det hypotetiske transaksjonstidspunktet 1.1.2003, også private verk som i henhold til gjeldende konsesjoner hjemfaller tidligere.

Resultater

Tabell A nedenfor viser hovedresultatene med hensyn til verdien av hjemfall. De laveste anslagene er basert på et avkastningskrav på 8 prosent nominelt etter skatt, mens de høyeste er basert på 7 prosent. Vi har benyttet en langsiktig reell kraftpris på 20 øre/kWh.

Tabell A *Verdien av hjemfall med 20 øre/kWh langsiktig reell kraftpris og avkastningskrav på 7 og 8 prosent. Milliarder 2002-kroner*

	Verdi hjemfall	Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår	Hjemfall 60 år fra 1.1.2003
Private ukonsederte verk		0,4-0,8 ¹	0,4-0,8
Private konsederte verk	4,1-5,9	4,1-5,9 ²	0,5-1,1
Sum private verk	4,1-5,9	4,5-6,7	0,9-1,9
Kommunale/fylkeskommunale verk ³		26,0-36,9	3,1-6,6
Statkraft ⁴		12,3-17,9	1,7-3,7
<i>Total verdi av hjemfall</i>	<i>4,1-5,9</i>	<i>42,6-61,5</i>	<i>5,6-12,2</i>

Kilde: ECON. Avrundingsfeil med hensyn til summerte størrelser kan forekomme.

¹ Her benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.2003.

² Her benyttes hjemfallstidspunkt som angitt i konsesjonen.

³ Kommunale/fylkeskommunale verk der Statkraft er deleier er ført i sin helhet i denne kategorien. Statkrafts andel av kommunal/fylkeskommunal produksjon er 3,0 TWh i BKK, 1,5 TWh i E-CO Vannkraft, 0,7 TWh i Hedmark Energi, 3,2 TWh i Skagerak Energi og 3,2 TWh i Trondheim Energiverk.

⁴ For verk med foregropne hjemfallsavtaler og tilbakeleie benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

Det totale utfallsrommet for verdien av hjemfall i samtlige verk kan beregnes til 8-72 milliarder kroner. Den nedre grensen framkommer med en langsiktig reell kraftpris på 17 øre/kWh og et avkastningskrav på 8 prosent, samt hjemfall 60 år fra 1.1.2003. Den øvre grensen framkommer med en langsiktig realpris på 23 øre/kWh, 7 prosent avkastningskrav og hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår.⁵

Ettersom beregningene er mekaniske/statiske uten vurderinger av den sannsynlige atferden, bør resultatene tolkes med en viss varsomhet, særlig kvantitativt sett. Vi kan imidlertid gjøre noen betraktninger på et mer kvalitativt grunnlag. Verdien av hjemfall i offentlig eide verk kan da tolkes som verditapet for offentlige eiere ved å selge kraftverkene til private eller utenlandske aktører dersom salget medfører at verkene ilegges hjemfall. Det skyldes at private eller utenlandske kjøpere bare vil være villige til å betale for den andelen av inntjeningen som tilfaller kjøperen før hjemfall.

Hjemfall gir opphav til en innelåsningseffekt ved at nåverdien av inntektene en kan realisere ved å drive anleggene videre selv blir svært stor i forhold prisen en kan oppnå ved salg. Denne effekten er klart størst når vi antar at hjemfall skjer 60 år etter idriftsettelsesåret. Jo større verdien av hjemfall er relativt til totalverdien, desto større blir tapet ved å selge for de offentlige eierne, og desto større blir innelåsningseffekten.

Hva betyr kraftprisen?

Den langsiktige kraftprisen er beheftet med stor usikkerhet, og det er derfor av interesse å beregne verdien av hjemfall under ulike kraftprisforutsetninger. Vi har sett på to alternative prisbaner der prisen stiger til henholdsvis 17 og 23 øre/kWh målt i 2002-kroner. Til sammen illustrerer disse prisbanene sensitiviteten med hensyn til den langsiktige kraftprisen. Grovt sagt innebærer en reduksjon fra 20 til 17 øre/kWh 15 til 17 prosent lavere totalverdi og verdi av hjemfall, mens en økning til 23 øre/kWh gir en tilsvarende relativ økning.

Hva betyr avkastningskravet?

Vi har i utgangspunktet benyttet avkastningskrav på 7 og 8 prosent nominelt etter skatt som et anslag på kapitalkostnaden til en investor i vannkraftproduksjon (inklusive gjeldskostnaden ettersom vi ser på totalkapitalen). Dette intervallet er noenlunde dekkende for det som har vært observert brukt i andre sammenhenger, blant annet i forbindelse med verdsettingene av Statkraft som Olje- og energidepartementet fikk gjennomført i 2000. Også mer teoretisk orienterte arbeider benytter avkastningskrav for vannkraftproduksjon i dette intervallet. En økning av avkastningskravet vil naturligvis redusere de beregnede verdiene, både med hensyn til totalverdi, hjemfall og skatter. En reduksjon medfører tilsvarende høyere verdier. Et avkastningskrav på mellom 7 og 8 prosent nominelt etter skatt tilsvarer for øvrig omtrent risikoen i et gjennomsnittlig børsnotert norsk aksjeselskap målt i forhold til totalkapitalen.

⁵ For private konsederte verk med hjemfall er de faktiske hjemfallsbetingelsene benyttet ved beregningen av utfallsrommet.

I beregningene har vi i utgangspunktet forutsatt at avkastningskravet er det samme i alle perioder. Implisitt har vi da antatt at risikoen øker eksponensielt over tid. Alternativt kan vi anta at veksttakten i risikoen avtar over tid, eller at risikoen etter et visst tidspunkt er konstant. Det kan i så fall gi en vesentlig økning i den beregnede totalverdien av vannkraftproduksjonen og dermed også verdien av hjemfall. Det tallmessige utslaget avhenger av den nøyaktige tidsprofilen for risikoen som legges til grunn. Blant aktørene i markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper er det for øvrig vanlig å anta en eksponensielt økende risiko i tråd med beregningene vi presenterte ovenfor.

Hva er det ikke tatt hensyn til i beregningene?

Vi har i utgangspunktet sett bort fra reinvesteringer i analysen. Dersom en inkluderer antatte reinvesteringer i beregningene, må en også ideelt sett ta hensyn til at lønnsomheten av en reinvestering avhenger av avstanden til hjemfallstidspunktet. Det er med andre ord ikke sikkert at alle nødvendige reinvesteringer vil bli gjennomført dersom et kraftverk er belagt med hjemfall. Inkludering av reinvesteringer i analysen ut fra rent mekaniske kriterier (reinvestering av en viss andel av opprinnelig investeringskostnad et visst antall år etter førstegangs investering) reduserer de beregnede verdiene, men påvirker i liten grad fordelingen mellom eiergruppene.

Forskjeller i kostnader og skattemessige verdier vil også påvirke resultatene. For de samlede tallene gir slike forskjeller bare beskjedne utslag, men det kan være betydelige virkninger for de enkelte eiergruppene. Detaljerte data om kostnader, investeringsbehov og skatteposisjoner har imidlertid ikke vært tilgjengelige.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Erverv av eiendomsrett eller bruksrett til norske vannfall krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven av 1917. Loven omfatter også kjøp og salg av fallrettigheter og vannkraftverk og eierandeler i selskaper som eier slike rettigheter og kraftverk. Et hovedprinsipp i loven er at kraftverk eid av private og utlendinger hjemfaller til staten ved utløpet av konsesjonstiden. Offentlige norske eiere kan derimot gis tidsubegrenset konsesjon. Industrikonsesjonslovens bestemmelser om hjemfall har hatt stor betydning for utviklingen av den norske kraftsektoren historisk, og loven spiller fortsatt en viktig rolle.⁶

Det har imidlertid i de siste årene oppstått en debatt om hjemfallsinstituttets virkninger for den strukturelle utviklingen av norsk kraftsektor, og om ordningen er i overensstemmelse med EØS-avtalens regler om likebehandling. EFTAs overvåkingsorgan ESA har initiert en formell prosess og inntatt standpunkt at hjemfallsinstituttet ikke er forenlig med Norges forpliktelser i henhold til EØS-avtalen. Det er dermed oppstått et behov for å vurdere mulige endringer i hjemfallsinstituttet, og hvilken virkning slike endringer kan ha. I den forbindelse er det også viktig å kartlegge de økonomiske virkningene av dagens hjemfallsordning.

1.2 Problemstilling

Hovedproblemstillingen vi drøfter i denne rapporten er følgende:

Hva betyr hjemfallsinstituttet for fordelingen av nåverdien av den norske vannkraftproduksjonen mellom a) staten, b) kommuner og fylkeskommuner og c) private og utenlandske eiere av vannkraftproduksjon?

Vi definerer verdien av hjemfallsinstituttet som nåverdien pr. 1.1.2002 av kontantstrømmene fra kraftproduksjonen etter hjemfallstidspunktet. Verdiberegningene gjøres under ulike forutsetninger om avkastningskrav, framtidige kraftpriser og hjemfallstidspunkt. I tilknytning til beregningene av verdien av hjemfallsinstituttet beregner vi også den totale verdien av anleggsmidlene i vannkraftverkene fordelt på de ulike eiergruppene, samt verdien av de ulike skattetyperne som norske

⁶ Regelverket er relativt komplisert, men er beskrevet nærmere i blant annet Olje- og energidepartementet (2001) og ECON (2001).

kraftprodusenter må betale: Overskuddsskatt (inklusive naturressursskatt), grunnrenteskatt og eiendomsskatt, i tillegg til konsesjonsavgifter og konsesjonskraftavståelse. Verdien av anleggsmidlene defineres i tråd med vanlig praksis som nåverdien av kontantstrømmene som anleggene genererer totalt over levetiden (vi legger i prinsippet et uendelig tidsperspektiv til grunn for våre beregninger). Verdien av skattene beregnes på samme måte som nåverdien av de løpende skatteinntektene til staten og kommunene.

I beregningene benytter vi en egen verdsettingsmodell for norsk vannkraftproduksjon og data for alle norske vannkraftverk i drift pr. 1.1.2002. Vi beregner verdien av kontantstrømmene til evig tid. Hjemfallstidspunktet for de ulike kraftverkene er dels basert på faktiske betingelser i eksisterende konsesjoner, dels er de basert på hypotetiske transaksjonstidspunkter og ulike forutsetninger om hjemfallstidspunktet. Produksjonstillene er basert på den faktiske produksjonen i verkene, mens skattemessige forhold og kostnader er behandlet sjablonmessig.

I tillegg til å beregne verdien av hjemfall i kraftverk som er belagt med hjemfall i dag ser vi også på verdien av potensielt hjemfall i offentlig eide verk og private ukonsederte verk (verk som ikke har konsesjon etter industrikonsesjonsloven). Vi har da tatt utgangspunkt i den hypotetiske situasjonen at samtlige norske vannkraftverk selges 1.1.2003 og at salgene fører til at samtlige verk blir ilagt betingelser om hjemfall. Perspektivet i analysen er statisk og mekanisk i den forstand at vi ikke vurdert sannsynligheten for at transaksjoner som utløser hjemfall faktisk vil bli gjennomført.

Det at vi beregner verdien av hjemfallsinstituttet under ulike forutsetninger om hjemfallstidspunktet, innebærer ikke at vi tar stilling til den juridiske eller politiske relevansen av ulike praktiseringer av regelverket. Siktemålet her er å kartlegge de økonomiske konsekvensene av forskjellige tolkninger.

1.3 Rapportdisposisjon

Rapporten er delt inn på følgende måte:

- I kapittel 2 beskriver vi oppbygningen av verdsettingsmodellen.
- I kapittel 3 beskriver vi de viktigste forutsetningene for beregningene og datagrunnlaget.
- I kapittel 4 presenteres hovedresultatene fra beregningene.
- I kapittel 5 diskuterer vi både kvalitativt og kvantitativt betydningen av å endre på noen av de viktigste forutsetningene for analysen.

Detaljerte beregningsresultater og diskusjon av noen av de grunnleggende forutsetningene er plassert i egne vedlegg.

Rapporten er skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Datagrunnlaget er basert på Norges vassdrags- og energidirektorats kraftverksdatabase supplert med opplysninger innhentet fra Olje- og energidepartementet og ulike kraftprodusenter.

2 Om verdsettingsmodellen

I dette kapitlet beskriver vi oppbyggingen av verdsettingsmodellen som er benyttet i beregningene. Modellen er en kontantstrømmmodell der samtlige inntekts- og kostnadselementer, inklusive skatter, beregnes for en periode på 60 år. Den årlige nettokontantstrømmen blir da lik inntekter fratrukket drifts-kostnader, investeringer og skatter. Alle skattetyper er inkludert.

De ulike inntekts- og kostnadselementene inflasjonsjusteres, slik at det er de *nominelle* kontantstrømmene vi beregner. Nettokontantstrømmen for hvert enkelt år neddiskonteres derfor med et nominelt avkastningskrav etter skatt. Etter 60 år beregnes det en terminalverdi basert på kontantstrømmen i det siste året. Avkastningskravet er et totalavkastningskrav ettersom vi ikke inkluderer finanskostnader eksplisitt i modellen. Modellen omfatter i utgangspunktet 20 forskjellige kraftverk, men kan lett utvides. De forskjellige verkene kan konsolideres som ett selskap, eller en kan beregne verdien for verkene enkeltvis. Det er naturligvis også mulig å definere det enkelte modellverk som et aggregat av forskjellige kraftverk (for eksempel kan vi aggregere alle kommunale verk som er bygd i en viss periode og behandle dem samlet i modellen). Datamaterialet omfatter nærmere 600 enkeltverk. I praksis har vi derfor benyttet modellen til å beregne representative kontantstrømmer for kraftverk med ulike byggeår i grupper på 5 og 5 byggeår. Deretter har vi aggregert tallene for de ulike eiergruppene basert på de representative kontantstrømmene.

2.1 Inntekter og kostnader

Inntekter

Det benyttes et konstant årlig produksjonsvolum, som for hvert år multipliseres med den aktuelle kraftprisen. Inntektene består av følgende elementer:

- Ordinære inntekter. Dette er inntektene fra den andelen av produksjonen som selges til den løpende markedsprisen. Den antatte markedsprisen kan varieres årlig.
- Konesjonskraft. Konesjonskraften avregnes i modellen til en felles pris for samtlige kraftverk. I virkeligheten varierer konesjonskraftprisen en del. For alle konesjoner gitt etter 10. april 1959 gjelder en felles konesjonskraftpris som fastsettes årlig av Olje- og energidepartementet. For konesjoner gitt før denne datoen beregnes konesjonskraftprisen individuelt. I perioden 1996-2001 har departementets konesjonskraftpris i gjennomsnitt vært 11,26 øre/kWh nominelt. For 2002 er konesjonskraftprisen satt til 10,42

øre/kWh. Mengden konsesjonskraft kan derimot varieres mellom kraftverkene.

I beregningene i dette notatet er det ikke tatt hensyn til kraftkontrakter med betingelser som avviker fra markedspris. Både markedsprisen og konsesjonskraftprisen justeres med inflasjonen. Rent modellteknisk bruker vi realpriser som inngangsdata. I modellen inflasjonsjusteres så prisene med en konstant årlig rate. Kraftprisforutsetningene (både markedspriser og konsesjonskraftpriser) er felles for samtlige verk i modellen.

Driftskostnader

Driftskostnadene pr. kWh legges inn i modellen og kan varieres mellom ulike kraftverk, men ikke over tid (utenom at de inflasjonsjusteres i takt med en konstant årlig rate på samme måte som kraftprisene). Driftskostnadene er ment å omfatte ordinære variable kostnader pr. kWh samt innmatingstariffer og konsesjonsavgifter. Eiendomsskatt og avskrivninger beregnes eksplisitt i modellen.

Investeringer, kapital og avskrivninger

Den skattemessige åpningsbalansen beregnes på grunnlag av gjenanskaffelsesverdien av anleggsmidlene og påløpte skattemessige avskrivninger fra idriftsettelsesåret til starttidspunktet for analysen.⁷

Hovedregelen i det norske skattessystemet er at anleggsmidler saldoavskrives med en årlig proSENTSATS som avhenger av typen anleggsmiddel. Elektroteknisk utrustning i kraftforetak avskrives for eksempel med 5 prosent årlig i henhold til avskrivningssatsene som ble vedtatt i forbindelse med statsbudsjettet for 2002 (jf. skattelovens § 14-41 og 14-43). Det gjelder imidlertid særskilte avskrivningsregler for visse typer anleggsmidler som benyttes i vannkraftproduksjon (jf. skattelovens § 18-6):

- Dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert adkomst-tunneler) avskrives lineært med inntil 1,5 prosent pr. år over 67 år.
- Maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister, osv. avskrives lineært med inntil 2,5 prosent årlig over 40 år.

Ca. 90 prosent av anleggsmidlene i norske vannkraftverk faller i disse kategoriene. I modellen behandler vi for enkelhets skyld anleggsmidler som saldoavskrives sammen med de øvrige anleggsmidlene. Samtlige anleggsmidler avskrives derfor lineært. Som en forenkling benytter vi imidlertid en felles lineær avskrivningssats for alle typer driftsmidler. I dette arbeidet brukes en avskrivningstid på 57 år. Denne avskrivningstiden gjenspeiler noenlunde fordelingen av anleggsmidlene i den norske vannkraftproduksjonen på de to avskrivningsklassene beskrevet ovenfor. Skattemessig verdi av anleggsmidlene pr. 1.1.2002 beregnes i modellen på grunnlag av gjenanskaffelsesverdi fratrukket

⁷ Gjenanskaffelsesverdiene av anleggsmidlene i vannkraftproduksjonen ble beregnet av NVE i forbindelse med kraftskattereformen som trådte i kraft fra 1997. Beregningene er basert på detaljerte data for anleggsmidler fra selskapene og priser pr. 1.1.1997. Se ECON (2000b) for en oversikt over sammensetningen av anleggsmidlene slik de ble beregnet av NVE.

de akkumulerte avskrivningene fra og med byggeåret (der altså 1/57 av gjenanskaffelsesverdien avskrives årlig).

Investeringer i analyseperioden legges inn eksogent i faste kroner (referert til starttidspunktet) i de aktuelle årene, og avskrives over en periode på 57 år på linje med den bokførte kapitalen fra startåret. Investeringene inflasjonsjusteres i modellen, og det er de nominelle størrelsene som legges til grunn for bokførte verdier og avskrivninger som investeringene gir opphav til (slik at det er konsistens mellom behandlingen av investeringer og øvrige størrelser i modellen).

2.2 Skattemessige forhold

Det norske kraftskattesystemet består av en rekke elementer som alle er eksplisitt modellert i verdsettingsmodellen (utenom konsesjonsavgiftene, som inkluderes i driftskostnadene). Skattesystemet er beskrevet i detalj i ECON (2000a, 2000b) og Ernst & Young (2001), og vi gjengir bare hovedpunktene her.

Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatten beregnes på grunnlag av normerte inntekter fratrukket driftskostnader (inklusive konsesjonsavgifter), avskrivninger, eiendomsskatt og et fribeløp basert på skattemessig bokført kapital multiplisert med en normrente. Normrenta for fribeløpet er en før skatt-rente som inkluderer et risikotillegg. Normrenta kan av den grunn tolkes som et nominelt totalavkastningskrav før skatt. De normerte inntektene er gitt ved produksjonen i hvert enkelt kraftverk time for time multiplisert med spotprisen for området. Det gjøres unntak for konsesjonskraft og langsiktige industrikontrakter på stortingsbestemte vilkår (samt visse andre typer langsiktige kontrakter), som avregnes til faktisk pris. Grunnrenteskatten beregnes på kraftverksnivå, og kan derfor ikke konsolideres på selskapsnivå. Eventuell negativ beregnet grunnrenteinntekt kan framføres til evig tid med en rentesats som er lik renta for beregning av fribeløpet.

I verdsettingsmodellen beregnes grunnrenteskatten i henhold til reglene, inklusive korrigering av inntektene for konsesjonskraft (og kontrakter, dersom det skulle være ønskelig). Både grunnrenteskattesatsen og normrenta kan varieres fritt. I tillegg er det mulig å operere med separate rentesatser for fribeløpet og framføring av negativ grunnrente. Modellen kan også ta hensyn til akkumulert negativ framførbar grunnrente ved inngangen til analyseperioden. Denne må da legges inn eksogent som en inngangsparameter.

Naturressursskatt

Naturressursskatten betales for hvert enkelt kraftverk pr. produsert kWh, for tiden med en sats på 1,3 øre/kWh (som fordeles på kommunene og fylkene der kraftverket ligger). Grunnlaget for naturressursskatten er gjennomsnittet av siste 7 års produksjon. Ettersom vi benytter en konstant årlig produksjon, er naturressursskattegrunnlaget alltid lik middelproduksjonen i modellen. Naturressursskatten samordnes med overskuddsskatten ved at utlignet naturressursskatt som overstiger skattyters utlignede overskuddsskatt kan framføres med renter til fradrag i overskuddsskatten for senere år. Framføringsadgangen er tidsubegrenset.

Naturressursskatten beregnes i modellen i henhold til reglene. Skattesatsen pr. kWh inflasjonsjusteres med samme inflasjonsrate som andre størrelser i modellen. Dette er en forutsetning som ikke følger av skattesystemet, men intensjonene i skattesystemet tilsier at satsen for naturressursskatten vil øke over tid. Det enkleste er da å inflasjonsjustere satsen. Inflasjonsjusteringen av naturressursskatten har for øvrig lite eller ingenting å si for resultatene så lenge beregnet naturressursskatt ikke overstiger overskuddsskatten.

Overskuddsskatt

Overskuddsskatten beregnes på selskapsnivå på grunnlag av det skattemessige overskuddet i henhold til de gjeldende reglene. Skatten betales for tiden i sin helhet til staten med en sats lik 28 prosent av det skattemessige overskuddet. Skattesatsen kan varieres i modellen. Ettersom vi beregner kontantstrømmene for totalkapitalen og ser bort fra finanskostnader, tas det ikke hensyn til gjeldsrentebegrensningsregelen for offentlige eiere.

Eiendomsskatt

Eiendomsskatten beregnes i modellen på grunnlag av reglene i skattelovens § 18 og eiendomsskatteovens § 8. Eiendomsskattegrunnlaget er lik nåverdien av forventede framtidige inntekter fratrukket nåverdien av forventede kostnader, inklusive skatter og reinvesteringer. Inntekter, skatter og driftskostnader beregnes som et gjennomsnitt av de siste fem årene, inflasjonsjustert fram til beregningsåret. Rehabiliteringstidspunktet for ulike driftsmidler er bestemt av opprinnelig investeringstidspunkt og avskrivningstidene for de ulike gruppene av driftsmidler. Det gjelder imidlertid også regler om minste gjenstående levetid av anleggsmidlene. Produksjonsgrunnlaget er lik grunnlaget for naturressursskatten (gjennomsnittet av siste 7 års produksjon). Vi har antatt at eiendomsskattegrunnlaget i skatteåret er lik takseringsverdien fra det foregående året (det vil si at skattegrunnlaget i år t er en funksjon av salgsinntektene i år $t-6$ til $t-1$ osv.). I det første "modellåret" brukes imidlertid inneværende års takseringsverdi som eiendomsskattegrunnlag.

I tillegg er det innført en regel om minsteverdi av eiendomsskattegrunnlaget. Denne minsteverdien (for tiden 1,10 kr/kWh multiplisert med naturressursskattegrunnlaget) kan varieres i modellen.

Diskonteringsrenten er en reell før skatt-rente som fastsettes årlig av Finansdepartementet i en egen forskrift. Også denne rentesatsen kan varieres i modellen.

Kraftanlegg med generatorer som har en samlet ytelse på under 10 MW (10 000 kVA) skal i henhold til skattelovens § 18-5 verdsettes til skattemessig verdi pr. 1. januar i ligningsåret. Skattemessig verdi vil variere over tid som følge av reinvesteringer og vil således ventelig avvike fra det beregnede eiendomsskattegrunnlaget (eventuelt minsteverdien). For eksempel vil skattemessig verdi for eldre verk generelt ligge under den gjeldende minsteverdien på 1,10 kr/kWh; skattemessig verdi kan i prinsippet også være lik null. Vi behandler imidlertid også disse mindre kraftverkene etter de beskrevne hovedreglene. Kraftverk med under 10 MW i ytelse står for ca. 4 TWh av den samlede vannkraftproduksjonen, slik at feilen som gjøres er relativt beskjedent sett under ett.

Når det gjelder minste gjenstående levetid av driftsmidlene, legger vi til grunn samme gjennomsnittsprinsipp som ved beregning av de skattemessige avskrivningene. For de to gruppene anleggsmidler som avskrives lineært gjelder en minste gjenstående levetid på henholdsvis 40 og 15 år (de tilsvarende avskrivningstidene er henholdsvis 67 og 40 år som beskrevet ovenfor). Ved å bruke samme fordeling av anleggsmidlene på de to avskrivningsgruppene får vi en gjennomsnittlig minste gjenstående levetid på 31 år. Kostnadene til rehabilitering er gitt ved historisk kostnad (i praksis gjenanskaffelsesverdien i 1997-kroner) justert for inflasjonen fram til takseringsåret.

Det kan bare benyttes én eiendomsskattesats i modellen (denne satsen kan imidlertid varieres). Eiendomsskattesatsen skal være mellom 0,2 og 0,7 prosent av skattegrunnlaget forutsatt at kommunen har valgt å innkreve eiendomsskatt. I praksis velger kommunene den høyeste skattesatsen, og det er derfor denne som er lagt til grunn for beregningene i dette notatet. De fleste norske vannkraftverk over en viss størrelse betaler eiendomsskatt, slik at forenklingene i modellen har lite å si for resultatene.

3 Forutsetninger for beregningene

I dette kapitlet dokumenterer vi de konkrete forutsetningene som er gjort med hensyn til parametrene som inngår i modellberegningene.

3.1 Kraftpriser

I tabellen nedenfor angir vi hvilke prisbaner som er benyttet i beregningene. Det langsiktige prisnivået nås i 2007 fra et startnivå på 17 øre/kWh i 2002. Startnivået er valgt med utgangspunkt i spotprisene på Nord Pool og terminprisene for 2002 ved inngangen til 2002. I perioden 2002-2004 er prisene antatt å være konstante og like langs alle de tre prisbanene. I de mellomliggende årene er det antatt at kraftprisen endres lineært fra 2004-nivået til det langsiktige nivået. Kraftprisene inflasjonsjusteres i modellen, slik at den langsiktige prisen blir 22,6 øre i 2007-kroner, 23,2 øre i 2008-kroner osv.

Tabell 3.1 Kraftprisbaner. 2002-kroner

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Basis	17,0	17,0	17,0	18,0	19,0	20,0
Høy	17,0	17,0	17,0	19,0	21,0	23,0
Lav	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0

Kilde: ECON

De valgte prisbanene er ikke å tolke som autoriserte ECON-prognoser for kraftprisen i årene framover. Snarere er de ulike prisbanene valgt for å illustrere hvordan ulike kraftprisforutsetninger påvirker inntjeningen i norske vannkraftverk og dermed verdien av hjemfallsinstituttet og skattene som betales. Det langsiktige prisnivået i basistilfellet kan for eksempel tolkes som en gjennomsnittsoppfatning i markedet og blant analysemiljøer om kraftprisen på lang sikt (jf. prisprognosene som ble lagt til grunn i forbindelse med verdsettingen av Statkraft i 2000 og kraftprisberegningene i NOU 1998:11).

Det er naturlig å tolke kraftprisene i tabell 3.1 som volumveide priser.⁸ Det skyldes at vi i modellen beregner inntektene årlig for hvert enkelt ”verk” (der

⁸ Nord Pools terminpriser (som vi brukte som inspirasjonskilde til å fastsette startnivået) er derimot timeveide priser, som er summen av prisen i hver time dividert med antall timer i den aktuelle perioden. Avviket er imidlertid ikke viktig i denne sammenhengen.

kraftverk i dette tilfellet betyr den samlede anleggsmassen som ble satt i drift innenfor et gitt tidsrom, jf. avsnitt 3.4 nedenfor). Både produksjonen og prisene varierer over tid. Summen av inntektene over året er gitt ved produksjonen pr. time multiplisert med den relevante timeprisen. Hvis vi dividerer denne summen med produksjonen, er resultatet lik en volumveid gjennomsnittspris.

Konsesjonskraftprisen er satt lik 12 øre/kWh i 2002-kroner. Den inflasjonsjusteres med den samme inflasjonsraten som øvrige størrelser i modellen. Over tid vil konsesjonskraftprisen slik den beregnes av Olje- og energidepartementet variere en del som følge av endringer i kapitalgrunnlag, avskrivninger og skatter. Slike variasjoner har imidlertid relativt liten betydning for beregningsresultatene (jf. kapittel 5).

3.2 Inflasjon

En inflasjonsrate på 2,5 prosent er lagt til grunn i modellen. Det er i samsvar med Norges Banks inflasjonsmål, og stemmer også godt overens med den historiske inflasjonen i Norge siden 1990. Alle inntekter og utgifter korrigeres for forventet inflasjon.

3.3 Avkastningskrav og renteforutsetninger

3.3.1 Avkastningskrav

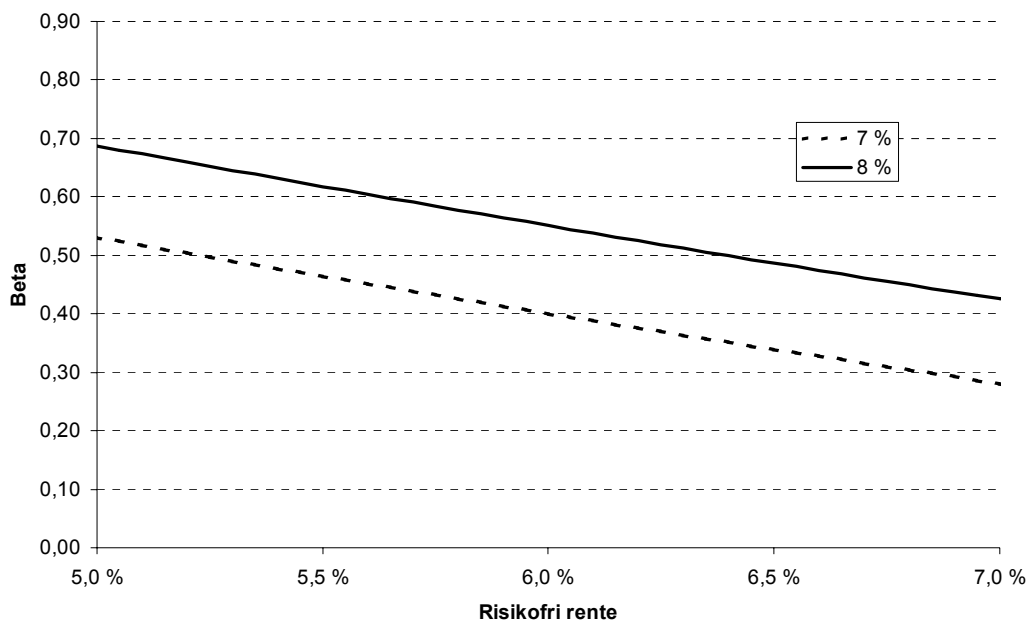
Kontantstrømmene som beregnes i modellen neddiskonteres med en rentesats som reflekterer et rimelig etter skatt-avkastningskrav til totalkapitalen for investorer i norsk vannkraftproduksjon. Det er vanlig å benytte nominelle avkastningskrav etter skatt i størrelsesorden 7-8 prosent ved verdsetting av norsk vannkraftproduksjon, jf. Dresdner Kleinwort Benson (2000) og Ernst & Young (2000). Se også Johnsen (1996, 1999) og ECON (2000b). I beregningene har vi derfor benyttet diskonteringsrenter på 7 og 8 prosent for hver av de tre prisbanene i tabell 3.1.

Et totalavkastningskrav på 7-8 prosent nominelt etter skatt er ikke urimelig sett i lys av kapitalverdimodellen, som brukes mye til å fastsette avkastningskrav i praksis. Når det gjelder det teoretiske og empiriske grunnlaget for beregning av avkastningskrav med utgangspunkt i kapitalverdimodellen, henviser vi til vedlegg 1. Gitt en risikofri rente før skatt på 6 prosent og en markedspremie på 5 prosent tilsvarer 7 prosent avkastningskrav en betaverdi for totalkapitalen på 0,4.⁹ Med 8 prosent avkastningskrav tilsier samme risikofrie rente og markedspremie en beta på 0,55. Disse nominelle kravene tilsvarer for øvrig reelle før skatt-krav på 7 og 8,4 prosent gitt en forventet inflasjon lik 2,5 prosent.

⁹ Meravkastningen i aksjemarkedet relativt til risikofri rente, her ikke justert for forskjeller i beskatningen av utbytte og renteinntekter på mottakers hånd (jf. vedlegget). Beta er et mål på samvariasjonen mellom avkastningen til det aktuelle investeringsprosjektet eller selskapet og en referanseportefølje (ofte brukes en aksjemarkedsindeks som referanse).

I figur 3.1 nedenfor viser vi forskjellige kombinasjoner av beta og risikofri rente som gir nominelle avkastningskrav etter skatt på henholdsvis 7 og 8 prosent gitt at markedspremien er 5 prosent.

Figur 3.1 Sammenhengen mellom risikofri rente, beta og nominelle etter skatt-avkastningskrav



Kilde: ECON

Vi forutsetter at utbytte til eier ikke beskattes på mottakers hånd i tråd med de gjeldende skattereglene. Vi benytter videre det samme nominelle etter skatt-avkastningskravet for verdien av hjemfallsinstituttet som for eierskapet og skattene.

Utvikling i risiko over tid

I beregningene har vi i utgangspunktet forutsatt at avkastningskravet er det samme i alle perioder. Implisitt har vi da antatt at risikoen øker eksponensielt over tid. Alternativt kan vi anta at veksttakten i risikoen avtar over tid, eller at risikoen etter et visst tidspunkt er konstant. Det kan i så fall gi en vesentlig økning i den beregnede totalverdien av vannkraftproduksjonen og dermed også verdien av hjemfall. Det tallmessige utslaget avhenger av den nøyaktige tidsprofilen for risikoen som legges til grunn.

Erfaringer fra andre råvaremarkeder, blant annet oljemarkedet, tyder på at usikkerheten i markedsprisene over tid beveger seg mot et konstant nivå (se Pindyck, 1999). Det kan imidlertid ta mange år før det konstante nivået nås. Vi er ikke kjent med at det er gjort tilsvarende studier i kraftmarkedet. Det er uansett grunn til å tro at de tilgjengelige tidsseriene foreløpig er for korte til at det lar seg gjøre å estimere langsiktige pristrender på noen robust måte. Heller ikke teoretisk sett har vi sterke grunner til å anta at risikoen ikke øker eksponensielt over tid, selv om det selvsagt ikke kan utelukkes. Blant aktørene i markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper er det for øvrig vanlig å anta en eksponensielt økende risiko, altså et konstant avkastningskrav.

For en grundigere diskusjon av hva tidsprofilen for utviklingen i risiko betyr for verdien av den norske vannkraftproduksjonen henviser vi til vedlegg 3.

3.3.2 Renteforutsetninger i skatteberegningene

Følgende rentesatser er lagt til grunn i de ulike skatteberegningene:

- Framføring av overskytende naturressursskatt: 4,5 prosent
- Framføring av negativ grunnrente/fribeløpet i grunnrenteskatteberegningene: 9,8 prosent
- Diskonteringsrente for beregning av eiendomsskattegrunnlaget: 6,1 prosent

Tallene er identiske med Finansdepartementets vedtak av 18.1.2001 om rentesatser for beskatning av kraftverk for inntektsåret 2000. Rentesatsene har variert noe de siste årene, men alternative rentesatser (innenfor et rimelig intervall) har liten betydning for resultatene. Vi diskuterer imidlertid nedenfor betydningen av om rentesatsen for framføring av negativ grunnrente er en før- eller etter skatt-rente.¹⁰

Rentesatsene for fribeløpet tilsvarer et avkastningskrav på omtrent 7,1 prosent nominelt etter skatt gitt en effektiv skattesats på 28 prosent (etter grunnrenteskatt). Diskonteringsrenta for eiendomsskattegrunnlaget, som er en reell før skatt-rente, tilsvarer et avkastningskrav på 6,3 prosent etter skatt. Forskjellen skyldes at risikotillegget i de to rentene er ulikt. Vi har for øvrig i de senere beregningene ikke justert rentesatsene i skatteberegningene i forhold til avkastningskravene på 7 og 8 prosent, men lagt til grunn de gjeldende rentesatsene uansett avkastningskrav.

3.4 Inngangsdata for kraftverkene

I datamaterialet har vi blant annet eierskap, middelproduksjon og idriftsettelsesår for alle kraftverkene i Norge. Verkene er gruppert på følgende måte:

- Statlige verk¹¹
- Kommunale og fylkeskommunale verk
- Private ukonsederte verk
- Private konsederte verk

Kraftverkene tilhørende hver av disse gruppene er delt inn i 20 blokker avhengig av idriftsettelsesår. Hver blokk er et fem års intervall, 1900-1904, 1905-1909 og så videre. Det gir 20 grupper av kraftverk for hver eiergruppe. Hver blokk av hver gruppe blir kjørt gjennom modellen for å beregne spesifikk framtidig skattebelastning og kontantstrøm.

¹⁰ Det kan argumenteres for at den relevante alternativverdien av framføring av negativ grunnrenteinntekt er en etter-skatt-rente og ikke en før skatt-rente som i det gjeldende skattesystemet. Se ECON (2000b) for en drøfting av dette spørsmålet.

¹¹ Inkludert kraftverk hvor det er inngått foregrepet hjemfall og tilbakeleie.

Det er lite trolig at inndelingen i blokker medfører unøyaktighet i noen særlig grad. For noen av verkene vil det bety at anleggsmidlene blir avskrevet et eller to år for mye eller for lite i analysen, men det gir ikke vesentlige systematiske feil.

3.4.1 Kostnader, investeringer og skattemessige forhold

Driftskostnader er i modellen satt til 35 kr/MWh i gjennomsnitt. Det inkluderer innmatingstariffer i sentralnettet, en konsesjonsavgift på 0,53 øre/kWh (jf. ECON, 2000b og referansene der) og variable kostnader.

For denne analysen er det ikke lagt til grunn noen reinvesteringer i anleggene i framtiden. Dette vil i første omgang overvurdere kontantstrømmene og skatteinntektene. Det som gir analysen konsistens er at reinvesteringer etter idriftsettelse og før 2002 heller ikke er tatt med. Det vil undervurdere etter-skatt-kontantstrømmene på grunn av for lave avskrivninger og for lavt fribeløp, og det vil også overvurdere framtidige skatteinntekter. Verdien av hjemfall, som er en funksjon av framtidige kontantstrømmer, blir altså både positivt og negativt påvirket av forenklingen. Betydningen av reinvesteringer drøftes nærmere i avsnitt 5.1.

Data for eventuell negativ framførbar grunnrente er ikke tilgjengelig på kraftverksnivå. Det samme gjelder eventuelle posisjoner med framførbar naturressurs-skatt overskytende overskuddskatten og framførbare underskudd. Aggregert vil dette gi en dreining mot for høye skatteinntekter og for lave kontantstrømmer i framtiden. Eksakte data for skatteposisjoner på verks- og selskapsnivå er for øvrig i utgangspunktet bedriftsinterne data.

For å gjøre nøyaktige grunnrenteberegninger trengs skatteposisjoner på verksnivå, og nøyaktige overskuddskatteberegninger krever skatteposisjoner på selskapsnivå. Begge deler er mulig, men krever både svært detaljerte inngangsdata og en del arbeid med modellverktøyet. I tillegg forutsetter en slik nøyaktig skatteanalyse egentlig vurderinger av framtidige investeringer som er en viktig driver av framførbare negative skatteposisjoner.

3.4.2 Fysiske størrelser

Av fysiske størrelser er middelproduksjon for hvert enkelt kraftverk den eneste som er benyttet i modellen. Datamaterialet gir til sammen 34,5 TWh statlig produksjon (Statkraft inklusive verk omfattet av foregrepet hjemfall), 61,4 TWh kommunal/fylkeskommunal produksjon, 7,2 TWh produksjon ved private ukonsederte verk og 10,1 TWh produksjon ved private konsederte verk. Det gir en total årlig middelproduksjon på 113,3 TWh. Middelproduksjonen er basert på NVEs tidligere beregninger og er ikke oppdatert med de seneste produksjonstallene.

Så langt det har vært mulig har vi fordelt produksjonen i felleseide verk på de enhetene og eiergruppene som faktisk disponerer kraften. Det betyr at Produksjonen i for eksempel Ulla-Førre-verkene er fordelt på de ulike eierne (Statkraft, Lyse Energi m.fl.) etter deres respektive andeler av produksjonen. Også produk-

sjonen i egne juridiske enheter som Sira-Kvina Kraftselskap er fordelt på de bakenforliggende eierne i den grad informasjonen har vært tilgjengelig.

Det har de siste årene skjedd omfattende strukturendringer i den norske kraftsektoren som har gitt særlig Statkraft et betydelig indirekte eierskap i vannkraftproduksjon. Statkrafts eierandeler i andre norske kraftselskaper omfatter pr. 1. mars 2002 følgende selskaper (selskapenes middelproduksjon i parentes):

- 49,9 prosent i Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap, BKK (6 TWh)
- 20 prosent i E-CO Vannkraft, tidligere Oslo Energi Produksjon (7,5 TWh)
- 49 prosent i Hedmark Energi (1,4 TWh)
- 66,62 prosent i Skagerak Energi (4,8 TWh)
- 100 prosent i Trondheim Energiverk (3,2 TWh)

Statkrafts økonomiske interesser omfatter således ca 11,5 TWh (19 prosent av kommunal/fylkeskommunal produksjon) i tillegg til egne verk.¹² Disse interessene er i utgangspunktet ikke inkludert i tallene for det statlige eierskapet og fordelingen av hjemfallsverdier mellom kommunale/fylkeskommunale og statlige verk. På tilsvarende måte har vi plassert alle Hafslunds verk blant de private verkene, selv om Oslo kommune direkte og indirekte (gjennom E-CO Energi) eier 53,7 prosent av aksjekapitalen i Hafslund.¹³

NVE beregnet i 2001 middelproduksjonen på nytt basert på oppdaterte tilsigs-serier. Det gav en økning i middelproduksjonen til ca. 118 TWh, en økning på vel 4 prosent. En korleksjon for dette vil gi en tilsvarende økning i verdien av hjemfall, eierskap og skatter. Fordelingen mellom de ulike eiergruppene vil også ventelig endres noe (dersom det er systematiske variasjoner i fordelingen av produksjonsøkningen mellom grupper av kraftverk), men alt i alt er endringene beskjedne.

Konsesjonskraften antas å utgjøre 7,5 prosent av middelproduksjonen i samtlige kraftverk. Det tilsvarer omtrent uttaket av konsesjonskraft for Norge sett under ett – 8,5 TWh. Det er visse variasjoner mellom verkene med hensyn til mengden konsesjonskraft som tas ut, men dette spiller liten rolle for resultatene.

¹² Statkraft inngikk også avtale høsten 2001 om kjøp av 45,5 prosent i Agder Energi (7 TWh). Agder-ervertet er imidlertid nektet gjennomført av Konkurransetilsynet 21. mars 2002. Statkraft har anket vedtaket til Arbeids- og administrasjonsdepartementet. Trondheim-ervertet er foretatt uten forbehold om Konkurransetilsynets godkjenning og er således gjennomført som vist i oversikten ovenfor, men det er mulig at Konkurransetilsynet vil ønske å gjøre inngrep overfor ervertet. BKK og E-CO Vannkraft eier for øvrig selv betydelige aksjeposter i andre kraftprodusenter. Denne produksjonen er ikke medregnet i middelproduksjonen til BKK og E-CO.

¹³ Østfold Energi, som eies av Østfold fylke og en rekke kommuner i Østfold, eier 2,7 prosent av aksjekapitalen i Hafslund (etter fusjonen mellom Hafslund og Viken Energinett).

3.4.3 Hjemfallsbetingelser

Private verk

For private *konsederte* verk benytter vi hjemfallsåret fra datamaterialet og hjemfall 60 år fra 1.1.2003. For private *ukonsederte* verk er verdien av hjemfall kun beregnet for 60 år fra 1.1.2003.

Statlige verk

For Statkrafts anlegg er verdien av hjemfall 60 år fra 1.1.2003 beregnet. I tillegg er det gjort en beregning med hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår. Noen av Statkrafts anlegg ble satt i drift på 1920-tallet. Det betyr øyeblikkelig hjemfall for de anleggene. For anlegg omfattet av avtaler om foregrepet hjemfall og tilbakeleie er verdien av hjemfall 60 år fra 1.1.2003 og 60 år fra 1.1.1992 beregnet.¹⁴

Kommunale og fylkeskommunale verk

For kommunale og fylkeskommunale anlegg er verdien av hjemfall 60 år fra 1.1.2003 beregnet. I tillegg er det gjort en beregning på hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår. Da er det tenkt at førstegangs konsesjon ble gitt omtrent ved idriftsettelse. For ganske mange kommunale og fylkeskommunale verk betyr det øyeblikkelig hjemfall, og store verdier av hjemfall. Avvik mellom idriftsettelsesår og opprinnelig konsesjonstidspunkt kan gi opphav til mindre vridninger i resultatene og er kommentert nærmere i kapittel 5.

¹⁴ I denne kategorien har vi inkludert følgende verk: Bjølvo, Svelgen I og II, Høyanger-verkene, Sauda-verkene, Mågeli (Tyssefaldene A/S) og de tre små verkene Arna, Mo og Jørpeland. Tysso II vil hjemfalle i 2007 og leies tilbake fram til 2030. Verket er i denne analysen gruppert under private konsederte verk. Det kan argumenteres for å kategorisere Tysso II som statlig i stedet for privat. Det vil påvirke fordelingen av verdier mellom staten og private i en viss grad, men ikke radikalt.

4 Beregningsresultater

I dette kapitlet gjengir vi hovedresultatene fra beregningene med basisprisbanen der den langsiktige kraftprisen er 20 øre/kWh i 2002-kroner. Vi rapporterer resultatene gitt diskonteringsrenter på 7 og 8 prosent nominelt etter skatt. De detaljerte beregningsresultatene, inklusive resultatene med de alternative prisbanene, er gjengitt i vedlegg 2. Her nøyer vi oss med å gjengi hovedresultatene kort.

4.1 Basisprisbanen

I tabell 4.1 nedenfor viser vi verdien av hjemfall for staten gitt en diskonteringsrente lik 7 prosent. Verdien av de hjemfalte kraftverkene er som tidligere nevnt gitt ved nåverdien pr. 1.1.2002 av kontantstrømmene i verkene etter hjemfallstidspunktet, det vil si de kontantstrømmene som tilfaller staten vederlagsfritt. Alle tall er i milliarder kroner.

I den første kolonnen vises verdien av hjemfall for kraftverk som i dag er belagt med hjemfall. Det gjelder som beskrevet ovenfor bare privateide verk med ervervskonsesjon etter industrikonsesjonsloven.

I den neste kolonnen vises den potensielle verdien av hjemfall for staten dersom kraftverkene i de ulike offentlige eiergruppene hjemfaller til staten 60 år fra idriftsettelsesåret. For kraftverk satt i drift før 1942 innebærer det momentant hjemfall, slik at verdien av hjemfallet er lik nåverdien av samtlige kontantstrømmer. For private verk med hjemfall er de faktiske hjemfallsbetingelsene lagt til grunn og ikke 60 år fra idriftsettelsesår. Hjemfallstidspunktet i de gjeldende konsesjonene er imidlertid generelt forskjellig enn det idriftsettelsesåret skulle tilsi. Det reflekterer dels at idriftsettelse først skjer en viss tid etter at konsesjon er gitt. Det er imidlertid også verk som hjemfaller senere enn 60 år etter idriftsettelsesåret. Manglende samsvar mellom idriftsettelsesår og konsesjonsår gjelder formodentlig også for de offentlige verkene, men vi har ikke nøyaktige data for konsesjonsår i de offentlige verkene.¹⁵ Betydningen av dette drøftes nærmere i kapittel 5. For private ukonsederte verk forutsetter vi at hjemfall skjer 60 år fra transaksjonstidspunkt, som her er antatt å være 1.1.2003. Disse verkene har ikke ervervskonsesjon etter industrikonsesjonsloven, og førstegangs konsesjonsbehandling vil da skje ved eventuelle transaksjoner. Kraftverk med

¹⁵ Offentlige verk fra før 1969 har dessuten normalt ikke ervervskonsesjon etter industrikonsesjonsloven. Krav om slik konsesjon for offentlige eiere ble først innført 1969.

foregrepet hjemfall (tatt med i Statkraft) er antatt å hjemfalle 60 år fra 1.1.1992 i denne kolonnen.

I den siste kolonnen vises resultatene når hjemfallstidspunktet antas å være 60 år fra 1.1.2003, det vil si 1.1.2063. Denne forutsetningen gjelder samtlige verk uansett eierskap og gjeldende konsesjonsbetingelser, også verk omfattet av foregrepet hjemfall.

Skillet mellom offentlig eide verk satt i drift før og etter 1969 er gjort for å kunne sammenligne med resultatene fra tidligere beregninger (se nedenfor).

Tabell 4.1 *Verdi av hjemfall med 7 prosent diskonteringsrente og 20 øre/kWh i langsiktig reell kraftpris. Milliarder 2002-kroner*

	Verdi hjemfall	Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår	Hjemfall 60 år fra 1.1.2003
Private ukonsederte verk		0,8 ¹⁶	0,8
Private konsederte verk	5,9	5,9 ¹⁷	1,1
Sum private verk	5,9	6,7	1,9
Kommunale/fylkeskommunale verk		36,9	6,6
Statkraft ¹⁸		17,9	3,7
Total verdi av hjemfall	5,9	61,5	12,2

Kilde: ECON

Resultatene kan tolkes på følgende måte: Dersom samtlige kommunale og fylkeskommunale kraftverk ilegges betingelser om hjemfall 60 år fra idriftsettelsesåret, er nåverdien av kontantstrømmene etter skatt som verkene gir opphav til lik 36,9 milliarder kroner. For verk satt i drift før 1943 innebærer det momentant hjemfall. Alle kontantstrømmer fra og med 2003 regnes da med i verdien av hjemfallet for disse verkene. Tolkningen er tilsvarende for de statlige verkene.

Den samlede verdien av hjemfall blir svært mye høyere med hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår enn i tilfellet med hjemfall 60 år fra 1.1.2003. Det er som forventet ettersom samtlige verk - med unntak av private ukonsederte verk, som uansett utgjør en beskjeden andel av totalproduksjonen - da antas å hjemfalle før 2063. Gjennomsnittsverket (ut fra volumveid idriftsettelsesår) hjemfaller ca. 2020-2025. Med hjemfall fra 2063 består verdien av hjemfall utelukkende av kontantstrømmene etter 2063. Disse kontantstrømmene utgjør knapt 5 prosent av den totale verdien av vannkraftproduksjonen (etter skatt).

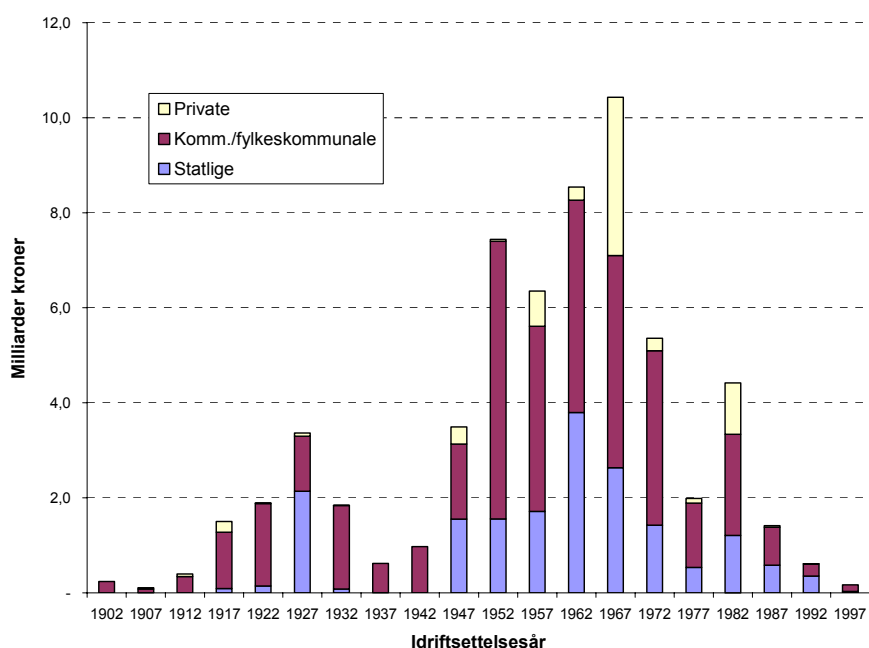
I figur 4.1 nedenfor har vi vist hvordan verdien av hjemfall er fordelt på de ulike klassene for idriftsettelsesår og kraftverkseiere når vi antar at hjemfall inntreffer 60 år fra idriftsettelsesåret.

¹⁶ Her benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.2003.

¹⁷ Her benyttes hjemfallstidspunkt som angitt i konsesjonen.

¹⁸ For verk omfattet av foregrepe hjemfallsavtaler benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

Figur 4.1 Verdi av hjemfall fordelt på eiergrupper



Kilde: ECON

I tabell 4.2 vises de tilsvarende resultatene når vi legger til grunn en diskonteringsrente på 8 prosent. Et avkastningskrav på 8 prosent medfører at den totale verdien av hjemfall reduseres med ca. 30 prosent. Verdien av hjemfall i private konsederte verk reduseres også med ca. 30 prosent. Dersom hjemfallstidspunktet settes til 1.1.2063, halveres derimot verdien av hjemfall. Det skyldes at hele hjemfallsverdien knytter seg til kontantstrømmer som kommer svært langt fram i tid. Nåverdien av disse kontantstrømmene er dermed svært følsom for selv små endringer i diskonteringsrenta ettersom diskonteringsfaktoren - som matematisk er gitt ved $(1 + \text{diskonteringsrenta})^{\text{antall år}}$ - er eksponensielt voksende over tid.

Tabell 4.2 Verdi av hjemfall med 8 prosent diskonteringsrente og 20 øre/kWh i langsiktig reell kraftpris. Milliarder 2002-kroner

	Verdi hjemfall	Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår	Hjemfall 60 år fra 1.1.2003
Private ukonsederte verk		0,4 ¹⁹	0,4
Private konsederte verk	4,1	4,1 ²⁰	0,5
Sum private verk	4,1	4,5	0,9
Kommunale/fylkeskommunale verk		26,0	3,1
Statkraft ²¹		12,3	1,7
Total verdi av hjemfall	4,1	42,8	5,6

Kilde: ECON

¹⁹ Her benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.2003.

²⁰ Her benyttes hjemfallstidspunkt som angitt i konsesjonen.

²¹ For verk omfattet av foregrepane hjemfallsavtaler benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

I tabell 4.3 vises verdien av de ulike skattetyperne for de to basisscenariene med 7 og 8 prosent diskonteringsrente og en langsiktig reell kraftpris på 20 øre/kWh. Verdien av konsesjonskraftavståelsen er definert som differansen mellom markedsprisen og konsesjonskraftprisen. Anslaget på konsesjonsavgiftene tar utgangspunkt i en gjennomsnittlig konsesjonsavgift på 0,53 øre/kWh. Siden naturressursskatten og overskuddsskatten samordnes, er summen av de to skattetyperne lik 28 prosent av det regnskapsmessige overskuddet. Det blir ikke noe overskytende naturressursskatt med de prisbanene vi har lagt til grunn her. Overskuddsskatten (før fradrag av finanskostnader) er noe høyere enn grunnrenteskatten fordi skattegrunnet er forskjellig. Forskjellen skyldes at vi ikke har trukket fra finanskostnader i beregningen av overskuddsskatten og at grunnrenteskatten gir fradrag for et fribeløp som også inkluderer en normert avkastning på egenkapitalen.

Tabell 4.3 Verdi av skatteproveny i basisscenario med 20 øre/kWh i langsiktig reell kraftpris. Milliarder 2002-kroner

	7% diskonteringsrente	8% diskonteringsrente
Grunnrenteskatt	76,0	59,5
Inntektsskatt ²²	62,0	49,8
Eiendomsskatt	33,1	27,5
Konsesjonsavgift	14,2	11,8
Konsesjonskraftavståelse	15,1	12,4
Naturressursavgift	34,8	28,8
Totalt	235,4	189,8

Kilde: ECON

I tabell 4.4 vises totalverdien av anleggsmidlene fordelt på de aktuelle eiergruppene for de to basisscenariene med 7 og 8 prosent diskonteringsrente og en langsiktig reell kraftpris på 20 øre/kWh.

Tabell 4.4 Verdi av eierskap i basisscenario med 20 øre/kWh i langsiktig reell kraftpris. Milliarder 2002-kroner

	7% diskonteringsrente	8% diskonteringsrente
Private		
Ukonederte verk	12,2	10,2
Konederte verk før hjemfall	12,3	11,2
Sum private	24,5	21,4
Kommunale/fylkeskommunale	113,6	95,6
Staten		
Statkraft	64,4	54,3
Konederte verk etter hjemfall ²³	5,9	4,1
Sum staten	70,3	58,4
Totalt	208,4	175,3

Kilde: ECON

²² Etter samordning med naturressursskatten.

²³ Anleggene hjemfaller til staten, ikke til Statkraft

For illustrasjonens skyld har vi henført verdien av verkene med foregrepet hjemfall i sin helhet til staten. I virkeligheten kan noe av verdien som oppstår før leie-tiden utløper tilfalle de private aktørene som leier verkene. Dette avhenger imidlertid av leiebetingelsene og forholdet mellom leieprisen og markedsprisen. Her må en også være oppmerksom på at vi har beregnet verdien av hjemfall uten å ta hensyn til løpetiden av leieavtalene. Derimot har vi beregnet verdien under to forskjellige tidspunkter om hjemfall for alle verkene i denne gruppa (henholdsvis 1.1.2052 og 1.1.2063).

Når vi her snakker om verdien av dagens statlige verk, må dette ikke forveksles med verdien av Statkraft som selskap. Vårt verditall reflekterer bare verdien av de kraftverkene Statkraft eier direkte i dag, samt Statkrafts andeler i rene kraftproduksjonsselskaper (for eksempel Sira-Kvina). For å komme fram til en verdi av selskapet Statkraft (det vil si verdien av egenkapitalen i Statkraft) må en også ta hensyn til Statkrafts øvrige eiendeler og virksomhet i Norge og utenlands (jf. diskusjonen i kapittel 3), og dessuten korrigere for verdien av selskapets gjeld. Tilsvarende resonnement gjelder for de private og kommunale verkene.

Framføring av negativ grunnrenteinntekt

I basisberegningene er det lagt til grunn at framføringsrenta for negativ grunnrenteinntekt er lik rentesatsen for beregning av fribeløpet, det vil si en nominell før skatt-rente. Ved å bruke en etter skatt-rente for framføring påvirkes resultatene ubetydelig (i dette tilfelle $9,8 \text{ prosent} \cdot 0,72$, det vil si $7,06 \text{ prosent}$). Dette skyldes bruken av gjennomsnittlige gjenanskaffelsesverdier, som medfører at det i liten grad oppstår negativ grunnrente i løpet av analyseperioden. Et enkelt resonnement viser dette:

- Anta at kraftprisen er 20 øre/kWh og at driftskostnadene er 3,5 øre. De årlige avskrivningene er 3,5 øre (tilsvarer 2 prosent av en gjenanskaffelsesverdi på 1,75 kr/kWh), mens eiendomsskatten er 1 øre pr. kWh. Grunnrenteinntekten før fradrag av fribeløpet er da 12 øre/kWh. Det betyr at fribeløpet må være større enn 12 øre/kWh for at det skal oppstå en negativ grunnrenteinntekt. Hvis rentesatsen for fribeløpet er 10 prosent, må den skattemessige verdien av anleggsmidlene være 1,20 kr/kWh for at fribeløpet skal være større enn 12 øre/kWh. Det betyr igjen at anleggene må være yngre enn ca. 20 år.
- Dersom gjenanskaffelsesverdien er 2,50 kr/kWh, er både avskrivningene og fribeløpet høyere. Med samme forutsetninger som ovenfor om 2 prosent årlig lineær avskrivning blir avskrivningene i grunnrenteskatteberegningen 5 øre/kWh. Eiendomsskatten blir sannsynligvis redusert, men virkningen er beskjeden (dessuten kan minsteverdien tenkes å slå inn). Vi antar for enkelhets skyld at eiendomsskatten og driftskostnadene pr. kWh er uendret. Grunnrenteinntekten før fradrag av fribeløpet blir da 10,5 øre. En skattemessig bokført verdi større enn 1,05 kr/kWh gir da en negativ grunnrenteinntekt. Det betyr at anleggene må være yngre enn ca. 30 år.

På tilsvarende måte vil anlegg med lave gjenanskaffelsesverdier bare få negativ grunnrente ved lave kraftpriser og/eller tidlig i livssyklusen. I våre beregninger er det bare de yngste verkene som får beregnet negativ grunnrenteinntekt, og det gjelder dessuten bare de første årene.

Sammenhengen mellom betydningen av negativ grunnrente og gjenanskaffelsesverdiene er diskutert nærmere i kapittel 5.

4.2 Alternative prisforutsetninger

Resultatene endres en god del når vi legger de alternative prisbanene til grunn (lavprisbanen med 17 øre/kWh i langsiktig realpris, høyprisbanen med 23 øre/kWh). De detaljerte resultatene finnes i vedlegg 2. Konklusjonene fra de alternative beregningene kan oppsummeres slik:

- Verdien av hjemfall for de ulike eiergruppene øker med 16-17 prosent med høyprisbanen. Samlet øker verdien av eierskapet med ca. 26 milliarder kroner til 234 milliarder dersom avkastningskravet er 7 prosent.
- Verdien av grunnrenteskatten økes med ca. 21 prosent med høyprisbanen eller vel 16 milliarder gitt et avkastningskrav på 7 prosent. Utslaget er vesentlig større for overskuddsskatten, som øker med ca. 26 prosent eller 16 milliarder. Endringen er da målt i forhold til netto overskuddsskatt i de opprinnelige beregningene, det vil si fratrukket naturressursskatten. Ettersom naturressursskatten er uavhengig av kraftprisen, slår økningen i kraftpris ut i økt overskuddsskatt i sin helhet (en annen måte å si dette på er at den marginale overskuddsskattesatsen er større enn den gjennomsnittlige som følge av naturressursskatten). Eiendomsskatten øker derimot bare med ca. 15 prosent, som er mindre enn man kanskje kunne forvente da inntektsiden av eiendomsskattegrunnlaget øker med 15 prosent mens kostnadene (drift og rehabilitering) er konstante. Forklaringen ligger i at en prisøkning på kort sikt ikke slår fullt ut i eiendomsskattegrunnlaget da salgsinntektene beregnes på grunnlag av gjennomsnittet av siste fem års kraftpriser, samtidig som grunnrenteskatten (fradragberettiget i eiendomsskatten) øker kraftigere enn 15 prosent.
- Konesjonsavgiftene påvirkes ikke, mens verdien av konsesjonskraftavståelse øker med 34 prosent.
- Verdien av eierskapet øker med ca. 12 prosent med høyprisbanen. Målt i kroner øker verdien av eierskapet mindre enn skattene (overskuddsskatt pluss eiendomsskatt pluss grunnrenteskatt). Det skyldes marginals-katten på ca. 59 prosent (inklusive eiendomsskatten).

Lavprisbanen fører til omtrent tilsvarende reduksjoner for de ulike størrelsene. Et avkastningskrav på 8 prosent fører til omtrent de samme relative endringene som når vi bruker 7 prosent, men de absolutte tallene er naturligvis forskjellige. Med 8 prosent øker for eksempel verdien av eierskapet for kraftproduksjonen sett under ett med ca. 21 milliarder (fra 175,3 til 196,0 milliarder) dersom langsiktig prisbane er 23 øre/kWh i stedet for 20 øre/kWh.

5 Betydningen av andre forhold

I dette kapitlet drøfter vi noen av de sentrale forutsetningene nærmere, også kvantitativt ved hjelp av modellapparatet og datagrunnlaget vi beskrev ovenfor. Særlig viktige forutsetninger i denne sammenhengen er behandlingen av reinvesteringer, skattemessige forhold og verdien av reguleringsevne. For å forenkle framstillingen benytter vi basisprisbanen som utgangspunkt for de kvantitative illustrasjonene.

5.1 Reinvesteringer

I beregningene så langt har vi sett bort fra reinvesteringer. Det gjelder både i analyseperioden (inklusive terminalverdien) og historisk sett. Begge typer av reinvesteringer kan ha stor betydning for resultatene. Historiske reinvesteringer påvirker kontantstrømmene etter skatt i analyseperioden, ved at de skattemessige verdiene ved inngangen til analysen øker og dermed reduserer skattene. Det øker isolert sett verdien av eierskapet. Reinvesteringer i analyseperioden reduserer derimot verdien ved at kontantstrømmene reduseres med reinvesteringene. Høyere skattefradrag trekker i motsatt retning, men kompenserer ikke fullt ut.

Den beregnede skattemessige verdien av alle anleggsmidlene pr. 1.1.2002 er i vår modell 76,2 milliarder kroner. Ifølge Elektrisitetsstatistikken fra Statistisk sentralbyrå var den *regnskapsmessige* verdien av vassdragsreguleringer, fallrettigheter og kraftstasjoner ca. 90 milliarder kroner pr. 31.12.1998. Fallrettigheter avskrives normalt ikke selv om kostnadene til erverv av rettighetene skal aktiveres (kostnadene ved å erverve en fallrettighet består hovedsakelig av vederlag til grunneier). Vi mangler informasjon om hvor stor andel av anleggsverdiene fallrettighetene utgjør. De regnskapsmessige verdiene kan avvike fra de skattemessige som følge av ulike avskrivningstider, men gir likevel en viss informasjon.

Erfaringsmessig varierer reinvesteringene betydelig mellom kraftverk. Naturgitte forhold har for eksempel stor betydning for utformingen av et vannkraftverk og sammensetningen av anleggsmidler i verket. To kraftverk med samme produksjon kan derfor ha vidt forskjellige investeringskostnader. En gitt type anleggsmiddel kan dessuten ha en reell økonomisk levetid som varierer mellom kraftverk. Vi kan likevel gjøre anslag på hva ulike forutsetninger om reinvesteringene har å si for nivået på verdien av hjemfall, skatter og eierskap.

Når vi inkluderer historiske reinvesteringer på 67 prosent av opprinnelig gjenanskaffelsesverdi for anlegg som ble bygd før 1945, får vi en beregnet skattemessig verdi pr. 1.1.2002 på 84,5 milliarder. Dette er etter vårt skjønn ikke noe urimelig utgangspunkt for den videre drøftingen i lys av tallene fra Elektrisitetsstatistikken. Riktignok vil de nedskrevne verdiene av anleggsmidlene pr. 31.12.1998 være lavere pr. 1.1.2002, men investeringer i perioden 1999-2001 trekker verdien av den samlede anleggsmassen opp.

Våre forutsetninger om reinvesteringer er videre basert på den opprinnelige gjenanskaffelsesverdien og at den gjennomsnittlige skattemessige levetiden av anleggsmidlene på 57 år omtrent tilsvarer den reelle levetiden til anleggene. I praksis gjør vi følgende:

- Kraftverk med et antatt byggeår fra før 1945 er i våre tidligere beregninger antatt å være fullstendig nedskrevet til en skattemessig verdi lik null. Vi antar i stedet her at anleggene rehabiliteres når de er fullstendig avskrevet skattemessig etter 57 år. For et kraftverk med byggeår 1912 betyr det for eksempel at vi antar at anleggsmidlene ble reinvestert i 1969. Med unntak av investeringer i perioden 1997-2002 skjer disse beregnede historiske reinvesteringene før skattereformen trådte i kraft med skattemessige åpningsbalanser målt i 1997-kroner. Vi trenger derfor ikke inflasjonsjustere de historiske reinvesteringene fra tiden før 1997 ettersom de antas å være reflektert i de faktiske skattemessige åpningsbalansene.²⁴
- I analyseperioden rehabiliteres kraftverkene etter hvert som de avskrives fullstendig. Et kraftverk med idriftsettelsesår lik 1977 vil for eksempel rehabiliteres i 2034. Reinvesteringskostnadene inflasjonsjusteres i dette eksemplet fra opprinnelig gjenanskaffelsesverdi 1.1.1997 til 2034-kroner. Kraftverk fra før 1945 rehabiliteres på nytt 57 år etter forrige rehabilitering, slik at et kraftverk fra 1912 rehabiliteres i 1969, deretter i 2026 osv. Vi tar også hensyn til verdien av reinvesteringer i terminalverdien.

Modellen er tilpasset slik at andelen av den opprinnelige gjenanskaffelsesverdien som reinvesteres kan varieres (reinvesteringsandelen er imidlertid felles for alle kraftverkene i modellen).

Terminalverdien er basert på kontantstrømmen i det siste året i analyseperioden (her 2062). Vi korrigerer ikke terminalverdien for endringer i de skattemessige verdiene etter analyseperiodens utløp (fra og med 2063). Det betyr at verk med lave skattemessige verdier i 2062 og nært forestående reinvesteringer undervurderes. Motsatt vil verk som nylig er rehabilitert ha høye skattemessige verdier og lav nåverdi av framtidige reinvesteringer. Disse verkene blir overvurdert. Verk fra perioden ca. 1940-1960 vil være særlig utsatt for disse forholdene: Med våre forutsetninger vil verk fra 1940 rehabiliteres i 2054 og således få en relativt høy terminalverdi, mens verk fra 1960 antas å bli rehabilitert i 2074 med tilsvarende lav terminalverdi som resultat. For eldre og yngre kraftverk er kontantstrømmen i 2062 og nåverdien av reinvesteringene mer gjennomsnittlig i forhold til livssyklusen til verkene. Vår vurdering er at den manglende korrigeringen av de skattemessige verdiene i terminalbetingelsene ikke medfører vesentlige skjevheter i resultatene. Det begrunner vi med at det er en

²⁴ I modellen er dette ekvivalent med å endre byggeåret for kraftverkene som er eldre enn 57 år pr. 1.1.2002.

begrenset andel av produksjonen hvor verdien påvirkes negativt eller positivt i forhold til hva en mer nøyaktig beregning ville ha gitt. I tillegg er eierskapet til de aktuelle verkene fordelt på flere eiergrupper, selv om fordelingen ikke fullt ut samsvarer med eierfordelingen samlet sett. Enkle beregninger tyder også på at avviket er lite i forhold til hva en teoretisk ideell framgangsmåte skulle tilsi.

Verdien av eierskapet reduseres med ca. 13 prosent med de beskrevne reinvesteringforutsetningene (se tabell v2.6, v2.7 og v2.8 i vedlegget). Den reduserte verdien skyldes en kombinasjon av flere forhold. For det første er nåverdien av de skattemessige avskrivningene lavere enn investeringskostnaden. Videre veier den negative virkningen av framtidige reinvesteringer (som kommer til fratrukk i kontantstrømmene) tyngre enn den positive virkningen av historiske reinvesteringer (som medfører lavere skattebetalinger tidlig i analyseperioden). Vi har heller ikke vurdert sammenhengen mellom kraftprisene og investeringskostnadene, selv om investeringer til 1,75 kr/kWh normalt er lønnsomme med en kraftpris på 20 øre/kWh og et avkastningskrav på 7-8 prosent nominelt etter skatt. Verdien av skattene reduseres også ettersom de skattemessige avskrivningene blir høyere både i de første årene og senere i analyseperioden. I tabell 5.1 nedenfor viser vi hvordan verdien av hjemfall endres gitt basisprisbanen (20 øre/kWh) og 7 prosent diskonteringsrente.

Tabell 5.1 *Verdi av hjemfall med 7 prosent diskonteringsrente og 20 øre/kWh i langsiktig reell kraftpris og reinvesteringer på 2/3 av GAV. Milliarder 2002-kroner*

	Verdi hjemfall	Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår	Hjemfall 60 år fra 1.1.2003
Private ukonsederte verk		0,7 ²⁵	0,7
Private konsederte verk	5,0	5,0 ²⁶	1,0
Sum private verk	5,0	5,7	1,7
Kommunale/fylkeskommunale verk		44,8	6,1
Statkraft ²⁷		22,0	3,6
Total verdi av hjemfall	5,0	72,5	11,4

Kilde: ECON

Som vi ser, øker verdien av hjemfall for de offentlige verkene i tilfellet med hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår (sammenliknes med tabell 4.1). Verdien av hjemfall for de private konsederte verkene reduseres derimot. Årsaken til disse ulike virkningene finnes i forholdet mellom hjemfallstidspunkt og tidspunktet for de antatte reinvesteringene. For en betydelig andel av de private verkene skjer hjemfall like før den antatte reinvesteringen. Staten må dermed dekke kostnadene ved reinvesteringene, og verdien av kontantstrømmene etter hjemfallstidspunktet blir mindre. For en stor andel av de offentlige verkene er det motsatt. Her inntreffer reinvesteringene like før hjemfall, og det øker verdien av

²⁵ Her benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.2003.

²⁶ Her benyttes hjemfallstidspunkt som angitt i konsesjonen.

²⁷ For verk omfattet av foregrepane hjemfallsavtaler benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

kontantstrømmene etter hjemfall. Samlet sett øker verdien av hjemfall i de offentlige verkene.

I tilfellet med hjemfall fra 1.1.2063 betyr reinvesteringene lite for resultatene relativt til basisberegningene vi presenterte i kapittel 4. De skattemessige verdiene av anleggsmidlene er i basisberegningene avskrevet til null innen 2063. Men med reinvesteringer er skattemessige verdier høyere i 2063 slik at skattene deretter reduseres og verdien av kontantstrømmene (lik verdien av hjemfall) øker. Dette oppveies imidlertid delvis av kostnadene til reinvesteringer i perioden etter 2063, som er inkludert i terminalverdien.

Resultatene må tolkes med en viss varsomhet, i hvert fall med hensyn til de tallmessige utslagene:

- Det faktiske reinvesteringsbehovet varierer fra verk til verk.
- Ifølge skattelovens § 18-6 kan anleggsmidler i kraftverk som hjemfaller, avskrives med en høyere sats enn normalt fram til hjemfallstidspunktet. Da blir den skattemessige verdien null ved hjemfall, og konsesjonæren får den fulle skattefordelen av sine investeringer. Denne regelen er det ikke tatt hensyn til i beregningene. Virkningen av regelen *før* hjemfall vil være å øke verdien av eierskapet ved at skattene reduseres. Virkningen av regelen *etter* hjemfall er at de skattemessige verdiene ved hjemfall er null i stedet for en nedskrevet verdi i henhold til de ordinære avskrivningsreglene, som i vår modell er operasjonalisert ved lineære avskrivninger over en levetid på 57 år.²⁸ Dermed øker skattebelastningen, og verdien av hjemfall reduseres i forhold til resultatene i tabell 5.1 og 5.2.²⁹ I basisberegningene var de skattemessige verdiene avskrevet til null uansett ved hjemfallstidspunktet (på grunn av forutsetningen om 57 års levetid, som er kortere enn den forutsatte konsesjonsperioden på 60 år), med unntak av enkelte private konsederte verk. Derfor vil ikke regelen ha innvirkning på basisresultatene i tabell 4.1 og 4.2.
- Det må også påpekes at det generelt er ulønnsomt for en kraftverkseier å reinvestere betydelige deler av anleggsmassen like før hjemfall inntreffer. Det gjelder selv om en benytter kortere avskrivningstider, i hvert fall med de kraftprisene vi har forutsatt. Vår modell fungerer rent mekanisk med hensyn til reinvesteringene, og tar ikke hensyn til om reinvesteringer er bedriftsøkonomisk lønnsomme for eier eller ikke. En bedriftsøkonomisk fornuftig tilpasning fra kraftverkseiere vil ventelig føre til at reinvesteringer like før hjemfallstidspunktet utsettes og i stedet må gjennomføres av staten. Det kan i så fall føre til at verdien av hjemfall i de offentlige verkene 60 år fra idriftsettelsesår reduseres i stedet for at de øker som vist i tabell 5.1 og 5.2.

Med reinvesteringer genereres det for øvrig også noe mer negativ grunnrenteinntekt, men virkningen er marginal. Det skyldes forutsetningene om gjennomsnittlige skattemessige verdier.

²⁸ Det forutsettes her at skattemessige verdier ikke justeres "tilbake" ved hjemfall.

²⁹ For staten er det i og for seg likegyldig hva de skattemessige verdiene er i de hjemfalte verkene, ettersom endringer i verdien av kontantstrømmene i de hjemfalte verkene akkurat motsvares av endringer i skatteprovenyet.

I tabell 5.2 viser vi de tilsvarende resultatene med 8 prosent diskonteringsrente og de samme prisforutsetningene. Resultatene relativt til scenariet uten reinvesteringer er kvalitativt de samme som med 7 prosent diskonteringsrente.

Tabell 5.2 Verdi av hjemfall med 8 prosent diskonteringsrente og 20 øre/kWh i langsiktig reell kraftpris og reinvesteringer på 2/3 av GAV. Milliarder 2002-kroner

	Verdi hjemfall	Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår	Hjemfall 60 år fra 1.1.2003
Private ukonsederte verk		0,3 ³⁰	0,3
Private konsederte verk	3,3	3,3 ³¹	0,5
Sum private verk	3,3	3,7	0,8
Kommunale/fylkeskommunale verk		32,4	2,8
Statkraft ³²		15,5	1,7
Total verdi av hjemfall	3,3	51,5	5,3

Kilde: ECON

Ifølge Elektrisitetsstatistikken var investeringene i vannkraftproduksjon i 1998 (som er siste tilgjengelige år med detaljert investeringsstatistikk) ca. 1 milliard kroner. Statistikken gir ingen informasjon om fordelingen av de samlede investeringene på reinvesteringer og nyinvesteringer, men i lys av kapasitetsutviklingen i de samme årene er det grunn til å tro at reinvesteringer utgjør en vesentlig andel. Investeringene må uansett betraktes som relativt lave. Dersom reinvesteringene er 1 milliard årlig, tilsvarer det ca. 0,5 prosent av gjenanskaffelsesverdien av anleggene, hvilket utgjør ca. 25 prosent av de årlige avskrivningene.

Oppsummert medfører inkludering av reinvesteringer i analysen at verdien av eierskap og skatter samlet sett blir lavere, mens virkningen på verdien av hjemfall er mer usikker.

5.2 Skattemessige forhold

Vi har så langt i beregningene antatt at samtlige kraftverk uansett byggetidspunkt har den samme gjenanskaffelsesverdien eller utbyggingskostnaden (målt i 1997-kroner). Det er en urealistisk forutsetning. Det er for eksempel grunn til å vente at eldre verk i gjennomsnitt har lavere utbyggingskostnader enn nyere verk, selv om det er store individuelle variasjoner innad i den enkelte utbyggingsperiode også.

Dersom antatte utbyggingskostnader gis en historisk stigende profil, vil resultatene kun i liten grad forandres. Vi har kjørt modellen med lineært stigende utbyggingskostnader fra 1,25 kr/kWh for verk satt i drift i perioden 1900-1904 og opp til 2,01 kr/kWh for verk satt i drift i perioden 1995-1999, hvilket bevarer

³⁰ Her benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.2003.

³¹ Her benyttes hjemfallstidspunkt som angitt i konsesjonen.

³² For verk omfattet av foregrepe hjemfallsavtaler benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

volumveid gjenanskaffelseskostnad på 1,75 kr/kWh. Disse tallene er ikke anslag på historiske kostnader, men kun ment til å illustrere sensitiviteter i resultatene. Resultatene er presentert i tabell v2.9 og v2.10 i vedlegget. Verdien av hjemfall er tilnærmet uendret. Verdien av eierskap totalt stiger med henholdsvis 1,7 og 1,9 milliarder for de to basisscenariene. Tilsvarende synker verdien av skatteprovenyet med henholdsvis 1,7 og 2,0 milliarder. Mesteparten skyldes redusert grunnrenteskatt, men det er også noe lavere inntektsskatt. Mer ekstreme scenarier der utbyggingskostnaden stiger til et enda høyere slutt nivå endrer heller ikke konklusjonene i vesentlig grad.

For å kaste ytterligere lys over betydningen av forskjeller i de skattemessige verdiene har vi konstruert tre eksempelverk som er bygd i henholdsvis 1947, 1967 og 1987. For hvert av verkene varierer vi byggekostnaden mellom 1,25, 1,75 og 2,25 kr/kWh. Verdien av eierskapet i de tre verkene under de ulike forutsetningene om byggekostnader er gjengitt i tabell 5.3 nedenfor.

Tabell 5.3 *Totalverdi av anleggsmidlene i tre eksempelverk med forskjellige byggekostnader. Kr/kWh*

	Diskonterings- rate	1,25 kr/kWh	1,75 kr/kWh	2,25 kr/kWh
Verk satt i drift 1947	7%	1,54	1,56	1,57
	8%	1,27	1,28	1,30
Verk satt i drift 1967	7%	1,75	1,85	1,95
	8%	1,47	1,56	1,65
Verk satt i drift 1987	7%	1,93	2,10	2,31
	8%	1,63	1,78	1,96

Kilde: ECON

Verdien er som vi ser høyere jo nyere verket er og jo høyere byggekostnadene er. Skattene som verket betaler blir da også lavere relativt til basistilfellet med 1,75 kr/kWh. Verdien av hjemfall påvirkes derimot ikke med mindre vi forutsetter at det gjøres reinvesteringer, enten det skjer før eller etter hjemfall. Det skyldes at de skattemessige verdiene av verkene er null ved hjemfallstidspunktet, som vi i dette eksemplet antar er 60 år etter idriftsettelsesår eller 1.1.2063. Dersom vi i stedet antar at det skjer reinvesteringer, blir resultatene og diskusjonen helt parallell til analysen i avsnitt 5.1. Reinvesteringer reduserer generelt totalverdien og verdien av skattene, mens det er mer usikkert med verdien av hjemfall.

Vår samlede vurdering er at ulikheter i byggekostnader og alder har betydning for resultatene, men at utslaget antakelig er lite i forhold til de totale beregnede verdiene av hjemfall, eierskap og skatter.³³

I tilknytning til eksemplet ovenfor er det også interessant å se nærmere på betydningen av adgangen til å framføre negativ grunnrenteinntekt og valg av rentesats. For kraftverket med byggeår i 1987 og en gjenanskaffelsesverdi lik 2,25

³³ Det finnes kraftverk med langt høyere byggekostnader enn 2,25 kr/kWh, men disse utgjør en relativt liten andel av den samlede norske produksjonen. For slike verk vil også verdiutslagene være vesentlig større, i hvert fall hvis vi ser bort fra kostnader til reinvesteringer og eventuelt høyere driftskostnader.

kr/kWh genereres som ventet betydelige mengder negativ grunnrenteinntekt. Dersom vi endrer framføringsrenta til en etter skatt-rente, reduseres verdien av verket (uten hjemfall) fra ca. 2,31 kr/kWh til 2,26 kr. Resultatet reflekterer at negativ grunnrenteinntekt framføres med en risikojustert før skatt-rente. Verdien av framføringen består i lavere betalt grunnrenteskatt på senere tidspunkter, og denne verdien neddiskonteres med et etter skatt-krav. Det gir opphav til en gevinst for kraftverket - i hvert fall så lenge den negative grunnrenteinntekten blir - konsolidert mot positiv grunnrenteinntekt på et eller annet tidspunkt. For de andre verkene blir utslaget mindre, og for de eldste og billigste verkene betyr negativ grunnrente lite.

Et annet moment som ikke er tatt hensyn til er negativ grunnrente ved inngangen til analyseperioden. Kraftprisene i perioden 1997-2001 har som vist i tabell 5.4 vært relativt lave med unntak av 1997 og 2001. Det betyr også at det er blitt akkumulert betydelige negative grunnrenteinntekter i en rekke kraftverk. Ved å utelate dette i beregningene overvurderes grunnrenteskatten i hvert fall de første årene. Verdien av eierskapet blir også noe for lav. Verdien av hjemfall påvirkes derimot bare i liten grad. I praksis kan det være et visst utslag for verk som hjemfaller tidlig i analyseperioden, men dette gjelder bare beregningene der vi benytter faktiske hjemfallsbetingelser og hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår.

Tabell 5.4 Systempris 1997-2001.³⁴ Løpende øre/kWh

År	1997	1998	1999	2000	2001
Pris	13,5	11,6	11,2	10,3	18,6

Kilde: Nord Pool

En annen mulig kilde til systematiske forskjeller i skattemessige verdier er forskjeller i reguleringsevne. Det er tema for neste avsnitt.

5.3 Verdien av reguleringsevne

Prisbanene vi beskrev i kapittel 3 reflekterer en volumveid gjennomsnittspris i kraftmarkedet. Det betyr at verdianslagene samlet sett reflekterer reguleringsevnen i hele det norske vannkraftsystemet, men vi tar ikke hensyn til forskjeller i reguleringsevne mellom enkeltkraftverk. Med reguleringsevne forstår vi kraftverkets muligheter til å flytte produksjonen i tid med sikte på å oppnå en høyest mulig pris. Med ubegrenset effekt- og magasinkapasitet kan kraftprodusenten i prinsippet velge å produsere på et hvilket som helst tidspunkt og en hvilken som helst mengde (sett i forhold til det utnyttbare tilsiget i området). Motsatt må et elvekraftverk produsere det vannet som til enhver tid renner i vassdraget der kraftverket er lokalisert. Dersom vannføringen i vassdraget overstiger slukevnen i kraftverket, er vannet som renner forbi tapt for alltid. Et slikt elvekraftverk har ingen reguleringsevne.

Beregninger gjort med en egen modell for verdsetting av reguleringsevne antyder at et vannkraftverk med mye effekt- og magasinkapasitet kan oppnå en gjennomsnittspris for sin produksjon som ligger 15-20 prosent over gjennomsnittspris

³⁴ Systemprisen avviker generelt fra de relevante områdeprisene for Norge (som er de som legges til grunn for beregningen av inntektene for grunnrenteskatten), men avvikene er små.

prisen i markedet avhengig av hva man forutsetter om prisstrukturen i kraftmarkedet (det vil si prisvariasjonene over døgnet og mellom sesonger). Virkningen på verdien av kraftverket blir omtrent tilsvarende (jf. diskusjonen av alternative prisforutsetninger i kapittel 4). Den nøyaktige verdien avhenger også av konsesjonsbetingelsene vedrørende vannføring og vannstand i magasinene. For eksempel vil krav til minstevannføring påvirke mulighetene til å flytte produksjon mellom perioder. Konsesjonsbetingelsene kan redusere verdien betraktelig. Teoretiske beregninger som ikke tar hensyn til konsesjonsbetingelser vil overvurdere verdien av reguleringsevnen.

Det er grunn til å tro at det gjør seg gjeldende slike systematiske forskjeller i reguleringsevne mellom ulike kraftverk:

- En rekke statlige verk har høy reguleringsevne, jf. Ulla-Førre, Svartisen m.fl. Det gjelder også mange av de kommunalt eide kraftselskapene på Sør- og Vestlandet.
- En stor andel av de private ukonsederte verkene utgjøres av Hafslunds elvekraftverk langs Glomma. Disse har liten eller ingen reguleringsevne.

I sum betyr dette at verdien av de statlige rettighetene og dermed verdien av hjemfall knyttet til de samme rettighetene kan være noe undervurdert i våre beregninger. Det samme gjelder en del av de kommunale rettighetene og private konsederte verk. Private ukonsederte verk vil i så fall antakelig være overvurdert. Utfallsrommet er vanskelig å kvantifisere uten informasjon om tilsigsforhold (både mengde og tidsprofil), magasinkapasitet og konsesjonsbetingelser, men det dreier seg neppe om mer enn 5-10 prosent avvik i forhold til gjennomsnittet.

For øvrig er det grunn til å anta at kraftverk med høy reguleringsevne også har høye historiske byggekostnader i snitt. Det betyr i så fall at de nyter godt av høyere skattemessige avskrivninger og en høyere kontantstrøm enn verk med liten reguleringsevne. På den andre siden vil også kostnadene til reinvesteringer tendere til å være høyere, selv om andelen som trenger å reinvesteres kan være lavere i verkene med høy reguleringsevne (mye av kostnadene knyttet til bygging av demninger og sprengning av tunneler osv. er typiske engangskostnader eller har lengre levetid enn det de skattemessige avskrivningstidene tilsier).

5.4 Andre forhold

5.4.1 Driftskostnader

Vi har benyttet et gjennomsnittsanslag på driftskostnadene i samtlige kraftverk. Erfaringsmessig kan driftskostnadene variere betraktelig mellom verk. En reduksjon i driftskostnadene på 1 øre/kWh gir omtrent samme virkning som en tilsvarende økning i kraftprisen. Spørsmålet er om det gjør seg gjeldende systematiske variasjoner mellom verkene og hva det i så fall har å si for resultatene.

En kilde til systematisk variasjon kan være at kraftverk med høye byggekostnader også har relativt høye driftskostnader. Som diskutert i avsnitt 5.2 ovenfor medfører høye byggekostnader økt verdi i forhold til verk med lavere byggekostnader og samme alder som følge av større skattemessige avskrivninger.

Kraftverk med høye byggekostnader vil også ofte ha større reguleringsevne og dermed potensielt høyere inntekter. Eventuelle høyere driftskostnader trekker imidlertid i motsatt retning. For verk med lavere utbyggings- og driftskostnader vil det være omvendt. Dessuten vil ventelig reinvesteringskostnadene være høyere i de dyre verkene. Positiv korrelasjon mellom investeringskostnader og driftskostnader bidrar altså til å redusere verdiforskjellene mellom verk med ulike byggekostnader.

I virkeligheten konsolideres kraftverkene skattemessig hver for seg (grunnrenteskatten og eiendomsskatten) og på selskapsnivå (overskuddsskatten), og ikke for landet sett under ett. Det betyr at variasjoner av typen vi har beskrevet her (investeringskostnader, driftskostnader og reguleringsevne) skattemessig ikke blir tatt hensyn til i beregningene, men spiller inn i virkeligheten. Faktum er at *varierende* forutsetninger ikke gir samme gjennomsnittlige skatter som *gjennomsnittlige* forutsetninger. Det kommer hovedsakelig av at noen faktiske forutsetninger (utbyggingskostnad for eksempel) impliserer negativ nåverdi av all framtidig overskuddsskatt eller grunnrenteskatt, noe som aldri vil bli utbetalt. Å ta gjennomsnittet av utbyggingskostnad før skattene beregnes, gjør implisitt at en negativ skattebelastning blir tatt med ikke som null (som den i virkeligheten er) men som et negativt tall. Det betyr ganske generelt at skattene undervurderes ved å legge aggregerte verdier til grunn der det i virkeligheten er stor variasjon, og tilsvarende overvurderes verdien av eierskapet og hjemfall.

5.4.2 Kraftkontrakter

Vi har i analysen ikke tatt hensyn til verdien av kraftkontrakter, verken stortingsbestemte industrikraftkontrakter eller andre typer langsiktige kontrakter. For verdien av hjemfall betyr dette relativt lite ettersom de fleste eksisterende kontraktene utløper før de antatte hjemfallstidspunktene. Derimot kan verdien av eierskap og skatter påvirkes i større grad. Det gjelder særlig Statkraft, som har en betydelig andel av produksjonen bundet opp i kontrakter med kraftkrevende industri. På den andre siden har kontraktsvilkårene nærmet seg markedsprisene over tid. Merk også at lavere inntekter som følge av eventuelle lavere priser i langsiktige industrikraftkontrakter også fører til lavere skattebelastning siden prisene på slike kontrakter tas hensyn til i grunnrenteskatteberegningen.

5.4.3 Konesjonskraftprisen

Konesjonskraftprisen er forutsatt å være 12 øre/kWh i 2002-kroner. Det er vesentlig høyere enn konesjonskraftprisen som er vedtatt for 2002, 10,42 øre/kWh. Konesjonskraftprisen vil normalt variere over tid som følge av endringer i kostnader og investeringer, og prisen har vært noe høyere de siste årene som nevnt i kapittel 2. Uansett spiller konesjonskraftprisen liten rolle for resultatene - 1 øre/kWh i redusert konesjonskraftpris tilsvarer omtrent en prisreduksjon for hele produksjonen på 0,075 øre/kWh. Det gir bare marginale endringer i verdien av hjemfall og eierskap og de forskjellige skattetyperne.

Unntaket er verdien av konesjonskraftavståelse, som øker vesentlig med en lavere konesjonskraftpris. En reduksjon på 1 øre/kWh i forhold til et langsiktig prisnivå på 20 øre innebærer for eksempel en økning i verdien pr. kWh på 12,5

prosent. Den relative økningen i nåverdien av konsesjonskraftavståelsen er enda høyere som følge av de lavere kraftprisene i de første årene.

5.4.4 Forholdet mellom idriftsettelsesår og konsesjonstidspunkt

Forskjellen mellom idriftsettelsesår og opprinnelig konsesjonstidspunkt kan gi opphav til en viss skjevhet mellom private konsederte verk og offentlige verk. Dersom konsesjonstidspunktet for offentlige verk skyves lenger tilbake i tid i forhold til idriftsettelsesåret, øker naturligvis verdien av hjemfall i de offentlige verkene. Dersom hjemfallstidspunktet flyttes til 55 år fra idriftsettelsesår (vi antar da implisitt at opprinnelig konsesjonstidspunkt er fem år før idriftsettelsesåret), øker verdien av hjemfall i de offentlige verkene med ca. 20 prosent.

Dersom hjemfallstidspunktet settes til 60 år fra 1.1.2003, er forholdet mellom idriftsettelsesår og opprinnelig konsesjonstidspunkt irrelevant.

Referanser

- Boye, K. (1999): *Finansielle emner*. 12. utgave.
- Copeland, T.E. og J.F. Weston (1992): *Financial Theory and Corporate Policy*. Reading, Massachusetts: Addison-Wesley Publishing Company.
- Dixit, A.K. og R.S. Pindyck (1994): *Investment under uncertainty*. Princeton, New Jersey: Princeton University Press.
- Dresdner Kleinwort Benson (2000): *Report to the Ministry of Petroleum and Energy on the value of Statkraft*.
- ECON (2000a): *Kraftskatt i Norden*. Rapport 27/00, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2000b): *Kraftskatt i Norden - tillegg*. Notat 71/00, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2001): *Hjemfallsinstituttet hindrer verdiskaping*. Notat 35/01, ECON Senter for økonomisk analyse.
- Ernst & Young (2000): *Verdivurdering av Statkraft*.
- Ernst & Young (2001): *Kraftboken*.
- Gjesdal, F. og Johnsen, T. (1999): *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*. Oslo: Cappelen Akademisk Forlag.
- Halleraker, M. (1995): *Behandling av risiko i nytte-kostnadsanalyser - en prinsipputredning*. Rapport 41/95, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.
- Johnsen, T. (1996): *Avkastningskrav ved vurdering av lønnsomheten i statlig eiet forretningsvirksomhet*. Rapport 90/96, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.
- Johnsen, T. (1999): *Revisjon av avkastningskrav for Statkraft SF og Statnett SF*. Upublisert notat, Norges Handelshøyskole.
- Lov om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v. (Lov 14.12.1917 nr. 16, industrikonsesjonsloven)
- Lov om eiedomsskatt til kommunane (Lov 6.6.1975 nr. 29, eiedomsskattelova)
- Lov om skatt av formue og inntekt (Lov 26.3.1999 nr. 14, skatteloven) med forskrifter
- Lund, D. (1988): *Social discount rates under uncertainty: a reexamination and extension of Sandmo's "farm" model*. Memorandum nr. 10, Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo.

NOU (1997:27): *Nytte-kostnadsanalyser*. Finansdepartementet.

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

NOU (2000:18): *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Finansdepartementet.

Olje- og energidepartementet (2001): *Faktaheftet 2001*.

Pindyck, R. S. (1999): "The Long-Run Evolution of Energy Prices", *The Energy Journal*, 20, 2, s.1-27

Sandmo, A. (1972): "Discount Rates for Public Investments under Uncertainty", *International Economic Review*, 13, s. 287-302.

Vedlegg 1: Beregning av avkastningskrav

Generelt om avkastningskrav

Spørsmålet i dette avsnittet er hva som er et rimelig risikopåslag i forhold til risikofri rente for investeringer for kraftproduksjon. Det vil si at vi ønsker å finne et anslag på markedets risikojusterte avkastningskrav til investeringer som er underlagt samme type risiko som kraftproduksjon. Vi er videre interessert i å beregne et nominelt avkastningskrav til totalkapitalen (og ikke egenkapitalen).³⁵ For dette formålet vil vi først beregne et nominelt avkastningskrav etter skatt med utgangspunkt i standard finanst teori. Merk at vi vurderer avkastningskravet for en *norsk* investor.

Avkastningskravet for en virksomhet er den avkastningen som over tid er nødvendig for å tiltrekke seg kapital til virksomheten.³⁶ Avkastningskravet gjelder den framtidige forventede avkastningen fra virksomheten, og skal kompensere investorene for hva de ellers kan tjene på en investering med tilsvarende risiko. Når nåverdimetoden benyttes for verdsettingsformål, trenger vi et risikojustert avkastningskrav til å neddiskontere kontantstrømmene med. En vanlig innfallsvinkel for fastsettelse av avkastningskravet er å ta utgangspunkt i den såkalte *kapitalverdimodellen*. Kapitalverdimodellen benytter observasjoner fra aksjemarkedet for å fastsette markedets krav til avkastning for ulike virksomheter. Hvis man kan finne selskaper som driver med tilsvarende virksomheter, kan man benytte kursinformasjon fra disse som en rettesnor.

Kapitalverdimodellen skiller mellom systematiske og usystematiske risikofaktorer. Med usystematisk risiko forstår en risikofaktorer som ikke kan knyttes til de forholdene som påvirker svingningene i markedet som helhet, mens systematisk risiko er faktorer som svinger i takt med utviklingen i markedet. For en vannkraftprodusent er svingninger i kraftprisen som skyldes variasjoner i tilsig et godt eksempel på en usystematisk risikofaktor, mens svingninger i kraftmarkedet som kan spores tilbake til den generelle konjunkturutviklingen er et eksempel på en systematisk risikofaktor. Kapitalverdimodellen forutsetter at en investor kan eliminere usystematisk risiko ved å sette sammen en diversifisert portefølje av aksjer. Den systematiske risikoen, derimot, kan ikke elimineres ved å diversifisere porteføljen. Investoren vil derfor kompensere for aksjens bidrag til den systematiske risikoen gjennom avkastningskravet.

Kapitalverdimodellen viser sammenhengen mellom forventet avkastning på en risikabel investering j , $E(R_j)$, risikofri rente, R_{RF} , forventet meravkastning i aksje-

³⁵ Rentesatsene for beregning av friinntekt og framføring av negativ grunnrenteinntekt svarer til et nominelt avkastningskrav til totalkapitalen før skatt.

³⁶ Gode referanser for fastsettelse av avkastningskrav generelt og for norske kraftselskaper er Halleraker (1995), Johnsen (1996) og NOU (2000:18). Se også Copeland og Weston (1992) og Gjesdal og Johnsen (1999).

markedet, MP , og aksjens betaverdi, β_j . Vi ser foreløpig bort fra skattemessige forhold. Vi har da følgende sammenheng:

$$(1) E(R_j) = R_{RF} + \beta_j \cdot MP$$

Ligning (1) sier at forventet avkastning av en investering er lik risikofri rente pluss investeringens betarisiko multiplisert med markedsporteføljens risikopremie.³⁷ β -verdien er et uttrykk for korrelasjonen mellom avkastningen på den aktuelle investeringen og totalindeksen for markedet, og er et uttrykk for investeringens bidrag til den systematiske risikoen for en veldiversifisert investor. Vi tolker (1) som et avkastningskrav til totalkapitalen, slik at β_j er å tolke som betaverdien til totalkapitalen.³⁸

For å komme fram til avkastning etter skatt må vi justere både R_{RF} og MP . R_{RF} er en før skatt-størrelse, mens MP er forskjellen mellom markedsavkastningen som er en etter skatt-størrelse og risikofri rente, som gjelder før skatt. (se NOU 2000:18 for en nærmere diskusjon av skattejusteringsparameteren):

Den observerte markedspremien er forskjellen mellom gjennomsnittlig markedsavkastning for børsnoterte aksjeselskaper og risikofri rente før skatt:

$$(2) MP = R_M - R_{RF}$$

der R_M er markedsavkastningen og R_{RF} er risikofri rente.

Markedsavkastningen er allerede beskattet på selskapenes hånd, mens den risikofrie renten er før skatt. Avkastningskrav for norske eiere må justeres for å ta hensyn til forskjeller i beskatning av eier- og kreditorinntekter. Utbytte er for tiden i prinsippet skattefritt på eiers hånd (gitt at eieren er norsk), mens renteinntekter beskattes med 28 prosent. Markedspremien består derfor av en beskattet del (R_M) og en ubeskattet del (R_{RF}). På investors hånd er derfor eierinntekter i utgangspunktet å foretrekke skattemessig. For å korrigere for dette i avkastningskravet skattejusterer vi risikofri rente ved å multiplisere R_{RF} med følgende uttrykk:

$$(3) s = \frac{1 - t_K}{1 - t_E}$$

der t_K er skattesatsen for kreditorinntekter og t_E er skattesatsen for eierinntekter. I dagens situasjon er $s=0,72$, ettersom t_E er null. Jo høyere t_K er relativt til t_E , desto større er skattejusteringsparameteren. Den skattejusterte risikopremien, MP^S , blir da

$$(4) MP^S = R_M - R_{RF} \cdot s = R_M - 0,72R_{RF} = MP + 0,28R_{RF}$$

³⁷ Johnsen (1996) tar med et tapsledd i denne formelen som skal inkludere at kreditorene beregner seg en premie på gjelden i forhold til risikofri rente. Vi tolker denne risikopremien på gjelden inn i betaverdiene.

³⁸ Alternativt kunne vi utledet totalkravet ved å veie sammen avkastningskravet til egenkapitalen og gjelda. De to metodene skal i prinsippet gi samme resultat, selv om praktiske tilnærminger kan gi litt forskjellige resultater.

Innsetting fra (2) og (4) i (1) gir oss følgende uttrykk for avkastningskravet til totalkapitalen etter skatt:

$$(5) E^S(R_j) = 0,72R_{RF} + \beta_j \cdot (R_M - 0,72R_{RF})$$

For å kunne fastsette hva markedet forventer av avkastning på en investering, trenger vi følgende parameterverdier:

- Den risikofrie renten som kan oppnås ved plassering i sikre papirer, f.eks. statsobligasjoner (R_{RF})
- Markedets skattejusterte risikopremie (MP^S)
- Investeringens betarisiko (β_j)

I de neste avsnittene drøfter vi valget av de enkelte parametrene i avkastningskravet.

Risikofri rente

For å anslå risikofri rente er det naturlig å ta utgangspunkt i rentenivået for sikre plasseringer i statsobligasjoner. Det vanlige er å benytte effektiv rente på statsobligasjoner med 1 års bindingstid. Johnsen (1996) anbefaler å benytte 3-årsrenten (som også er den renten som benyttes for skatteformål). Begrunnelsen er at 3-årsrenten forventes å variere mindre enn 1-årsrenten, og at det har en egenverdi å bringe inn enn viss stabilitet i avkastningskravet. De lange statsrentene vil inneholde forventninger både om inflasjon og endringer i realrenten. Hvis man skulle benytte den langsiktige renten som basis, måtte en legge inn en tilsvarende inflasjonsjustering av kontantstrømmene, siden økt inflasjon normalt ikke påvirker verdien av næringsvirksomhet. En mulighet er å bruke ST4X-indeksen for treårige statsobligasjoner ved Oslo Børs som utgangspunkt for å anslå 3-årsrenten. I løpet av de siste to-tre årene har denne indeksen i hovedsak ligget mellom 5 og 7 prosent. Pr. januar 2002 har indeksen ligget i underkant av 6 prosent. Vi velger et anslag på 6 prosent for gjennomsnittlig risikofri rente i perioden. Risikofri rente etter skatt blir dermed $6,0 \cdot (1-0,28) = 4,3$ prosent.

En alternativ framgangsmåte er å ta utgangspunkt i kostnadsberegningutvalgets anslag på langsiktig realrente på 3,5 prosent. Med en langsiktig inflasjonsforventning på 2,5 prosent gir det en nominell risikofri rente på ca. 6 prosent.

Markedets risikopremie

For perioden 1967 til 1994 har totalindeksen på Oslo Børs i gjennomsnitt gitt 6 prosent meravkastning i forhold til tre-års statsrenter. I prinsippet er det den framtidige forventede markedspremien som bør legges til grunn. Denne er det ingen som kjenner. Johnsen (1996) argumenterer for at markedspremien vil falle noe i forhold til det historiske gjennomsnittet. Han begrunner dette med redusert inflasjonsrisiko og mindre likviditetssvingninger i forhold til den historiske observasjonsperioden. Skattereformen og mer diversifiserte investorer bidrar også til dette. Johnsen anbefaler en markedspremie på 5 prosent.

Boye (1999) anslår på sin side markedspremien *etter skattejustering* til 5 prosent med utgangspunkt i børsdata og eget skjønn. Vi tar ikke stilling til hva som er det riktige nivået på markedspremien etter skatt her. Petroleumsskatteutvalget (NOU

2000:18) diskuterer også størrelsen på markedspremien og refererer blant annet til internasjonale undersøkelser. De velger å benytte en ujustert markedspremie på 5 prosent.

Skattejustert markedspremie finner vi i praksis ved å legge skatten på risikofri rente til markedspremien, det vil si $0,28 * 6 = 1,7$ prosent. Markedets skattejusterte risikopremie blir dermed 6,7 prosent med utgangspunkt i en ujustert markedspremie på 5 prosent.³⁹

Betarisiko

Betaverdiene som kan observeres basert på kursinformasjon, gjelder egenkapitalen i de børsnoterte selskapene. Det ideelle hadde vært om det fantes børsnoterte selskaper som hadde en forretningsvirksomhet som tilsvarer kraftproduksjon. I Norge finnes det imidlertid ingen selskaper som driver med kraftproduksjon i ren-dyrket form. Hafslund driver både med produksjon, nett og omsetning. Hovedtyngden har så langt ligget på produksjon, men nettvirksomhet (og i noen grad kraftomsetning) har fått økende betydning etter hvert som Hafslund har kjøpt eierandeler i norske nett- og omsetningsselskaper. Et annet problem med Hafslund-kursen i denne sammenhengen er at selskapet også har en betydelig finansiell investeringsvirksomhet, som kan ha stor betydning for selskapets resultater og aksjekurs (det beste eksemplet de siste årene var Hafslunds kjøp og salg av aksjer i Saga). Kurshistorien er dessuten for kort til at observert betaverdi gir noe godt holdepunkt.

Andre børsnoterte norske selskaper som driver kraftproduksjon er Arendals Fossekompani, Norsk Hydro og Elkem. Førstnevnte aksje er lite likvid, i tillegg til at selskapet også har betydelig finansiell investeringsvirksomhet. For de to sistnevnte utgjør kraftproduksjon en forholdsvis liten del av den totale virksomheten.

Internasjonale kursdata for kraftselskaper er ikke umiddelbart enkle å tolke, men Johnsen (1999) oppgir betaverdier for total kapital i området 0,2 til 0,5.⁴⁰ Svenske selskaper viser betaverdier for total kapitalen på mellom 0,2 og 0,3, mens britiske selskaper ligger opp mot 0,5. Disse betaverdiene reflekterer imidlertid ikke bare annen virksomhet enn kraftproduksjon, men også andre rammebetingelser og risikofaktorer. Betaverdiene varierer også betraktelig over tid (Johnsen, 1996, oppgir for eksempel vesentlig høyere betaverdier for de engelske selskapene). Det gjør at en bør være varsom med å legge betaverdier for kraftselskaper i andre land til grunn for anslag på betaverdien for norsk kraftproduksjon.

Betaverdiene for total kapitalen for norske selskaper ligger på ca. 0,4-0,5. Spørsmålet er da om de systematiske risikofaktorene knyttet til kraftproduksjon er av en

³⁹ Johnsen (1996) kommer fram til en skattejustert markedspremie på 6,5 prosent, men det er med utgangspunkt i en risikofri rente på 5,5 prosent. Det kan se ut som om den skattejusterte markedspremien varierer med risikofri rente, noe Johnsen argumenterer for at ikke er tilfelle. I stedet hevder han at det er den skattejusterte markedspremien på 6,5 prosent som må oppfattes som den gitte størrelsen. Denne størrelsen er imidlertid framkommet nettopp ved å legge til skatten på det valgte nivået for risikofri rente.

⁴⁰ For skattesystemer som er nøytrale i beskatningen av eier- og kreditorinntekter gjelder følgende sammenheng: $\beta_j = \text{egenkapitalandel} * \beta_E$. Egenkapitalandelen måles i prosent av EK pluss rentebærende gjeld (sysselsatt kapital). Forutsetningen for denne sammenhengen er at betaverdien for gjelden er tilnærmet lik 0.

slik karakter at betaverdiene bør økes eller reduseres i forhold til dette intervallet, og i tilfellet hvor mye. Her finnes det intet alternativ til utstrakt bruk av skjønn.

Når det gjelder kraftproduksjon er hovedspørsmålet i hvilken grad kraftprisen påvirkes av den generelle konjunkturutviklingen og oljeprisen, ettersom Oslo Børs i stor grad må oppfattes som en oljebørs. Merk også at konjunkturutviklingen i Norden har betydning for kraftprisen, ettersom vi har et felles nordisk kraftmarked. I noen grad vil det være en viss sammenheng mellom kraftprisene og konjunktorene. Høy økonomisk aktivitet vil gi høy krafttettersspørrel, og dermed en høyere kraftpris. Årsaken til det er at industrien har en relativt betydelig del av kraftforbruket i Norden. Høy økonomisk aktivitet påvirker også kraftforbruket innen alminnelig forsyning. På den annen side vil kraftprisen svinge mindre som følge av konjunkturutviklingen sammenlignet med typisk konjunkturutsatt virksomhet som ferrolegeringer og aluminium. Betaværdien for total kapitalen i Elkem er eksempelvis over 1. Gjennomsnittet for norske børsnoterte selskaper består både av konjunkturutsatt og mer beskyttet virksomhet. 0,4-0,5 kan derfor være et rimelig anslag for total kapitalbetaen for kraftproduksjon.

Beregning av avkastningskrav

Tabell v1.1 oppsummerer de ulike parameterverdiene og avkastningskravet vi kommer fram til.

Tabell v1.1 *Nominelt avkastningskrav etter skatt*

Risikofri rente før skatt	6,0%	Anslag på 3-års statsrente
Risikofri rente etter skatt	4,3%	$6,0\% * 0,72$
β -verdi for total kapitalen	0,45	
Skattejustert markedspremie	6,7%	$5,0\% + 6\% * 0,28$
Avkastningskrav for kraftproduksjon	7,3%	$4,3\% + 6,7\% * 0,4$

Et avkastningskrav på 7,3 prosent nominelt etter skatt svarer til et krav nominelt før skatt på 10,1 prosent (som framkommer ved å dividere etter skatt-kravet med 0,72, jf. diskusjonen nedenfor). Med en beta lik 0,4 blir avkastningskravet 7 prosent etter skatt, mens beta lik 0,5 gir 7,7 prosent.

Dersom vi i stedet hadde lagt 5 prosent til grunn for den skattejusterte markedspremie (jf. Boye, 1999), ville avkastningskravet blitt 6,6 prosent nominelt etter skatt, eller 9,2 prosent nominelt før skatt.

I forhold til risikofri rente før skatt betyr det at vi beregner risikopåslaget til 4,1 prosent før skatt og 3 prosent etter skatt dersom vi legger Johnsens metode for beregning av markedspremie til grunn. Dersom vi benytter Boyes anslag, blir risikopåslaget 3,2 prosent før skatt og 2,3 prosent etter skatt.

Sammenhengen mellom før- og etter skatt-krav og reelle og nominelle krav

Vi har ovenfor utledet et nominelle avkastningskrav til total kapitalen etter skatt. Det tilsvarende før skatt-kravet er definert som det avkastningskravet som anvendt på kontantstrømmene før skatt gir den samme nåverdien som kontantstrømmene etter skatt neddiskontert med et etter skatt-krav. Sammenhengen mellom kravene er gitt på følgende måte:

$$Krav_{FS} = \frac{Krav_{ES}}{1-t}$$

der t er den effektive skattesatsen for selskapet eller prosjektet som vurderes.

Den effektive skattesatsen avhenger blant annet av de skattemessige avskrivningssatsene, men for våre formål kan vi anta at den er 28 prosent gitt at alle kontantstrømmer er beregnet etter grunnrenteskatt, eiendomsskatt og andre skatter.

Sammenhengen mellom reelle og nominelle krav (enten de er før eller etter skatt) er definert ved følgende formel:

$$1 + Krav_{REAL} = \frac{1 + Krav_{NOM}}{1 + p}$$

der p er inflasjonsraten. Dersom p er relativt liten, er realkravet tilnærmet lik det nominelle kravet fratrukket inflasjonsraten.

Våre forutsetninger om 7 prosent eller 8 prosent nominell etter skatt-rente tilsvarer før skatt og reelle verdier som oppgitt i tabell v1.2.

Tabell v1.2 Reelle og nominelle før- og etter-skatt-diskonteringsrenter

<i>Nominelt etter skatt</i>	<i>7,00 %</i>	<i>8,00%</i>
Nominelt før skatt	9,72 %	11,11 %
Reelt før skatt	7,05 %	8,40 %
Reelt etter skatt	4,39 %	5,37 %

Kilde: ECON

Vedlegg 2: Detaljerte beregningsresultater

Når det gjelder kategorisering gjentar vi at kommunale/fylkeskommunale verk der Statkraft er deleier, er ført *i sin helhet* i kategorien kommunale/fylkeskommunale verk.⁴¹

Tabell v2.1 Verdi av hjemfall for private konsederte verk

	Diskonteringsrate	17 øre/kWh	20 øre/kWh	23 øre/kWh
Hjemfall 60 år fra 1.1.2003	7%	0,9	1,1	1,3
	8%	0,4	0,5	0,6
Hjemfallstidspunkt i gjeldende konsesjoner	7%	4,9	5,9	6,8
	8%	3,4	4,1	4,8

Kilde: ECON

Tabell v2.2 Verdi av hjemfall for private ukonsederte verk

	Diskonteringsrate	17 øre/kWh	20 øre/kWh	23 øre/kWh
Hjemfall 60 år fra 1.1.2003	7%	0,6	0,8	0,9
	8%	0,3	0,4	0,4

Kilde: ECON

Tabell v2.3 Verdi av hjemfall for kommunale/fylkeskommunale verk

	Diskonteringsrate	17 øre/kWh	20 øre/kWh	23 øre/kWh
Hjemfall 60 år fra 1.1.2003	7%	5,5	6,6	7,7
	8%	2,5	3,1	3,6
Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår	7%	30,7	36,9	43,1
	8%	21,7	26,0	30,3

Kilde: ECON

⁴¹ Statkrafts andel av kommunal/fylkeskommunal produksjon er 3,0 TWh i BKK, 1,5 TWh i E-CO Vannkraft, 0,7 TWh i Hedmark Energi, 3,2 TWh i Skagerak Energi og 3,2 TWh i Trondheim Energiverk.

Tabell v2.4 Verdi av hjemfall for Statkrafts verk

	Diskonterings- rate	17 øre/kWh	20 øre/kWh	23 øre/kWh
Hjemfall 60 år fra 1.1.2003	7%	3,1	3,7	4,3
	8%	1,4	1,7	2,0
Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår ⁴²	7%	14,9	17,9	21,0
	8%	10,2	12,3	14,4

Kilde: ECON

Tabell v2.5 Verdi av skatt

	Diskonterings- rate	17 øre/kWh	20 øre/kWh	23 øre/kWh
Grunnrenteskatt	7%	60,1	76,0	91,7
	8%	46,9	59,5	72,0
Inntektskatt	7%	45,9	62,0	78,2
	8%	36,9	49,8	62,7
Eiendomsskatt	7%	28,1	33,1	38,1
	8%	23,6	27,5	31,4
Konsesjonsavgift	7%	14,2	14,2	14,2
	8%	11,8	11,8	11,8
Konsesjonskraft- avståelse	7%	10,1	15,1	20,2
	8%	8,3	12,4	16,4
Naturressursavgift	7%	34,8	34,8	34,8
	8%	28,8	28,8	28,8
Totalt	7%	193,3	235,4	277,2
	8%	156,3	189,8	223,1

Kilde: ECON

I tabell v2.6-v2.8 og v2.10 er hjemfalte verdier av konsederte private verk plassert under staten. Inntil 1/3 av verdien av hjemfalte anlegg vil i virkeligheten tilfalle utbyggingskommunen.

⁴² For verk omfattet av foregrepne hjemfallsavtaler benyttes hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

Tabell v2.6 Verdi av eierskap med 7 prosent diskonteringsrente

		17 øre/kWh	20 øre/kWh	23 øre/kWh
	Ukonederte verk	10,6	12,2	13,9
Private	Konederte verk før hjemfall	11,0	12,3	13,7
	Sum private	21,5	24,5	27,5
Kommunale/fylkeskommunale		99,7	113,6	127,5
	Statkraft	56,6	64,4	72,3
Staten	Konederte verk etter hjemfall ⁴³	4,9	5,9	6,8
	Sum staten	61,6	70,3	79,1
Totalt		182,8	208,4	234,2

Kilde: ECON

Tabell v2.7 Verdi av eierskap med 8 prosent diskonteringsrente

		17 øre/kWh	20 øre/kWh	23 øre/kWh
	Ukonederte verk	8,9	10,2	11,5
Private	Konederte verk før hjemfall	10,0	11,2	12,4
	Sum private	18,9	21,4	23,9
Kommunale/fylkeskommunale		84,5	95,6	106,7
	Statkraft	48,0	54,3	60,6
Staten	Konederte verk etter hjemfall	3,4	4,1	4,8
	Sum staten	51,5	58,4	65,3
Totalt		154,8	175,3	196,0

Kilde: ECON

Tabell v2.8 Verdi av eierskap med 20 øre/kWh kraftpris og reinvesteringer på 67 prosent av gjenanskaffelsesverdi

		7% diskonteringsrente	8% diskonteringsrente
	Ukonederte verk	11,3	9,5
Private	Konederte verk før hjemfall	9,7	8,8
	Sum private	21,0	18,2
Kommunale/fylkeskommunale		99,1	83,0
	Statkraft	56,4	47,3
Staten	Konederte verk etter hjemfall	5,0	3,3
	Sum staten	61,4	50,7
Totalt		181,5	152,0

Kilde: ECON

⁴³ Hjemfaller til staten, ikke til Statkraft

Tabell v2.9 Verdi av skatteproveny i basisscenarier med 20 øre/kWh kraftpris og historisk stigende antatt byggekostnad

	7% diskonteringsrente	8% diskonteringsrente
Grunnrenteskatt	74,3	58,1
Inntektskatt	61,7	49,5
Eiendomsskatt	33,2	27,6
Konsesjonsavgift	14,2	11,8
Konsesjonskraftavståelse	15,1	12,4
Naturressursavgift	34,8	28,8
Totalt	233,4	188,1

Kilde: ECON

Tabell v2.10 Verdi av eierskap i basisscenario med 20 øre/kWh kraftpris og historisk stigende antatt byggekostnad

	7% diskonteringsrente	8% diskonteringsrente
Ukonederte verk	12,2	10,2
Private Konederte verk før hjemfall	12,3	11,2
Sum private	24,6	21,4
Kommunale/fylkeskommunale	114,7	96,5
Dagens statlige verk	65,2	54,8
Staten Konederte verk etter hjemfall	5,9	4,1
Sum staten	71,0	59,0
Totalt	210,3	177,0

Kilde: ECON

Vedlegg 3: Usikkerhet over tid

Standard kontantstrømsanalyse går ut på å diskontere framtidige netto kontantstrømmer med en diskonteringsfaktor basert på markedets avkastningskrav for egenkapital og gjeld. Det er metoden benyttet i vår analyse. Et problem ved denne prosedyren er at den er basert på kapitalverdimodellen, som i utgangspunktet kun er en én-periode modell. Heldigvis kan kapitalverdimodellen utvides til å gjelde flere perioder gitt visse forutsetninger. Vi vil her vurdere om det er forsvarlig å gjøre disse forutsetningene, og hvilke implikasjoner det vil ha dersom forutsetningene ikke holder.

Mean reversion

Å benytte en konstant diskonteringsfaktor innebærer en antagelse om at usikkerheten vokser i like rask takt i all tid framover.⁴⁴ Antagelsen bygger på at den underliggende prosessen følger en random walk korrelert med markedet, som innebærer at sannsynlighetsfordelingen til avkastningen et år er uavhengig av avkastningen forrige år, som er uavhengig av avkastningen året før, og så videre. For mange bransjer holder ikke denne antagelsen. Der kan den underliggende prosessen ha en grad av "mean reversion". På godt norsk vil det si at kontantstrømmen vil ha en tendens til å holde seg innenfor et visst intervall. Det mest nærliggende eksempel er oljebransjen, som har en kontantstrøm mest avhengig av oljeprisen.

Det hevdes ofte at oljeprisen er mer usikker om et år enn i morgen. I morgen (les "på kort sikt") er oljeprisen høyst sannsynlig max fem dollar lavere eller høyere enn i dag. Om et år kan den imidlertid godt være 15 dollar lavere, og i prinsippet også en del høyere enn i dag. Imidlertid hevdes det også ofte at oljeprisen på lang sikt ligger innenfor et bånd på ca. 10-25 dollar, med en gjennomsnittspris i intervallet 16-22 dollar. Dersom dette er oppfatningen, legger man med andre ord til grunn at usikkerheten ikke øker på lang sikt. Både om 20 år og 30 år, for eksempel, antar man at oljeprisen vil ligge mellom 10 og 25 dollar.

For å oversette en slik utvikling i usikkerheten til nåverdiberegningene, kan man legge til grunn konstant risikotillegg i renta så lenge usikkerheten øker, og intet risikotillegg i renta fra og med det tidspunktet usikkerheten slutter å øke. La oss for eksempel si at risikoen slutter å øke etter 20 år slik at en kontantstrøm om 20 år og en kontantstrøm om 30 år har lik risiko. Intuitivt bør da kontantstrømmen om 30 år diskonteres slik som den om 20 år pluss en ytterligere diskontering med risikofri rente i 10 år. En mer elegant tilnærming er at, siden begge kontantstrømmene har samme systematiske risiko, har de også samme sikkerhetsekvivalente verdi. Ved diskontering av sikkerhetsekvivalente verdier benytter man risikofri rente, slik at forskjellen i diskontering av de to kontantstrømmene er 10 års diskontering med risikofri rente.

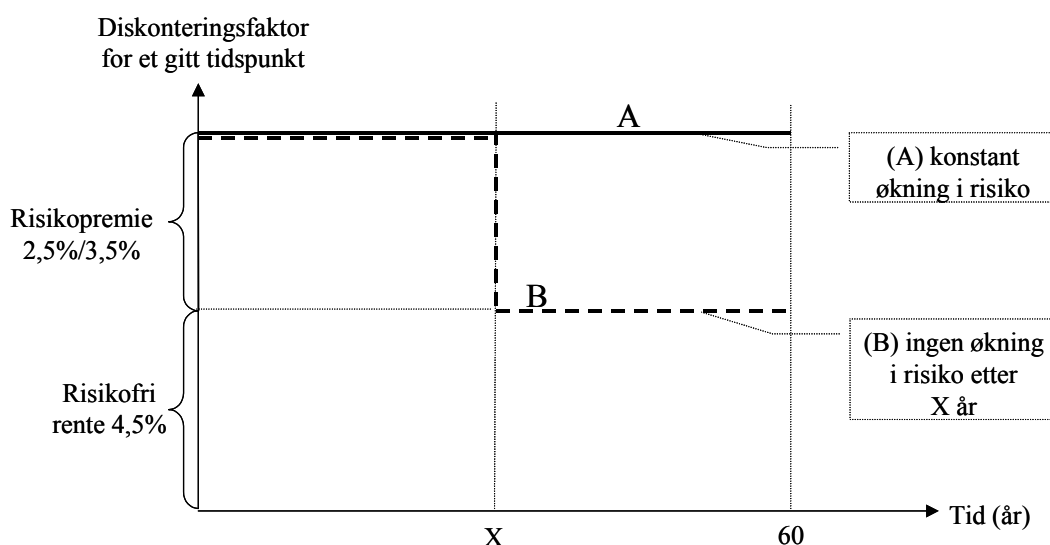
⁴⁴ En nærmere diskusjon av stokastiske prosesser og utvikling i usikkerhet over tid finnes i Dixit og Pindyck (1994)

Pindyck (1999) har analysert olje-, gass- og kullprisene i USA de siste 127 årene. Resultatene er klare på at oljeprisen er "mean reverting" men at den underliggende trenden forandrer seg over tid. Omfanget av "mean reversion" blir ikke signifikant for tidsperioder kortere enn ti år. For gass og kull er resultatene mindre klare. Så vidt vi vet finnes det ikke studier som har påvist "mean reversion" i kraftprisen. Det er uansett grunn til å tro at de tilgjengelige tidsseriene foreløpig er for korte til at det lar seg gjøre å estimere langsiktige pristrender på noen robust måte (siden kraftmarkedsreformene er av relativt ny dato). Heller ikke teoretisk sett har vi sterke grunner til å anta at risikoen ikke øker eksponensielt over tid, selv om det selvsagt ikke kan utelukkes. Blant aktørene i markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper er det for øvrig vanlig å anta en eksponensielt økende risiko, altså et konstant avkastningskrav.

I vår analyse har vi antatt at kraftprisen ikke er "mean reverting", og vi vil her undersøke sensitiviteten av resultatene til denne antagelsen. Framover blir mean reversion vurdert for *kraftprisen*, mens vi tillegger *kontantstrømmen* varierende diskonteringsfaktorer. Dette er forsvarlig gitt at størstedelen av systematisk risiko i kontantstrømmen stammer fra usikkerhet i kraftprisen, og ellers henviser vi til neste kapittel om delkontantstrømsanalyse.

For å bedømme hvor sensitiv analysen er for antagelser om diskonteringsfaktoren i fremtiden har vi gjort modellsimuleringer for forskjellige utviklinger av risikoen over tid. I figur v3.1 har vi illustrert forskjellige utviklingene vi har simulert. Scenario A er utviklingen vi har lagt til grunn i analysen vår. Den baserer seg på at kraftprisen følger en random walk i all framtid, og gir dermed en jevn økning i usikkerhet over tid og konstant årlig diskonteringsrente – altså ingen "mean reversion". For scenario B har vi gått bort fra antagelsen om at kraftprisen følger en random walk for alltid, og scenariet har en grad av "mean reversion". I scenario B øker usikkerheten jevnt fram til år X og er deretter konstant. Med andre ord er for eksempel kontantstrømmen i år X+10 like usikker som kontantstrømmen i år X+20 i scenario B.

Figur v3.1 Scenarier for diskonteringsfaktor over tid



Kilde: ECON

Vi kunne valgt et utall av forskjellige baner for diskonteringsfaktoren over tid. Et eksempel kunne være at stigningen i systematisk risiko avtok over tid, og at dermed diskonteringsfaktoren var jevnt fallende inntil et visst år da den stabiliserte seg på risikofri rente. Alle slike baner vil gi samme resultat (sett bort fra fordelingsvirkninger) som vårt oppsett for en viss X. Uten at en spesiell bane er teoretisk eller empirisk dokumentert, mener vi at det er lite fruktbart å eksperimentere med alternativer.

Resultatene fra modellkjøringene er vist i tabell v3.1 og tabell v3.2. Året X, da usikkerheten slutter å stige, er variert mellom ti år opp til 60 år. Det er ikke overraskende at scenariene B, der usikkerheten slutter å stige etter et visst antall år, gir en signifikant høyere totalverdi av kraftproduksjonen til eierne. Økningen varierer fra 7 prosent for konstant usikkerhet etter 60 år, opp til 63 prosent for konstant usikkerhet etter 10 år.

Mean reversion vil ha mer å si for kontantstrømmer langt fram i tid enn for kontantstrømmer som er nærmere i tid. Derfor er den relative økningen større for verdien etter hjemfall enn for verdien før hjemfall. Tilsvarende er den relative økningen av verdien etter hjemfall større for en situasjon der potensielt hjemfall er 60 år fra 1.1.2063 enn når det potensielt skjer 60 år fra idriftsettelsesår.

Tabell v3.1 Nåverdi av kontantstrøm for forskjellige diskonteringsforutsetninger gitt risikojustert avkastningskrav på 7,0 prosent og risikofri rente på 4,5 prosent

Slutt risiko-økning □	Totalverdi eierskap	Hjemfall 60 år fra 1.1.2003 ⁴⁵				Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår			
		Før hjemfall		Etter hjemfall		Før hjemfall		Etter hjemfall	
		Verdi	Andel	Verdi	Andel	Verdi	Andel	Verdi	Andel
Aldri	208,4	196,3	94 %	12,2	6 %	147,0	71 %	61,5	29 %
60 år	223,6	196,3	88 %	27,3	12 %	147,0	66 %	76,6	34 %
50 år	231,6	197,0	85 %	34,6	15 %	147,0	63 %	84,6	37 %
40 år	244,1	200,2	82 %	43,9	18 %	147,3	60 %	96,7	40 %
30 år	263,3	207,7	79 %	55,6	21 %	148,7	56 %	114,6	44 %
20 år	293,2	222,8	76 %	70,4	24 %	153,1	52 %	140,1	48 %
10 år	340,4	251,2	74 %	89,2	26 %	165,2	49 %	175,1	51 %

Kilde: ECON

Vi har gjort modellsimuleringen med risikojustert avkastningskrav 7,0 prosent og 8,0 prosent presentert henholdsvis i tabell v3.1 og v3.2. Uavhengig av det risikojusterte avkastningskravet har vi holdt risikofri rente til 4,5 prosent. Naturlig nok gjør mean reversion større utslag med 8,0 prosent enn med 7,0 prosent, simpelthen fordi forskjellen til risikofri rente er større. Det er ingen kvalitative forskjeller. Det bør presiseres at verdien av potensielt hjemfall er vesentlig mer sensitiv enn totalverdien for en antakelse om mean reversion i kraftprisen (i forhold til basisantakelsen om eksponensielt økende risiko).

⁴⁵ For private konsederte verk er det brukt faktisk hjemfallstidspunkt. For verk omfattet av foregropne hjemfallsavtaler er det brukt hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

*Tabell v3.2 Nåverdi av kontantstrøm for forskjellige
diskonteringsforutsetninger gitt risikojustert avkastningskrav på
8,0 prosent og risikofri rente på 4,5 prosent*

Slutt risiko- økning	Total- verdi eierskap	Hjemfall 60 år fra 1.1.2003 ⁴⁶				Hjemfall 60 år fra idriftsettelsesår			
		Før hjemfall		Etter hjemfall		Før hjemfall		Etter hjemfall	
		Verdi	Andel	Verdi	Andel	Verdi	Andel	Verdi	Andel
Aldri	175,3	169,7	97 %	5,6	3 %	132,6	76 %	42,8	24 %
60 år	185,2	169,7	92 %	15,5	8 %	132,6	72 %	52,6	28 %
50 år	191,9	170,3	89 %	21,6	11 %	132,6	69 %	59,2	31 %
40 år	203,2	173,2	85 %	30,0	15 %	132,9	65 %	70,3	35 %
30 år	222,4	180,8	81 %	41,7	19 %	134,3	60 %	88,1	40 %
20 år	255,3	197,4	77 %	57,9	23 %	139,1	54 %	116,2	46 %
10 år	312,2	231,7	74 %	80,5	26 %	153,8	49 %	158,3	51 %

Kilde: ECON

⁴⁶ For private konsederte verk er det brukt faktisk hjemfallstidspunkt. For verk omfattet av foregrepne hjemfallsavtaler er det brukt hjemfall 60 år fra 1.1.1992.

Vedlegg 4: Offentlige vs. private avkastningskrav

Et spørsmål som noen ganger stilles, er om offentlig sektor bør benytte et lavere avkastningskrav enn private aktører, kanskje uten å legge til noen risikopremie overhodet. Et argument kan for eksempel være at offentlig sektor bedre kan bære risiko ved at offentlig sektor er bedre diversifisert enn private investorer. Spørsmålet reises særlig i forbindelse med lønnsomhetsvurdering av offentlige prosjekter, men kan også være relevant når vi diskuterer verdien av offentlig eierskap, for eksempel i kraftsektoren (både med hensyn til hjemfall og totalverdien av anleggsmidlene).

Halleraker (1995) diskuterer på generelt grunnlag hvordan en bør ta hensyn til risiko i vurderingen av offentlige prosjekter. Hans konklusjon er at offentlige prosjekter bør belastet med risikopremier som reflekterer den relevante risikoen i prosjektene. Hovedargumentene er følgende:

- De aller fleste individer er risikoaverse. Derfor bør også offentlig sektor opptre som en risikoavers aktør og benytte risikopremier ved prosjektvurderinger som reflekterer prosjektets systematiske (relevante) risiko.⁴⁷
- Teoretiske arbeider som konkluderer med at det offentlige ikke bør justere for risiko eller benytte en lavere risikopremie enn private ville gjort, ser bort fra systematisk risiko.
- Under henvisning til Sandmo (1972) og Lund (1988) argumenteres det for at staten bør kopiere private aktørers risikopremier så langt de er observerbare. Dersom de private risikopremiene ikke lar seg observere, bør staten forsøke å prise risikoen slik private aktører ville ha gjort. I spesielle tilfeller kan det være grunn til å korrigere de private risikopremiene dersom de ikke tar hensyn til den sanne samfunnsøkonomiske risikoen.⁴⁸

Anbefalingene i Halleraker (1995) følges også av nytte-kostnadsutvalget i NOU 1997:27. Konklusjonene er naturligvis også gyldige for prosjekter der offentlige og private aktører konkurrerer med hverandre, og ikke bare i forbindelse med offentlige infrastrukturprosjekter og lignende. I kraftsektoren har en for øvrig både private og offentlige aktører og dessuten et etablert marked med veldefinerte priser.

Prinsipielt er det med andre ord all grunn til å inkludere en risikopremie i avkastningskravet for norsk vannkraftproduksjon som er lik for private og offentlige eiere. Det betyr at avkastningskravet i våre beregninger bør reflektere en positiv risikopremie ettersom det er rimelig å anta at inntektene fra kraftproduksjonen faktisk er beheftet med systematisk risiko i den forstand at

⁴⁷ Risikopremien kan selvsagt være negativ. Jf. også diskusjonen i vedlegg 1.

⁴⁸ Merk at dette prinsipielt sett like gjerne kan medføre en høyere risikopremie enn hva private legger til grunn.

inntektene fra kraftproduksjonen er positivt korrelert med avkastningen til en nærmere definert referanseportefølje (for eksempel avkastningen på nasjonalformuen eller en børsindeks). Som diskutert i vedlegg 1 er nivået på risikopremien vanskelig å observere i markedet, men det viser seg blant annet i forbindelse med transaksjoner at så vel private som offentlige aktører legger til grunn risikjusterte avkastningskrav.