

Rapport 2005-060

**Økonomiske
virkninger av
hjemfall**

Økonomiske virkninger av hjemfall

Utarbeidet for
Olje- og
energidepartementet

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
1 INNLEDNING	5
1.1 Bakgrunn.....	5
1.2 Problemstilling.....	5
1.3 Om rapporten	7
2 OM VERDSETTINGSMODELLEN.....	8
2.1 Inntekter og kostnader	8
2.2 Skattemessige forhold.....	10
3 FORUTSETNINGER FOR BEREGNINGENE	13
3.1 Inntekter	13
3.1.1 Framtidige kraftpriser	13
3.1.2 Konesjonskraft	14
3.1.3 Industrikraftkontrakter	14
3.1.4 Spesielt om industrieide verk.....	14
3.2 Inflasjon	15
3.3 Reinvesteringer	15
3.4 Diskonteringsrente	17
3.4.1 Markedsbaserte avkastningskrav for norsk vannkraftproduksjon .	17
3.4.2 Renteforutsetninger i skatteberegningene.....	18
3.5 Inngangsdata for kraftverkene	19
3.5.1 Fordeling av eierskap og forutsetninger om hjemfall.....	19
3.5.2 Kostnader, investeringer og skattemessige forhold	21
4 BEREGNINGSRESULTATER	23
4.1 Basisprisbanen	23
4.2 Sensitivitetsberegninger.....	27
4.3 Observerte transaksjonspriser for norsk vannkraftproduksjon	28
5 BETYDNINGEN AV ANDRE FORHOLD	31
5.1 Skattemessige forhold.....	31
5.1.1 Forskjeller i gjenanskaffelsesverdi	31
5.1.2 Terminalverdi, reinvesteringer, hjemfall og skatt.....	32
5.1.3 Skattemessige avskrivninger i verk som hjemfaller	33
5.2 Verdien av reguleringsevne	33
5.3 Andre forhold.....	34
5.3.1 Driftskostnader.....	34
5.3.2 Konesjonskraftprisen.....	35
5.4 Spesielt om private verk	35
REFERANSER.....	37
VEDLEGG 1: BEREGNING AV AVKASTNINGSKRAV	39
VEDLEGG 2: DETALJERTE BEREGNINGSRESULTATER.....	51

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

Vi har i denne rapporten beregnet markedsverdien av den norske vannkraftproduksjonen og ulike hjemfallsmodeller. Verdien av den norske vannkraftproduksjonen pr. 1.1.2007 anslås til ca. 289 milliarder kroner etter skatt, eller vel 2,42 kr/kWh middelproduksjon, gitt en forventet framtidig kraftpris rundt 25 øre/kWh og en diskonteringsrente på 6,5 prosent nominelt etter skatt. Anslaget ligger litt i overkant av prisnivået ved omsetning av norske vannkraftverk de siste 8-10 årene. Verdien av hjemfall i private verk som i dag har tidsbegrensede konsesjoner er beregnet til 5,5 milliarder kroner. Verdien av hjemfall i offentlig eide norske vannkraftverk ligger på ca. 21 milliarder kroner med en konsesjonsperiode på 60 år fra 1.1.2007, ca. 12 milliarder med 75 år.

Bakgrunn

Erverv av eiendomsrett eller bruksrett til norske vannfall krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven av 1917. Loven omfatter 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 tidsubegrenset konsesjon.

Det har 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. Det har dermed oppstått et behov for å vurdere mulige endringer i hjemfallsinstituttet.

De økonomiske virkningene av dagens hjemfallsordning og mulige endringsmodeller ble analysert av ECON i 2002 (ECON-rapport 20/02). Siden den gang har en rekke faktorer endret seg, herunder kraftprisforventninger, rentenivåer og eierskapet til kraftverkene. I tillegg har et offentlig utvalg oppnevnt av Olje- og energidepartementet vurdert en rekke forskjellige hjemfallsmodeller i en egen utredning (NOU 2004:26). Det er derfor nødvendig å gjøre en oppdatert analyse.

Problemstilling og metode

Hovedproblemstillingen vi drøfter, er følgende:

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

Det finnes i prinsippet to hovedtyper av modeller:

- *Lovendringsmodellen*, hvor vilkår om hjemfall pålegges fra lovendrings-tidspunktet. Gjennomføringen av hjemfallet kan skje på ulike måter.
- *Transaksjonsmodellen*, hvor hjemfall først skjer når dagens offentlige eiere selger en bestemt eierandel eller gjennomfører andre bestemte transaksjoner. Dersom ingen slike transaksjoner skjer, vil dagens tidsubegrensede konsesjoner videreføres.

Begge typene av modeller åpner for at hjemfall i praksis gjennomføres ved såkalt *partielt hjemfall*, hvor en andel av verket forblir på konsesjonærens hånd eller ved *tradisjonelt hjemfall med kompensasjon i form av etteroppgjør*, hvor konsesjonæren mottar en kompensasjon for de hjemfalte verdiene. Private verk med hjemfall i dag kan gis utvidet konsesjon. For hver av modellene finnes det en rekke mulige varianter med utgangspunkt i konsesjonsperiodens lengde og andelen som hjemfaller ved partielt hjemfall.

Å beregne verdien av hjemfall i transaksjonsmodellen krever at vi gjør forutsetninger om framtidige transaksjoner, noe som er svært vanskelig. I stedet har vi konsentrert oss om lovendringsmodellen. Resultatene for lovendringsmodellen kan imidlertid litt forenklet sies å utgjøre et tak for verdien av hjemfall i offentlige verk ved transaksjonsmodellen.

Lovendringstidspunktet antas å være 1.1.2007. Vi definerer derfor verdien av hjemfall som nåverdien pr. 1.1.2007 av kontantstrømmene fra kraftproduksjonen etter det antatte hjemfallstidspunktet. På tilsvarende måte beregner vi også den totale verdien av vannkraftproduksjonen samt ulike skattetyper: Overskuddsskatt (inklusive naturressursskatt), grunnrenteskatt og eiendomsskatt, i tillegg til konsesjonsavgifter og konsesjonskraftavståelse. Private ukonsederte verk uten hjemfallsbetingelser i dag er holdt utenom hjemfallsberegningene, men er inkludert i verdien av eierskap og skatter. Hovedmålet i beregningene er å anslå *markedsverdien* av produksjonen til de ulike eiergruppene på et aggregert nivå.

Konklusjoner

Hovedkonklusjonene fra analysen kan oppsummeres slik:

- Verdien av den norske vannkraftproduksjonen pr. 1.1.2007 anslås til ca. 289 milliarder kroner etter skatt, eller vel 2,42 kr/kWh middelproduksjon, gitt en forventet framtidig kraftpris rundt 25 øre/kWh og en diskonteringsrente på 6,5 prosent nominelt etter skatt. Anslaget ligger litt i overkant av prisnivået ved omsetning av norske vannkraftverk de siste 8-10 årene.
- Verdien av hjemfall i private verk som i dag har tidsbegrensede konsesjoner ligger på rundt 5,5 milliarder kroner.
- Verdien av hjemfall i offentlig eide norske vannkraftverk ligger på ca. 21 milliarder kroner med en konsesjonsperiode på 60 år fra 1.1.2007, ca. 12 milliarder med en konsesjonsperiode på 75 år.
- Verdien av hjemfall i private verk utgjør ca. 2 prosent av det samlede skatteprovenyet og en marginalt høyere andel i forhold til totalverdien av produksjonen etter skatt. Verdien av skattene er altså noe høyere enn verdien av eierskapet (inklusive hjemfall i eksisterende konsesjoner).

Forutsetninger

Beregningene er basert på en rekke forutsetninger om inntekter, kostnader og fysiske forhold. Nesten samtlige vannkraftverk i Norge i drift pr. 1.1.2005 inngår i beregningene med faktisk middelproduksjon, idriftsettelsesår og eierforhold (verk under 1 MW er ikke tatt med, men disse utgjør bare en marginal andel av totalproduksjonen). Verk hvor det er inngått avtaler om foregrepet hjemfall og tilbakeleie er plassert blant de statlige verkene siden fallene eies av Statkraft. Den samlede produksjonen i utvalget er ca. 118 TWh. I tillegg kommer ca. 1,8 TWh i nye prosjekter under utbygging eller hvor endelig investeringsbeslutning er fattet.

Alle relevante størrelser er inflasjonsjustert med utgangspunkt i en årlig inflasjon på 2,5 prosent. Basisalternativet for den framtidige kraftprisen er 25 øre/kWh i 2007-kroner. For å komme fram til nåverdier, har vi benyttet en diskonteringsrente (avkastningskrav) på 6,5 prosent nominelt etter skatt for totalkapitalen. Avkastningskravet er basert på en vurdering av hva som er et rimelig markedsbasert avkastningskrav, det vil si kapitalkostnaden til en investor i vannkraftproduksjon (inklusive gjeldskostnaden ettersom vi ser på totalkapitalen). Dette er antakelig noe lavere enn hva som har vært benyttet av markedsaktører i andre sammenhenger og i mer teoretisk funderte anslag på avkastningskrav til norsk vannkraftproduksjon. Reduksjonen skyldes i hovedsak oppdaterte anslag på framtidige nivåer for risikofri rente og meravkastningen i aksjemarkedet.

Skattesystemet er modellert i detalj i henhold til det gjeldende regelverket. 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 slike data normalt er selskapsintern informasjon). Det samme gjelder andelen av produksjonen som må avstås i form av konsesjonskraft. Videre har vi anslått at reinvesteringene målt som andel av opprinnelig investeringskostnad er den samme i alle verk. Sett under ett er det likevel grunn til å tro at forutsetningene gir et godt totalbilde av den norske vannkraftproduksjonen.

Resultater

Tabell A nedenfor viser hovedresultatene med en framtidig pris på 25 øre/kWh.

Tabell A *Verdien av produksjon og hjemfall pr. eiergruppe. Milliarder 2007-kroner*

	Produksjon	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft*	51,2 TWh	123,2	i/t	10,2	5,7
Kommunale og fylkeskommunale	53,5 TWh	131,3	i/t	10,6	5,9
Private konsederte**	7,7 TWh	17,1	5,5	1,5	0,8
Private ukonsederte***	7,2 TWh	17,6	i/t	i/t	i/t
Totalt	119,6 TWh	289,2	5,5	22,3	12,4

Kilde: ECON. Avrundingsfeil kan forekomme. *Tallene for Statkraft inkluderer andeler i regionale kraftprodusenter og verk omfattet av foregrepet hjemfall. ** Inklusive statlig eierskap i Norsk Hydro. ***Inklusive statlig eierskap i Norsk Hydro og kommunale eierandeler i Hafslund.

En totalverdi på 289 milliarder kroner reflekterer en verdi på ca. 2,42 kr/kWh middelproduksjon. Verdsettingen av norsk vannkraftproduksjon i forbindelse med transaksjoner har jevnt over ligget en del lavere enn dette nivået, typisk i underkant av 2 kr/kWh ifølge analyser gjort av ECON og transaksjonsrådgivere i den norske kraftsektoren. De viktigste årsakene til forskjellene er antakelig at markedsaktørenes forventninger til framtidige kraftpriser har økt de siste 2-3 årene, samtidig som avkastningskravet er redusert på grunn av lavere renter.

Samlet er det vår vurdering at salgsverdien av norske vannkraftverk samsvarer godt med verdiene en skulle forvente ut fra de forventede framtidige kontantstrømmene, særlig når en tar hensyn til at beregningsresultatene ovenfor antakelig reflekterer høyere prisforventninger og lavere avkastningskrav.

Hva betyr kraftprisen?

Forventningene til framtidige kraftpriser er svært viktige for resultatene. En økning i kraftprisen til 30 øre/kWh gir en økning i totalverdien av produksjonen på ca. 66 milliarder kroner, eller vel 23 prosent. Tilsvarende vil en reduksjon til 20 øre/kWh føre til en reduksjon i verdien på ca. 63 milliarder kroner, eller vel 22 prosent. De relative endringene i verdien av hjemfall er om lag de samme.

Hva betyr diskonteringsrenten?

En økning i diskonteringsrenten reduserer de beregnede verdiene, både med hensyn til totalverdi, hjemfall og skatter. Ett prosentpoeng høyere diskonteringsrente (7,5 prosent) fører til at verdien av eierskapet reduseres med ca. 47 milliarder kroner i forhold til basisalternativet. En tilsvarende reduksjon til 5,5 prosent øker verdien med vel 74 milliarder.

For verdien av hjemfall gir endringer i diskonteringsrenten kraftige utslag. Det skyldes at verdien av hjemfall er gitt ved verdien i dag av kontantstrømmer som oppstår langt fram i tid. Selv små endringer i diskonteringsrenten kan dermed gi store utslag.

I beregningene har vi 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 vil i så fall øke den beregnede totalverdien av vannkraftproduksjonen og dermed også verdien av hjemfall. 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 metoden vi har brukt.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Erverv av eiendomsrett eller bruksrett til norske vannfall krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven av 1917. Loven omfatter 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.¹

Det har 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. Det har dermed oppstått et behov for å vurdere mulige endringer i hjemfallsinstituttet.

De økonomiske virkningene av dagens hjemfallsordning og mulige endringsmodeller ble analysert av ECON i 2002 (ECON-rapport 20/02). Siden den gang har en rekke faktorer endret seg, herunder kraftprisforventninger, rentenivåer og eierskapet til kraftverkene. I tillegg har et offentlig utvalg oppnevnt av Olje- og energidepartementet vurdert en rekke forskjellige hjemfallsmodeller i en egen utredning (NOU 2004:26). Det er derfor nødvendig å gjøre en oppdatert analyse.

1.2 Problemstilling

Hovedproblemstillingen vi drøfter i denne rapporten er følgende:

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

Vi analyserer virkningene av både dagens regelverk og mulige endringsmodeller. Det finnes i prinsippet to hovedtyper av modeller:

- *Lovendringsmodellen*, hvor vilkår om hjemfall pålegges fra lovendrings-tidspunktet. Gjennomføringen av hjemfallet kan skje på ulike måter.
- *Transaksjonsmodellen*, hvor hjemfall først skjer når dagens offentlige eiere selger en bestemt eierandel eller gjennomfører andre bestemte transaksjoner.

¹ Regelverket er relativt komplisert, men er beskrevet nærmere i NOU 2004:26.

Dersom ingen slike transaksjoner skjer, vil dagens tidsubegrensede konsesjoner videreføres.

Begge typene av modeller kan i praksis gjennomføres ved såkalt *partielt hjemfall*, hvor en andel av verket forblir på konsesjonærens hånd eller *tradisjonelt hjemfall med kompensasjon i form av etteroppgjør*, hvor konsesjonæren mottar en kompensasjon for de hjemfalte verdiene. Private verk med hjemfall i dag kan gis utvidet konsesjon.

For hver av modellene finnes det en rekke varianter, herunder konsesjonsperiodens lengde og andelen som hjemfaller (det siste er bare relevant ved partielt hjemfall). For de ulike kategoriene av verk opererer vi med følgende varianter:

- Offentlige verk: Hjemfall 60 eller 75 år fra lovendring
- Private konsederte verk: (1) Hjemfall i henhold til opprinnelige konsesjoner og (2) utvidet konsesjonsperiode til 60 eller 75 år fra lovendring

For hver av modellvariantene beregner vi også verdien av partielt hjemfall. Som en illustrasjon har vi valgt å benytte en andel på 2/3 som hjemfaller. Vi beregner ikke verdien av hjemfall i private ukonsederte verk.

Å beregne verdien av hjemfall i transaksjonsmodellen krever at vi gjør forutsetninger om framtidige transaksjoner, noe som er svært vanskelig. I stedet har vi konsentrert oss om lovendringsmodellen. Resultatene for lovendringsmodellen kan imidlertid litt forenklet sies å utgjøre et tak for verdien av hjemfall i offentlige verk ved transaksjonsmodellen.

Lovendringstidspunktet antas å være 1.1.2007. Vi definerer derfor verdien av hjemfallsinstituttet som nåverdien pr. 1.1.2007 av kontantstrømmene fra kraftproduksjonen etter det antatte hjemfallstidspunktet. På tilsvarende måte beregner vi også den totale verdien av vannkraftproduksjonen samt ulike skattetyper: Overskuddsskatt (inklusive naturressursskatt), grunnrenteskatt og eiendomsskatt, i tillegg til konsesjonsavgifter og konsesjonskraftavståelse. Private ukonsederte verk uten hjemfallsbetingelser i dag er som nevnt holdt utenom hjemfallsberegningene, men er inkludert i verdien av eierskap og skatter.

Hovedmålet i beregningene er å anslå *markedsverdien* av produksjonen til de ulike eiergruppene på et aggregert nivå. I beregningene benytter vi en egen verdsettelsesmodell for norsk vannkraftproduksjon og data for alle norske vannkraftverk i drift pr. 1.1.2007, hvor ulike typer inntekter og kostnader, herunder skatter, tas hensyn til. Vi beregner verdien av kontantstrømmene til evig tid. Verdi-beregningene gjøres under ulike forutsetninger om avkastningskrav, framtidige kraftpriser og hjemfallstidspunkt. I tillegg til å beregne verdien av hjemfall beregner vi også den totale verdien av anleggsmidlene i vannkraftverkene fordelt på de ulike eiergruppene, samt verdien av de ulike skattetyper som norske 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.

Framgangsmåten vi har valgt, er i alt vesentlig sammenfallende med den som benyttes av aktører i kraftmarkedet, transaksjonsrådgivere, långivere og finansanalytikere når norsk vannkraftproduksjon verdsettes. Vi drøfter derfor også hvordan våre resultater samsvarer med de observerte markedsprisene på norske vannkraftverk de siste årene.

1.3 Om rapporten

Rapporten er delt inn på følgende måte:

- I kapittel 2 beskriver vi oppbyggingen av verdsettingsmodellen.
- I kapittel 3 beskriver vi de viktigste forutsetningene for beregningene og datagrunnlaget.
- I kapittel 4 presenteres hovedresultatene fra beregningene. Her ser vi også beregningsresultatene i forhold til observerte priser ved kjøp og salg av norske vannkraftverk i de siste 8-10 årene.
- I kapittel 5 diskuterer vi betydningen av å endre på noen av de viktigste forutsetningene for analysen.

Detaljerte beregningsresultater og diskusjon av noen av de grunnleggende forutsetningene ved beregning av avkastningskrav for investeringer i vannkraftproduksjon er plassert i egne vedlegg.

Rapporten er skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Datagrunnlaget er basert på Norges vassdrags- og energidirektorats (NVEs) kraftverksdatabase supplert med opplysninger innhentet fra Olje- og energidepartementet, NVE og ulike kraftprodusenter samt Europower.

2 Om verdsettingsmodellen

I dette kapitlet beskriver vi oppbyggingen av verdsettingsmodellen som er benyttet i beregningene. De detaljerte forutsetningene er tema for neste kapittel. Hovedpunktene i modellen er følgende:

- Modellen framskriver kontantstrømmene fra vannkraftverk der samtlige inntekts- og kostnadselementer, inklusive skatter, beregnes for en periode på 60 år. Den årlige nettokontantstrømmen blir da lik inntekter fratrukket driftskostnader, investeringer og skatter. Alle skattetyper er inkludert. Etter 60 år beregnes det en terminalverdi basert på kontantstrømmen i det siste året. Kontantstrømmene beregnes derfor i prinsippet til evig tid, men vi gjør visse forenklinger ved beregning av kontantstrømmene etter de første 60 årene.
- 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. Avkastningskravet er et totalavkastningskrav ettersom vi ikke inkluderer finanskostnader eksplisitt i modellen.
- Datamaterialet omfatter nærmere 600 enkeltverk. I praksis har vi 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 fordelt på de bakenforliggende enkeltverkene.

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.
- *Konsesjonskraft.* Konsesjonskraften avregnes i modellen til en felles pris for samtlige kraftverk. I virkeligheten varierer konsesjonskraftprisen mellom verk. For alle konsesjoner gitt etter 10. april 1959 gjelder en felles konsesjonskraftpris som fastsettes årlig av Olje- og energidepartementet. For konsesjoner gitt før denne datoen beregnes konsesjonskraftprisen individuelt. Mengden konsesjonskraft kan derimot varieres mellom kraftverkene.

- *Industrikontrakter.* Vi kan ta hensyn til inntekter fra salg av kraft på kontrakter. I praksis vil det i denne sammenhengen bare være aktuelt å ta hensyn til langsiktige industrikontrakter ved beregning av inntektene i Statkrafts verk.

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 inklusive 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.²

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 gjeldende skattemessige avskrivningssatser (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. 1.1.2007 beregnes i modellen på grunnlag av gjenanskaffelsesverdi fratrukket de akkumulerte avskrivningene fra og med byggeåret (der altså 1/57 av

² 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.

gjenanskaffelsesverdien avskrives årlig). I tillegg kan inngangsverdiene justeres på grunnlag av antatte historiske reinvesteringer som er skjedd etter byggeåret.

Investeringer i analyseperioden kan 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. Alternativt kan investeringene beregnes mekanisk som en funksjon av byggeår, antatt levetid (57 år), gjenanskaffelsesverdi og antatt reinvesteringsandel (hvor mye av de opprinnelige driftsmidlene som må fornyes). Investeringene inflasjonsjusteres uansett 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).

Eiere av kraftverk som hjemfaller, kan velge å avskrive anleggene raskere enn hva skattelovens generelle bestemmelser gir adgang til, slik at anleggene er ferdig avskrevet ved hjemfallstidspunktet. Vi har valgt å se bort fra dette i beregningsmodellen, men drøfter konsekvensene av raskere avskrivninger i kapittel 5.

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). Senere endringer er dokumentert i blant annet St.prp. nr. 1 (2003-2004) og Ot. prp. nr. 1 (2003-2004) samt St.prp. nr. 1 (2004-2005) og Ot. prp. nr. 1 (2004-2005). 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. Grunnrenteskatten beregnes på kraftverksnivå, og kan derfor ikke konsolideres på selskapsnivå.

- 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.
- Kraftproduksjon som benyttes i eget konserns industriproduksjon verdsettes for grunnrenteskatteformål til prisen i Statkrafts 1976-kontrakter (som fastsettes av Finansdepartementet årlig i en egen forskrift). Dette gjelder imidlertid bare i den grad summen av egen produksjon og kraft levert i henhold til langsiktige kontrakter som inngår i grunnrenteinntekten til faktisk pris er mindre enn forbruket. Produksjon utover netto internt forbruk (forbruk minus kontraktskraft) verdsettes til spotpris.
- Normrenten for fribeløpet er en før skatt-rente som inkluderer et risikotillegg. Normrenten kan av den grunn tolkes som et nominelt totalavkastningskrav før skatt.

- Eventuell negativ beregnet grunnrenteinntekt kan framføres til evig tid med en rentesats som er lik renten for beregning av fribeløpet, men justert til en rente etter overskuddsskatt.

I verdsettingsmodellen beregnes grunnrenteskatten i henhold til reglene, inklusive korrigerings av inntektene for konsesjonskraft (og kontrakter, dersom det skulle være ønskelig). Både grunnrenteskattesatsen og normrenten kan varieres fritt. Modellen kan også ta hensyn til akkumulert negativ framførbar grunnrente ved inngangen til analyseperioden. Denne må da legges inn eksogent som en inngangsparameter.

Kraftverk under 5 MW er fritatt for grunnrenteskatt.

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. For nye verk vil naturressursskatten i praksis fases inn over en 7-årsperiode. 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 tidsbegrenset.

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.

Kraftverk under 5 MW er fritatt for naturressursskatt.

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.³ Negativ beregnet overskuddsskatt kan framføres i inntil 10 år, men uten rentekompensasjon.

Eiendomsskatt

Eiendomsskatten beregnes i modellen på grunnlag av reglene i skattelovens § 18 og eiendomsskatteovens § 8. Eiendomsskattegrunnlaget er lik nåverdien av

³ Det at vi ikke har med finanskostnader i modellen, innebærer at vi overvurderer overskuddsskatten på kraftproduksjon isolert sett ettersom vi ikke tar med verdien av fradrag for finanskostnader. Dette vil imidlertid motsvares av at långiverne betaler tilsvarende overskuddsskatt på renteinntektene på lån til krafttprodusentene. Summen av overskuddsskatt som genereres av kraftproduksjon er på denne måten i prinsippet konstant.

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 i modellen lik middelproduksjonen, men er i henhold til reglene hvert enkelt års faktiske produksjon. Konesjonskraft verdsettes til faktiske priser, mens resterende produksjon avregnes til spotpris. 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 $t-5$ til $t-1$ osv.). I det første "modellåret" brukes imidlertid innværende års takseringsverdi som eiendomsskattegrunnlag.

I tillegg er det innført regler om minimums- og maksimumsverdi av eiendomsskattegrunnlaget, for tiden henholdsvis 0,95 kr/kWh og 2,35 kr/kWh multiplisert med naturressursskattegrunnlaget, som i modellen er lik middelproduksjonen.

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 0,95 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. 4,5 TWh av den samlede vannkraftproduksjonen, slik at feilen som gjøres er relativt beskjeden 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 Inntekter

3.1.1 Framtidige kraftpriser

Vi har i beregningene benyttet tre forskjellige baner for den framtidige kraftprisen:

- 20 øre/kWh (lav)
- 25 øre/kWh (basis)
- 30 øre/kWh (høy)

Alle prisene er å tolke som realverdier i 2007-kroner. Videre er realprisene konstante langs hver av de fire banene. Langs 25 øre-banen er altså prisen lik 25 øre/kWh i alle år målt i 2007-kroner.

De valgte prisbanene er ikke å tolke som ECONs 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 er naturlig å tolke de valgte kraftprisene som volumveide priser. Det skyldes at vi i modellen beregner inntektene årlig for hvert enkelt ”verk” (der 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.

Kraftprisen i det nordiske kraftmarkedet (systemprisen) har de siste årene på årsbasis variert mellom 10,3 øre/kWh (2000) og 29,1 øre/kWh (2003). Pr. juli 2005 lå kraftprisene på årskontrakter på Nord Pool på 29 øre/kWh for 2006, 27,5 øre/kWh i 2007 og 27,6 øre/kWh i 2008 (gitt en NOK/euro-kurs på 8 kr). Dette er nominelle priser (realpriskurven er med andre ord fallende). Disse prisene

er imidlertid *timeveide* gjennomsnittspriser, og er derfor ikke direkte sammenlignbare med prisene i modellen.

3.1.2 Konesjonskraft

Vi har valgt å benytte én felles konesjonskraftpris for alle konesjoner, enten de er gitt før eller etter 1959. Prisen er satt lik 9,1 øre/kWh i 2007-kroner.⁴ Prisen inflasjonsjusteres med den samme inflasjonsraten som øvrige størrelser i modellen (se nedenfor). Over tid vil konesjonskraftprisen slik den beregnes av Olje- og energidepartementet variere en del som følge av endringer i kapitalgrunnlag og avskrivninger. Slike variasjoner har imidlertid relativt liten betydning for beregningsresultatene (jf. kapittel 5).

3.1.3 Industrikraftkontrakter

For Statkraft er en andel av produksjonen verdsatt separat i henhold til betingelsene i gjeldende industrikraftkontrakter. Informasjon om volumer, priser og utløpsdato til og med 2011 i eksisterende industrikraftkontrakter er hentet fra Aune et al. (2001). Vi har ikke lagt til grunn nye industrikraftkontrakter etter 2011, selv om det finnes enkelte industrikraftforpliktelser som løper også etter dette tidspunktet. Dette påvirker ikke resultatene i særlig grad.

Priser, varighet og omfang av andre eksisterende langsiktige kontrakter og leieavtaler er i begrenset grad offentlig informasjon. Vi kan derfor ikke legge inn faktiske verdier. Vi vil i stedet anta at andre langsiktige kontrakter og leieavtaler har vært inngått til markedspris, det vil si forventet fremtidig spotpris langs de forskjellige prisbanene. Det gjør at vi overvurderer verdien av eierskap og skatter noe ved scenarier med spesielt høye fremtidige priser - og vice versa ved spesielt lave fremtidige priser.

Vi legger til grunn at også eventuelle nye langsiktige kontrakter og leieavtaler vil prises til markedspris. Det innebærer at når de langsiktige kontraktene på myndighetsbestemte vilkår tar slutt, trenger vi i modellen heller ikke for Statkraft å skille mellom kraft solgt på langsiktige kontrakter og kraft solgt til spotpris.

3.1.4 Spesielt om industrieide verk

Som nevnt i kapittel 2 verdsettes kraftproduksjon som benyttes i eget konserns industriproduksjon for grunnrenteskatteformål til prisene i Statkrafts 1976-kontrakter. Denne prisen fastsettes av Finansdepartementet i en egen forskrift, og var 17 øre/kWh netto for inntektsåret 2004.

Hydro og Elkem er viktige og store forbrukere med mange kontrakter og betydelig egenproduksjon av kraft. Både Hydro og Elkem har mye større kraftforbruk enn kraftproduksjon, mens summen av kontrakter og egenproduksjon er omtrent lik forbruket. Det utelukker ikke at disse selskapene i visse situasjoner kan komme til å ha en egenproduksjon som overstiger netto internt forbruk. På

⁴ Konesjonskraftprisen for konesjoner etter 1959 er av Olje- og energidepartementet satt til 9,11 øre/kWh for året 2005. Vi har valgt dette nivået som anslag på prisen i 2007. Inflasjon vil øke prisen fra 2005 til 2007, mens reduserte kapitalverdier og avskrivninger vil redusere prisen.

sikt kan det også tenkes at de kommer i en situasjon hvor industriproduksjonen går ned, mens kraftproduksjonen er konstant eller øker. I så fall kan en vesentlig andel av produksjonen bli avregnet til spotpris i grunnrenteskattesammenheng dersom kraft innkjøpt på kontrakter forblir noenlunde konstant (eller synker mindre enn forbruket).

De særskilte reglene for verdsetting av internt forbruk kan gjøre industrieide verk mer verdt i den grad reglene gir lavere grunnrenteskatt enn hva som ellers ville vært tilfelle (som følge av lavere verdsetting av produksjonen sammenlignet med hva spotpris ville ha gitt). Det er imidlertid ikke gitt at markedsverdien av industrieide verk vil reflektere disse skattereglene. En kjøper uten egen industriproduksjon vil ikke ønske å betale en høyere pris for industriens verk. Tilsvarende vil verdien etter hjemfall, på statens hånd, ikke reflektere de særskilte skattereglene. Videre kan det skje endringer i de særskilte verdsettingsreglene over tid. Kapasiteten i industrien kan endre seg, og det kan skje omfattende endringer i eierskapet til kraftverkene og industrikraftregimet.

Vi har etter en samlet vurdering valgt å legge til grunn markedspriser ved beregningen av grunnrenteskatten i verk eid av industribedrifter.

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 Reinvesteringer

Reinvesteringer kan tas hensyn til både i analyseperioden fra 2007 (også i terminalverdien) og historisk sett, det vil si i perioden mellom byggeåret og 2007. Begge typer av reinvesteringer kan ha stor betydning for resultatene:

- Historiske reinvesteringer før 2007 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.

Erfaringsmessig varierer behovet for reinvesteringer 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 middelproduksjon kan derfor ha vidt forskjellige investeringskostnader. En gitt type anleggsmiddel kan dessuten ha en reell økonomisk levetid som varierer mellom kraftverk.

Våre forutsetninger om reinvesteringer er 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 1950 antas å 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 1997-2006 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 må antas å være reflektert i de faktiske skattemessige åpningsbalansene.⁵
- 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 1950 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).

Vi benytter en reinvesteringsandel på 50 prosent av gjenanskaffelsesverdi både for de historiske reinvesteringene og reinvesteringer i analyseperioden. Reinvesteringene skjer ved utløpet av skattemessig levetid.

Den beregnede skattemessige verdien av alle anleggsmidlene pr. 1.1.2007 er i vår modell ca. 108,5 milliarder kroner. Ifølge Elektrisitetsstatistikken fra Statistisk sentralbyrå var den *regnskapsmessige* verdien av vassdragsreguleringer, fallrettigheter og kraftstasjoner ca. 110 milliarder kroner pr. 31.12.2002, som er det siste tilgjengelige året med data pr. august 2005. 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. De modellberegnete verdiene 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. 31.12.2002 være lavere pr. 1.1.2007, men investeringer i perioden 2003-2007 trekker verdien av den samlede anleggsmassen opp. Ventelig er det også høy grad av samsvar mellom skattemessige og regnskapsmessige avskrivninger, ikke minst fordi de skattemessige avskriv-

⁵ I modellen er dette ekvivalent med å endre byggeåret for kraftverkene som er eldre enn 57 år pr. 1.1.2007. Merk også at vi ikke har inflasjonsjustert gjenanskaffelsesverdiene og dermed reinvesteringskostnadene fra 1997 til 2007. Implisitt har vi da antatt at realprisen på vannkraftinvesteringer har sunket målt mot konsumprisindeksen. Dersom realprisen for eksempel har vært konstant, vil vi undervurdere de skattemessige verdiene og reinvesteringskostnadene noe. Vi har imidlertid ikke data som tillater å trekke konklusjoner om prisutviklingen på vannkraftinvesteringer. Virkningen på resultatene er uansett relativt liten. Fra 1.1.2007 inflasjonsjusteres reinvesteringskostnadene på linje med andre størrelser i modellen, det vil si konstant realpris. Det kan naturligvis føre til andre skjevheter dersom realprisutviklingen forventes å være en annen.

ningene for særskilte driftsmidler i vannkraftverk er lineære (gitt at produsentene har justert sine balanseverdier i tråd med de beregnede gjenanskaffelsesverdiene fra NVE).

Våre beregninger genererer årlige reinvesteringer i størrelsesorden 1,8 milliarder kroner i gjennomsnitt (i 2007-kroner). Ifølge Elektrisitetsstatistikken var investeringene i vannkraftproduksjon⁶ i 2002 (som er siste tilgjengelige år med detaljert investeringsstatistikk) ca. 1,35 milliarder 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 de siste årene må uansett betraktes som relativt lave. Dersom reinvesteringene er 1 milliard årlig, tilsvarer det ca. 0,5 prosent av gjenanskaffelsesverdien av anleggene og ca. 30-35 prosent av de årlige avskrivningene.⁷

3.4 Diskonteringsrente

3.4.1 Markedsbaserte avkastningskrav for norsk vannkraftproduksjon

Kontantstrømmene som beregnes i modellen neddiskonteres med en rentesats som reflekterer et avkastningskrav til totalkapitalen etter skatt for investorer i norsk vannkraftproduksjon. Det har vært 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 ECON (2002a) benyttet vi diskonteringsrenter på 7 og 8 prosent. Utviklingen i rentenivå og nye data og vurderinger av risikopremien i aksjemarkedet gjør det imidlertid sannsynlig at markedets avkastningskrav til norsk vannkraftproduksjon vurderes noe lavere i dag.

Ut fra en samlet vurdering av relevante parametre velger vi å bruke en diskonteringsrente på 6,5 prosent nominelt etter skatt. En slik diskonteringsrente svarer omtrent til avkastningskravet til totalkapitalen til et gjennomsnittlig børsnotert selskap (med en egenkapitalandel på 50 prosent). Anslaget er på den måten konsistent med anbefalingene i NOU 1998:16 og Finansdepartementet (2000), hvor investeringer i kraftproduksjon er vurdert til å ha om lag samme risiko som et gjennomsnittlig prosjekt finansiert i aksjemarkedet. Vi har imidlertid lagt til grunn noe lavere anslag på den generelle risikopremien i aksjemarkedet og nivået på risikofri rente i lys av nye data (jf. også NVE, 2005).⁸

⁶ Definert som fallrettigheter, reguleringsanlegg samt bygninger og permanent mekanisk og elektrisk utstyr.

⁷ Samlede avskrivninger i norske kraftselskaper var ca. 6,5 milliarder kroner i 2002 ifølge Elektrisitetsstatistikken (se <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/>). Av dette utgjorde nett ca. 3 milliarder ifølge regnskapsrapporteringen til NVE og Statnetts årsrapport for 2002. Hvis vi antar at det meste av det resterende er knyttet til vannkraftproduksjon, får vi i overkant av 3 milliarder i årlige avskrivninger.

⁸ Finansdepartementet anbefalte den gang en reell diskonteringsrente på 8 prosent før skatt (risikofri realrente på 3,5 prosent pluss en risikopremie på 4,5 prosent), som svarer til 7,7 prosent nominelt etter skatt med en skattesats på 28 prosent og 2,5 prosent inflasjon.

Vi gjør også sensitivitetsberegninger basert på alternative renteforutsetninger.

Vi henviser til vedlegg 1 for en detaljert analyse av valg av diskonteringsrente.

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 veksttaket 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 etter hva vi kjenner til vanlig å anta en eksponensielt økende risiko, altså et konstant avkastningskrav (jf. også avsnitt 4.3 nedenfor).

Spørsmålet om risikoens tidsprofil er for øvrig drøftet i større detalj i ECON (2002a). Der drøftes også spørsmålet om offentlig sektor bør benytte et annet avkastningskrav enn markedsaktører med bedriftsøkonomiske mål (jf. også NOU 1997:27 og 1998:16).

3.4.2 Renteforutsetninger i skatteberegningene

Som vist i kapittel 2 inneholder den norske kraftskattesystemet flere forskjellige normrenter. Vi har valgt å kalibrere rentesatsene i skatteberegningene i forhold til diskonteringsrenten for kontantstrømmene. Med en diskonteringsrente på 6,5 prosent nominelt etter skatt får vi følgende normrenter i skatteberegningene:

- Framføring av overskytende naturressursskatt: 4,0 prosent
- Beregning av friinntekt: 9,0 prosent
- Framføring av negativ grunnrenteinntekt: 6,5 prosent
- Diskonteringsrente for beregning av eiendomsskattegrunnlaget: 5,4 prosent

Rentesatsene for fribeløpet tilsvarende altså et avkastningskrav på omtrent 6,5 prosent nominelt etter skatt gitt en effektiv overskuddsskattesats på 28 prosent. Diskonteringsrenten for eiendomsskattegrunnlaget, som er en reell før skatt-rente, tilsvarende et avkastningskrav på 5,8 prosent nominelt etter skatt. Forskjellen skyldes ulike risikotillegg i de to rentene.⁹

⁹ Jf. Forskrift til utfylling og gjennomføring mv. av skatteloven av 26. mars 1999 nr. 14.

I sensitivitetsberegningene med andre diskonteringsrenter justeres normrentene for skatteformål tilsvarende.

3.5 Inngangsdata for kraftverkene

3.5.1 Fordeling av eierskap og forutsetninger om hjemfall

I datamaterialet har vi blant annet eierskap, middelproduksjon og idriftsettelsesår for alle kraftverkene i Norge. Middelproduksjonen tar utgangspunkt i NVEs beregninger basert på tilsigsserien 1970-1999, som gir en totalproduksjon på om lag 118 TWh. I tillegg har vi data for nye prosjekter hvor konsesjon er gitt og utbygging er startet (eller i det minste er endelig investeringsbeslutning fattet). Disse verkene utgjør ca. 1,8 TWh, hvorav Sauda og Øvre Otta (inklusive Breidalsoverføringen) utgjør ca. 2/3.

Verkene er gruppert etter eierskap på følgende måte:

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

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 produksjonen 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 utenom egne direkte eide verk. Statkrafts verk inkluderer alle verk hvor Statkraft har direkte eierandeler (både heleide og deleide). I tillegg har vi tilordnet indirekte eierandeler via selskaper der Statkraft eier aksjer. Statkrafts eierandeler i andre norske kraftselskaper omfatter pr. 1. august 2005 følgende selskaper (selskapenes middelproduksjon i parentes):

- Agder Energi (45,5 prosent) inklusive Agders eierandeler i Sira-Kvina, Øvre Otta og Otraverkene
- BKK (49,9 prosent) med eierandeler i underliggende selskaper - Sogn og Fjordane Energi, Tafjord Kraft, Ytre Fjordane Kraftlag, Sognekraft, Herlandsfoss Kraftverk, Sunnfjord Energi
- Skagerak Energi (66,62 prosent) inklusive eierandeler i blant annet Sira-Kvina, Øvre Otta og Otraverkene
- Trondheim Energiverk (100 prosent) inklusive andeler i Istad Kraft og Kraftverkene i Orkla
- Tyssefaldene (20 prosent)

Dette betyr for eksempel at 21,5 prosent av Tafjord Krafts produksjon er tilordnet Statkraft, fordi Statkraft eier 49,9 prosent i BKK, som igjen eier 43,1 prosent av Tafjord Kraft.

Under Statkraft har vi dessuten gruppert verk omfattet av foregrepet hjemfall og eventuelt avtaler om tilbakeleie til opprinnelig konsesjonær. Følgende verk er plassert i denne kategorien:

- Høyanger II-VI
- Mågeli
- Oksla
- Nye Bjølvo
- Sauda I-IV inklusive ny utbygging i Sauda
- Svelgen I-II
- Tysso II

Røldal-Suldal Kraft er et datterselskap av Hydro, men Statkraft eier en minoritetsandel på 8,7 prosent. Hydros andel av Røldal-Suldal Krafts produksjon verdsettes til Statkraft 1976-kontrakter (og antas å hjemfalle), mens Statkrafts andel av produksjonen håndteres på samme måte som Statkrafts øvrige produksjon. Statlig eierskap i Norsk Hydro og enkelte andre selskaper, direkte eller indirekte (via Folketrygdfondet), er ikke inkludert, men gruppert i de aktuelle private kategoriene.

Vi har 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.¹⁰

Informasjon om hjemfallsbetingelser i eksisterende konsesjoner er hentet inn fra NVE og Olje- og energidepartementet.

Det finnes også enkelte offentlige ukonsederte verk som er knyttet til fallrettigheter ervervet før 1909. Det finnes imidlertid ingen fullstendig oversikt over slike verk. Før 1969 var norske kommuner og fylker fritatt for konsesjonsplikt. I NOU 2004:26 antas det imidlertid at ca. 110 TWh av den norske vannkraftproduksjonen er knyttet til rettigheter ervervet *etter* 1909. Av de resterende 8 TWh er 6,5 henført til private ukonsederte verk. Noen av disse er antakelig verk eid av andelslag og lignende og er klassifisert som private ukonsederte i tabellen over. I det følgende beregner vi ikke verdien av hjemfall i ukonsederte verk, jf. beskrivelsen av aktuelle modeller i kapittel 1. Eksistensen av offentlige ukonsederte verk basert på fallrettigheter ervervet før 1909 betyr at vi overvurderer verdien av hjemfall i offentlige verk, men avviket er antakelig så lite som ca. 1 prosent.¹¹

¹⁰ I tillegg eier Østfold Energi, som eies av Østfold fylke og en rekke kommuner i Østfold, 2,7 prosent av aksjekapitalen i Hafslund.

¹¹ Data for idriftsettelsesår fra Europower og NVE viser at offentlig eide verk som er bygd ut før 1909 bare står for 156 GWh produksjon. Det finnes også offentlige verk som er satt i drift *etter* 1909, men hvor fallrettighetene er ervervet *før* 1909. Likevel indikerer tallene at mengden produksjon i offentlig ukonsederte verk er beskjeden.

Samlet får vi en fordeling av produksjon på de fire hovedkategoriene som vist i tabell 3.1 nedenfor. Merk at fordelingen av eierskap i tabell 3.1 avviker noe fra tilsvarende fordeling i NOU 2004:26 (avsnitt 4.1.4). Det skyldes blant annet endringer i eierskapet til E-CO Vannkraft og Eidsiva Energi, hvor Statkraft har solgt seg ut, i tillegg til at vi har inkludert produksjon i nye verk. En del mindre verk eid av andelslag med privat hel- eller deleierskap er dessuten klassifisert som private ukonsederte verk. I tillegg inngår nye Tyn med hele sin produksjon.

Tabell 3.1 Fordeling av kraftproduksjon på eiergrupper

Eiergruppe	Produksjon i eksisterende verk (TWh)	Produksjon i nye verk (TWh)	Sum
Statkraft	50,5	0,7	51,2
Kommuner og fylker	52,6	0,9	53,5
Private konsederte m/hjemfall	7,7	0,0	7,7
Private ukonsederte	7,0	0,2	7,2
Sum	117,8	1,8	119,6

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 (for eksempel vil ukonsederte verk ikke være underlagt konsesjonskraftforpliktelser), men dette spiller liten rolle for resultatene.

Det er lite trolig at inndelingen av kraftverkene i grupper på 5 og 5 år ut fra idriftsettelsesår har vesentlig betydning for resultatene. 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.

3.5.2 Kostnader, investeringer og skattemessige forhold

Driftskostnader er i modellen satt til 3,5 øre/kWh i gjennomsnitt. Det inkluderer innmatingstariffer i sentralnettet, en konsesjonsavgift på ca. 0,53 øre/kWh¹² og variable kostnader (bemanning av driftssentraler, IT, administrasjon etc.). I praksis vil driftskostnadene variere over tid som følge av endringer i sentralnettstariffer, konsesjonsavgifter, lønnskostnader osv. Kostnadene vil også variere betraktelig mellom verk avhengig av fysiske forhold, beliggenhet i nettet, konsesjonsbetingelser. Anslaget på 3,5 øre/kWh er antatt å være representativt for norsk vannkraft samlet sett. For øvrig vil endringer i driftskostnadene på 0,5 øre/kWh ha omtrent samme virkning som en tilsvarende endring i kraftprisen, slik at utfallsrommet for totalverdien på grunn av variasjoner i driftskostnader er lite.

¹² Jf. ECON (2000b) og referansene der, hvor konsesjonsavgiften ble anslått til 0,53 øre/kWh. I 2004 var totale konsesjonsavgifter 629 millioner kroner ifølge tall fra Olje- og energidepartementet. Med en produksjon på 110,4 TWh gir det 0,57 øre/kWh i konsesjonsavgifter i 2004, 0,53 øre/kWh relativt til en middelproduksjon på 118 TWh. Vi velger 0,53 øre/kWh som et anslag.

Reinvesteringene i analyseperioden er basert på data for idriftsettelsesår, en antatt gjenanskaffelsesverdi på 1,75 kr/kWh og en reinvesteringsandel på 50 prosent. Vi regner ikke med nyinvesteringer i eksisterende verk.

Data for eventuell negativ framførbar grunnrenteinntekt er ikke tilgjengelig på kraftverksnivå. Ved utgangen av 2002 ble akkumulert negativ grunnrenteinntekt på landsbasis anslått til 33 milliarder kroner (jf. ECON, 2004a). Siden 2002 har kraftprisene vært relativt høye i forhold til perioden 1997-2002 (kraftskatte-reformen ble innført i 1997, og negativ grunnrenteinntekt kunne først opparbeides fra dette tidspunktet). Terminprisene på Nord Pool ligger også betydelig høyere enn prisenivået 1997-2002. Kombinasjonen av høyere priser og lavere skattemessige verdier og dermed lavere friinntekt og avskrivninger vil med stor sannsynlighet føre til at grunnrenteskatten øker de nærmeste årene. Det vil likevel ta tid før all negativ grunnrenteinntekt er brukt opp. Negativ grunnrenteinntekt framføres med rente, og en del dyre og relativt nye verk vil fortsatt være ute av grunnrenteskatteposisjon selv med høye priser. På den andre siden er framføringsrenten redusert til en rente etter skatt fra og med inntektsåret. 2004.

Litt forenklet kan vi si at virkningen på nettoverdien av eierskap og skatter av å ta hensyn til negativ grunnrenteinntekt er 27 prosent av den negative grunnrenteinntekten. Hvis negativ grunnrenteinntekt er 1 milliard, vil inkludering av summen i beregningene gi 270 millioner i økt verdi av eierskap og redusert verdi av grunnrenteskatten. Feilanslag har på den måten begrenset betydning for resultatene.

Vi legger skjønnsmessig til grunn en aggregert negativ grunnrenteinntekt på ca. 30 milliarder kroner pr. 31.12.2006 som fordeles jevnt utover alle verkene i henhold til middelproduksjonen. Det samme gjelder eventuelle posisjoner med framførbar overskytende naturressursskatt og framførbare underskudd mot overskuddsskatten. Dette er en forenkling som gjør at vi undervurderer at enkelte verk ikke vil komme i grunnrenteskatteposisjon på lang tid ennå (om overhodet), men på den andre siden vil verk som er i grunnrenteskatteposisjon i dag ikke betale grunnrenteskatt de første årene i modellen. I sum blir virkningen begrenset i en makroberegning av typen vi gjennomfører her.

For å gjøre nøyaktige grunnrenteskatteberegninger trengs skatteposisjoner på verksnivå, og nøyaktige overskuddskatteberegninger krever skatteposisjoner på selskapsnivå. Begge deler er mulig, men krever både svært detaljerte inngangsdata og en vesentlig mer detaljert beregningsmodell. I tillegg forutsetter en slik nøyaktig skatteanalyse egentlig grundige vurderinger av framtidige investeringer, som er en viktig driver av framførbare negative skatteposisjoner. Eksakte data for skatteposisjoner og investeringsplaner på verks- og selskapsnivå er for øvrig i utgangspunktet bedriftsinterne data.

Vi beregner ikke grunnrenteskatt eller naturressursskatt for verk under 5 MW med unntak av private verk med hjemfall, der vi av beregningstekniske grunner ikke har tatt hensyn til denne terskelverdien. Slike verk utgjør imidlertid bare ca. 1 prosent av produksjonen i den aktuelle kategorien, slik at feilen er neglisjerbar.

4 Beregningsresultater

I dette kapitlet gjengir vi hovedresultatene fra beregningene med basisprisbanen der kraftprisen er 25 øre/kWh i 2007-kroner og med en diskonteringsrente på 6,5 prosent nominelt etter skatt. Vi rapporterer også noen viktige resultater med alternative forutsetninger. Mer detaljerte beregningsresultater finnes i vedlegg 2.

4.1 Basisprisbanen

I tabell 4.1 nedenfor viser vi verdien av produksjonen pr. eierkategori. I tillegg viser vi verdien av hjemfall i eksisterende konsesjoner samt verdien av hjemfall i offentlige verk og private konsederte verk i 2067 og 2082 (henholdsvis 60 og 75 år etter 2007). Verdien av de hjemfalte kraftverkene er som tidligere nevnt gitt ved nåverdien pr. 1.1.2007 av kontantstrømmene i verkene etter hjemfallstidspunktet, det vil si de kontantstrømmene som tilfaller staten (og vertskommunene for kraftverkene) vederlagsfritt. Verdien av hjemfall kan på denne måten tolkes som den beregnede markedsverdien *i dag* av inntjeningen i et verk etter hjemfallstidspunktet et antall år fram i tid. Alle tall er i milliarder kroner. Merk at nåverdien av produksjonen i private verk også inkluderer verdien etter hjemfall. Totalverdien for dagens eiere av de aktuelle verkene er med andre ord 11,6 milliarder kroner, mens 5,5 milliarder tilfaller staten med de gjeldende hjemfallsbetingelsene.

Tabell 4.1 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 25 øre/kWh.
Milliarder kroner

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	123,2	i/t	10,2	5,7
Kommunale og fylkeskommunale	131,3	i/t	10,6	5,9
Private konsederte	17,1	5,5	1,5	0,8
Private ukonsederte	17,6	i/t	i/t	i/t
Totalt	289,2	5,5	22,3	12,4

Tabell 4.1 kan brukes til å anslå verdien av å utvide konsesjonsperioden til private verk som i dag er belagt med hjemfall. Denne verdien er gitt ved differansen

mellom verdien av hjemfall i eksisterende konsesjoner og verdien av hjemfall med utvidet konsesjonsperiode. Da får vi følgende anslag:¹³

- Utvidelse til 60 år fra 1.1.2007: 4 milliarder kroner (differansen mellom 5,5 og 1,5 milliarder)
- Utvidelse til 75 år fra 1.1.2007: 4,7 milliarder kroner (differansen mellom 5,5 og 0,8 milliarder)

Tabell 4.1 over viser verdien av hjemfall dersom hele verket hjemfaller (tradisjonelt hjemfall). Modeller med *partielt hjemfall* har også vært diskutert, jf. NOU 2004:26. I tabellen nedenfor viser vi verdien av partielt hjemfall gitt de to forskjellige hjemfallstidspunktene og med en andel som hjemfaller lik 2/3.

Tabell 4.2 Verdi av partielt hjemfall (2/3). Reell kraftpris 25 øre/kWh. Milliarder kroner

Hjemfallstidspunkt	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	6,8	3,8
Kommunale og fylkeskommunale	7,1	3,9
Private konsederte	1,0	0,6
Private ukonsederte	i/t	i/t
Totalt	14,9	8,3

Verdien pr. kWh middelproduksjon varierer noe mellom de ulike kategoriene som vist i tabell 4.3 nedenfor.

Tabell 4.3 Verdi av produksjon pr. kWh pr. eiergruppe. Reell kraftpris 25 øre/kWh. Kr/kWh

	Nåverdi av produksjon	Middelproduksjon	Verdi pr. kWh
Statkraft	123,2	51,2	2,41
Kommunale og fylkeskommunale	131,3	53,5	2,45
Private konsederte	17,1	7,7	2,22
Private ukonsederte	17,6	7,2	2,45
Totalt	289,2	119,6	2,42

Forskjellen i verdi mellom eierkategorier skyldes flere faktorer:

- Variasjoner i byggeår og dermed tidsprofil for reinvesteringer (jf. drøftingen av håndteringen av reinvesteringer i modellen i kapittel 3). Slik modellen er bygd opp, vil kraftverk med byggeår i perioden 1940-1970 komme litt dårligere ut enn nyere verk (for eldre verk varierer bildet noe mer). Mange av de private konsederte verkene er nettopp i denne aldersgruppen, og det er hovedgrunnen til at de private konsederte verkene kommer en del dårligere ut enn de andre gruppene. Private ukonsederte verk har derimot en viss overvekt av gunstige byggeår i modellen.

¹³ En annen sak er at private eiere av verk med hjemfall kan realisere den fulle verdien av verkene i markedet i dag ved å selge til offentlige eiere som ikke ilegges hjemfall. Flere slike transaksjoner har vært gjennomført de siste årene.

- Lavere inntekter for Statkraft de første årene på grunn av industrikontrakter. Dette kompenseres delvis ved lavere skatter, men nettovirkningen på verdien av Statkraft er likevel signifikant.

Samtidig er det grunn til å tro at Statkrafts verk er relativt mer verdt enn andre på grunn av høyere reguleringsevne i gjennomsnitt. I sum gir den totale verdien pr. kWh et godt bilde av verdien av den samlede produksjonen med de valgte forutsetningene, mens fordelingen mellom eierkategorier pr. kWh er mer usikker.

I tabell 4.4 viser vi de tilsvarende verdiene av de forskjellige skatteartene gitt en kraftpris på 25 øre/kWh. Det er verdt å merke seg at verdien av skattene overstiger verdien av eierskapet med vel 52 milliarder kroner med den valgte prisbanen.

Tabell 4.4 Nåverdi av skatter. Reell kraftpris 25 øre/kWh. Milliarder kroner

Skattetype	Verdi
Grunnrenteskatt	91,2
Inntektsskatt	104,7
Eiendomsskatt	52,3
Konsesjonsavgift	16,9
Konsesjonskraftavståelse	35,1
Naturressursskatt	41,4
Sum	341,6

Verdien av konsesjonskraftavståelsen er definert som differansen mellom markedsprisen og konsesjonskraftprisen, tillagt en sjablonmessig innmatingstariff på 1 øre/kWh (mottaker betaler innmatingstariffen for konsesjonskraft). 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 skattegrunnlaget er forskjellig. Forskjellen skyldes at vi ikke har trukket fra finanskostnader i beregningen av overskuddsskatten og at grunnrenteskatten gir fradrag for et friinntekt som også inkluderer en normert avkastning på egenkapitalen.¹⁴

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 leietiden utløper tilfalle de private aktørene som leier verkene. Dette avhenger imidlertid av leiebetingelsene og forholdet mellom leieprisen og markedsprisen.

Sammenligning med tidligere beregninger i ECON-rapport 20/02

Verditallene vi beregner denne gangen, skiller seg en del fra resultatene i ECON-rapport 20/02, både med hensyn til eierskap og skatter. Det skyldes en kombinasjon av faktorer som til sammen forklarer det aller meste av endringene:

¹⁴ Se fotnote 3 ovenfor for en drøfting av hva det manglende fradraget for finanskostnader betyr for resultatene.

- *Høyere kraftpris.* I denne rapporten er et basialternativ på 25 øre/kWh benyttet, mot 20 øre/kWh i ECON-rapport 20/02. Det øker alene verdien av eierskapet med ca. 25 prosent, og fører også til høyere skatter. I tillegg antok vi sist at kraftprisene steg jevnt fra 17 øre/kWh til det langsiktige nivået på 20 øre/kWh i basialternativet. Denne gangen opererer vi med konstante priser langs hver av banene, noe som øker verdiene ytterligere i forhold til tidligere beregninger.
- *Lavere diskonteringsrente.* Diskonteringsrenten er denne gangen 6,5 prosent, mens vi sist brukte renter på 7 og 8 prosent. Lavere rente øker verdien av både eierskap og skatter vesentlig.
- *Reinvesteringer.* I basialternativet har vi nå lagt inn reinvesteringer på 50 prosent av gjenanskaffelsesverdien, mot 0 sist. Dette reduserer verdien av både eierskap og skatter.
- *Negativ grunninntekt.* Vi hadde ikke informasjon om akkumulert negativ grunnrenteinntekt på landsbasis i 2002. Det er tatt hensyn til akkumulert negativ grunnrenteinntekt i størrelsesorden 30 milliarder i beregningene i denne rapporten. Det øker verdien av eierskapet, men reduserer verdien av grunnrenteskatten tilsvarende.
- *Endringer i skattereglene.* Siden 2002 er overskuddsbaserte skatter tatt ut av beregningsgrunnlaget for konsesjonskraftprisen, mens framføringsrenten for negativ grunnrenteinntekt er redusert til en rente etter skatt. Begge disse reduserer verdien av eierskapet, og øker de respektive skattene.
- *Økt middelproduksjon fra 113 TWh til 119,6 TWh inklusive nye prosjekter.* Det påvirker ikke verdien pr. kWh, men derimot verdien av eierskap og alle skatter målt i kroner.

Verdien av hjemfall i eksisterende konsesjoner fortjener en særskilt behandling. I ECON-rapport 20/02 ble denne verdien beregnet til 5,9 milliarder kroner med 7 prosent diskonteringsrente og 20 øre/kWh i realpris på lang sikt. I NOU 2004:26 er verdien av hjemfall anslått til 1,5-3 milliarder kroner (med henholdsvis 8 og 7 prosent diskonteringsrente). Reduksjonen skyldes at flere verk er blitt omklassifisert fra private konsederte til statlige eller kommunale/fylkeskommunale: Enkelte verk med hjemfall er blitt solgt til offentlige aktører, slik at hjemfall er opphevet, mens det er blitt gjort en ny vurdering av grupperingen av enkelte verk omfattet av foregrepet hjemfall. Gruppen av verk med hjemfall i tabell 4.1 ovenfor er i all hovedsak sammenfallende med verkene som var inkludert i anslaget i NOU 2004:26. Den økte verdien fra 3 milliarder til 5,5 milliarder skyldes følgende faktorer:

- Hjemfallsverdien *øker* på grunn av høyere produksjon, høyere priser og lavere diskonteringsrente. Hjemfallsverdien *reduseres* som følge av økte skatter og reinvesteringer. Nettoeffekten av disse elementene er likevel klart positiv.
- Tiden som gjenstår til hjemfall er redusert. Tidligere beregninger ble gjort med 1. januar 2003 som referanse. Nå bruker vi 1. januar 2007. Hjemfallstidspunktet har dermed rykket fire år nærmere i forhold til

referansepunktet for nåverdiberegningene. Det fører faktisk til en økning av verdien av hjemfall med ca. 30 prosent alt annet likt.¹⁵

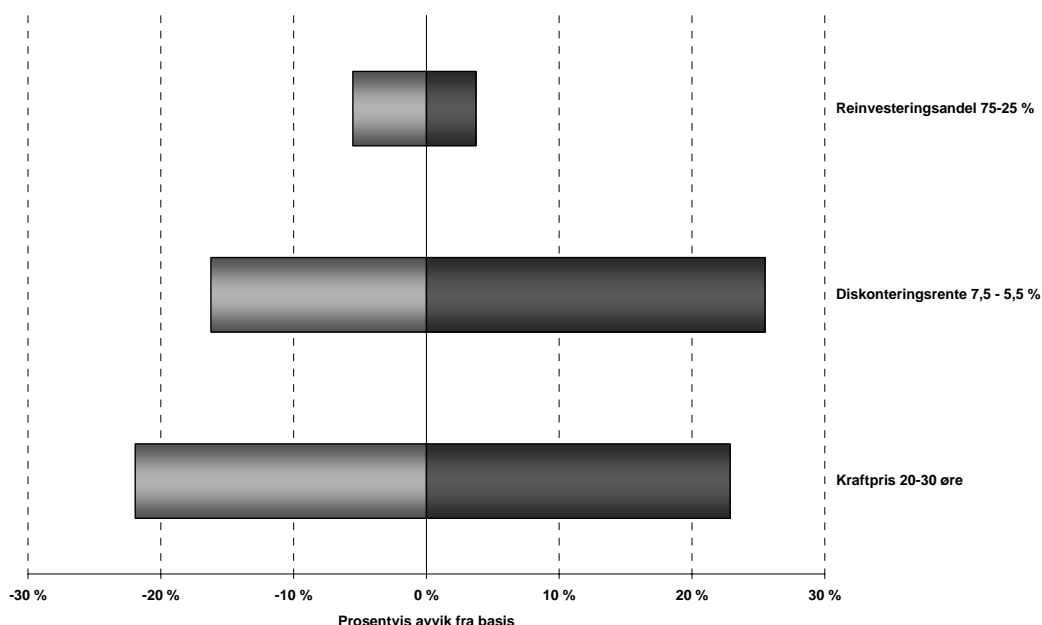
4.2 Sensitivitetsberegninger

Vi har gjort sensitivitetsberegninger av verdien av eierskap og hjemfall med varierende kraftpriser, diskonteringsrenter og reinvesteringsandeler. Vi har sett på følgende alternative utfall:

- Kraftpris (2007-kroner): 20 øre/kWh og 30 øre/kWh (basis 25 øre/kWh)
- Diskonteringsrente: 5,5 prosent og 7,5 prosent nominelt etter skatt (basis 6,5 prosent)
- Reinvesteringsandel: 25 prosent og 75 prosent av utbyggingskostnad (basis 50 prosent)

I figur 4.1 nedenfor viser vi virkningene på totalverdien av produksjonen av de ulike utfallene relativt til basisalternativet. Vi ser at det valgte utfallsrommet for kraftprisen har stor betydning; det samme gjelder endringer i diskonteringsrenten med ett prosentpoeng hver vei. Forutsetningen om reinvesteringer er derimot mindre viktig. Det skyldes at høyere reinvesteringer enn i basisalternativet gir seg utslag i lavere skatter fordi de skattemessige verdiene blir høyere. Tilsvarende gir lavere investeringer høyere skatter. Skattevirkningen er likevel mindre enn den direkte virkningen på kontantstrømmene.

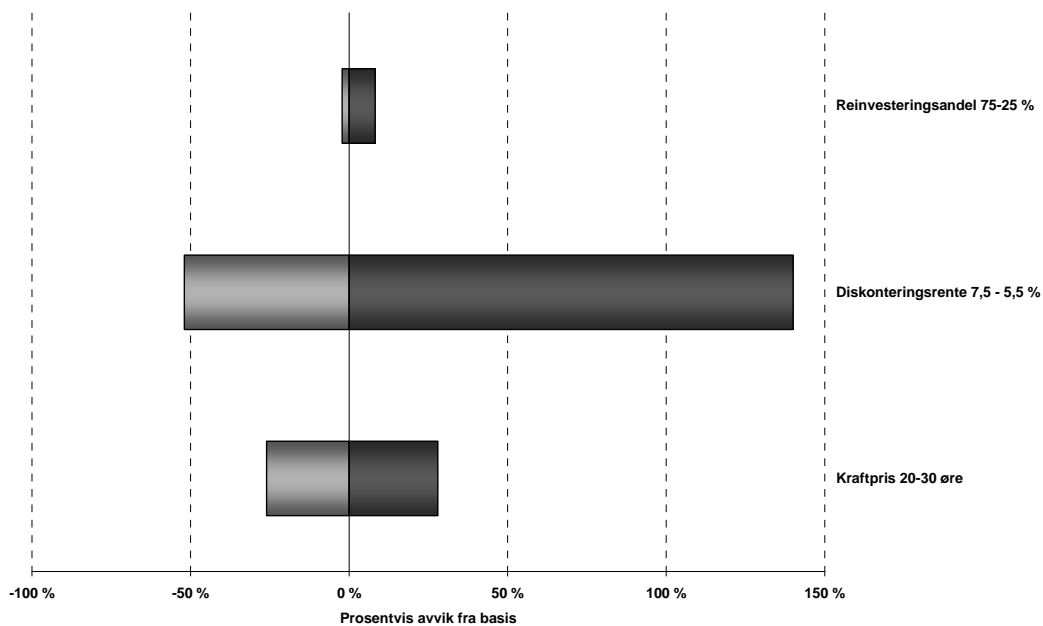
Figur 4.1 Verdien av produksjonen. Sensiviteter relativt til basisalternativ



¹⁵ Nåverdien av en kontantstrøm langt fram i tid er svært sensitiv for både valg av diskonteringsrente og diskonteringsstidspunkt. Derfor er også de relative endringene i verdien av hjemfall i eksisterende konsesjoner vesentlig større enn de relative endringene i andre størrelser.

I figur 4.2 viser vi hvordan den samlede verdien av hjemfall om 60 år fra lovendringsdato, det vil si i 2067, påvirkes av de alternative forutsetningene (verdien av hjemfall i 2082 påvirkes på om lag samme måte, og vises ikke i figuren). Variasjonene i kraftpris og reinvesteringsandel betyr omtrent det samme relativt sett som for verdien av eierskapet, mens diskonteringsrenten gir svært kraftige utslag. Det skyldes at verdien av hjemfall er gitt ved verdien i dag av kontantstrømmer som oppstår langt fram i tid. Selv små endringer i diskonteringsrenten kan dermed gi store utslag i verdien.

Figur 4.2 Verdien av hjemfall 2067. Sensitiviteter relativt til basialternativ



Detaljerte resultater finnes i vedlegg 2.

4.3 Observerte transaksjonspriser for norsk vannkraftproduksjon

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

I praksis i næringslivet generelt viser det seg at kontrollerende eierandeler typisk omsettes høyere enn det diskontert kontantstrøm skulle tilsi. Det *kan* tyde på at det betales for høye priser, men det kan også være reelle årsaker til at verdien av kraftproduksjon er høyere på kjøpers hender enn på selgers. Mest typisk dreier det seg om kostnadsreduksjoner, bedre utnyttelse av kompetansen, tilgang til nye markeder og utvikling av nye forretningsmuligheter.

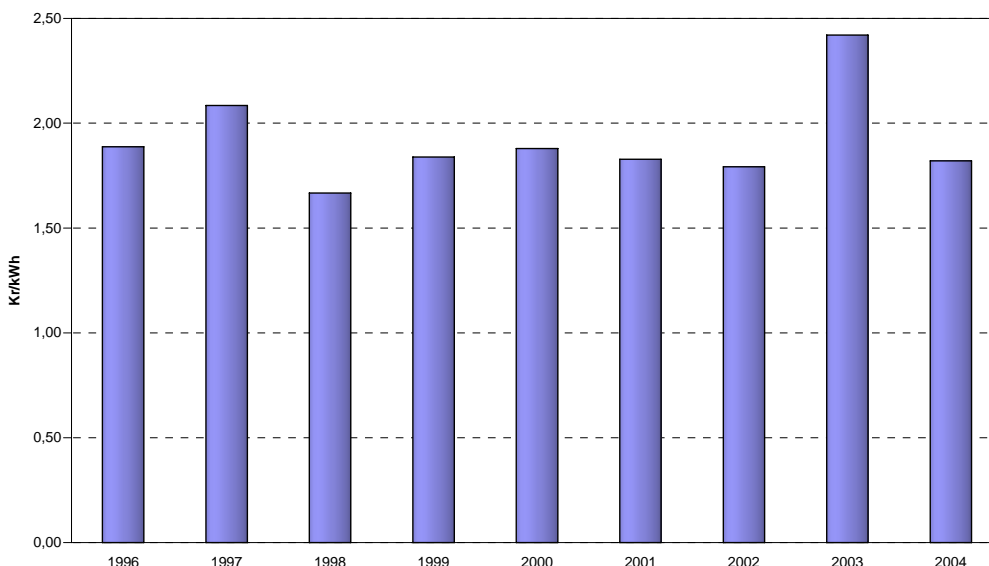
For norsk vannkraftproduksjon er verdi av middelproduksjonen pr. kWh et godt mål på prisingen av kraftverkene. Det skyldes at regnskapsbaserte størrelser som pris/bokført kapital, selskapsverdi/resultat før skatt, renteutgifter og avskrivninger (EV/EBITDA) eller pris/inntjening (P/E) er svært følsomme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

prinsipper og variasjoner i inntjening som følge av kortsiktige svingninger i kraftprisen.

Figur 4.3 viser resultatene av vår analyse av 30 salg av vannkraftverk i årene 1996 til 2004. Multiplene er salgsverdi inklusive gjeld per middelproduksjon, og er angitt for de respektive årene som gjennomsnittet for transaksjonene som skjedde det året. For hele perioden var den volumveide gjennomsnittsverdien for transaksjonene 1,85 kr/kWh middelproduksjon. Det volumveide gjennomsnittet er beregnet ved å multiplisere den estimerte verdien pr. kWh med 100 prosent av produksjonen i salgsobjektet (selv om bare en andel av produksjonen ble omsatt).

Ifølge Pareto Securities' årlige rapport om det norske kraftmarkedet var gjennomsnittsprisen ved salg av norsk vannkraftproduksjon 2,3 kr/kWh i 2003, 2 kr/kWh i 2004. Paretos utvalg av transaksjoner og plassering i tid er litt forskjellig fra vårt utvalg, men bildet er noenlunde likt. Se også St.prp. nr. 1 (2003-2004) og Ot.prp. nr. 1 (2003-2004).

Figur 4.3 *Transaksjonsverdier for norsk vannkraftproduksjon (kr/kWh middelproduksjon). Løpende kroner*



Kilde: ECON, Europower, NVE, årsrapporter fra kraftselskaper

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

Det finnes naturligvis eksempler på transaksjoner som ligger langt over og under gjennomsnittsnivået.¹⁶

¹⁶ I 2003 trekker særlig salget av Eastern Svartisen til et konsortium av finske kraftselskaper gjennomsnittet opp. Den viktigste eiendelen i Eastern Svartisen er en langsiktig leieavtale på 55 år (inngått i 1998) i Svartisen-verket, som for transaksjonsformål gir tilnærmet samme verdi som ved et salg. I 2004 inngikk Statkraft en 15-årig leieavtale i Rana-verket til en estimert pris på ca. 1,60 kr/kWh. Denne er ikke med i grunnlaget for figuren over på grunn av den korte varigheten og manglende informasjon om pris- og renteforutsetninger.

Vi vil understreke at beregningene overfor er beheftet med betydelig usikkerhet. Det gjelder ikke minst sammensatte transaksjoner som omfatter mer enn bare kraftproduksjon. Generelt er det dessuten usikkerhet knyttet til det eksakte innholdet i salgsavtalene og verdsetting av forskjellige balanseposter (gjeld osv.) på salgstidspunktet. I gjennomsnitt tror vi likevel at bildet ovenfor gir en god pekepinn om nivået på transaksjonsprisene.¹⁷

Verdsettingen av norsk vannkraftproduksjon i forbindelse med transaksjoner har jevnt over ligget noe lavere enn hva våre beregningsresultater antyder i avsnitt 4.1 ovenfor. Det kan skyldes flere forhold:

- Markedsaktørenes forventninger til framtidige kraftpriser har antakelig økt de siste 2-3 årene, samtidig som avkastningskravet er redusert på grunn av lavere renter. I mange tidligere transaksjoner er det grunn til å anta at det er lagt til grunn lavere priser og høyere avkastningskrav enn vi har gjort ovenfor (jf. også verdsettingen av Statkraft SF i Dresdner Kleinwort Benson, 2000, og Ernst & Young, 2000).
- Mange av aktivaene som har vært omsatt, har vært minoritetsandeler eller mindre enkeltverk som ikke gir selskapskontroll. Dessuten har det vært relativt begrenset konkurranse om eierandelene (de aller fleste kjøperne har vært offentlige norske aktører).

Samlet er det vår vurdering at salgsværdien av norske vannkraftverk samsvarer godt med verdiene en skulle forvente ut fra de forventede framtidige kontantstrømmene, særlig når en justerer for noe høyere prisforventninger og lavere avkastningskrav. Videre er det grunn til å anta at markedsaktørene har lagt til grunn et konstant avkastningskrav og dermed eksponensielt økende risiko. I motsatt tilfelle skulle en vente høyere transaksjonspriser enn hva som faktisk har vært tilfelle.

¹⁷ Uttalelser fra kraftselskaper og transaksjonsrådgivere om prisnivået samsvarer godt med våre beregningsresultater (eksempelvis First Securities på konferansen "Energi 2002 – Kraftsektoren ved et veiskille" i november 2002 - se også Pareto Securities' årlige rapport om det norske kraftmarkedet).

5 Betydningen av andre forhold

I dette kapitlet drøfter vi noen av de sentrale forutsetningene nærmere. Særlig viktig i denne sammenhengen er behandlingen av skattemessige forhold og verdien av reguleringsevne. For å forenkle framstillingen benytter vi basisprisbanen som utgangspunkt for de kvantitative illustrasjonene.

5.1 Skattemessige forhold

5.1.1 Forskjeller i gjenanskaffelsesverdi

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. I ECON-rapport 20/02 gjorde vi beregninger der vi antok 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 volumveid gjenanskaffelseskostnad på 1,75 kr/kWh. Verdien av hjemfall var tilnærmet uendret. Verdien av eierskap totalt stiger med ca. 1 prosent. Tilsvarende sank verdien av skatteprovenyet med ca. 1 prosent. Mer ekstreme scenarier der utbyggingskostnaden stiger til et enda høyere sluttnivå endrer heller ikke konklusjonene i vesentlig grad.

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.¹⁸

¹⁸ 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.

5.1.2 Terminalverdi, reinvesteringer, hjemfall og skatt

Terminalverdien er basert på kontantstrømmen i det siste året i analyseperioden (her 2067). Vi korrigerer ikke terminalverdien for endringer i de skattemessige verdiene etter analyseperiodens utløp (fra og med 2068). Det betyr at verk med lave skattemessige verdier i 2067 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. 1945-1965 vil være særlig utsatt for disse forholdene: Med våre forutsetninger vil verk fra 1945 rehabiliteres i 2055 og således få en relativt høy skattemessig terminalverdi, mens verk fra 1965 antas å bli rehabilitert i 2079 med tilsvarende lav skattemessig terminalverdi som resultat. For eldre og yngre kraftverk er kontantstrømmen i 2067 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 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.

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.¹⁹ Dermed øker skattebelastningen, og verdien av hjemfall reduseres i forhold en situasjon der avskrivningene skjer over 57 år.²⁰

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 kan føre til at reinvesteringer like før hjemfallstidspunktet utsettes

¹⁹ Det forutsettes her at skattemessige verdier ikke justeres "tilbake" ved hjemfall. Dersom staten velger å selge et hjemfalt verk, vil kjøpesummen danne grunnlag for ny skattemessig verdi. Den nye verdien vil ventelig være høyere enn skattemessig verdi rett før hjemfall. Det reduserer framtidig grunnrenteskatt og overskuddsskatt sammenlignet med en situasjon der skattemessig verdi er uendret. På den andre siden vil en da vente at den nye skatteposisjonen vil reflekteres i en høyere salgspris. I det perspektivet er verdien av hjemfall den samme for staten uansett om verdien realiseres gjennom fortsatt eierskap eller salg til ny konsesjonær.

²⁰ 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.

og i stedet må gjennomføres av staten. Det er imidlertid grunn til å tro at problemene med reduserte investeringsincentiver vil kunne fjernes helt eller delvis ved bruk av virkemidler som foregrepet hjemfall eller kompensasjonsordninger (jf. diskusjonen i ECON, 2002b, og NOU 2004:26). I praksis kan derfor vår mekaniske metode være relativt treffsikker med hensyn til timingen av reinvesteringene.

5.1.3 Skattemessige avskrivninger i verk som hjemfaller

Som nevnt i kapittel 2 er det adgang til å avskrive verk som hjemfaller raskere slik at de er fullt nedskrevet på hjemfallstidspunktet. Raskere skattemessige avskrivninger vil øke verdien av anleggene før hjemfall alt annet likt (og redusere verdien av skattene). Virkningen av raskere skattemessige avskrivninger er størst når reinvesteringene skjer kort tid før hjemfall. Med en konsesjonsperiode på 60 eller 75 år fra lovendringsdato, som vi opererer med i beregningene, blir uansett virkningen på resultatene liten.

Virkningen kan i teorien bli større når vi beregner verdien av private verk som i dag er underlagt betingelser om hjemfall, særlig de som hjemfaller relativt tidlig (ca. 3 TWh hjemfaller mellom 2020 og 2025). Med hjemfallstidspunktene i de eksisterende konsesjonene og de forutsetningene vi har lagt til grunn og reinvesteringstidspunkt basert på opprinnelig byggeår, blir virkningen også her liten. De aktuelle verkene er så å si ferdig avskrevet ved hjemfallstidspunktet.

Hvor stor effekten blir, avhenger også av hva man antar om investeringsatferden i konsesjonsperioden. Med våre øvrige forutsetninger vil en andel av verdiene reinvesteres etter 57 års levetid uavhengig av hjemfallstidspunkt og antakelser om den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av reinvesteringene. For noen verk vil reinvesteringene komme like før hjemfall (slik at virkningen av de særskilte avskrivningsreglene kan bli svært stor), for andre vil de komme lenge før. I virkeligheten kan investeringsatferden heller ikke ses uavhengig av eventuelle virkemidler for å kompensere for investeringer som gjennomføres kort tid før hjemfall.

5.2 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 gjennomsnittsprisen 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).

5.3 Andre forhold

5.3.1 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 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 reguleringssevne 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 reinvesteringstkostnadene 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 reguleringssevne) 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 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.

5.3.2 Konesjonskraftprisen

Konesjonskraftprisen vil normalt variere over tid som følge av endringer i kostnader og investeringer. 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 25 øre innebærer for eksempel en økning i verdien pr. kWh på 6,7 prosent dersom konesjonskraftprisen i utgangspunktet er 10 øre/kWh (inklusive verdien av at innmatingstariffen betales av mottaker).

5.4 Spesielt om private verk

For Statkraft og kommunale/fylkeskommunale verk er mengden produksjon såpass stor (over 50 TWh i begge grupper) at gjennomsnittsforutsetningene våre antakelig gir et brukbart bilde selv når vi tar høyde for store variasjoner mellom verk. For de private verkene, både de konsederte med hjemfall og de ukonsederte, kan gjennomsnittsforutsetningene være mindre representative. Produksjonen i hver av disse kategoriene er relativt liten, og størsteparten av produksjonen utgjøres av et begrenset antall verk. Resultatene er derfor i betydelig grad påvirket av antakelsene vi gjør om et fåtall verk.

Vi har derfor også gjort sensitivitetsberegninger av verdien av produksjonen og hjemfall i de private verkene. Vi har da sett spesielt på betydningen av forskjeller i utbyggingskostnader og dermed skattemessige verdier og reinvesteringsbehov. Det viser seg imidlertid at resultatene er lite sensitive for antakelsene om utbyggingskostnader. Høyere historiske utbyggingskostnader gir opphav til høyere skattemessige verdier og lavere skatter, som isolert sett øker verdien. Men det gir også høyere reinvesteringer, som reduserer verdien igjen, selv om noe av verdireduksjonen motvirkes av lavere skatter. For lavere utbyggingskostnader gjelder den motsatte sammenhengen.

Vi understreker igjen at mer nøyaktige beregninger krever kjennskap til investeringsbehov, driftskostnader, reguleringsevne og skatteposisjoner i de enkelte verkene. Denne informasjonen er ikke allment tilgjengelig.

Referanser

- Aune, F.R., T.A. Johnsen og E.L. Sagen (2001): *Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010*. Rapport 2001/31, Statistisk sentralbyrå.
- Brealey, R.A. og S.C. Myers (2000): *Principles of Corporate Finance. Sixth Edition*. McGraw-Hill.
- Dimson, E., P. Marsh og M. Staunton (2003): "Global evidence on the equity risk premium", *Journal of Applied Corporate Finance*, Fall 2003 - Vol. 15 Issue 4.
- Dresdner Kleinwort Benson (2000): *Report to the Ministry of Petroleum and Energy on the value of Statkraft*.
- Dreber Lundkvist & Partners (2004): *Utredning av referanserente (inkludert risikopremie) til bruk ved fastsettelsen av årlige inntektsrammer for perioden 2007-2011*. Rapport utarbeidet for NVE, 14. desember 2004.
- 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 (2002a): *Økonomiske virkninger av hjemfallsinstituttet*. Rapport 20/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2002b): *Eierskapsnøytrale konsesjonsregler for vannkraftproduksjon*. Rapport 21/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2002c): *Kommunenes og fylkeskommunenes kraftformue og kraftinntekter*. Rapport 101/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2004a): *Provenyvirkninger av endringer i kraftverksbeskatningen*. Notat 2004-036, ECON Analyse.
- ECON (2004b): *Diskonteringsrenter for transmisjonsinvesteringer*. Rapport 2004-061, ECON 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.

- Hammerstrøm, G. og I. Lønning (2000): "Kan vi tallfeste den nøytrale renten?", *Penger og Kreditt*, 2/00, Norges Bank.
- Hervik, A. (2004): "Justering av diskonteringsrenten", *Økonomisk Forum*, nr. 6 2004, s. 20-25.
- Holter, J. P. (2000): "Historisk rentestatistikk 1820-1999", *Penger og Kreditt*, 4/00, Norges Bank.
- 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.
- Johnsen, T. (2005): *Kapitalkostnad for norske mobilselskaper*. Norges Handelshøyskole, mars 2005.
- McKinsey (2004): *Determining appropriate WACC for NorNed investment*. Report to TenneT, June 22.
- NOU 1997:27: *Nytte-kostnadsanalyser*. Finansdepartementet.
- NOU 1998:16: *Nytte-kostnadsanalyser*. Finansdepartementet.
- NOU 2000:18: *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Finansdepartementet.
- NOU 2004:26: *Hjemfall*. Olje- og energidepartementet.
- NVE (2005): *Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten. Forslag til endring av forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, m.v. Høringsdokument 1. juli 2005*. Dokument nr. 9 2005 Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Ot. prp. nr. 1 (2003-2004)
- Ot. prp. nr. 1 (2004-2005)
- Pindyck, R. S. (1999): "The Long-Run Evolution of Energy Prices", *The Energy Journal*, 20, 2, s.1-27.
- St.prp. nr. 1 (2003-2004)
- St.prp. nr. 1 (2004-2005)
- Öhrlings PricewaterhouseCoopers (2004): *Kommentarer avseende økonomiska parametrar i Nätnyttomodellen*. 16 april 2004.

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).²¹ 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.²² 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 viser sammenhengen mellom forventet avkastning på en risikabel investering, $E(R_j)$, risikofri rente, R_{RF} , forventet meravkastning i aksjemarkedet, MP , og aksjens betaverdi, β_j :

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

Vi ser inntil videre bort fra skatt. Risikofri rente antas å være kjent med full sikkerhet. Ligning (1) sier at forventet avkastning av en investering er lik risikofri rente pluss investeringens betarisiko multiplisert med markedsporteføljens risikopremie. Betaverdien gjenspeiler korrelasjonen mellom avkastningen på den aktuelle investeringen og totalindeksen for markedet (markedsporteføljen), og er et uttrykk for investeringens bidrag til den systematiske risikoen for en veldiversifisert investor.

Ligning (2) viser hvordan betaverdien for en aksjeinvestering beregnes, hvor β lik 1 (betaverdien til markedsporteføljen) er et referansepunkt. Videre sier ligningen

²¹ Rentesatsene for beregning av friinntekt og framføring av negativ grunnrenteinntekt svarer til et nominelt avkastningskrav til totalkapitalen før skatt.

²² Gode referanser for fastsettelse av avkastningskrav generelt er Halleraker (1995), Johnsen (1996) og NOU (2000:18). Se også Brealey og Myers (2000) og Gjesdal og Johnsen (1999).

at jo høyere kovariansen mellom den relevante aksjens avkastning og markedsporteføljen er, desto større er β :

$$(2) \beta_j = \frac{\text{cov}(R_j, R_M)}{\text{var}(R_M)} = \text{corr}(R_j, R_M) \frac{\text{Std}(R_j)}{\text{Std}(R_M)}$$

Siste ledd i ligning (2) illustrerer hvordan betaverdien bare reflekterer den systematiske delen av risikoen. Forholdet mellom standardavviket til avkastningen til aksje j og markedsporteføljen er et mål på den totale risikoen i aksjen. Korrelasjonskoeffisienten mellom aksjen og markedsporteføljen er et tall mellom -1 og 1, men i praksis nesten alltid mellom 0 og 1 (det er svært vanskelig å finne aksjeinvesteringer med avkastning som samvarierer negativt med markedsporteføljen). Korrelasjonskoeffisienten måler hvor stor andel av den totale risikoen som er systematisk og dermed relevant i denne sammenhengen. Vi kan da uttrykke den usystematiske risikoen som

$$[1 - \text{Corr}(R_j, R_m)] \cdot \frac{\text{std}(R_j)}{\text{std}(R_m)}$$

Ligning (2) viser hvordan høy systematisk risiko enten kan skyldes en spesielt høy total risiko i aksjen eller en spesielt høy korrelasjon med totalindeksen.

I beregningen av hjemfallsverdier er vi primært interessert i et nominelt totalavkastningskrav til kapitalen etter skatt. Vi skal ta utgangspunkt i egenkapitalkravet etter skatt og vise hvordan en prinsipielt kan utlede et totalavkastningskrav etter skatt.

Skattejustering av parametre

Dersom det er symmetrisk beskatning av kreditorinntekter og eierinntekter, kan vi bruke ligning (1) direkte til å beregne et avkastningskrav for egenkapitalen. I det norske skattesystemet er det imidlertid forskjeller i skattesatsene på mottakers hånd med hensyn til renteinntekter og utbytte. Det er da nødvendig å justere risikofri rente for å ta hensyn til de forskjellige skattesatsene. Skattejusteringsfaktoren er generelt gitt ved følgende formel (jf. NOU 2000:18):

$$J_s = \frac{1 - t_k}{1 - t_e}$$

der t_k er skatten på kreditorinntekter (renter) og t_e er skatten på eierinntekter (utbytte). I det gjeldende skattesystemet kan justeringsfaktoren antas å være lik 0,72.

Et skattejustert egenkapitalkrav er da gitt ved

$$(3) E_S(R_j) = R_{RF} \cdot J_S + \beta_j \cdot [E(R_M) - R_{RF} \cdot J_S]$$

Vi ser for øvrig direkte av (3) at skattejusteringen av risikofri rente ikke får noen betydning dersom egenkapitalbetaen er lik 1. Direkte bruk av de nominelle skattesatsene forutsetter for øvrig at RISK-systemet fungerer etter hensikten, det vil si at avkastningen på egenkapitalen skattlegges likt uansett når tilbakeholdte

overskudd/egenkapital deles ut til investor. Jf. også Johnsen (2005) og NVE (2005).

Egenkapital- og totalkapitalkrav

Avkastningskravet til totalkapitalen etter skatt kan beregnes som et veid gjennomsnitt av avkastningskravet til egenkapitalen og avkastningskravet til gjelden som vist i ligning (4):

$$(4) E(R_j^T) = E_S(R_j) \cdot \frac{E}{E+G} + E(R_G) \cdot (1-t) \cdot \frac{G}{E+G}$$

der E og G er de respektive markedsverdiene av selskapets egenkapital og gjeld og t er selskapets effektive skattesats. R_j^T betegner avkastningen på totalkapitalen. $E(R_G)$ er avkastningskravet til selskapets gjeld, som er gitt ved risikofri rente pluss en selskaps- eller bransjespesifikk tapspremie (jf. Johnsen, 1996). Både egenkapital- og gjeldskravet beregnes etter skatt (derfor er gjeldskravet multiplisert med $1-t$, der t er selskapets effektive skattesats, slik at det er gjeldskostnaden etter selskapskatt som inngår i totalkravet). Tapspremien er knyttet til risikoen for at selskapet ikke klarer å møte sine gjeldsforpliktelser og eventuelt gå konkurs.

Ligning (4) betegnes også gjerne som WACC, Weighted Average Cost of Capital.

Alternativt kan en beregne totalavkastningskravet direkte ved å ta utgangspunkt i ligning (3) og erstatte egenkapitalbetaen med totalkapitalbetaen.

Risikofri rente

Anslag på risikofri rente har to funksjoner i beregningen av et totalkapitalkrav:

- Basis risikofri rente for beregning av avkastningen på markedsporteføljen i egenkapitalkravet
- Gjeldskostnaden, det vil si $E(R_G)$ i ligning (4) ovenfor

Gjeldskostnaden består av en basis risikofri rente samt en tapspremie (kredittpremie eller spread). I prinsippet er det mulig å benytte forskjellige renter i egenkapital- og gjeldskravet, men vi velger for enkelhets skyld å benytte samme basisrente.

Prinsipielt

Det er vanlig å ta utgangspunkt i statsobligasjonsrenter ved beregning av risikofri rente. Spørsmålet er hvilken statsobligasjonsrente en skal legge til grunn (1-årig, 3-årig eller enda lengre renter). Johnsen (1996) anfører følgende argumenter for og mot forskjellige valg av risikofri rente:

- Kapitalverdimodellen er i utgangspunktet en toperiodemodell. Det kan tilsi at en relativt kort rente bør benyttes.
- 1-årsrenten varierer forholdsvis mye, mens lengre statsrenter er mer stabile. Det har en egenverdi å stabilisere avkastningskravet, og det taler for å benytte en lengre rente enn 1-årsrenten.
- Det er sannsynligvis en likviditetspremie i lange renter, og lange renter bør derfor justeres for den antatte likviditetspremien. Likviditetspremien er

imidlertid vanskelig å estimere, og den kan variere mye over tid. Generelt overvurderer lange renter framtidige renteendringer. Dette problemet er antakelig større jo lengre rente det er snakk om.

Johnsen anbefaler etter en samlet vurdering 3-års indeks-statsrente som notert av Oslo Børs Informasjon som grunnlag for risikofri rente ved beregning av avkastningskrav. Man kan enten benytte det nominelle rentenivået direkte, eller man kan ta utgangspunkt i et fast realkrav og deretter inflasjonsjustere så vel avkastningskrav som kontantstrømmer med det samme forventede inflasjonsnivå. Det faste realkravet kan beregnes ved å justere nominell 3-årig rente med inflasjonsforventningen som antas å være innbakt i det nominelle rentenivået.

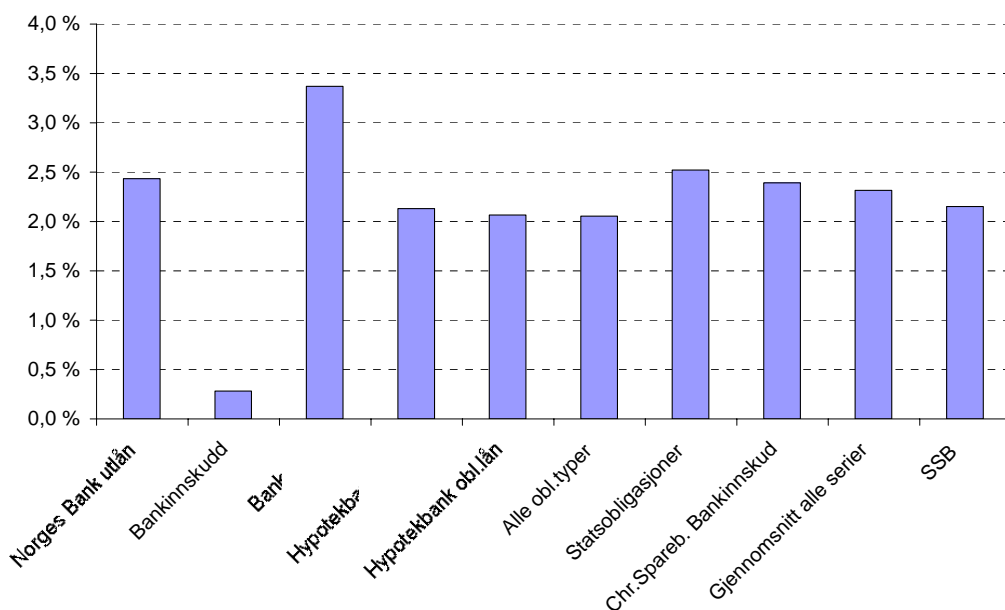
I tillegg til risikofri rente kan en inkludere et tapstillegg i lånerenten når avkastningskravet til et selskaps gjeld skal beregnes (for beregning av avkastningskrav for egenkapitalen er dette imidlertid overflødig), jf. igjen Johnsen (1996). Størrelsen på tapspremien er selskapsspesifikk og reflekterer de forventede tapene på gjelden for selskapets kreditorer (det vil si sannsynligheten for betalingsproblemer eller konkurs). Betarisikoen knyttet til et selskaps gjeld, det vil si den ikke-diversifiserbare tapsrisikoen, antas derimot å være neglisjerbar (se Gjesdahl og Johnsen, 1999). Det betyr at gjeldskravet i praksis blir lik risikofri rente pluss tapspremien.

I Dreber Lundkvist & Partners (2004) anbefales det å bruke en femårig statsobligasjonsrente ved beregning av referanserente i NVEs regulering av norske nettselskaper.

Empiri - langsiktig perspektiv

I Holter (2000) presenteres rentestatistikk fra Norges Bank for perioden 1820-1999. Statistikken omfatter blant annet Norges Banks egne utlån, statsobligasjoner og renter fra forretnings- og sparebanker samt offentlige banker. I tillegg er rentedata fra Statistisk sentralbyrå fra 1956-1999 benyttet (dataene er basert på effektive obligasjonsrenter, fra 1992 tiårige statsobligasjoner). I figuren nedenfor viser vi de gjennomsnittlige realrentene for de ulike seriene. Statistisk sentralbyrås konsumprisindeks er benyttet som deflator. Merk at de ulike tidsseriene har forskjellig lengde. Bare Norges Banks utlån og statsobligasjoner har data for hele perioden 1870-1999. Konsumprisindekstall finnes bare til og med 1865. Tallene viser for øvrig realrenter før skatt.

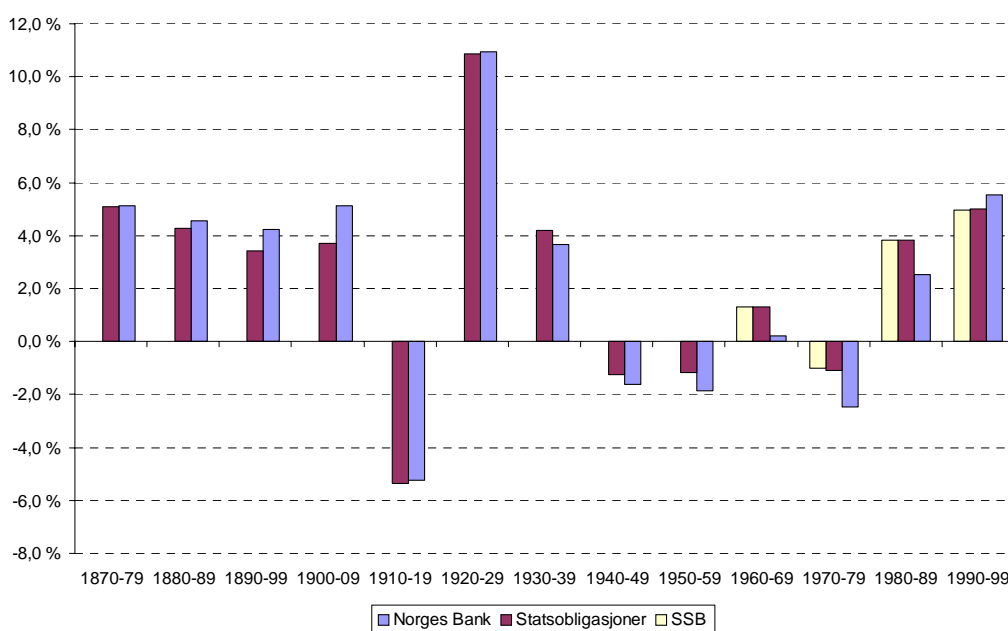
Figur v1.1 Gjennomsnittlige realrenter 1870-1999 for ulike renteserier



Kilde: Holter (2000), Statistisk sentralbyrå, ECON

Tallene i figuren over er gjennomsnittstall over lengre perioder, og sier ingenting om svingningene i realrenten over tid. I figuren nedenfor har vi derfor beregnet gjennomsnittsrenter pr. tiår for tre utvalgte serier: Norges Bank utlån, statsobligasjoner og Statistisk sentralbyrås rentedata. Sistnevnte serie går som nevnt bare tilbake til 1956, og vi presenterer gjennomsnittstall bare fra 1960-69 og utover. Vi har igjen sett på realrenter før skatt.

Figur v1.2 Gjennomsnittlige realrenter pr. tiår 1870-1999 for utvalgte renteserier



Kilde: Holter (2000), Statistisk sentralbyrå, ECON

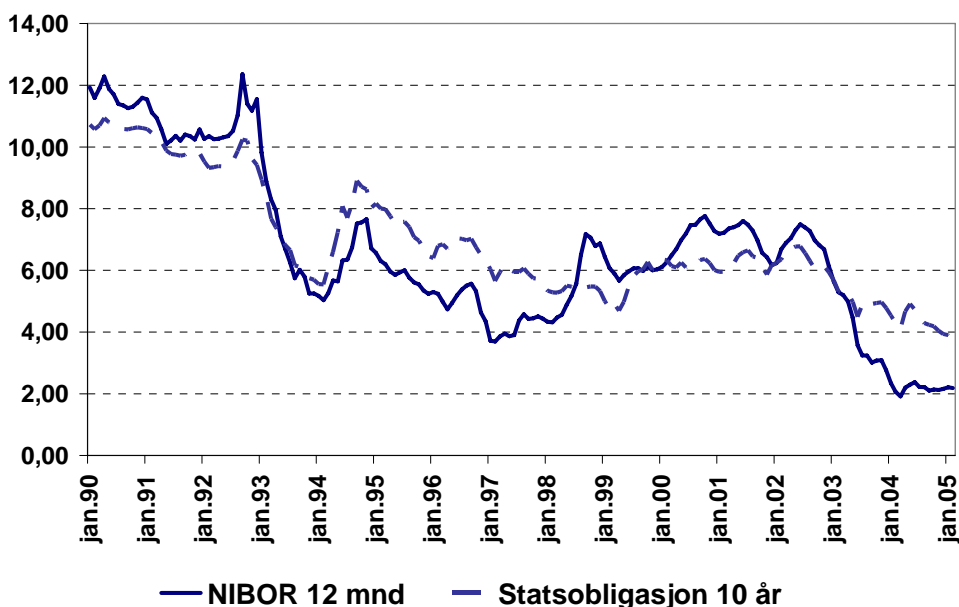
Kostnadsberegningsutvalget (se NOU 1997:27 og 1998:16) anbefaler en realrente på 3,5 prosent ved vurdering av offentlige prosjekter. Med en forventet inflasjon lik 2-2,5 prosent tilsvarer det en nominell rente i størrelsesorden 5,5 til 6 prosent. Anslaget var basert på observerte markedsrenter i Norge og internasjonalt (datert april 1997), anslag på forventet framtidig inflasjon samt en skjønsmessig nedjustering. Grunnlaget for utvalgets anslag var en anbefaling om å benytte internasjonale markedsrenter som utgangspunkt for diskonteringsrenten for offentlige prosjekter. Internasjonale markedsrenter vil ved likevekt i kapitalmarkedet reflekteres i norske statsobligasjonsrenter.

I Hammerstrøm og Lønning (2000) drøftes nivået på den nøytrale realrenten, som er kjennetegnet ved at den gir stabil pris- og kostnadsvekst i økonomien. De konkluderer med at den nøytrale realrenten ligger i intervallet 2-4 prosent basert på historiske data for Norge og andre land. Amerikanske empiriske analyser har gitt realrenteanslag på 0,7 prosent *etter skatt* for perioden 1926-1997 (referert i Brealey og Myers, 2000).

Empiri - markedsrenter

Risikofri rente varierer betydelig over tid. Figuren nedenfor viser 12 måneders NIBOR og renten på statsobligasjoner med 10 år varighet, siden 1990. NIBOR er den vanligste renten å knytte renten på obligasjonslån til i kraftsektoren når renten skal være flytende. Det kommer av at NIBOR er renten i den mest likvide delen av det norske pengemarkedet (markedet for valutabytteavtaler). NIBOR er ikke helt risikofri, men den følger renten på statskasseveksler med samme varighet i svært høy grad – rundt 20 basispoeng forskjell.

Figur v1.3 12 måneders NIBOR og statsobligasjon 10-åring



I mai 2005 har vi følgende observasjoner av utvalgte markedsrenter:

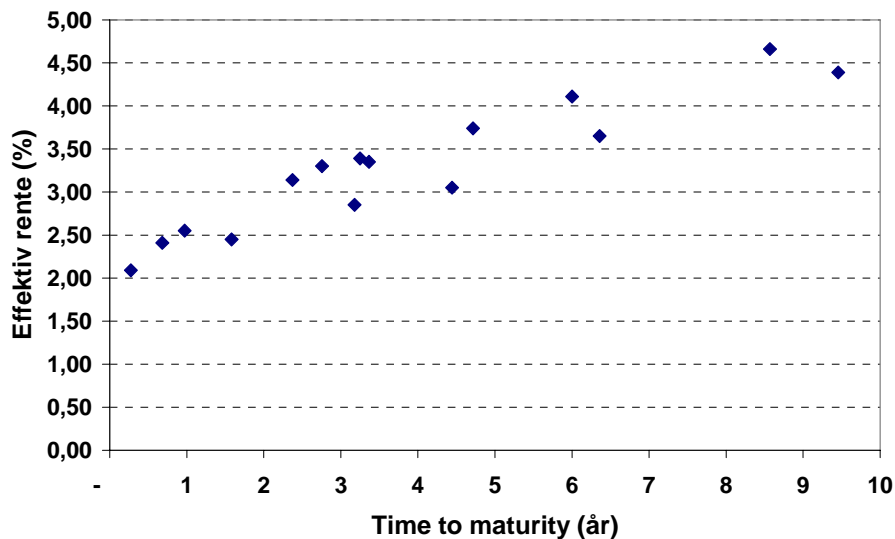
- Stat 10 år 3,70 prosent
- Stat 5 år 3,20 prosent

- Stat 3 år 2,82 prosent
- NIBOR 12 mnd 2,47 prosent

De 3,5 prosent reelt før skatt som kostnadsberegningssutvalget anbefaler tilsvarer omtrent 6 prosent nominelt før skatt ved en inflasjonsforventning på 2,5 prosent. Det er noe lavt i forhold til historiske renter og noe høyt i forhold til forventninger om fremtidige renter på 10 års sikt.

Selv om renten per i dag er lav, er markedets vurdering at renten vil stige fremover. Derfor ligger 10-åringen en del høyere enn NIBOR. Figuren nedenfor viser effektive renter for noen norske kraftobligasjoner. Dette er effektive renter basert på handler som er skjedd den siste tiden (per 17.06.05). En stigende rentekurve er tydelig. Lange obligasjoner gir en høyere rente enn korte. Merk for øvrig at de fleste av disse obligasjonene er utstedt av selskaper med både produksjon og nett (og annen virksomhet), men produksjon utgjør typisk en høy andel av verdier og kontantstrømmer i de aktuelle selskapene.

Figur v1.4 Effektive renter for norske kraftselskaper



Det er ikke bare risikofri rente som driver kraftselskapenes gjeldskostnader. Forskjellen på effektiv rente og referanserate (spreads) varierer også. Differansen skyldes selskaps- eller bransjespesifikke risikofaktorer som reflekterer de forventede tapene for selskapenes kreditorer (konkursrisiko). Kraftselskaper har erfaringsmessig relativt lave spreads sammenlignet med andre bransjer, både i Norge og internasjonalt (selv om unntak finnes).

Selv om spreads på under 50 basispunkter har vært normalt en tid, er det nok et lavt anslag på langsiktige verdier. Dreber Lundkvist & Partners (2004) anbefaler 75 basispunkter (0,75 prosentpoeng) som grunnlag for NVEs referanserate for nettselskaper. McKinsey (2004) viser at premien for kraftproduksjon med BBB-rating ligger rundt 100 punkter.

Vannkraftverk har lang levetid, og vi anbefaler i hvert fall ikke å bruke dagens svært lave kortsiktige renter som grunnlag for et langsiktig avkastningskrav. Samtidig har dagens markedsrenter åpenbart en viss relevans for vurderingen av

verdien av de nærmeste årenes vannkraftproduksjon. Det tilsier at risikofri rente ikke bør settes spesielt høyt heller.

Med utgangspunkt i historiske realrentedata og dagens observerte obligasjonsrenter velger vi et intervall på 4 til 6 prosent nominelt før skatt som anslag på risikofri rente. Videre anslår vi at kredittpremien for norske vannkraftprodusenter vil ligge i størrelsesorden 0,5-1 prosentpoeng.

Markedspremien

Ved beregningen av avkastningskrav er det den forventede framtidige markedspremien som er av interesse. Anslag på markedspremien basert på historiske data kan gi en viss pekepinn om nivået på den forventede markedspremien, men må benyttes med varsomhet. Et annet problem er at estimering av markedspremien i seg selv byr på metodiske problemer, jf. Johnsen (1996).

Basert på børldata for 1967-1994 estimeres markedspremien i Johnsen (1996) til 6 prosent. Gjesdal og Johnsen (1999) oppgir at meravkastningen på Oslo Børs relativt til kort statsrente (1-årig) var 6,2 prosent fra 1967 til oktober 1998. NOU 2000:18 refererer i tillegg til undersøkelser foretatt av Salomon Smith Barney der det opereres med en markedspremie på mellom 4,5 og 6,5 prosent basert på historiske data, markedets forventninger og skjønn.

Johnsen (1996) argumenterer for at markedspremien ligger lavere i dag og må forventes å ligge lavere i framtiden. Det begrunnes med utgangspunkt i følgende forhold:

- Likviditetssvingningene på børsen og de tilhørende svingningene i årlig avkastning er betydelig redusert over tid.
- Inflasjonsrisikoen er redusert.
- Dereguleringen av kredittmarkedet på 1980-tallet har ført til en betydelig økning i soliditeten i norske selskaper, hvilket har redusert markedsrisikoen for aksjer notert på Oslo Børs.
- Investorene er bedre diversifisert enn før gjennom økt innslag av utenlandske investorer og økte norske investeringer i utlandet.
- Skattereformen førte til redusert beskatning av aksjeinntekter relativt til renteinntekter på investors hånd (jf. diskusjonen om skattejustering ovenfor).

Johnsen (1996) anbefaler derfor at den forventede framtidige markedspremien settes lavere enn det historiske gjennomsnittet, nærmere bestemt til 5 prosent, som også benyttes i NOU 2000:18. Johnsen (2005) benytter 4 prosent. Merk at dette er de ujusterte anslagene på markedspremien (altså $R_M - R_{RF}$ i vår notasjon).

Internasjonale investeringsbanker og transaksjonsrådgivere benytter etter hva vi erfarer markedspremier i størrelsesorden 4-5 prosent for tiden. Noen offentlig tilgjengelige anslag er følgende:

- McKinsey (2004): 5 prosent
- Öhrlings PricewaterhouseCoopers (2004): 4,5 prosent (for investeringer i Vest-Europa)

Dimson, Marsh og Staunton (2003) argumenterer i artikkelen "Global evidence on the equity risk premium" for at den framtidige markedspremien ligger i intervallet 3,5-5,25 prosent.

Hervik (2004) drøfter nivået på kalkulasjonsrenten i samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser. Han benytter en markedspremie på 4 prosent basert på dataene fra Dimson et al., begrunnet i at norsk økonomi ligner mer på land i den nedre delen av intervallet enn den øvre (hvor blant annet USA befinner seg).

I Dreber Lundkvist & Partners (2004) presenteres resultater fra en spørreundersøkelse i norske corporate finance-miljøer hvor anslagene ligger i intervallet 4,5-5 prosent.

Ut fra en samlet vurdering vil vi legge til grunn anslag på markedspremien i intervallet 4-5 prosent.

Beta for vannkraftproduksjon

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 tilsvarende kraftproduksjon. I Norge finnes det imidlertid ingen selskaper som driver med kraftproduksjon i ren-dyrket form. Hafslund driver både med produksjon, nett og omsetning, og aksjen er lite likvid. Andre børsnoterte norske selskaper som driver kraftproduksjon er Arendals Fossekompagni, og Norsk Hydro. Førstnevnte aksje er lite likvid, i tillegg til at selskapet også har betydelig finansiell investeringsvirksomhet. For 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 0,5.²³ Svenske selskaper viser betaverdier for total kapitalen på mellom 0,2 og 0,3, mens britiske selskaper ligger opp mot 0,5 (siden Johnsen gjorde sin analyse er for øvrig begge de børsnoterte svenske produsentene Graninge og Sydkraft blitt kjøpt opp og tatt av børs). McKinsey (2004) opererer med total kapitalbeta på opptil 0,6-0,7 for rene kraftprodusenter, hvilket svarer til en egenkapitalbeta på litt over 1 gitt en egenkapitalandel på rundt 50 prosent. Anslagene er basert på data for børsnoterte (og hovedsakelig integrerte) kraftselskaper internasjonalt.

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

²³ 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.

Den systematiske risikoen i kraftprisen er på denne måten avgjørende for egenkapitalkostnaden til en vannkraftprodusent. Kraftprisene i Norge avhenger åpenbart i stor grad av tilsig og temperaturer, som er faktorer som ikke kan ventes å variere systematisk. Det kan imidlertid være grunn til å anta at norske vannkraftprodusenter likevel vil stå overfor en positiv risikopremie i sine kapitalkostnader:

- I ECON (2004b) presenterer vi en empirisk analyse av samvariasjonen mellom konjunktorene målt ved nasjonalinntekten og kraftprisen i Norge. Der fant vi at det er en signifikant sammenheng mellom kvartalsvis nasjonalinntekt og kraftpris i perioden 1994-2003. Det skulle tyde på en positiv beta for norsk vannkraftproduksjon (selv om den ikke nødvendigvis er veldig stor).
- 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 kraftetterspørsel, 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. Gjennomsnittet for norske børsnoterte selskaper består både av konjunkturutsatt og mer beskyttet virksomhet.

Samlet vurderer vi at ca. 0,5 kan være et rimelig anslag for total kapitalbetaen for kraftproduksjon.

Kapitalstruktur

For å veie sammen krav til egenkapital og gjeld til et totalkrav, trenger vi å anslå en representativ kapitalstruktur for norsk vannkraftproduksjon. Dette er også nødvendig for å anslå beta for egenkapitalen. Ideelt skal markedsverdier for egenkapitalen og gjelden brukes, noe som er vanskelig i praksis på grunn av manglende børldata. Det eksisterer imidlertid flere anslag på den verdjusterte egenkapitalen i norske kraftselskaper (se blant annet verdsettinger av Statkraft og ECON, 2002). Basert på disse anslagene er det grunn til å tro at egenkapitalandelen i norske kraftselskaper er høyere enn 50 prosent i dag. Samtidig finnes det anbefalinger i finansiellitteraturen om å bruke langsiktige mål for kapitalstrukturen i fravær av objektiv informasjon om markedsverdien. 50 prosent egenkapital vil normalt være mer enn tilstrekkelig til å opprettholde en god kredittrating (gitt at krav til andre økonomiske nøkkeltall er oppfylt).

Forutsetningen om kapitalstruktur har i teorien ingen betydning for totalverdien av vannkraftproduksjonen (gitt et sett av forutsetninger vil det såkalte Miller-Modigliani-teoremet gjelde). Beta for total kapitalen er i teorien konstant. En høy

gjeldsandel medfører at gjeldskravet får høy vekt ved beregning av totalkravet, noe som isolert sett øker totalkravet. Høy gjeldsandel medfører imidlertid samtidig økt egenkapitalbeta, slik at totalkravet forblir noenlunde uendret. Svært lave egenkapitalandeler kan imidlertid medføre økte gjeldskostnader gjennom høyere kredittpremier.

50/50 gjeld og egenkapital kan være et rimelig anslag på kapitalstrukturen i et representativt norsk selskap som driver med vannkraftproduksjon. Vi bruker det samme anslaget for å beregne en egenkapitalbeta på 1 (totalbeta på 0,5 og 50 prosent gjeld).

Samlet vurdering

Vi oppsummerer intervallet for mulige anslag på parameterverdier nedenfor.

- Risikofri rente: 4-6 prosent
- Gjeldspremie: 0,5-1 prosent
- Markedspremie: 4-5 prosent ujustert
- Egenkapitalbeta for vannkraftproduksjon: 0,7-1,3
- Kapitalstruktur 50/50 gjeld og egenkapital

Dette gir et utfallsrom for nominelle krav til gjeld, egenkapital og totalkapital som vist i tabellen nedenfor.

Tabell v1.1 Avkastningskrav til gjeld, egenkapital og totalkapital

	Min	Max	Gjennomsnitt
Egenkapitalkrav	6,46 %	13,00 %	9,50 %
Gjeldskrav	3,24 %	5,04 %	4,14 %
Veid avkastningskrav	4,9 %	9,02 %	6,83 %

Gjennomsnittet er beregnet på grunnlag av 36 forskjellige kombinasjoner av parameterverdier med utgangspunkt i intervallene ovenfor. Vi har benyttet en skattejusteringsfaktor som i dagens skattesystem. Med en egenkapitalbeta på 1 vil imidlertid skattejusteringen ikke ha noe å si for avkastningskravet, jf. ligning (3).

I NVE (2005) drøftes nivået på referanserenten i forbindelse med fastsettelsen av nettselskapenes inntektsrammer fra 2007. NVE anbefaler der å bruke en nominell risikofri rente på 5 prosent (2,5 prosent inflasjon pluss risikofri realrente på 2,5 prosent) samt en ujustert markedspremie på 4 prosent. Med en risikofri rente på 5 prosent, ujustert markedspremie på 4 prosent, en gjeldspremie på 0,75 prosentpoeng, 50 prosent egenkapitalandel og en egenkapitalbeta på 1, får vi et nominelt totalavkastningskrav etter skatt på 6,57 prosent, eller 6,5 prosent avrundet nedover. Det tilsvarer 9 prosent nominelt før skatt med en risikofri rente på 5 prosent og en samlet risikopremie på 4 prosentpoeng. Risikopremien før skatt er konsistent med Finansdepartementets fastsettelse av normrenter for beregning av grunnrenteinntekt.

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

Vi har ovenfor utledet et nominelle avkastningskrav til totalkapitalen 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.

Vedlegg 2: Detaljerte beregningsresultater

Tabell v2.1 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 25 øre/kWh.
Milliarder kroner (basisalternativ)

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	123,2	i/t	10,2	5,7
Kommunale og fylkeskommunale	131,3	i/t	10,6	5,9
Private konsederte	17,1	5,5	1,5	0,8
Private ukonsederte	17,6	i/t	i/t	i/t
Totalt	289,2	5,5	22,3	12,4

Tabell v2.2 Verdi av skatter. Reell kraftpris 25 øre/kWh. Milliarder kroner

Skattetype	Verdi
Grunnrenteskatt	91,2
Inntektsskatt	104,7
Eiendomsskatt	52,3
Konsesjonsavgift	16,9
Konsesjonskraftavståelse	35,1
Naturressursskatt	41,4
Sum	341,6

Tabell v2.3 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 20 øre/kWh.
Milliarder kroner

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	96,9	i/t	7,6	4,2
Kommunale og fylkeskommunale	102,2	i/t	7,8	4,3
Private konsederte	13,0	4,0	1,1	0,6
Private ukonsederte	13,6	i/t	i/t	i/t
Totalt	225,7	4,0	16,4	9,1

Tabell v2.4 Verdi av skatter. Reell kraftpris 20 øre/kWh. Milliarder kroner

Skattetype	Verdi
Grunnrenteskatt	54,2
Inntektsskatt	65,6
Eiendomsskatt	46,4
Konsesjonsavgift	16,9
Konsesjonskraftavståelse	23,4
Naturressursskatt	41,4
Sum	247,8

Tabell v2.5 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 30 øre/kWh. Milliarder kroner

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	150,8	i/t	13,1	7,3
Kommunale og fylkeskommunale	161,4	i/t	13,6	7,6
Private konsederte	21,3	7,0	1,9	1,1
Private ukonsederte	21,7	i/t	i/t	i/t
Totalt	355,3	7,0	28,6	16,0

Tabell v2.6 Verdi av skatter. Reell kraftpris 30 øre/kWh. Milliarder kroner

Skattetype	Verdi
Grunnrenteskatt	129,7
Inntektsskatt	145,4
Eiendomsskatt	52,4
Konsesjonsavgift	16,9
Konsesjonskraftavståelse	46,9
Naturressursskatt	41,4
Sum	432,7

*Tabell v2.7 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 25 øre/kWh.
Diskonteringsrente 7,5 prosent. Milliarder kroner*

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	103,0	i/t	4,9	2,4
Kommunale og fylkeskommunale	110,1	i/t	5,1	2,5
Private konsederte	14,4	3,7	0,7	0,3
Private ukonsederte	14,8	i/t	i/t	i/t
Totalt	242,2	3,7	10,7	5,2

*Tabell v2.8 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 25 øre/kWh.
Diskonteringsrente 5,5 prosent. Milliarder kroner*

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	154,2	i/t	24,5	15,8
Kommunale og fylkeskommunale	164,4	i/t	25,7	16,6
Private konsederte	22,1	9,4	3,6	2,3
Private ukonsederte	22,2	i/t	i/t	i/t
Totalt	362,9	9,4	53,8	34,7

*Tabell v2.9 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 25 øre/kWh.
Diskonteringsrente 6,5 prosent. Reinvesteringsandel 75 prosent.
Milliarder kroner*

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	116,0	i/t	10,0	5,6
Kommunale og fylkeskommunale	123,7	i/t	10,3	5,7
Private konsederte	16,1	5,3	1,4	0,8
Private ukonsederte	17,3	i/t	i/t	i/t
Totalt	273,1	5,3	21,7	12,1

*Tabell v2.10 Verdi av produksjon og hjemfall. Reell kraftpris 25 øre/kWh.
Diskonteringsrente 6,5 prosent. Reinvesteringsandel 25 prosent.
Milliarder kroner*

	Nåverdi av produksjon	Hjemfall i eksisterende konsesjoner	Hjemfall 2067	Hjemfall 2082
Statkraft	127,5	i/t	11,0	6,2
Kommunale og fylkeskommunale	136,4	i/t	11,6	6,5
Private konsederte	18,4	6,1	1,6	0,9
Private ukonsederte	17,8	i/t	i/t	i/t
Totalt	299,9	6,1	24,3	13,6