

**NOU**

Norges offentlige utredninger **2019:16**

# Skattlegging av vannkraftverk

# Norges offentlige utredninger 2019

Seriens redaksjon:  
Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon  
Teknisk redaksjon

---

- |   |  |
|---|--|
| 1. Overtakelsestilbud (frivillig og pliktig tilbud)<br><i>Finansdepartementet</i>                     | 9. Fra kalveskinn til datasjø<br><i>Kulturdepartementet</i>                          |
| 2. Fremtidige kompetansebehov II<br><i>Kunnskapsdepartementet</i>                                     | 10. Åpenhet i grenseland<br><i>Helse- og omsorgsdepartementet</i>                    |
| 3. Nye sjanser – bedre læring<br><i>Kunnskapsdepartementet</i>  | 11. Enklere merverdiavgift med én sats<br><i>Finansdepartementet</i>                 |
| 4. Organisering av norsk naturskadeforsikring<br><i>Justis- og beredskapsdepartementet</i>            | 12. Lærekraftig utvikling<br><i>Kunnskapsdepartementet</i>                           |
| 5. Ny forvaltningslov<br><i>Justis- og beredskapsdepartementet</i>                                    | 13. Når krisen inntreffer<br><i>Justis- og beredskapsdepartementet</i>               |
| 6. Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2019<br><i>Arbeids- og sosialdepartementet</i>                   | 14. Tvangsbegrensningsloven<br><i>Helse- og omsorgsdepartementet</i>                 |
| 7. Arbeid og inntektssikring<br><i>Arbeids- og sosialdepartementet</i>                                | 15. Skatterådgiveres opplysningsplikt og taushetsplikt<br><i>Finansdepartementet</i> |
| 8. Særavgiftene på sjokolade- og sukkerverer og alkoholfrie drikkevarer<br><i>Finansdepartementet</i> | 16. Skattlegging av vannkraftverk<br><i>Finansdepartementet</i>                      |

**NOU**

Norges offentlige utredninger **2019: 16**

# Skattlegging av vannkraftverk

Utredning fra ekspertutvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 22. juni 2018.  
Avgitt til Finansdepartementet 30. september 2019.

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon  
Teknisk redaksjon

---

Oslo 2019

ISSN 0333-2306  
ISBN 978-82-583-1413-1

---

DepMedia AS



## Til Finansdepartementet

Ved kongelig resolusjon 22. juni 2018 ble det oppnevnt et ekspertutvalg til å vurdere beskatningen for vannkraft. Utvalget legger med dette frem sin utredning.

Oslo, 30. september 2019

Per Sanderud  
(leder)

Benn Folkvord

Tarjei Havnes

Tone Kaarbø

Jøril Mæland

Jørn Rattsø

Ragnhild Camilla Schreiner

Per Kårstad  
(sekretariatsleder)

Siri Aspevik Bosheim

Erlend Magnussen Fleisje

Amanda Haugland

Thorn Th. Helgesen

Hallvard Rue

Charlotte Sveen



# Innhold

<b>1</b>	<b>Mandat og arbeidet i utvalget ...</b>	9	4.2	Skatt på alminnelig inntekt .....	46
1.1	Mandat .....	9	4.2.1	Innledning .....	46
1.2	Utvalgets sammensetning og arbeid .....	11	4.2.2	Avskrivninger .....	46
1.3	Avgrensning av arbeidet .....	12	4.2.3	Rentefradrag .....	47
<b>2</b>	<b>Sammendrag .....</b>	14	4.2.4	Gevinstbeskatning .....	49
<b>3</b>	<b>Egenskaper og perspektiver for kraftsektoren .....</b>	20	4.3	Grunnrenteskatt .....	50
3.1	Innledning .....	20	4.3.1	Innledning og historikk .....	50
3.2	Egenskaper ved norsk kraftproduksjon .....	20	4.3.2	Skattesubjektet .....	51
3.2.1	Nærmere om norsk kraftproduksjon og kraftverk .....	21	4.3.3	Skatteobjektet .....	51
3.2.2	Nærmere om Norges kraftressurser .....	21	4.3.4	Inntektssiden i grunnlaget for grunnrenteskatt .....	51
3.2.3	Aldersprofilen og reinvesteringbehovet i norsk kraftproduksjon ...	23	4.3.5	Fradragssiden i grunnlaget for grunnrenteskatt .....	53
3.3	Strømmettet i Norge og til utlandet .....	25	4.3.6	Samordning av grunnlaget for grunnrenteskatt .....	56
3.4	Kraftmarkedet .....	26	4.3.7	Nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt .....	57
3.4.1	Nærmere om prisdannelsen .....	27	4.4	Naturressursskatt .....	59
3.4.2	Handel med utlandet .....	31	4.5	Eiendomsskatt .....	61
3.5	Eierskap i den norske kraftsektoren .....	31	4.5.1	Innledning .....	61
3.5.1	Konsolideringsmodellen for stor vannkraft .....	31	4.5.2	Utskrivingsalternativ .....	62
3.5.2	Eierskap i stor norsk vannkraft .....	32	4.5.3	Eiendomsskattegrunnlaget .....	62
3.5.3	Eierskap i vindkraft .....	33	4.5.4	Minimums- og maksimumsverdi ...	64
3.6	Konsesjonsbehandling og relevant lovverk .....	33	4.5.5	Eiendomsskatt for kraftverk med merkeytelse under 10 000 kVA ...	65
3.6.1	Konsesjonsbehandling .....	33	4.5.6	Kapitaliseringsrenten .....	65
3.6.2	Andre krav .....	34	4.5.7	Særlig om fremtidige utskiftningskostnader .....	66
3.7	Anslag på grunnrenten i norsk kraftproduksjon .....	35	4.5.8	Beregningsobjekt ved opprustnings- og utvidelsesprosjekter .....	67
3.8	Utviklingstrekk og perspektiver for kraftsektoren fremover .....	37	4.5.9	Skattyters opplysningsplikt .....	68
3.8.1	Mer fornybar kraftproduksjon og økt fleksibilitetsbehov frem mot 2030 .....	38	4.5.10	Kommunenenes inntekter fra eiendomsskatt .....	68
3.8.2	Forventet prisutvikling mot 2030 ...	39	4.6	Konsesjonskraft og konsesjonsavgift .....	69
3.8.3	Investeringskostnader i ny kraftproduksjon .....	42	4.6.1	Innledning .....	69
3.8.4	Fleksibilitetsløsninger og reinvesteringer i norske vannkraftverk ...	43	4.6.2	Beregningsgrunnlaget for konsesjonskraft og konsesjonsavgift .....	70
3.8.5	Endringer i markedsdesign .....	44	4.6.3	Nærmere om konsesjonskraft .....	70
3.9	Oppsummering .....	45	4.6.4	Nærmere om konsesjonsavgift ...	72
<b>4</b>	<b>Oversikt over gjeldende skatteregler for vannkraft .....</b>	46	4.7	Skatteinntekter fra kraftforetak ...	72
4.1	Innledning .....	46	4.7.1	Fordeling av skatteinntekter mellom skattekreditorer .....	72
			4.7.2	Kommunenenes inntektssystem .....	74
			4.7.3	Fordeling av skatteinntekter mellom kommuner .....	77
<b>5</b>	<b>Skatting av vannkraft i våre naboland .....</b>	80			
5.1	Innledning .....	80			

5.2	Sverige .....	80	8.2.3	Betydning av forutsetninger for utvalgets vurderinger .....	106
5.2.1	Innledning .....	80	8.2.4	Utvalgets vurdering av friinntektsrenten .....	112
5.2.2	Selskapsskatt .....	80	8.3	Skattlegge årets overskudd eller kontantstrøm .....	113
5.2.3	Eiendomsskatt .....	81	8.4	Andre vurderinger av grunnrenteskatten .....	114
5.2.4	Elsertifikatsordningen .....	82	8.4.1	Skattemessige konsekvenser ved nedstengning av kraftverk .....	114
5.3	Finland .....	82	8.4.2	Markedsverdi av produksjon .....	115
5.3.1	Innledning .....	82	8.4.3	Tilordning av kostnader i grunnrenteskatten .....	115
5.3.2	Selskapsskatt .....	82	8.4.4	Beregning av grunnlag for grunnrenteskatt per kraftverk eller per selskap .....	117
5.3.3	Eiendomsskatt .....	82	8.5	Nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt .....	117
5.3.4	Støtteordninger .....	82	8.5.1	Tilpasninger til nedre grense .....	118
5.4	Danmark .....	82	8.5.2	Volum på kraftverk og kostnadsnivå under nedre grense .....	119
5.4.1	Innledning .....	82	8.5.3	Insentivene til skattemessig tilpasning av kraftverkene .....	121
5.4.2	Selskapsskatt .....	82	8.5.4	Provenytap ved ulik størrelse på nedre grense .....	122
5.4.3	Eiendomsskatt .....	83	8.5.5	Administrative konsekvenser ved redusert nedre grense .....	123
5.4.4	Støtteordninger .....	83	8.5.6	Overgangsregler ved redusert nedre grense for fastsettelse av grunnrenteskatt .....	124
<b>6</b>	<b>Prinsipper for utforming av skattesystemer .....</b>	<b>84</b>	8.5.7	Alternative innretninger som reduserer terskelvirkningen .....	124
6.1	Innledning .....	84	8.5.8	Utvalgets vurderinger av nedre grense .....	126
6.2	Generelt om skattesystemets rolle og utforming .....	84	8.6	Utvalgets anbefalinger for grunnrenteskatt .....	127
6.2.1	Innledning .....	84	<b>9</b>	<b>Eiendomsskatt og formuesskatt for kraftanlegg ...</b>	<b>129</b>
6.2.2	Retningslinjer for utforming av et godt skattesystem .....	84	9.1	Innledning .....	129
6.3	Nøytralitetshensyn i beskatningen .....	86	9.2	Eiendomsskattens virkning på selskapenes investeringsinsentiver .....	130
6.3.1	Nøytralitet .....	86	9.3	Hvilke eiendeler som skal inngå i grunnlaget for eiendomsskatt .....	131
6.3.2	Nøytrale selskapsskattemodeller og utfordringer med dagens selskapsskatt .....	86	9.4	Valg av verdsettelsesmetode for eiendomsskattegrunnlaget .....	132
6.4	Overskuddsbaserte skatter versus bruttoskatter .....	87	9.5	Minimums- og maksimumsverdier .....	133
6.5	Nøytral grunnrenteskatt – metoder for å innhente grunnrente .....	88	9.6	Formuesskatt .....	134
6.5.1	Renprofitt, grunnrente og grunnrenteskatt .....	88	9.7	Effekten av de foreslåtte endringene .....	134
6.5.2	Faglig rammeverk for grunnrentebeskatning .....	89	9.8	Vurdering av kapitaliseringsrenten .....	135
<b>7</b>	<b>Insentivene ved dagens skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift .....</b>	<b>96</b>			
7.1	Inntekter fra skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift .....	96			
7.2	Virkning på investeringsinsentiv ...	98			
<b>8</b>	<b>Grunnrenteskatt .....</b>	<b>101</b>			
8.1	Innledning .....	101			
8.2	Vurdering av friinntektsrenten .....	102			
8.2.1	Det prinsipielle grunnlaget for en friinntektsrente .....	102			
8.2.2	Hvilken risikofrie rente bør ligge til grunn for friinntektsrenten .....	103			

9.8.1	Innledning .....	135	11.1.3	Utvalgets vurdering av naturressursskatten .....	144
9.8.2	Tidligere vurderinger av kapitaliseringsrenten .....	135	11.2	Ordinær selskapsskatt .....	144
9.8.3	Virkningen av dagens kapitaliseringsrente .....	135	11.2.1	Avskrivninger .....	144
9.8.4	Utvalgets vurderinger .....	136	11.2.2	Rentefradragsbegrensing i selskapsskatten .....	145
<b>10</b>	<b>Konsesjonskraft og konsesjonsavgift .....</b>	<b>137</b>	11.3	Skattevilkår for vind- og vannkraft .....	147
10.1	Innledning .....	137	11.3.1	Innledning .....	147
10.2	Virkningen på investeringsinsentiver .....	137	11.3.2	Skattereglene for vindkraftverk ...	147
10.2.1	Illustrasjon av insentiveffekten i et modellkraftverk .....	137	11.3.3	Illustrasjon av lønnsomhet under forskjellige skatteregimer .....	148
10.2.2	Beregningsgrunnlaget .....	137	11.3.4	Utvalgets vurdering av skatteordninger for vann- og vindkraft .....	149
10.2.3	Uttak av konsesjonskraft .....	138	11.4	Andre forhold som påvirker investeringsvilkårene for kraftprosjekt .....	150
10.2.4	Konsesjonskraftprisen .....	138	<b>12</b>	<b>Utvalgets forslag og virkninger av disse .....</b>	<b>153</b>
10.2.5	Særlige problemstillinger knyttet til konsesjonskraft og investeringer i eksisterende kraftverk .....	139	12.1	Innledning .....	153
10.3	Andre forhold ved konsesjons- kraft og konsesjonsavgift .....	139	12.2	Oppsummering av utvalgets vurderinger og forslag .....	153
10.3.1	Likebehandling .....	139	12.3	Virkningene av utvalgets forslag på investeringer .....	155
10.3.2	Fordelingsmessige hensyn .....	139	12.4	Samlet provenyvirkning .....	156
10.3.3	Revisjon .....	140	12.4.1	Forslagenes samlede provenyvirkning .....	156
10.3.4	Komplisert forvaltning .....	140	12.4.2	Fordeling av skatteinntekter .....	157
10.3.5	Oppfyllelse av formålene med ordningene .....	140	12.5	Administrative konsekvenser .....	160
10.3.6	Om tilbakevirkning .....	140	12.6	Overgangsregler .....	160
10.4	Utvalgets vurdering og forslag .....	141	<b>Referanseliste .....</b>	<b>162</b>	
<b>11</b>	<b>Andre forhold utvalget har vurdert .....</b>	<b>143</b>	<b>Vedlegg</b>		
11.1	Naturressursskatt .....	143	1	Forutsetninger ved utvalgets beregninger .....	164
11.1.1	Innledning .....	143			
11.1.2	Nærmere om fradraget i fastsatt selskapsskatt .....	143			



## Kapittel 1

# Mandat og arbeidet i utvalget

### 1.1 Mandat

---

Regjeringen Solberg nedsatte 22. juni 2018 et ekspertutvalg for å vurdere beskatningen av vannkraftverk. Utvalget ble gitt følgende mandat:

«Vannkraften er en av Norges viktigste naturressurser og vil fortsatt være ryggraden i energisystemet vårt. Den norske vannkraften har lagt grunnlag for vekst og velferd i over 100 år. Vannkraftproduksjon er viktig i et klimaperspektiv, og bidrar til forsyningssikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet. Rammebetingelsene for energiproduksjonen skal på en god måte ta hensyn til verdiskaping, energiforsyningssikkerhet, natur og miljø og klimautfordringene. Produksjon av fornybar energi i Norge bør skje i et kraftmarked der kraftproduksjon bygges ut etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Vannkraften er i dag den viktigste teknologien for fornybar energi med mulighet til å lagre mye energi. Energimarkedene er i endring, teknologiutviklingen går raskt og kostnadene ved vind- og solkraft reduseres. Økt innslag av uregulerbar produksjon av fornybar energi vil trolig øke behovet for regulerings- evne og fleksibilitet i årene som kommer. Konsolideringsmodellen og lovens krav om offentlig eierskap setter rammene for hvem som kan få konsesjon til å erverve eiendomsrett eller andre rettigheter til vannfall som er omfattet av vannfallrettighetsloven.

En stor del av norsk vannkraftproduksjon ble bygget ut i årene etter krigen og frem mot slutten av 1980-tallet. Norges vassdrags- og energidirektorat har anslått reinvesteringsbehovet frem mot 2030 til 45 mrd. kroner. Hovedoppgaven til utvalget er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning hindrer at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak blir gjennomført.

Hovedformålet med skatte- og avgiftssystemet er å bidra til fellesskapets inntekter. Skatte- og avgiftsreglene bør utformes slik at

de samfunnsøkonomiske kostnadene ved beskatning er lave og verdiskapingen blir størst mulig. Prinsippet om effektiv ressursutnyttelse tilsier at det bør være skattemessig nøytralitet og likebehandling av ulike typer kapital og næringer. Dette er likevel ikke til hinder for å benytte grunnrenteskatter. Et prinsipp for at ressursene i samfunnet kan utnyttes mest mulig effektivt, er å først benytte skatter og avgifter som bidrar til bedre ressursbruk (for eksempel miljøavgifter), deretter benytte nøytrale skatter som ikke påvirker valgene til produsenter og forbrukere (for eksempel grunnrenteskatt) og til slutt bruke vridende skatter for å oppnå tilstrekkelige inntekter til fellesskapet og mål om omfordeling. Skatte- og avgiftssystemet har siden 1992 bygget på prinsippene om brede skattegrunnlag, lave satser og symmetrisk behandling av inntekter og utgifter.

Vannkraftnæringen har potensielt en ekstraordinær avkastning som kan oppstå ved å utnytte en begrenset naturressurs. Det er rimelig at fellesskapet får en andel av denne grunnrenten. Vannressursen er videre sted-bunden og dermed et bedre skatteobjekt enn investeringer i andre næringer der selskapene kan flytte ut av landet. I en åpen økonomi med mobile skattegrunnlag er det særlig viktig å verne om provenyet fra skatt på grunnrente. Skatteutvalget (NOU 2014: 13 *Kapitalbeskatning i en internasjonal økonomi*) mente at skatten på kilder til immobile renprofitter burde opprettholdes og helst økes. En riktig utformet skatt på den ekstraordinære avkastningen i grunnrentenæringene reduserer dessuten behovet for vridende skatter i andre næringer. Bruk av nøytralt utformede grunnrenteskatter i stedet for vridende skatter i andre næringer, bidrar til mer effektiv ressursbruk. Selskapsskattesatsen i Norge er redusert fra 28 til 23 pst. i perioden 2013 til 2018. I samme periode er grunnrenteskatten for vannkraft økt fra 30 til 35,7 pst. for å

begrense provenytapet fra denne næringen. Jo høyere skattesatsen er, desto viktigere er det at skatten treffer grunnrenten så presist som mulig. I regjeringens politiske plattform, Jeløya-plattformen, ble det understreket at naturressurser bør beskattes slik at overskuddet tilfaller fellesskapet, samtidig som selskapene kan utvinne lønnsomme ressurser.

Norge deregulerte kraftmarkedet i 1991 som et av de første landene i verden. Kraftskattereformen i 1997 var en oppfølging av skattereformen i 1992. Målet med begge reformer var å legge bedre til rette for samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Det ble derfor lagt vekt på at overskuddet skulle beskattes som i annen næringsvirksomhet. I tillegg ble det innført skatt på grunnrente fra produksjon av vannkraft. Etter 1997 har det vært noen justeringer i vannkraftbeskatningen, blant annet for å gjøre grunnrenteskatten mer nøytral, men hovedprinsippene ligger fast. Før 2007 var det risiko for at selskapene ikke fikk fradrag for alle kostnader i tapsprosjekter. Det ble derfor gitt et sjablongmessig risikotillegg i friinntektsrenten på fire pst. i tillegg til risikofri rente beregnet som gjennomsnittet av de siste tre års statsobligasjonsrenter med tre års løpetid. Fra 2007 fikk selskapene mulighet til å samordne ny, negativ grunnrenteinntekt mellom kraftverk i samme skattekonsern, samtidig som staten utbetaler skatteverdien av ny, negativ grunnrente etter samordning. Selskapene fikk da sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene og risikotillegget ble derfor fjernet. En nøytralt utformet grunnrenteskatt vil legge til rette for at lønnsomme ressurser blir utnyttet og ulønnsomme forblir uutnyttet, fordi skatten ikke vil påvirke (den relative) avkastningen av investeringene.

Kraftnæringen står overfor flere skatter og ordninger som ikke gjelder for andre næringer. Næringen skiller seg også ut ved at vertskommunene får en stor andel av inntektene gjennom eiendomsskatt, naturressursskatt, samt konsesjonsavgift og -kraft. Begrunnelsen for dette har delvis vært å kompensere vertskommunene for naturinngrep og delvis at kommunene skal ha en andel av verdiene fra utnyttelsen av naturressursene. I motsetning til naturressursskatten inngår verken eiendomsskatten på kraftanlegg, konsesjonsavgift eller konsesjonskraft i skatteutjevningen i kommunenes inntektssystem.

Nærmere om hva ekspertutvalget skal vurdere

Utvalget bes om å gjøre en helhetlig vurdering av kraftverksbeskatningen. Hovedoppgaven er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning hindrer at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i vannkraftsektoren blir gjennomført.

Vannkraftbeskatningen omfatter ordinær overskuddsbeskatning, eiendomsskatt, naturressursskatt og grunnrenteskatt, men næringen betaler også konsesjonsavgifter og avgir konsesjonskraft. Det offentlige eierskapet betaler ikke skatt på kapitalinntekter.

Kraftskattesystemet bør så langt som mulig bidra til at investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme før skatt, også er lønnsomme etter skatt. På den andre siden skal et prosjekt som er ulønnsomt før skatt, også være ulønnsomt etter skatt. På den måten vil selskapene ha incentiver til å bygge ut de ressursene som er lønnsomme for samfunnet. Eksempelvis kan for høye fradrag føre til at ulønnsomme investeringer blir lønnsomme etter skatt. Utvalget skal legge prinsippene fra skattereformen til grunn for sin utredning.

En nøytral grunnrenteskatt kan utformes som en kontantstrømskatt med umiddelbare fradrag for investeringskostnaden eller en periodisert skatt der investeringsfradragene fordeles utover i tid. Avskrivning av investeringskostnaden i grunnrenteskatten er isolert sett en ulempe for investor sammenlignet med direkte utgiftsføring. Friinntektsrenten kompenserer for denne ulempen. Dagens grunnrenteskatt er utformet slik at selskapene har full sikkerhet for å få fradrag til full verdi av investeringene. Friinntekten beregnes derfor med en risikofri rente. Næringen hevder likevel at grunnrenteskatten hemmer investeringene fordi friinntektsrenten er for lav. De mener at det er risiko knyttet til fradrag for fremtidige avskrivninger og at det påvirker gjennomføringen av marginalt lønnsomme prosjekter. Utvalget skal vurdere om grunnrenteskatten er utformet i tråd med prinsipper for nøytral beskatning og hvorvidt dagens grunnrenteskatt påvirker vannkraftnæringens investeringsbeslutninger. Utvalget kan vurdere om det er andre utforminger av en nøytral grunnrenteskatt som kan være bedre egnet, for eksempel en kontantstrømskatt. Hvorvidt endringer i beskatningen kun skal gjelde fremtidige investeringer og reinvesteringer kan også drøftes.



Kraftverk under 10 MVA (påstemplet merkeytelse) er fritatt fra grunnrenteskatt. Konsejssøknader indikerer at aktørene tilpasser seg denne grensen ved å investere i lavere effekt enn optimalt. Utvalget bes særlig vurdere den nedre grensen for grunnrenteskatt. Herunder skal utvalget vurdere alternative innretninger av nedre grense i grunnrenteskatten som fjerner terskelvirkningene. Grunnrenteinntekten beregnes som hovedregel ut fra spotmarkedspriser. Det er gjort visse unntak fra denne hovedregelen. Utvalget skal ikke vurdere disse unntakene. Tilknytningskravet for fradragposter i grunnrenteinntekten har vært tema for tvistesaker og kan gi insentiver til tilpasninger. Utvalget bes om å vurdere om det er behov for klargjøringer.

De særskilte verdsettelsesreglene i eiendomsskatten for store kraftanlegg (over 10 MVA) er utformet slik at verdien av grunnrenten også inngår i beregningsgrunnlaget for eiendomsskatt. Anslått markedsverdi av kraftverkene fastsettes som nåverdien av en sjablongmessig anslått nettoinntekt. Virkningen av endrede kraftpriser er dempet ved at eiendomsskattegrunnlaget er basert på et fem års rullende gjennomsnitt og ved at maksimums- og minimumsreglene danner et tak og et gulv for eiendomsskattegrunnlaget for det enkelte kraftanlegg. Diskonteringsrenten ved beregning av markedsverdien har vært 4,5 pst. siden 2011. Kraftkommunene har bedt om at diskonteringsrenten reduseres. Det ville heve den beregnede markedsverdien av kraftverkene og eiendomsskatten. Basert på to eksterne rapporter utarbeidet for Finansdepartementet er det rimelig å anta at diskonteringsrenten faglig sett burde økes, se Prop. 1 LS (2017–2018) *Skatter, avgifter og toll 2018* punkt 34.3. Utvalget skal vurdere hvilke prinsipper som bør ligge til grunn for fastsettelse av diskonteringsrenten. For mindre kraftverk og annen næringseiendom er hovedregelen at objektene skal takseres til substansverdi. Utvalget skal vurdere om den særskilte verdsettelsesmetoden for store kraftanlegg er hensiktsmessig, eller om også disse burde vært ilagt eiendomsskatt etter substansverdi.

Ved utbygging av større verk (over 4 000 naturhestekrefter) og vassdragsreguleringer kan konsesjonær pålegges *konsesjonsavgifter* til stat og kommune. Kraftprodusenter kan også pålegges å avstå inntil 10 pst. av kraftgrunnlaget som konsesjonskraft til berørte kommuner, ev. fylkeskommuner. Utvalget kan vurdere om ordningene kan forbedres.

Utvalget kan også vurdere om en bør endre naturressursskatten.

Videre kan utvalget se på om forskjell i beskatning mellom vannkraftnæringen og andre næringer skaper uheldige vridninger.

Det kan være flere grunner til at lønnsomme prosjekter ikke gjennomføres, som ikke har noe med skatt å gjøre, for eksempel tilgang på egen- og fremmedkapital. Utvalget kan eventuelt peke på slike forhold som ikke kan løses gjennom utforming av skattesystemet, og eventuelt krever andre tiltak.

Utvalget bes om å vurdere økonomiske og administrative virkninger av forslagene, herunder proveny samt aktivitetsnivå i næringen. Utvalget kan se bort fra forslagenes virkning på fordeling av skatteinntekter mellom skattekreditorer (staten, kommuner og fylkeskommuner). Departementet vil komme tilbake til dette etter at utvalgets forslag er vurdert. Utvalgets forslag til endringer skal samlet sett være om lag provenynøytrale sett over en lengre periode. Det er et mål at de administrative byrdene for både skattyter og det offentlige holdes så lave som mulig. Utvalget kan se på mulige forenklinger i regelverket.

Ved utformingen av forslag må utvalget ta hensyn til Norges internasjonale forpliktelser.

Utvalget skal levere sin innstilling innen 1. oktober 2019.»

## 1.2 Utvalgets sammensetning og arbeid

Ekspertutvalget har hatt følgende sammensetning:

- Norges styremedlem i Den europeiske utviklingsbanken (EBRD) Per Sanderud (utvalgsleder), Oslo/London
- Professor Benn Folkvord, Bryne
- Førsteamanuensis Tarjei Havnes, Oslo (underdirektør i Finansdepartementet fra august 2019)
- Advokat Tone Kaarbø, Oslo
- Førsteamanuensis og instituttleder Jøril Mæland, Bergen
- Professor Jørn Rattsø, Trondheim
- Postdoktor Ragnhild Camilla Schreiner, London/Oslo

Utvalgets sekretariat har bestått av følgende personer:

- Fagsjef Per Kårstad (sekretariatsleder), Finansdepartementet

- Førstekonsulent Erlend Magnussen Fleisje, Finansdepartementet
- Seniorrådgiver Amanda Haugland, Finansdepartementet
- Spesialrevisor Thorn Th. Helgesen, Skatteetaten
- Lovrådgiver Hallvard Rue, Finansdepartementet
- Rådgiver Charlotte Sveen, Finansdepartementet
- Rådgiver Kjersti Knudsen Aarrestad, Olje- og energidepartementet (til juli 2019)
- Fagdirektør Manus Pandey, Olje- og energidepartementet (til februar 2019)
- Seniorrådgiver Siri Aspevik Bosheim, Olje- og energidepartementet (fra februar 2019)

Utvalget har i perioden 14. august 2018 til 13. august 2019 avholdt 14 møter. I møtet 24. september 2018 holdt Statkraft et innlegg for utvalget om markedsutvikling og investeringsbehov. I møtet 29. oktober 2018 holdt DNB et innlegg om finansiering av kraftprosjekter. Den 26. november 2018 avholdt utvalget et høringsmøte på Ingeniørenes hus der berørte organisasjoner kunne komme med innspill til utvalget. På møtet holdt følgende organisasjoner innlegg:

- Distriktsenergi
- Energi Norge
- KS Bedrift
- KS Sentralt
- Landssammenslutninga av Vasskraftkommunar (LVK)
- LO
- NHO
- Norsk Industri
- Norwea
- Samarbeidande Kraftfylke
- Småkraftforeninga
- Vindkraftkommunene

Den 11. mars 2019 hadde utvalgsleder et møte med Landssammenslutningen av Norske Vindkraftkommuner. Den 25. mars 2019 besøkte utvalget kraftanlegget Lysebotn II og hadde der et møte med Lyse Energi.

Utvalget har i tillegg mottatt en rekke skriftlige innspill. De skriftlige innspillene er lagt ut på utvalgets sider på regjeringen.no.

### 1.3 Avgrensning av arbeidet

Mandatet slår fast at utvalgets hovedoppgave er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning hindrer

samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i vannkraftsektoren. En mest mulig nøytral vannkraftbeskatning vil legge til rette for at verdiene av ressursene blir høyest mulig.

Utvalget har lagt prinsippene fra skattereforamen til grunn for sin utredning, i tråd med mandatet. Utvalget legger til grunn at skattereglene for vannkraftverk bør være mest mulig like som i andre næringer med mindre forskjeller er særskilt begrunnet.

Utvalget er bedt om å gjøre en helhetlig vurdering av kraftverksbeskatningen. Beskatningen av vannkraft omfatter ordinær overskuddsbeskatning, eiendomsskatt, naturressursskatt og grunnrenteskatt, men næringen betaler også konsesjonsavgifter og avgir konsesjonskraft. Utvalget anser ordningene med konsesjonsavgifter og konsesjonskraft som en del av den samlede vannkraftbeskatningen. Utvalget har derfor vurdert om konsesjonskraft og konsesjonsavgift hindrer samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer og om de bør erstattes av andre mer nøytrale skatteordninger der inntekter kan fordeles til lokale myndigheter.

Utvalget ble videre bedt om å vurdere hvilke prinsipper som bør ligge til grunn for fastsettelse av diskonteringsrenten i eiendomsskatten og om det er hensiktsmessig med en egen verdsettelsesmetode for store kraftanlegg. Under arbeidet har utvalget også sett på endringer som nylig er gjort i eiendomsskatten generelt for andre næringer, da spesielt utfasingen av verk og bruk. Utvalget vurderer derfor også om vannkraftanlegg bør eiendomsbeskattes mer likt som eiendom i andre næringer. Utvalget er kjent med at mandatet ikke er presist når det omtaler at mindre kraftverk skal takseres til substansverdi, og har lagt til grunn at eiendomsskattegrunnlaget for mindre vannkraftverk i dag fastsettes i tråd med skattemessig verdi på driftsmidlene.

I tråd med mandatet har utvalget ikke vurdert fordelingen av skatteinntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner. Utvalgets forslag kan påvirke fordelingen vesentlig. Utvalget har derfor sett behov for å omtale fordelingseffektene av dagens skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift, og hvilken effekt utvalgets forslag kan ha. Hvilken fordeling som er ønskelig, bør vurderes i den videre oppfølgingen av utvalgets forslag.

Utvalget har avgrenset arbeidet til produksjon av kraft. Overføring og distribusjon av kraft anses å være utenfor utvalgets mandat. Selv om hovedtemaet for utredningen er beskatning av vannkraftnæringen, står det i mandatet at utvalget kan se på om forskjell i beskatning mellom vannkraft-

næringen og andre næringer skaper uheldige vridninger. Utvalget har derfor gjort noen vurderinger for det mest nærliggende alternativet til vannkraftproduksjon, som i Norge er vindkraft.

Det kan være flere grunner til at lønnsomme prosjekter ikke gjennomføres, som ikke har noe

med skatt å gjøre, for eksempel tilgang på egen- og fremmedkapital. For eksempel vil konsolideringsmodellen være en slik faktor. Utvalget har ikke vurdert konsolideringsmodellen og følgene den har for kapitaltilgang og eiersammensetning i næringen.

## Kapittel 2

# Sammendrag

Norge har store fornybare energiresurser fra vann- og vindkraft. Ved god forvaltning vil våre fornybare energikilder spille en viktig rolle i fremtiden.

Vannkraftnæringen står overfor flere ulike ordninger som gir inntekter fra vannkraftproduksjon til staten, kommuner og fylkeskommuner. I tillegg til den ordinære selskapskatten er det ordninger med grunnrenteskatt, naturressursskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift, samt eiendomsskatt. De siste årene har disse ordningene samlet utgjort om lag 60 pst. av resultatet før skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift.

Utvalget foreslår endringer for å styrke selskapenes incentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer. Endringene kan gi grunnlag for økt verdi av fornybarressursene som vil fordeles mellom selskapene og det offentlige. Forslagene vil i utgangspunktet endre inntektsfordelingen mellom staten, kommuner og fylkeskommuner. En ønsket fordeling av kraftinntektene mellom stat, kommuner og fylkeskommuner kan fortsatt oppnås ved egne ordninger for omfordeling.

I de neste avsnittene gis en kort oppsummering av utvalgets viktigste anbefalinger. En punktvis oppstilling av utvalgets anbefalinger fremgår av boks 2.1, og anbefalingene er nærmere begrunnet i de påfølgende kapitlene.

### Legge til rette for lønnsom vannkraft

Store investeringer i vannkraft har gitt grunnlag for en betydelig fornybar kraftproduksjon. Av et samlet vannkraftpotensial på 215 TWh er 135 TWh bygget ut, mens 49,5 TWh er vernet gjennom *Samlet plan for vassdrag*. En stor del av vannkraften ble bygget ut mellom 1950 og 1990. Næringen vil i årene fremover ha behov for betydelige reinvesteringer i eldre kraftverk og det kan være potensiale for investeringer i mer fleksibel produksjonskapasitet. Skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift bør ikke svekke selskapenes incentiv til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftinvesteringer.

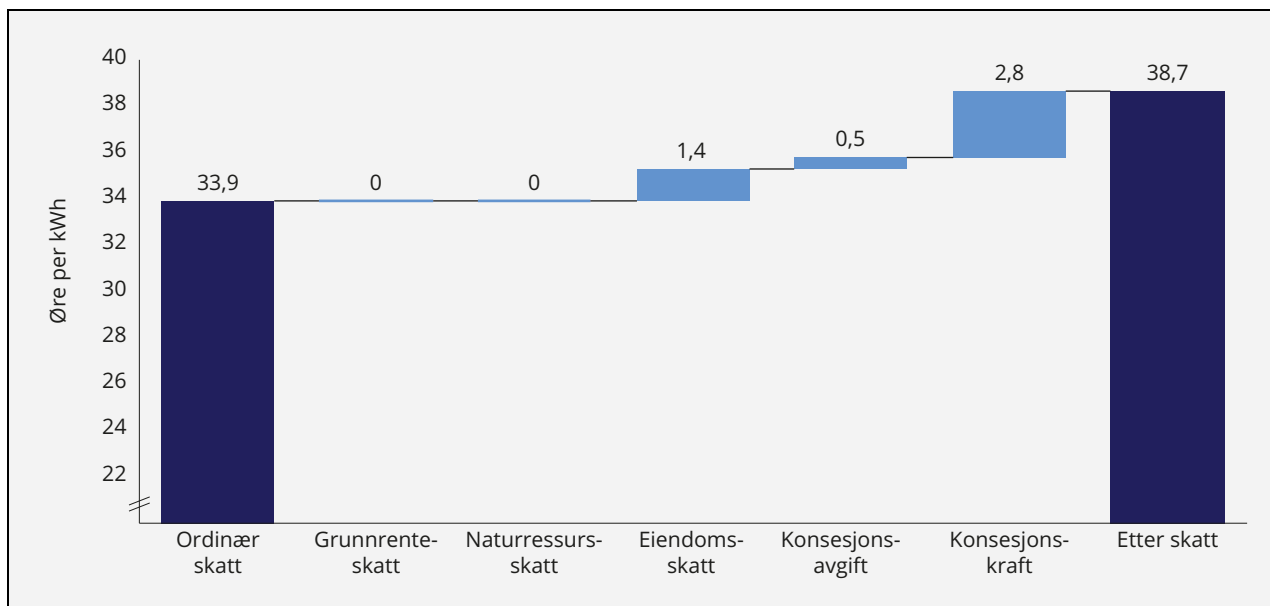
Norge har gode vindressurser, og utbyggingen av vindkraft har økt vesentlig i de seneste årene. Det er satt i drift 5,4 TWh vindkraft og ytterligere 8,6 TWh er under bygging. Kostnadene for vindkraft har falt vesentlig de siste årene og ventes å gå ytterligere ned. Selv uten støtteordninger kan landbasert vindkraft være et alternativ til vannkraftutbygging.

Tilgangen til vannkraftressurser har gitt opphav til en vesentlig avkastning ut over det en kan forvente i andre virksomheter (grunnrente). Grunnrenten i kraftproduksjon de siste femten årene har variert mellom anslagsvis 13 og 35 mrd. kroner per år, avhengig av kraftpris. En nøytral grunnrenteskatt sikrer fellesskapet en del av resultatet knyttet til de felles, stedbundne naturressursene. Samtidig vil en nøytralt utformet grunnrenteskatt ikke svekke selskapenes incentiv til å gjennomføre investeringer som er lønnsomme for samfunnet.

### Bruttoavgifter svekker selskapenes investeringsincentiv

Bruttoavgifter og netto overskuddsskatter vil ha ulik virkning for selskapenes lønnsomhetsvurderinger. En bruttoavgift vil ikke tilpasses lønnsomheten og dermed øker selskapenes krav til salgspris for at investeringen skal være lønnsom. Samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser kan dermed gå tapt fordi de ikke er lønnsomme å gjennomføre for selskapene.

I figur 2.1 er det illustrert hvordan skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift vil påvirke selskapenes lønnsomhetsvurderinger av en investering i et stort vannkraftverk. Figuren viser hvilken salgspris (balansepris) som i dette eksemplet er nødvendig for at investeringen skal være lønnsom for selskapene etter skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Den nøytrale grunnrenteskatten og naturressursskatten øker ikke selskapenes balansepris. Konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt har egenkapitaler som bruttoavgifter og øker selskapenes



Figur 2.1 Illustrasjon av virkning på balansepris ved investering i stort vannkraftverk. Øre per kWh

Kilde: Utvalget.

krav til salgspris for at investeringen skal være lønnsom.

Vannkraftproduksjon bidrar med betydelige inntekter til det offentlige. Hovedoppgaven til utvalget er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning hindrer gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftinvesteringer. Dette tilsier en omlegging av dagens ordninger med større vekt på nøytral grunnrenteskatt og mindre vekt på konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt. En ønsket fordeling av kraftinntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner, bør ivaretas gjennom egne ordninger for omfordeling, og ikke ved bruttoavgifter som svekker selskapenes investeringsinsentiv.

Nøytral grunnrenteskatt hindrer ikke selskapenes investeringer

For at en grunnrenteskatt skal virke nøytralt, må relevante kostnader og inntekter inngå i skattegrunnlaget med beløp lik nåverdien av kostnadene og inntektene, slik at en skattlegger det reelle resultatet. Det innebærer at staten tar en lik andel av tapet i ulønnsomme prosjekt som den tar av gevinsten i prosjekt med høy lønnsomhet. Grunnrenteskatten har da samme egenskaper som om en passiv partner investerer i virksomheten på like vilkår som selskapet. Selskapets andel av prosjektet vil reduseres med grunnrenteskattesatsen, men den relative avkastningen for selskapet endres ikke. En investering som er lønnsom

før grunnrenteskatt er da også lønnsom for selskapet etter grunnrenteskatt. Tilsvarende vil en investering som er ulønnsom før grunnrenteskatt også være ulønnsom etter grunnrenteskatt. Utvalget mener grunnrenteskatten er en hensiktsmessig skatt som bør videreføres for vannkraft.

En nøytral grunnrenteskatt kan utformes både som en kontantstrømskatt og som en periodisert overskuddsskatt. Hovedforskjellen ligger i om investeringene utgiftsføres umiddelbart eller om de avskrives over levetiden til driftsmidlene. I en periodisert grunnrenteskatt må en ha et tilleggsfradrag, kalt friinntekt, for å sikre fullt fradrag for investeringskostnaden. Summen av avskrivninger og friinntekt skal i nåverdi være lik investeringskostnaden.

Dagens grunnrenteskatt er utformet for å gi selskapene sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene. Utvalget er samstemte i at friinntektsrenten da skal være en risikofri rente. Utvalgets medlemmer har ulike tilrådninger med hensyn til hvordan den risikofrie friinntektsrenten bør fastsettes, jf. omtale i boks 2.1 og punkt 8.2.4. Utvalgets flertall mener at friinntektsrenten, som i dag, bør fastsettes lik renten på 12 måneders statskassesevksler uten noe påslag. Utvalgets mindretall mener friinntektsrenten bør settes lik renten på 10 årig statsobligasjon med et påslag knyttet til at investeringsfradragene er mindre omsettelige.

Kraftverk med samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA (nedre grense) er i dag fritatt fra grunnrenteskatt. Dette gir selskapene insentiv

til å neddimensjonere eller dele opp kraftverk for å unngå grunnrenteskatt. Dermed er det lønnsom, fornybar kraft som ikke vil bygges ut samtidig som skatteinntektene reduseres. Mange kraftverk under nedre grense har høy lønnsomhet, som medfører en vesentlig grunnrente. Det er ingen faglige grunner til å skille mellom små og store vannkraftverk i grunnrenteskatten. Den eneste måten å helt unngå uheldige skatteinsentiv, vil være å fjerne nedre grense. Administrative hensyn tilsier likevel en nedre grense på 1 500 kVA som også var nivået ved innføring av grunnrenteskatten i 1997.

Eiendomsskattegrunnlag mer likt grunnlaget for generell nærings eiendom

Eiendomsskatt for store vannkraftanlegg fastsettes på grunnlag av anslått salgsværdi. Eiendomsskatten har egenskaper som en bruttoavgift og svekker selskapenes insentiv til å investere i lønnsomme vannkraftressurser. Fra og med 2019 falt begrepet «verk og bruk» bort som kategori i eiendomsskattefordelingslova og produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner ble fritatt for eiendomsskatt. Det ble gjort enkelte unntak, blant annet for vannkraftanlegg, der særlige eiendomsskattebegreper ble videreført.

Utvalget foreslår at grunnlaget for eiendomsskatt for vannkraftanlegg skal være skattemessig nedskrevet verdi av driftsmidlene. Verdien av produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter skal ikke inngå i eiendomsskattegrunnlaget. Dette vil bidra til administrativ forenkling for vannkraftselskaper, Skatteetaten og kommunene. Videre blir eiendomsskattebegreper for små og store vannkraftanlegg like.

Utvalgets forslag vil medføre en vesentlig reduksjon i eiendomsskatten for eldre kraftanlegg der store deler av investeringene er avskrevet. Kommunenes inntekter fra eiendomsskatt på vannkraftanlegg vil dermed isolert sett reduseres. En ønsket fordeling kan fortsatt oppnås ved egne ordninger for omfordeling, jf. omtalen nedenfor.

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift hindrer investeringer og bør avvikles

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift beregnes uavhengig av lønnsomheten. Ordningene har dermed egenskaper som bruttoavgifter og kan hindre selskapene i å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Særlig kan konsesjonskraften svekke selskapenes investe-

ringsinsentiv, jf. figur 2.1. Ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift er historisk betinget, og de opprinnelige formålene gjør seg ikke lenger gjeldende på samme måte. Konsesjonskraften skulle sikre utbyggingskommunene rimelig kraft til alminnelig forsyning. Konsesjonsavgiften skulle kompensere for skader og ulemper som følge av kraftutbygging og sikre stat og kommune en andel av verdiene fra kraftproduksjon. I dag virker disse ordningene i all hovedsak som skatteordninger. Inntekter til fellesskapet kan etter utvalgets vurdering sikres mer effektivt gjennom den nøytrale grunnrenteskatten.

Utvalget foreslår derfor å avvikle konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Dette vil forbedre selskapenes insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer. Den samlede verdien av ressursene vil da øke, og det blir større verdier å fordele mellom selskapene og samfunnet.

Utvalgets forslag om avvikling vil isolert sett påvirke fordelingen av inntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner. En ønsket fordeling kan fortsatt oppnås ved egne ordninger for omfordeling, jf. omtalen nedenfor.

Likebehandling av næringer i selskapskatten

Utvalget har vurdert avskrivningsreglene og fradraget for rentekostnader i selskapskatten.

Skattemessige avskrivninger bør i størst mulig grad gjenspeile det økonomiske verdifallet. Dette er bakgrunnen for dagens lange avskrivningsperioder for vannkraftanlegg, og utvalget foreslår ikke endring av disse.

Kommunale og fylkeskommunale eiere av vannkraftselskap har sterke skatteinsentiv til å gjeldsfinansiere selskapene. Disse eierne er ikke skattepliktige for renteinntekter, selv om selskapene får fradrag for rentekostnadene. Innføring av skatteplikt for kommunenes kapitalinntekter ville avhjelpe denne skjevheten. Videre gjør dagens rentebegrensingsregler at virksomheter med høy avkastning har større rom for rentefradrag enn virksomheter med ordinær avkastning. Utvalget mener det bør vurderes å justere rammen for rentefradrag for selskap med inntekter fra vannkraftproduksjon.

Naturressursskatt omfordeler grunnrente fra staten til kommuner og fylkeskommuner

Naturressursskatten vil normalt ikke påvirke selskapenes investeringsinsentiv, siden den motregnes krone for krone i statlig selskapskatt. Skatten

er dermed et virkemiddel for omfordeling av grunnrente fra staten til kommuner og fylkeskommuner. Naturressursskatten inngår i vurderingen av fordelingsvirkninger under.

For vindkraft bør det vurderes grunnrenteskatt og naturressursskatt

Kostnadene for vindkraft er fallende, og det er høy utbyggingstakt. En bør derfor følge utviklingen i vindkraftkostnader og kraftpriser og vurdere om det kan forventes grunnrente. Utvalget tilrår at det gjøres en vurdering av om det bør innføres grunnrenteskatt og naturressursskatt for vindkraftverk.

Investeringer i vannkraft, vindkraft eller andre næringer er ikke gjensidig utelukkende. Selskaper som maksimerer overskuddet vil ha insentiv til å investere i alle lønnsomme prosjekt. Nøytrale grunnrenteskatter vil ikke svekke selskapenes insentiv til å investere i lønnsomme prosjekt, selv om skattenivået er høyere enn i andre næringer.

Vurderinger av investeringer i vann- og vindkraftverk påvirkes av en rekke andre forhold, som for eksempel ressurstilgang, eierskap, kapitaltilgang og nettilknytning. Dersom slike forhold hindrer utbygging av lønnsomme ressurser, kan det mest effektivt løses der problemet oppstår, og ikke gjennom skattetiltak.

En provenynøytral omlegging der fordeling av inntektene bør vurderes

Utvalgets forslag vil gi selskapene insentiv til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Verdien av våre fornybare ressurser kan dermed bli høyere, og det blir større verdier å fordele.

Utvalgets forslag vil medføre en vesentlig provenyendring. Samlet vil de årlige offentlige inntektene reduseres med anslagsvis 630 mill. kroner, mens selskapenes inntekter øker tilsvarende. Skal omleggingen gjøres provenynøytral for det offentlige, tilsier dette en økning av skattesatsen for grunnrente med 2 prosentenheter til 39 pst., forutsatt flertallets tilrådning for fastsettelse av risikofri friinntektsrente.

I tråd med mandatet har utvalget ikke foretatt en nærmere vurdering av fordelingen av inntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner. Dette må vurderes ved oppfølgingen av utvalgets forslag. Utvalget vil likevel peke på at fordelingsseffektene som følger av utvalgets forslag best kan løses gjennom egne ordninger for omfordeling, for eksempel ved justeringer i naturressursskatten eller gjennom ordninger for direkte inntektsfordeling. Fordelingshensyn kan ivaretas uten å videreføre svakhetene som følger av dagens regler for eiendomsskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift.

### Boks 2.1 Oppsummering av utvalgets anbefalinger

Utvalget har følgende vurderinger av og forslag for skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift:

#### *Grunnrenteskatt:*

- Grunnrenteskatten er en hensiktsmessig skatteform som bør videreføres for vannkraft.
- Med sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene skal friinntektsrenten være en risikofri rente. Utvalget har ulike tilrådninger når det gjelder fastsetting av den risikofrie friinntektsrenten.
  - Utvalgets flertall, medlemmene *Folkvord, Havnes, Rattso og Schreiner*, mener at friinntektsrenten fortsatt bør settes lik en gjennomsnittlig rente på 12 måneders statskasseveksler som oppdateres årlig. Etter disse medlemmenes vurdering bør det ikke være noe påslag på den risikofrie renten som reflekterer en likviditetspremie eller andre forhold.
  - Utvalgets mindretall, medlemmene *Kaarbo, Møland og Sanderud*, mener at den risikofrie renten bør reflektere de lange avskrivningstidene, enten ved at renten på 10 årig statsobligasjon brukes, eller ved at renten på 12 måneders statskasseveksel med påslag for gjennomsnittlig differanse mellom 12 måneders statskasseveksel og 10 årig statsobligasjon brukes. Friinntektsrenten bør justeres årlig. Videre bør det være et påslag fordi fremtidige skattefradrag vil være mindre omsettelige enn statspapirer. Påslaget skal ikke inkludere selskapsrisiko og skal derfor være lavere enn kredittpremien for kraftobligasjoner.
- Grunnrenteskatten for vannkraft bør fortsatt være en periodisert overskuddsskatt.
- Nedre grense for grunnrenteskatt reduseres fra 10 000 kVA til 1 500 kVA.
- Det klargjøres i skatteloven at kraftforetakene får fullt fradrag i grunnrenteskatten for skattemessig gjenstående verdi og andre utgifter i de tilfeller kraftverk stenges ned.

- Inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier tilknyttet vannkraft inkluderes i grunnlaget for grunnrenteskatt.
- Ved oppfølgingen av utvalgets forslag bør det vurderes nærmere om det er hensiktsmessig å gå over til å beregne grunnrenteskatt på selskapsnivå fremfor på kraftverksnivå, og eventuelt på hvilket tidspunkt en slik omlegging er hensiktsmessig.

#### *Eiendomsskatt og formuesskatt:*

- Reglene om eiendomsskatt på vannkraftanlegg bør samsvare mer med de generelle reglene om eiendomsskatt på næringseiendom. Produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter skal ikke lenger inngå i grunnlaget for eiendomsskatt på vannkraftanlegg.
- Grunnlaget for eiendomsskatt for vannkraftanlegg verdsettes til skattemessig verdi. Verdsettelsesmetoden for stor og liten vannkraft blir da den samme.
- Formuesskattegrunnlaget for vannkraftanlegg skal svare til skattemessig verdi av driftsmidlene, inkludert produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter.

#### *Konsesjonskraft og konsesjonsavgift:*

- Konsesjonskraftordningen, som historisk skulle sikre kommunene tilgang til rimelig kraft, avvikles.
- Konsesjonsavgiften, som historisk skulle kompensere for skader og ulemper og sikre det offentlige en andel av verdiene, avvikles.
- Fordelingshensyn og behovet for overgangsordninger bør vurderes nærmere.

#### *Naturressursskatt:*

- Ved oppfølgingen av utvalgets arbeid bør det vurderes om det er hensiktsmessig å endre grensen for naturressursskatt, jf. utvalgets forslag til reduksjon av nedre grense i grunnrenteskatten.



Boks 2.1 forts.

*Ordinær selskapskatt:*

- Avskrivninger bør så langt som mulig gjenpeile det økonomiske verdifallet. Dette er bakgrunnen for dagens lange avskrivningsperiode for vannkraftanlegg.
- Utvalget viser til tidligere vurderinger der skatteplikt for kommuners og fylkeskommuners kapitalinntekter vil redusere skatteinsentivene til å gjeldsfinansiere offentlig eide kraftselskap.
- Det bør vurderes om det er behov for justering av fradragsrammen i rentebegrensningsregelen for selskaper med inntekt fra vannkraftproduksjon.

*Provenyvirkning og fordeling av skatteinntekter:*

- Provenynøytralitet for samlede offentlige inntekter kan oppnås ved økning av grunnrenteskattesatsen med anslagsvis 2 prosentenheter til 39 pst., forutsatt flertallets tilrådning for fastsetting av risikofri friinntektsrente.

- Utvalgets forslag vil medføre vesentlige endringer i fordelingen av skatteinntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner. En ønsket fordeling kan oppnås ved egne ordninger for omfordeling, enten gjennom naturressursskatten eller gjennom direkte inntektsfordeling. Fordelingsspørsmålet bør vurderes nærmere ved oppfølgingen av utvalgets forslag.
- Behovet for overgangsregler må vurderes i sammenheng med et forslag om fremtidig fordeling av skatteinntektene mellom stat, kommuner og fylkeskommuner. Utvalget har derfor ikke gått nærmere inn på spørsmålet om overgangsregler.

*Vindkraft:*

- Utvalget tilrår at det gjøres en vurdering av om det bør innføres grunnrenteskatt og naturressursskatt for vindkraftverk.

## Kapittel 3

# Egenskaper og perspektiver for kraftsektoren

### 3.1 Innledning

Norge har store fornybare energiresurser og vår kraftproduksjon er i all hovedsak basert på fornybare kilder som vann- og vindkraft. Dette gjør at Norge har den høyeste fornybarandelen og de laveste utslippene fra kraftproduksjon i Europa. Helt siden 1880-tallet har Norge utviklet en kraftsektor som produserer kraft på en effektiv måte uten klimagassutslipp. Kraftsektoren skaper verdier i seg selv og legger grunnlag for verdiskaping i norsk økonomi.

Norsk kraftproduksjon er dominert av store vannkraftverk med magasiner, som gir svært fleksibel kraftproduksjon. Om lag halvparten av all europeisk magasinkapasitet ligger i Norge. Elektrisk strøm er en vare som ikke kan lagres. Derfor må det alltid være balanse mellom mengden kraftproduksjon og mengden kraft som forbrukes, for at stabiliteten i overføringsnettet skal opprettholdes. Fleksibel vannkraftproduksjon er viktig for å balansere kraftmarkedet.

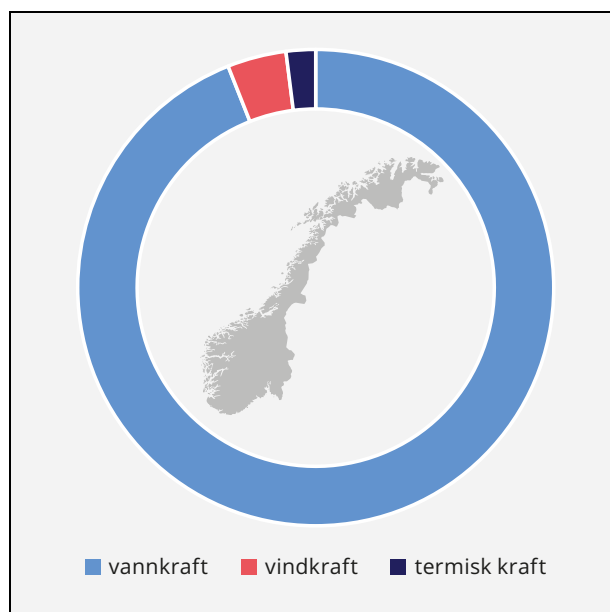
Den norske vannkraftproduksjonen er vær-avhengig og stedbunden. Overføringsnettet i Norge og kabler til utlandet gjør at forsyningssikkerheten regionalt og nasjonalt blir mindre vær-avhengig, og gir en sikrere kraftforsyning. I tillegg bidrar handelen i det integrerte nordiske og europeiske kraftmarkedet til en effektiv bruk av kraftressursene. Handelen skjer ved at forbrukerne og produsentene melder inn kraftvolum for ulike prisnivå. På kraftbørsen fastsettes spotmarkedsprisen som gir balanse mellom forbruk og produksjon.

Utviklingen i kraftsektoren fremover vil skje i et samspill mellom utviklingen i det norske ressursgrunnlaget, etterspørselen etter kraft, teknologiutvikling samt klima- og energipolitikken i Norge og Europa. Alle disse faktorene kan ha sterk påvirkning på utviklingen i kraftprisene, som igjen vil være avgjørende for avkastningen i norsk kraftproduksjon. I en tid der de globale energi- og kraftmarkedene er i sterk endring, er det betydelig usikkerhet om fremtidig utvikling i kraftbransjen.

### 3.2 Egenskaper ved norsk kraftproduksjon

Norsk kraftproduksjon omfatter et stort antall kraftverk med ulike egenskaper. Samlet installert kapasitet er om lag 35 000 MW som til sammen gir en normalårsproduksjon på om lag 144 TWh.<sup>1</sup> Om lag 98 pst. av dagens kraftproduksjonen er fornybar, jf. figur 3.1. Vannkraft står for 94 pst. av produksjonen, vindkraft 4 pst., og termisk kraft 2 pst. Andelen vindkraft er økende.

Norsk produksjonsvolum avhenger derfor i stor grad av nedbørmengden og installert produksjonskapasitet.



Figur 3.1 Sammensetningen av norsk kraftproduksjon i pst., normalårsproduksjon

Kilde: NVE, 2019.

<sup>1</sup> Normalårsproduksjon er definert ut ifra gjennomsnittlig produksjon gitt forholdene i en tredveårsperiode. Den gjeldende hydrologiske referanseperioden er 1981–2010. Denne rulleres hvert 10. år.

Over 3/4 av den installerte kapasiteten i Norge er knyttet til *regulerbar* vannkraft. At vannkraften er regulerbar innebærer at vann kan lagres i magasiner og produksjonen utsettes til forventede priser er høyere. Mange norske kraftverk kan dermed produsere kraft selv i perioder med lite nedbør og lavt tilsig. Det gir mulighet til utjevning og markedstilpasning av produksjonen over år, sesonger, uker og døgn innenfor de begrensningene som er gitt i vannvei og konsekisjon. Evnen til fleksibel, markedstilpasset produksjon er et særtrekk ved norsk, regulerbar vannkraftproduksjon.

Dette er annerledes i de termiske kraftsystemene i Europa. Termiske kraftverk er varme- og dampdrevne, og benytter gjerne kull, kjernekraft eller gass som energikilde. Produsentene kan kjøpe så mye brensel de trenger på verdensmarkedet, og maksimal produksjonsevne er i stor grad gitt ut fra den installerte kapasiteten. Avhengig av type kraftverk og driftsmønster, kan det være både teknisk og kostnadmessig mer krevende å regulere produksjonen i termiske kraftverk. Kraftproduksjon fra eldre kjernekraftverk og kullkraftverk utgjør derfor ofte grunnlasten i systemet. Dette innebærer at de produserer jevnt hele tiden, uten store muligheter til å tilpasse seg endringer i markedet. Gasskraftverk med fleksibel teknologi kan raskere tilpasse seg endringer i markedsforhold, men det krever likevel noe mer tid og kostnader enn for regulerbar vannkraft.

Fleksibiliteten i norsk vannkraft er også viktig i samspillet med produksjon av vind- og solkraft som ikke er regulerbar. I Norge og i Europa bygges det ut stadig mer uregulerbar kraftproduksjon, som bare produserer når vind og sol er tilgjengelig, jf. punkt 3.8.1. Et stort innslag av uregulerbar produksjon stiller større krav til fleksibilitet i det resterende kraftsystemet for å oppnå balanse mellom produksjon og forbruk. Økt etterspørsel etter fleksibel produksjonskapasitet kan øke verdien av norsk vannkraft med magasinkapasitet.

Fleksibel vannkraft gir god ressursutnyttelse i seg selv, men bidrar også til bedre markedsforhold for vind- og solkraft. Det kommer av at den regulerbare vannkraften reduserer den såkalte kannibaliseringseffekten. Den oppstår når store mengder uregulerbar produksjon mates inn på strømmettet samtidig. Høy kraftproduksjon uten tilsvarende høy etterspørsel etter kraften, kan føre til lave priser, noe som vil redusere den gjennomsnittlige oppnådde kraftprisen for uregulerbar produksjon. Kannibaliseringseffekten reduseres imidlertid vesentlig når regulerbar vannkraft produserer i samspill med vindkraft. Den regulerbare

vannkraften kan redusere produksjonen slik at samlet kraftproduksjon blir lavere, noe som gjør at kraftprisen ikke faller så mye.

### 3.2.1 Nærmere om norsk kraftproduksjon og kraftverk

I følge NVEs databaser for vann-, vind- og termiske kraftverk, finnes det over 1600 vannkraftverk, 37 vindparker og 33 termiske kraftverk i Norge. Disse er spredd utover hele landet, og figur 3.2 illustrerer kraftproduksjonen i de fem norske prisområdene. En stor del av magasinkapasiteten er i Sør-Norge, på Vestlandet, samt i Nordland. Det meste av stor elvekraft finnes i Sørøst-Norge. Vindkraftverkene ligger hovedsakelig langs kysten fra Sør-Vestlandet og nordover, men også noe i innlandet.

Stor vannkraft er kraftverk med installert kapasitet over 10 MW. Det er 340 store vannkraftverk i Norge. Det er regulerbare magasinkraftverk som dominerer, men det finnes også mange store elvekraftverk. Disse elvekraftverkene er i utgangspunktet ikke regulerbare, men siden flere av dem ligger i elver nedenfor store reguleringsmagasiner, blir også elvekraftverkenes driftsmønster i noen grad påvirket av reguleringer og dermed noe mer tilpasset etterspørselen. Til sammen produserer den store vannkraften 124,3 TWh i et normalår.

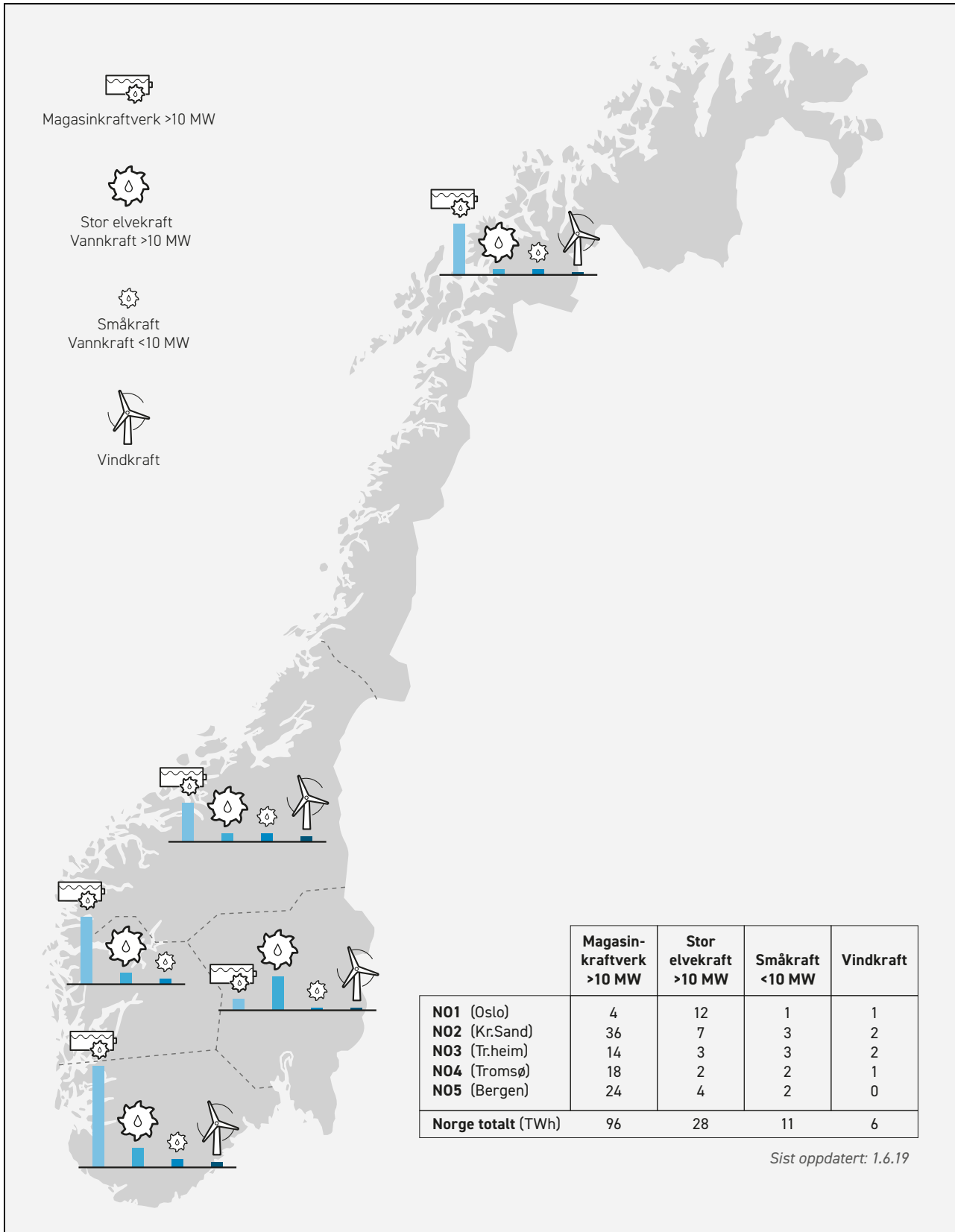
Småkraftverk er vannkraftverk med installert kapasitet under 10 MW. De er gjerne bygd i mindre elver og sideelver, og har sjelden mulighet til å benytte regulert vann. De er mange i antall, og bidrar med 10,8 TWh kraftproduksjon i et normalår.

Vindkraften bidrar i et normalår med en kraftproduksjon på 5,4 TWh, men det bygges ut svært mye som vil bli satt i drift i løpet av 2019 og de neste årene, jf. punkt 3.8.1. De termiske kraftverkene har de siste årene produsert om lag 3,5 TWh.

### 3.2.2 Nærmere om Norges kraftressurser

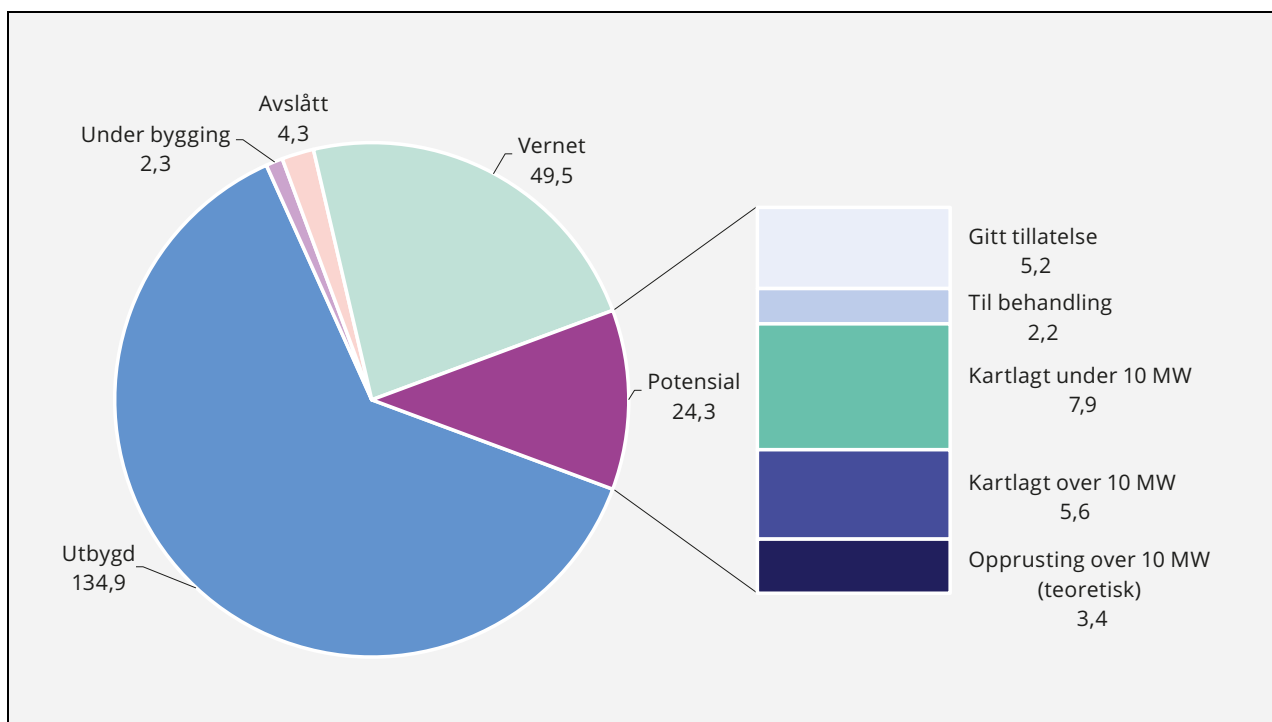
#### Vannkraft

Det samlede teknisk-økonomiske potensial for vannkraft i Norge er illustrert i figur 3.3. Av det samlede potensialet på 215 TWh, anslått for nedbørsperioden 1981–2010. Av dette er 134,9 TWh allerede bygd ut. 49,5 TWh er vernet fra utbygging gjennom *Samlet plan for vassdrag*. Av gjestående potensial på 24,3 TWh er 5,6 TWh knyttet til stor vannkraft over 10 MW, men mindre enn



Figur 3.2 Fornybar kraftproduksjon i Norge fordelt på prisområder (normalårsproduksjon)

Kilde: Olje- og energidepartementet, 2019.



Figur 3.3 Vannkraftpotensialet i Norge på 215 TWh. Fordeling per 1. januar 2019

Kilde: NVE, 2019.

halvparten av dette er regulerbar produksjon. 7,9 TWh knytter seg til småkraftverk under 10 MW.

#### Vindkraft

Norge har også svært gode vindressurser, blant de beste i Europa. Dette innebærer at det kan produseres mer kraft per vindturbin i Norge. Vindkraft i Norge er også mindre utsatt for kannibaliseringseffekter som omtalt tidligere. Disse forholdene utgjør en fordel for norsk vindkraftproduksjon.

Samtidig er de gjennomsnittlige kraftprisene lavere i Norge enn på kontinentet. I tillegg er Norge et land med urørt natur og store miljøverdier. Utfordringer ved nettilknytning som kan transportere kraften til markedet, samt miljøkonsekvensene av å bygge vind, reduserer den samfunnsøkonomiske verdien av vindkraft i Norge.

1. april 2019 leverte NVE et forslag til en nasjonal ramme for vindkraft til Olje- og energidepartementet. Rammen gir et oppdatert kunnskapsgrunnlag for landbasert vindkraft og forslag til de mest egnede områder for lokalisering av vindkraft på land i Norge. Områdene er anbefalt på bakgrunn av tilgjengelige vindressurser, de anslåtte samlede produksjonskostnadene, tilgang på overføringsnett og andre miljø- og samfunnsverdier. Rammen er sendt på en bred høring. Selv om ram-

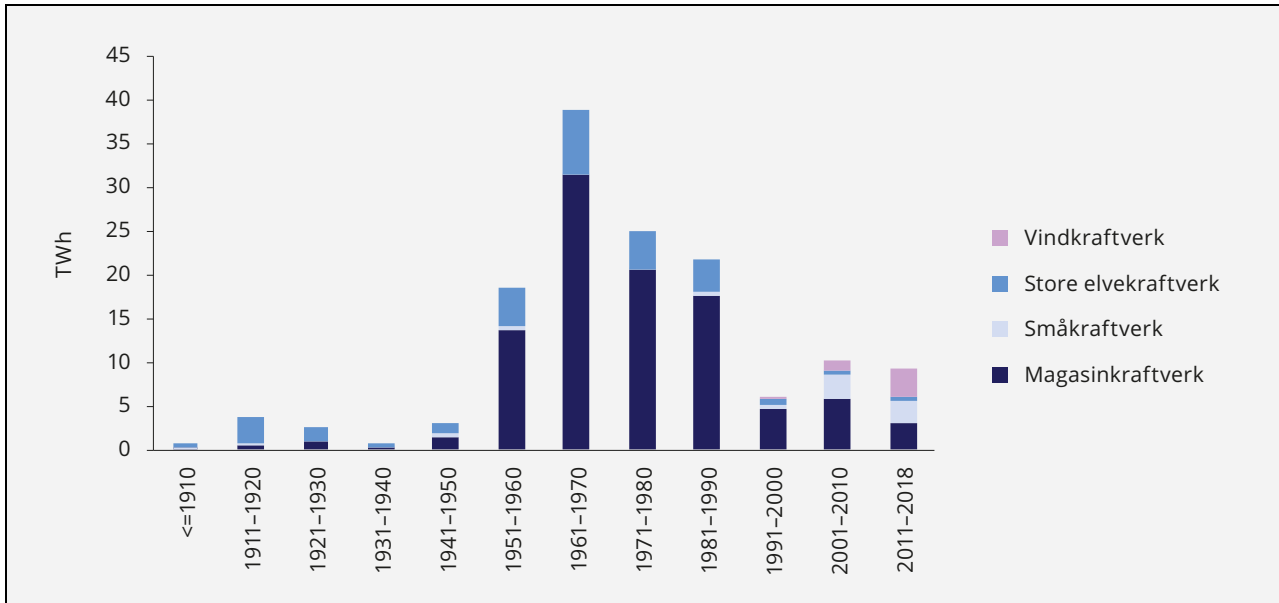
men vil gi informasjon om hvor vindkraftutbygging er mest egnet, skal vindkraftprosjekter fortsatt være gjenstand for konsesjonsbehandling på vanlig måte.

#### 3.2.3 Aldersprofilen og reinvesteringsbehovet i norsk kraftproduksjon

Utbygging av norsk kraftproduksjon startet for over 100 år siden. De fleste store vannkraftverkene ble bygd i perioden 1950–1990, jf. figur 3.4. Etter dereguleringen av kraftmarkedet i 1991 har ny produksjon i stor grad vært småkraft og vindkraft. Noe stor vannkraft har også kommet til i senere tid, men etter 1990 er det er i stor grad eldre kraftverk som har gjennomført omfattende utvidelser.

Figur 3.4 viser når kraftverk har blitt bygd ut, og illustrerer dermed også aldersfordelingen. Levetiden for store vannkraftverk er mellom 40–70 år. Mange av de opprinnelige kraftverkene begynner nå å få behov for reinvesteringer og behovet vil øke i årene fremover.

Norske vannkraftverk er godt vedlikeholdt, men omfattende rehabiliteringer må påregnes de neste 30 årene. NVE har anslått behovet for reinvesteringer i store norske vannkraftanlegg til om lag 40 mrd. kroner frem mot 2030 og ytterligere 75 mrd. kroner mot 2050 (NVE, 2019). Dette



Figur 3.4 Utbygging av nye vann- og vindkraftverk i Norge. Normalårsproduksjon

Kilde: NVE, 2019.

### Boks 3.1 Opprusting og utvidelse

Opprusting og utvidelse (O/U) av vannkraftverk dekker tiltak som modernisering, effektivisering og ombygging av vannkraftverk. Det skiller mellom opprusting og utvidelse.

Opprusting innebærer typisk utskifting av elektromekanisk utstyr som turbiner eller generatorer, samt tiltak for å redusere energitapet i selve vannfallet. Det siste kan oppnås ved at tunnelene får større tverrsnitt og gjøres glattere. Opprusting er i stor grad beslektet med vedlikehold. Potensialet for ny kraftproduksjon fra opprusting isolert sett er begrenset.

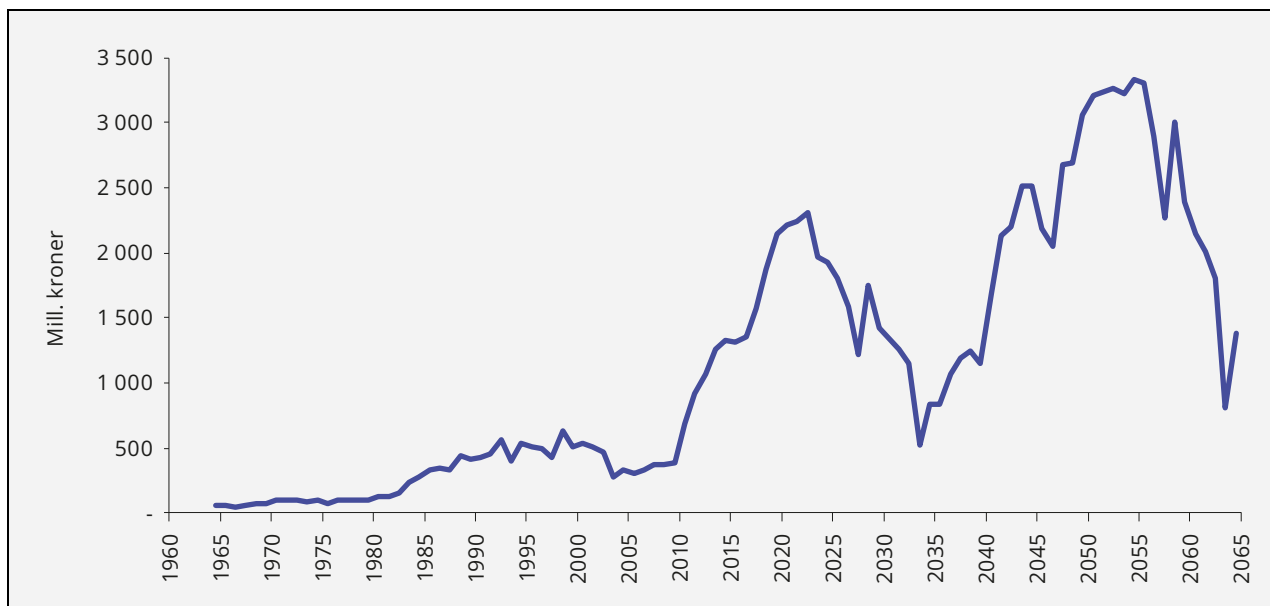
Utvidelser er tiltak som gjør det mulig å utnytte mer vann, enten ved å overføre vann fra tilleggende områder til eksisterende magasin eller ved å redusere flomtapene. Det siste kan oppnås ved å øke slukeevnen eller magasinkapasiteten i kraftverk. Det er også vanlig å definere et prosjekt som en utvidelse dersom en lengre elvestrekning blir berørt. Det vil være tilfelle dersom inntak eller kraftstasjon flyttes for å oppnå større fallhøyde. Utvidelser vil ofte kunne medføre miljølemper på linje med nye utbyggingsprosjekter. Utvidelsene vil være gjenstand for konsesjonsbehandling med vektning av nytte

og kostnader. Utvidelser representerer et større energipotensial enn opprustninger i og med at kraftverket blir ombygd for å kunne utnytte mer vann eller større fallhøyde.

Oftest kan et prosjekt omfatte både opprusting og utvidelse av et eksisterende vannkraftverk. Når en investor skal vurdere å reinvestere i et eksisterende kraftverk som nærmer seg slutten av levetiden, står investoren overfor flere valg om hvor omfattende prosjektet bør være. Avhengig av lønnsomhet, kan investor velge flere forskjellige løsninger som gir ulike investeringskostnader, energipotensial og forventet avkastning. Disse alternativene kan blant annet være:

- Bygge et helt nytt anlegg
- Bytte ut komponenter i kraftverket
- Strekke levetiden i kraftverk og utsette investeringen
- Legge ned kraftverket

Ved inngangen til 2019 anslo NVE (2019) det tekniske teoretiske potensialet for produksjonsøkning gjennom opprusting i eksisterende kraftverk over 10 MW til 3,4 TWh. Samlet potensial for opprusting og utvidelse anslås til 5-6 TWh.



Figur 3.5 Modellert 5-årig gjennomsnitt for reinvesteringsbehov i Statkrafts nordiske vannkraftportefølje basert på forventet levetid. 2016-kroner

Kilde: Statkraft.

inkluderer bare maskin- og elektrotekniske komponenter, og ikke reinvesteringer i dammer og vannveier, som blant annet må oppgraderes på grunn av myndighetskrav til damsikkerhet, jf. Meld. St. 25 (2015–2016).

Reinvesteringer i vannkraft gjennom O/U-prosjekter er imidlertid ikke noe nytt. I løpet av de siste 20 årene har rundt halvparten av norske vannkraftverk gjennomgått reinvesteringer og opprusting- og utvidelsesprosjekter. Det har medført en økning i produksjon på 4,5 TWh. Informasjon utvalget har mottatt fra Statkraft viser at det har vært reinvesteringsbehov i de nordiske vannkraftverkene deres siden 1960-tallet, jf. figur 3.5. Figuren viser et fem års gjennomsnitt av modellert reinvesteringsbehov i Statkrafts nordiske kraftverk basert på forventet levetid (avskrivningstiden).

Statkrafts investeringskostnader fordeler seg med om lag 60 pst. til bygg og anlegg (dam, tunneler, kraftstasjon) 20 pst. til mekanisk utstyr (luker, ventiler, turbiner) og 20 pst. til elektrisk utstyr (generator, transformator, kabler og koblingsanlegg). Det er behov for noe reinvesteringer i et kraftverk om lag hver 30. år. I tillegg må elektrisk og mekanisk utstyr gjennomgå en komplett rehabilitering hvert 40–80 år, og etter 70–100 år anslås det investeringer i bygg og anlegg i samme størrelsesorden som den opprinnelige investeringen.

Det er med andre ord et kontinuerlig behov for reinvesteringer i vannkraften. De kommende

årene er fornyelsesbehovet særlig stort for elektrisk og mekanisk utstyr. Behovet for reinvesteringer vil heller ikke forsvinne ved slutten av denne investeringssyklusen. En ny stor bølge av reinvesteringer vil bli nødvendig fra 2040 og utover, jf. figur 3.5.

### 3.3 Strømnettet i Norge og til utlandet

I Norge er det ofte langt fra der strømmen produseres til der den forbrukes. Produksjonen ligger der tilgangen på ressurser er best slik som i de store vannkraftverkene på Sør- og Vestlandet og i Nord-Norge. Strømnettet er nødvendig for å frakte kraften fra der den produseres til der den forbrukes, både i andre regioner i Norge og til utlandet.

Siden 1960-tallet har strømnettet i Norge gradvis blitt koblet tettere sammen med resten av Norden. De nordiske landene har overføringsforbindelser til Nederland, Tyskland, Baltikum, Polen og Russland. Norges utvekslingskapasitet med utlandet er i dag 6200 MW. Om lag 90 pst. av dette er til nordiske land og legger grunnlaget for et felles nordisk kraftmarked. To nye utlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia på 1400 MW hver er under bygging, og Statnett forventer idriftssettelse i henholdsvis 2020 og 2021.

Det pågår betydelige investeringer i det norske strømnettet. NVE anslår behovet for nett-



### Boks 3.2 Rammebetingelser for investeringer i vannkraft før 1990

Innføringen av energiloven i 1990 betydde slutten på perioden med politisk styrt kraftutbygging, og endret grunnlaget for investeringsbeslutninger i vannkraften. Etter Storbritannia var Norge det andre landet i Europa som la til rette for mer markedsbaserte prinsipper for kraftomsetning. I hovedtrekk ble kraftproduksjon og kraftleveranse konkurranseutsatt, mens nettvirksomhet forble et monopol. Bakgrunnen for omorganiseringen var et ønske om mer effektiv utnyttelse av de tilgjengelige vannkraftressursene og overføringsnett. Et viktig hensyn var å sikre at det ikke ble overinvestert, og at billigere kraftprosjekter ble bygd ut før dyrere prosjekter.

Før 1990 var kraftforsyningen organisert rundt Statskraftverkene, som hadde ansvar for bygging og drift av statens kraftverk og kraftledninger, samt lokale elektrisitetsverk som hadde oppdekningsplikt for kraftforbruket i sitt konsesjonsområde. De lokale verkene var stort sett ansvarlige for både produksjon og overføring av kraft. Hvert elektrisitetsverk måtte dermed sørge for at de hadde nok strøm til å forsyne sine forbrukere, og at det over tid ble investert tilstrekkelig i nett og produksjon til å dekke veksten i det lokale strømforbruket.

Investeringer i ny produksjon skjedde både i regi av Statskraftverkene og sammensatte kraftselskap eid av fylker, kommuner og andre parter. For Statskraftverkene ble utbyggingene basert på forbruksprognoser, som ble forelagt Stortinget for beslutning. I de lokale elektrisitetsverkene ble investeringsbeslutningene styrt av lokalt leveringsbehov. Beslutningene om utbygging tok i liten grad hensyn til hvorvidt det var kraftoverskudd eller lavere utbyggingskostnader i tilgrensende områder.

Det var imidlertid tatt høyde for at elektrisitetsverkene ikke alltid kunne overholde oppdekningsplikten med egen kraftproduksjon. Gjennom organisasjonen Samkjøringen ble det til-

rettelagt for utveksling mellom Statskraftverkene og de lokale elektrisitetsverkene, og etter hvert i økende grad mellom kraftverk i ulike regioner. Statskraftverkene, som stod for om lag 1/3 av all norsk kraftproduksjon på 1980-tallet, var særlig viktig for å sikre kraftforsyningen i underskuddsområder.

Kraftprisen i hvert område ble politisk bestemt slik at inntektene skulle dekke kostnadene som elektrisitetsverkene hadde til å dekke nåværende og forventet fremtidig strømforbruk i sin region. Dette tilsvarte den langsiktige grensekostnaden ved kraftproduksjon og nettdrift. Kraftprisene ble fastsatt en gang i året av Stortinget og av de lokale kommunestyre og fylkesting som eide elektrisitetsverkene. De regionale forskjellene i kraftprisene kunne derfor være betydelige.

Etter innføringen av energiloven ble samlet lønnsomhet ved utbygging og drift av kraftverk viktigere for investeringsbeslutningene. Da måtte de lokale kraftselskapene innrette drift og investeringer etter markedsprisen og rammevilkårene de ble underlagt. Omorganiseringen førte til at kraftprisene falt markant, siden det historisk hadde blitt overinvestert i lokal kraftproduksjon. Tilbudet av kraft på landsbasis var langt større enn etterspørselen. Særlig i det første tiåret etter 1991 dekket overskuddet av produksjonskapasitet mye av veksten i kraftetterspørselen, og utbyggingen av ny produksjonskapasitet var i en periode svært lav, jf. figur 3.4.

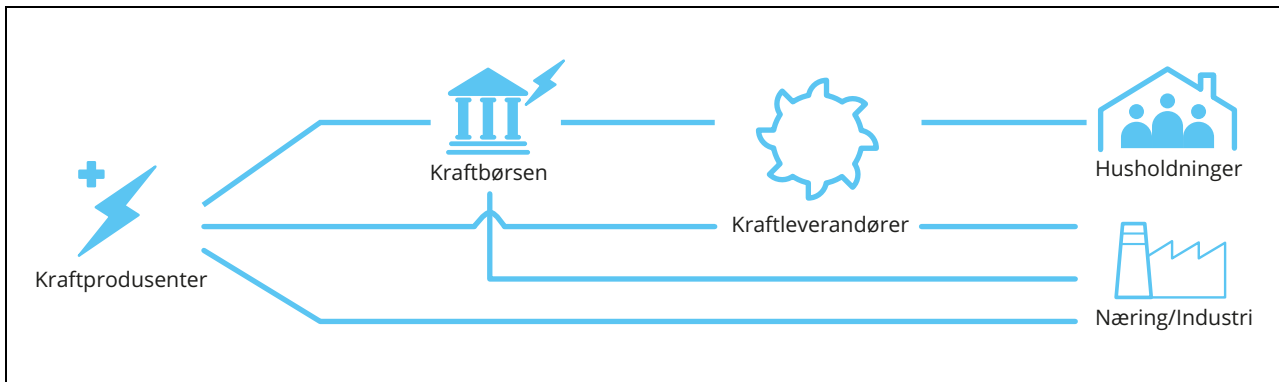
Skattleggingen av kraftproduksjon ble også lagt om for å være tilpasset en markedsbasert kraftforsyning. Skattleggingen gikk fra å være produksjonsbasert til i større grad å bli lønnsomhetsbasert. Rødseth-utvalget leverte i 1992 en utredning som blant annet anbefalte å innføre overskuddsbasert inntektsskatt og grunnrenteskatt på kraftproduksjon. Grunnrenteskatt for vannkraft ble innført fra inntektsåret 1997.

investeringer de neste 10 årene til å være på om lag 138 mrd. kroner (NVE, 2018). Nettet skal i årene fremover håndtere økt elektrifisering av norsk energibruk. Investeringer i de nye utlandsforbindelsene utgjør også en vesentlig andel av det anslåtte behovet for nettinvesteringer.

### 3.4 Kraftmarkedet

Kraftmarkedet er viktig for balansen mellom forbruk og produksjon av kraft. Nord Pool er kraftbørsen for fysisk krafthandel for de nordiske og baltiske landene. Der handler kraftprodusenter,





Figur 3.6 Illustrasjon av kraftmarkedet

Kilde: Olje- og energidepartementet, 2019.

kraftleverandører, meglere og store forbrukere. Strømleverandørene har deretter avtaler om salg av strøm til sluttforbrukere i næring, industri og husholdninger, jf. figur 3.6.

I spotmarkedet melder produsentene inn til kraftbørsen hvor mye de ønsker å produsere til ulike prisnivå, og kraftleverandører og store forbrukere melder hvor mye de vil kjøpe. I spotmarkedet skjer prisdannelsen i hver time for det påfølgende døgnet basert på aktørenes tilbud og etterspørsel og tilgjengelig nettkapasitet. Fra og med 2014 har kraftprisene på Nord Pool blitt fastsatt gjennom en felles prisalgoritme for store deler av Europa.

Handel på spotmarkedet utgjør hovedinntektskilden til kraftprodusentene. På Nord Pools spotmarked solgte norske kraftprodusenter i 2018 145 TWh, noe som utgjorde over 95 pst. av Norges samlede kraftproduksjon det året.

Aktørene i kraftmarkedet kan også prissikre seg. Gjennom finansiell krafthandel på Nasdaq-børsen eller gjennom bilaterale avtaler mellom aktører, kan aktørene handle langsiktige produkter og derivater.

### 3.4.1 Nærmere om prisdannelsen

Kraftprisen gir både kortsiktige og langsiktige signaler til markedet og investorer. Den kortsiktige markedstilpasningen sørger for at de rimeligste produksjonsressursene tas i bruk først. Jo høyere etterspørselen blir, jo høyere blir prisene, og da vil også de dyrere produksjonsressursene bli aktivert. På lengre sikt skal dette gi investerings signaler til kraftutbyggerne slik at det blir bygget ut tilstrekkelig ny lønnsom kraftproduksjon.

Vannkraftprodusentenes bud på kraftbørsen påvirkes av både langsiktige og kortsiktige forhold. Det inkluderer blant annet produksjonskost-

nader, forventet nedbør og tilsig til magasinene, i tillegg til *vannverdien* for kraftverk med magasin-kapasitet. I motsetning til annen fornybar kraftproduksjon kan innsatsfaktoren, vannet, lagres i magasiner til et senere tidspunkt der prisen forventes å være høyere. Vannkraftprodusentene med magasin-kapasitet vil derfor til enhver tid vurdere om det er mest lønnsomt å produsere i dag eller om vannet skal holdes tilbake til forventede priser er høyere. Vannet har dermed en alternativ verdi, vannverdien, som kan gjøre det lønnsomt å lagre vann i kortere eller lengre perioder for å oppnå høyere salgspris.

I spotmarkedet er det kostnadene ved å produsere kraft i den «siste» kraftenheten, marginal-kostnaden, som setter prisen. Dette sørger for at de rimeligste energiressursene med lavest alternativkostnad benyttes først, slik at kraftbehovet blir dekket til en lavest mulig kostnad for samfunnet. Viktige faktorer som påvirker den norske kraftprisen er blant annet kraftprisen i land vi har utvekslingskapasitet med, nedbørsmengde, magasin-fylling samt vindforholdene. Prisene på kull og gass, sammen med kvoteprisene, er svært viktig for de europeiske kraftprisene og dermed også viktige for de nordiske kraftprisene. I tillegg vil kraftprisen påvirkes av forhold som påvirker etterspørselen etter strøm som for eksempel temperatursvingninger og økonomisk aktivitet.

Selv om mesteparten av krafthandelen foregår i spotmarkedet for levering neste dag, kan markedsforhold endre seg i løpet av døgnet. I intradagmarkedet kan kraftprodusenter og kraftleverandører handle seg i balanse nærmere driftstimen hvis markeds- eller produksjonsforholdene endrer seg. I intradagmarkedet kan aktørene som har fått tilslag i spotmarkedet endre posisjonene sine frem til en time før driftstimen. Etter dette tar balansemarkedene over. Statnett er systemansvarlig, og har

ansvar for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Det gjør de blant annet ved hjelp av balansemarkedene, der de kjøper opp- og nedreguleringsressurser til bruk i balanseringen. Hvis det oppstår uforutsette hendelser, eller at produksjonen eller forbruket blir annerledes enn det som er meldt inn i spot- og intradagmarkedet, blir dette rettet opp ved at Statnett regulerer produksjon eller forbruk opp eller ned i driftstimen. I balansemarkedene er den regulerbare vannkraften en av de største aktørene fordi de raskt og billig kan regulere produksjonen. Kraftvolumene som handles i intradag og balansemarkedene i Norge og Norden i dag er svært små sammenliknet med spotmarkedet.

Etter hvert som mye ny, uregulerbar kraftproduksjon kobles på kraftsystemet forventes intradag- og balansemarkedene å bli viktigere. Det kommer av at uregulerbar produksjon er mer uforutsigbar, og at det derfor blir større behov for å justere posisjonene nærmere den enkelte driftstimen.

#### Prisområder

Kraftprisen blir beregnet for ulike prisområder. Norge er inndelt i fem slike prisområder, jf. figur 3.7. Bakgrunnen for opprettelsen av prisområder er at det er knapphet på overføringskapasitet mellom områder i Norge. De ulike områdeprisene gir geografiske signaler om forskjeller i produksjons-



Figur 3.7 Prisområdene i Norden

Kilde: Olje- og energidepartementet, 2019.

ressurser og forbruk. Aktører på Vestlandet (NO5 eller NO3) og i Nord-Norge (NO4) kan dermed stå overfor ulike priser. I områder med høy produksjonskapasitet vil det for eksempel ofte være høyere tilbud av kraft og lavere priser. Prisområdene kan dermed også vise hvor det er behov for mer overføringskapasitet.

### Boks 3.3 Utviklingen i kraftprisene

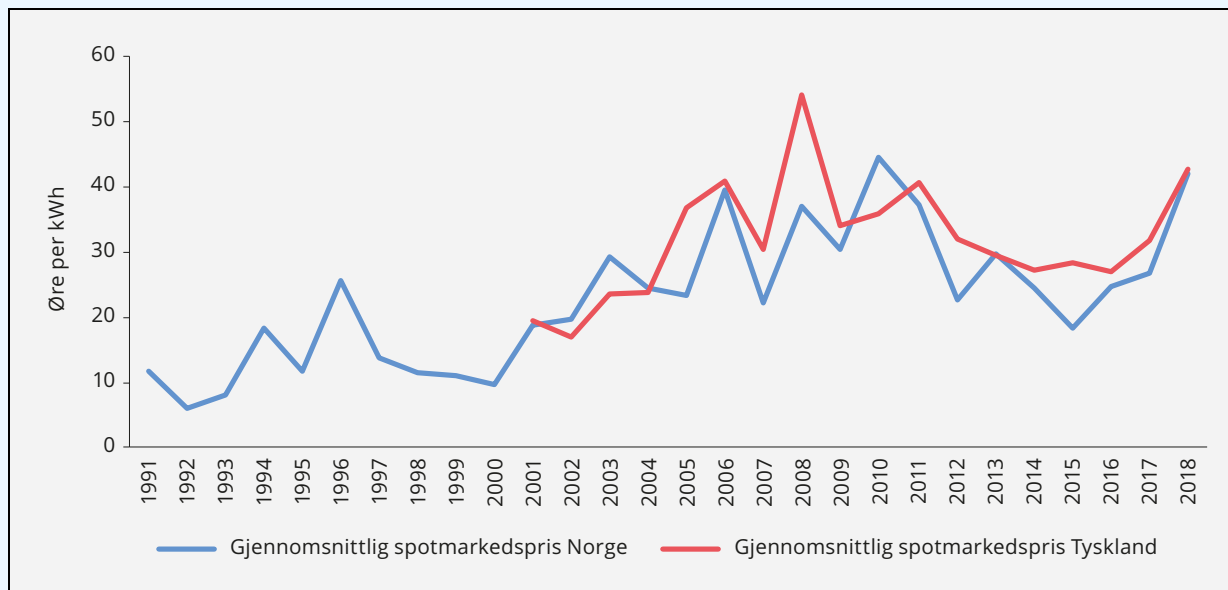
Prisene på kraft varierer betydelig over tid. Figur 3.8 illustrerer hvordan prisen i ulike perioder har tilpasset seg markedsutviklingen i den norske kraftforsyningen, og viser årlig gjennomsnittlig spotmarkedspris i Norge.

Etter dereguleringen i 1991 fulgte en periode med relativt lavt prisnivå, som følge av et overskudd av produksjonskapasitet. Kraftprisene på 2000-tallet var preget av et marked i vekst og økende priser på gass, kull, og utslippskvoter i Europa. 2010 og 2011 var to kalde tørrår i Norge med høye kraftpriser. Etter dette falt kraftprisene. Den norske kraftprisutviklingen fra 2012 til 2017 var preget av et betydelig prisfall i de europeiske energimarkedene, stor utbygging av fornybar kraft i Norden, svak vekst i etterspørselen etter kraft og høyt tilsig for vannkraften. Fra 2018 har imidlertid brensels- og kvote-

prisene i Europa igjen økt, samtidig som vanntilslaget har vært noe lavere enn normalt. Det medførte at den gjennomsnittlige spotmarkedsprisen i Norge for 2018 var betydelig høyere enn i foregående år. De gjennomsnittlige spotmarkedsprisene så langt i 2019 samt terminprisene, tyder på at gjennomsnittsprisene i 2019 vil være i underkant av 40 øre per kWh.

En sammenlikning av norske og tyske kraftpriser viser at norske kraftpriser i de fleste år siden starten av 2000-tallet har ligget lavere enn de tyske. Selv om norske kraftpriser blir påvirket av prisnivået i Europa, vil tilgangen til rimelig vannkraft og annen fornybar kraftproduksjon gi noe lavere prisnivå i Norge og Norden. Unntaket var 2010 og 2011 da prisene var høyere i Norge enn i Tyskland siden det var tørrår og kaldt i Norge.

Boks 3.3 forts.



Figur 3.8 Gjennomsnittlig spotmarkedspris på kraft i Norge og Tyskland, 1991–2018. Løpende priser

Kilder: NVE, 2019 og Nord Pool, 2019.

### Boks 3.4 Elsertifikatordningen

Siden 1. januar 2012 har Sverige og Norge hatt en felles støtteordning for ny fornybar kraftproduksjon gjennom et marked for elsertifikater. Støtteordningen gir produsenter av ny fornybar kraftproduksjon en mulig ekstra inntekt i tillegg til kraftprisen de oppnår i markedet.

Det norsk-svenske markedet er basert på det svenske elsertifikatmarkedet som eksisterte fra 2003. Målet er at det felles elsertifikatmarkedet skal gi 28,4 TWh ny kraftproduksjon basert på fornybare energikilder i Norge og Sverige i tidsperioden 2012–2020. Dette vil bidra til at landene når sine mål i henhold til EUs fornybardirektiv. Av det samlede målet på 28,4 TWh har Norge forpliktet seg til å finansiere 13,2 TWh, mens Sverige finansierer 15,2 TWh. Rammene for ordningen er regulert i en traktat mellom Norge og Sverige og i en egen lov om elsertifikater.

Elsertifikatmarkedet er en markedsbasert støtteordning til fornybar energi. Produsenter av ny fornybar kraft får tildelt ett elsertifikat per

megawattime (MWh) kraft de produserer i 15 år etter produksjonsstart. Elsertifikatordningen er teknologinøytral, det vil si at all ny, fornybar produksjonskapasitet kvalifiserer for elsertifikater, herunder vannkraft, vindkraft, solkraft og biokraft. Ny norsk fornybarproduksjon må være satt i drift innen 2021 for å få tildelt elsertifikater. Våren 2017 ble det inngått en endringsavtale mellom Norge og Sverige som la til rette for at Sverige kunne forlenge det felles elsertifikat-systemet. Den norske finansieringsforpliktelsen er uendret og avsluttes i 2035.

Alle norske strømleverandører og visse forbrukere som kjøper strøm direkte er pålagt å kjøpe elsertifikater for en bestemt andel av sitt strømforbruk. For disse vil denne andelen (elsertifikatkvoten) gradvis øke hvert år til 2020, før den reduseres mot 2035. Sluttbrukere er dermed med på å bidra til utbygging av ny fornybar kraftproduksjon gjennom strømregningen.

Boks 3.4 forts.

Som følge av den myndighetspålagte kvoteplikten oppstår det en etterspørsel etter elsertifikater slik at disse kan få en verdi. Det er altså myndighetene som har bestemt hvor mange elsertifikater som skal kjøpes, mens det er markedet som bestemmer prisen på elsertifikater og hvilke prosjekter som blir lønnsomme å bygge ut. Produsentene av fornybar elektrisitet kan få en inntekt fra salg av elsertifikater, i tillegg til inntekten fra salg av elektrisitet. Inntekten fra elsertifikatene skal bidra til å gjøre det lønnsomt å bygge ny fornybar kraftproduksjon.

Figur 3.9 viser utviklingen i elsertifikatprisene fra ordningen ble innført i Norge i 2012 og frem til i dag. Variasjonen i prisene har vært betydelig.

Nivået på elsertifikatprisen forventes å falle fremover. I forwardmarkedet handles det elsertifikatkontrakter for 2023 på vel 1 øre per kWh (Skm, 2019). Høy vindkraftutbygging som følge av teknologiutvikling, fall i utbyggingskostnader og økende kraftpriser, kan føre til at behovet for støtte faller helt bort innenfor elsertifikatordningens levetid.



Figur 3.9 Elsertifikatpriser 2012–2019. Gjennomsnittspris per måned. Kroner per MWh. Løpende priser  
Kilde: NVE, 2019.

**Boks 3.5 Opprinnelsesgarantier**

Opprinnelsesgarantier er en frivillig merkeordning for elektrisitet som er ment å vise strømkunder at en mengde kraft er produsert fra en spesifisert energikilde. Ordningen ble innført med EUs første fornybardirektiv (Direktiv 2001/77/EC) i 2001 og gir forbrukere mulighet til å kjøpe et bevis på at det er produsert like mye fornybar kraft som de forbruker. Kraftprodusenter som selger opprinnelsesgarantier får

med dette en ekstra inntekt fra sin fornybare kraftproduksjon.

Som en oppfølging av Energi- og miljøkomiteens behandling av Energimeldingen (Innst. 401 S (2015–2016)) jobber Olje- og energidepartementet med endringer for at opprinnelsesgarantiordningen skal fungere bedre enn i dag.

### 3.4.2 Handel med utlandet

Gjennom kraftutveksling er det mulig å dra gjensidig nytte av forskjeller i naturressurser, produksjonssystemer og forbruksmønstre på tvers av regioner og landegrenser. I Norden, og i økende grad mellom Norden og Europa, er det lagt til rette for dette.

Kraftutveksling gjør at kraften til enhver tid flyter dit den har størst verdi, det vil si fra områder med lav pris til områder med høy pris. Gjennom utveksling mellom Norges vannkraftbaserte system og de termiske systemene i resten av Norden og på kontinentet utfyller kraftsystemene hverandre. Prisstrukturen i Norge og andre land er ofte ulik over døgnet og året som følge av ulike produksjonsressurser og forbruksprofiler. Utvekslingskapasitet gir også bedre forsynings-sikkerhet i Norge i tørrår.

Prisene på strøm varierer over døgnet, med lav etterspørsel og pris om natten og i helgene, og høyere etterspørsel og pris på dagtid. Variasjonen i norske kraftpriser er likevel lavere enn i mange andre land på grunn av regulerbarheten i de store vannkraftverkene med magasinkapasitet. Regulerbarheten bidrar til å utjevne de kortsiktige pris-svingningene mellom dag og natt, samt mellom ukedag og helger. Ved å redusere produksjonen om natten og heller bruke vannet på dagtid, får produsentene bedre betalt for produksjonen, ressursutnyttelsen blir bedre, og regulerbarheten utnyttes godt. I termiske kraftsystemer vil mye av produksjonskapasiteten fortsette å produsere gjennom natten og i helgene fordi det ikke lønner seg å regulere den ned. Dermed blir det større forskjell i prisene mellom dag og natt og mellom ukedager og helger. Forskjellene i prisstruktur mellom Norge og utlandet gjør dermed at Norge kan importere relativt rimelig kraft fra utlandet om natten og eksportere kraft om dagen, når etterspørselen og priser er høyere på kontinentet.

Den norske krafteksporten er tradisjonelt sett høyest i sommerhalvåret når tilsiget er høyt og det norske forbruket er lavt. Importen er som regel størst om vinteren når mindre tilsig og høyere forbruk gir høyere norske kraftpriser. Kraftutvekslingen demper prisoppgangen i Norge på vinteren, samtidig som prisene på sommerhalvåret blir høyere. På samme måte gir handel tilgang til relativt billig kraft i tørrår, og øker verdien på den norske kraften i overskuddsår. De siste ti årene har Norge hatt en gjennomsnittlig nettoeksport på om lag 8 TWh per år. Den har variert betydelig med en nettoimport på 7,7 TWh i 2010 og en nettoeksport på 18 TWh i 2012.

## 3.5 Eierskap i den norske kraftsektoren

Det er i stor grad det offentlige som eier både kraftproduksjon og overføringsnett i Norge. Norske kommuner, fylkeskommuner og staten har investert store verdier og eier samlet sett om lag 90 pst. av vannkraftproduksjonen i landet. Staten, ved Nærings- og fiskeridepartementet, er eneeier av Statkraft SF, som eier 35 pst. av normalårsproduksjonen i Norge. Statkraft eier i tillegg andeler i flere kraftselskaper.

Resten av bransjen er dominert av flere eiere og stor grad av krysseierskap. De største eierne eier en høy andel av den samlede kraftproduksjonen. Tabell 3.1 viser de 10 største kraftselskapene i Norge målt etter normalårsproduksjon. Det fremgår av tabellen at de 10 største selskapene eier 76 pst. av kraftproduksjonen i et normalår.

### 3.5.1 Konsolideringsmodellen for stor vannkraft

I 2008 ble det gjort endringer i vassdragslovgivningen for å sikre det offentlige eierskapet til landets vannkraftressurser. Dette innebærer at nye konsesjoner for eiendomsrett til vannfall, samt konsesjon for videre overdragelse av allerede konsesjonsgitte vannfall, nå bare kan gis til offentlige eiere som statsforetak, kommuner og fylkeskommuner. I tillegg kan slik konsesjon gis til selskaper som er delvis offentlig eid, så fremt det offentlige har minst to tredeler av kapitalen og stemmene i selskapet, og organiseringen er slik at det er et reelt offentlig eierskap. Dette gjelder for stor vannkraft med over 4000 naturhestekrefter og som er regulert av vannfallsrettighetsloven.<sup>2</sup> Eksisterende konsesjoner gitt til private aktører før 2008 opprettholdes, men har vilkår om hjemfall til staten, normalt etter 60 år. I perioden før kraftverkene hjemfaller vil de private aktørene ha mulighet til å selge eller fusjonere sine kraftverk inn i et offentlig eid kraftselskap som får tidsubegrenset konsesjon.

Dette innebærer at private aktører på sikt bare kan eie inntil en tredel av store norske vannkraftverk. Det er kun slike eierskapsrestriksjoner på kraftproduksjon som er konsesjonspliktig etter vannfallsrettighetsloven. Det er ikke krav om offentlig eierskap for vindkraft, solkraft og små-

<sup>2</sup> Naturhestekrefter er et mål på effekt, og beregnes i denne sammenheng ut på bakgrunn av regulert vannføring og fallhøyden som utnyttes i kraftverket.

Tabell 3.1 De 10 største kraftselskapene i Norge

Selskap	Midlere årsproduksjon i TWh	Prosent av 135 TWh
Statkraft AS	47,0	35,0
Hafslund E-CO AS	12,8	9,5
Norsk Hydro ASA	9,1	6,7
BKK AS	8,0	5,9
Agder Energi AS	8,0	5,9
Lyse AS	6,5	4,8
NTE Energi AS	3,4	2,5
Eidsiva Energi AS	3,4	2,5
Akershus Energi AS	2,5	1,9
Glitre Energi AS	2,2	1,6
Sum ti største kraftselskap	102,9	76,0

I denne oversikten er indirekte eierskap over 50 pst. inkludert i hovedeieren. Eksempelvis vil Skagerak Energi, der Statkraft eier 67 pst. inngå i porteføljen til Statkraft. Statkraft eier også andeler i BKK og Agder Energi, men de regnes ikke inn under Statkraft siden disse eierandelene er under 50 pst.

Kilde: NVE, 2019.

kraftverk samt middels store kraftverk i uregulerte vassdrag.

### 3.5.2 Eierskap i stor norsk vannkraft

For å undersøke hvordan konsolideringsmodellen påvirker eierskapet i stor norsk vannkraft har NVE sett på eiersammensetningen for vannkraftverk over 10 MW. Det er en tilnærming til grensen for konsolideringsmodellen. Enkelte elvekraftverk over 10 MW er ikke omfattet av konsolideringsmodellen, men mange av disse kraftverkene vil likevel være offentlig eid.

Det er 340 vannkraftverk over 10 MW i Norge. Tabell 3.2 viser fordelingen mellom ulike typer eiere i de store vannkraftverkene. Andelen er gitt ut ifra andel av midlere årsproduksjon. Tallene i tabellen er medregnet indirekte eierskap. Det offentlige eierskapet utgjør totalt 93,3 pst. av all vannkraftproduksjon over 10 MW. Statkraft AS er største eier med 44,1 pst., men kommunene og fylkeskommunene eier også store andeler. De største bidragsyterne i kategorien «offentlige investeringsfond» er Folketrygdfondet, som har eierskap i Norsk Hydro ASA, og Kommunal Landspensjonskasse (KLP). «Øvrig statlig» omfatter statlig eierskap som ikke går under de andre kategoriene. Nærings- og Fiskeridepartementet står for hoveddelen av «Øvrig statlig» gjennom deres eierskap i Norsk Hydro. Ukjent/annet er

selskap som ikke passer inn i noen av de andre eierkategoriene. Dette er hovedsakelig banker.

Av de 340 store norske vannkraftverkene har 86 kraftverk helt eller delvis privat eierskap. Det medfører at private aktører eier totalt 6,5 pst. av produksjonen i de store norske vannkraftverkene. 1,5 pst. har norske private eiere, mens 5 pst. har utenlandske eiere.

Tabell 3.2 Eierskap i stor norsk vannkraft. Andel av midlere årsproduksjon

Eiere	Prosent
<i>Offentlige eiere</i>	93,3
Statkraft AS	44,1
Kommunene	37,3
Fylkeskommunene	8,6
Offentlige investeringsfond	0,8
Øvrig statlig	2,5
<i>Private eiere</i>	6,5
Norsk privat eierskap	1,5
Utenlandske eiere	5,0
<i>Ukjent/annet</i>	0,2

Kilde: NVE, 2019.

Av de 86 kraftverkene over 10 MW som er helt eller delvis privat eid, er det 24 kraftverk med en privateid andel over en tredjedel. I tillegg er det 5 kraftverk der vannfallene ble ervervet før den første lovgivningen om hjemfall kom i 1909. Det er verdt å merke seg at flere av disse kraftverkene har en offentlig eierandel, slik at den private eien delen ikke er 100 pst.

Det private eierskapet i disse 29 kraftverkene utgjør majoriteten av det private eierskapet i norsk vannkraft over 10 MW, men er ikke omfattet av konsolideringsmodellen. Ekskluderer man disse kraftverkene fra oversikten over, står man igjen med 1,4 pst. privat eierskap. Norsk Hydro ASA er den største private eieren av norsk vannkraft. Kartleggingen viser at den private eierandelen i gjennomsnitt er langt under den tredjedelen privat eierskap som er tillatt.

### 3.5.3 Eierskap i vindkraft

Utenlandske eierinteresser i norsk kraftsektor er begrenset, men økende. Det er flere utenlandske aktører som har investert, eller som er på vei inn på eiersiden i ny norsk vindkraftproduksjon og småkraft. Vindkraft og småkraft er ikke underlagt eierskapsrestriksjonene som konsolideringsmodellen medfører for stor vannkraft.

Tabell 3.3 gir en oversikt over eierskapet i norsk vindkraft. Svært mye vindkraft er i dag under bygging, og disse tallene vil derfor raskt endre seg. Private eiere står for 56,5 pst. av norsk

Tabell 3.3 Eierskap i norsk vindkraft etter andel av normalproduksjon. Per 1. juni 2019

Eiere	Prosent
<i>Offentlige eiere</i>	41,2
Statkraft AS	21,1
Kommunene	15,4
Fylkeskommunene	4,3
Offentlige investeringsfond	0,9
Øvrig statlig	0,5
<i>Private eiere</i>	56,5
Norsk privat	7,7
Utenlandske eiere	49,2
<i>Ukjent/Annet</i>	1,9

Kilde: NVE, 2019.

vindkraftproduksjon i dag. Utenlandske eiere utgjør hele 49,2 pst. Statkraft AS er største offentlige eier med en andel på 21,1 pst., mens kommunene og fylkeskommunene til sammen eier 19,7 pst. Offentlige investeringsfond (Folketrygd-fondet og KLP) eier 0,9 pst. mens øvrige statlige eiere som Finnmarkseiendommen og Equinor eier 0,5 pst.

## 3.6 Konesjonsbehandling og relevant lovverk

### 3.6.1 Konesjonsbehandling

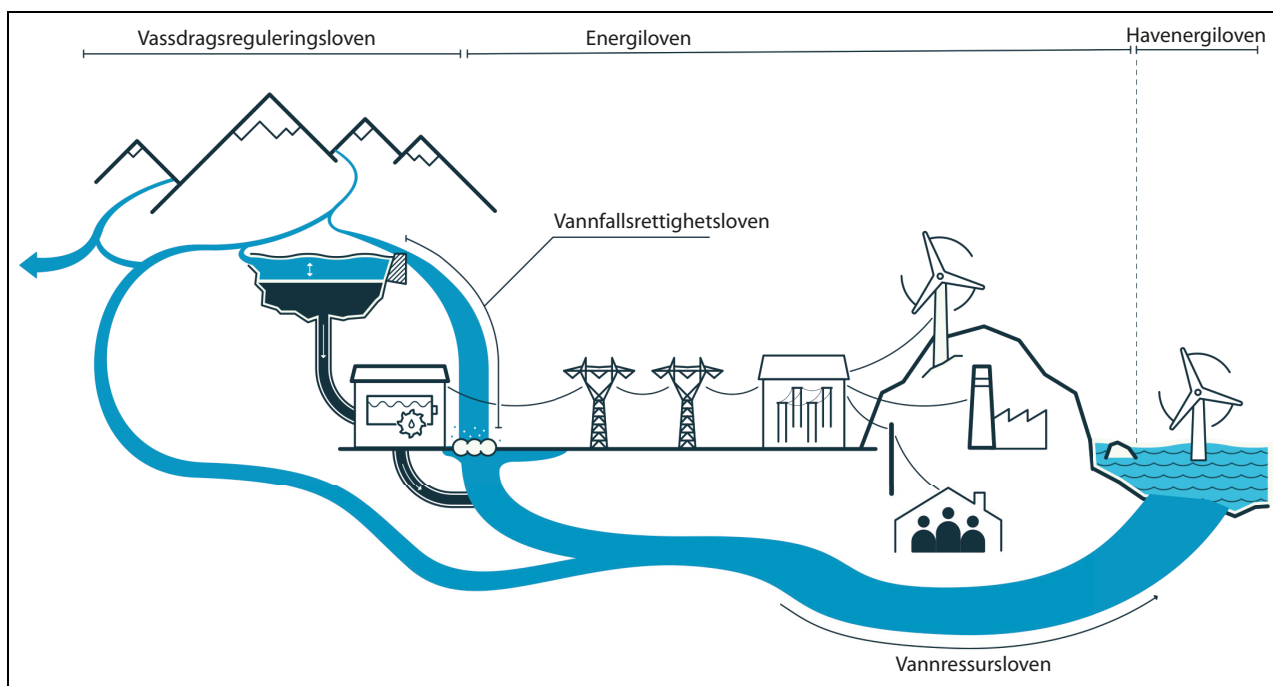
For å bygge, eie og drive kraftverk i Norge er det nødvendig med konesjon. Både ved planlegging, bygging og drift av produksjonsanlegg kan det oppstå konflikter mellom parter med ulike bruks- og miljøinteresser. Formålet med konesjonsregelverket er blant annet at de ulike interessene skal bli hørt og vurdert. Tiltakene og utbyggingene settes under offentlig kontroll slik at nødvendige vilkår for å ivareta de ulike interessene er til stede.

Lovgivningen skal sørge for en effektiv forvaltning av ressursene. Hensynet til en sikker energiforsyning og et velfungerende kraftmarked står sentralt. Mange av påleggene og kravene som følger av lovgivningen er til for å ta hensyn til de ikke prissatte konsekvensene av utbygginger som er viktige i et samfunnsøkonomisk perspektiv. Gjennom konesjonsbehandlingen kan også myndighetene stoppe åpenbart samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter.

Energi- og vassdragslovgivningen omfatter blant annet vannfallsrettighetsloven, vassdragsreguleringsloven, vannressursloven, energiloven, havenergilova, og elsertifikatloven samt en rekke forskrifter. Avhengig av hva slags type kraftverk eller nettanlegg man skal bygge, eie eller drive må man søke om konesjon etter ulike lover.

Små vannkraftverk må ha konesjon etter vannressursloven. Større vannkraftverk over 40 GWh, samt reguleringer og overføring av vann, må ha konesjon etter vassdragsreguleringsloven. Erverv av vannfall over 4 000 naturhesterkrefter krever konesjon etter vannfallsrettighetsloven. Elektriske anlegg som vindkraftverk, generatorer i vannkraftverk, transformatorstasjoner og kraftledninger må i tillegg ha konesjon etter energiloven. Konesjoner til vindkraftverk og nettanlegg etter energiloven er normalt tidsbegrenset, mens konesjoner til vannkraftverk nå normalt er tidsubegrenset. Figur 3.10 gir en oversikt over hvilke deler av kraftsystemet som omfattes av hvilke lovverk.





Figur 3.10 Oversikt over konsesjonslovverket for kraftsystemet

Kilde: Olje- og energidepartementet, 2019.

### Miljøkrav

Gjennom konsesjonen kan konsesjonæren pålegges en rekke vilkår for å sikre mot skade på mennesker, miljø og eiendom. Vilkårene skal sikre en god landskapsmessig tilpasning og opprettholde det naturlige livet i vassdragene. I konsesjonsbehandlingen etter vannressursloven og vassdragsreguleringsloven kan et omsøkt prosjekt justeres med hensyn til minstevannføring, flytting av inntak eller utløp, reduksjon av slukeevne eller magasin størrelse, samt å fjerne omsøkt overføring av vann for å ivareta miljø- og brukerinteresser.

I driftsfasen kan det pålegges ytterligere miljøkrav gjennom revisjon av konsesjonsvilkårene. Det åpnes for revisjon 50–60 år etter at konsesjonen ble gitt. Også revisjoner vil være underlagt konsesjonssystemet der nytten vurderes opp mot kostnader ved f.eks. endringer i minstevannføring eller magasinrestriksjoner.

Hvis utbygger vil legge ned et kraftverk må det søkes om tillatelse fra NVE etter energilovforskriften. Ved en eventuell nedleggelse forplikter konsesjonæren seg til å fjerne anlegget, og så langt som mulig føre landskapet tilbake til sin naturlige tilstand.

Jo større utbyggingsprosjektene og naturinngrep er, jo større krav er det til utredninger og kunnskapsgrunnlag i konsesjonsprosessen. Dette reguleres av plan- og bygningsloven og forskriften

om konsekvensutredning. Vindkraftverk over 10 MW og vannkraftverk over 40 GWh produksjon og/eller med magasiner over 10 millioner m<sup>3</sup>, må gjennomføre en konsekvensutredning. Utbygger må bekoste konsekvensutredning i forbindelse med konsesjonssøknaden. NVE kan også pålegge tilleggsutredninger etter den pålagte høringen av konsekvensutredningen.

### 3.6.2 Andre krav

Videre finnes det en rekke andre lover og forskrifter som kan ha betydning for kraftverksprosjekter. Relevant regelverk er for eksempel regelverk knyttet til beredskap, driftssikkerhet, dam sikkerhet og økonomiske vilkår knyttet til prosjektene som konsesjonskraft og konsesjonsavgifter.

Eiere av større vannkraftverk har plikt til å betale konsesjonsavgifter til staten og kommuner som er berørt av kraftutbyggingen. De har også plikt til å levere deler av produksjonen sin som konsesjonskraft til berørte kommuner og eventuelt fylkeskommuner. Ordningene blir ofte omtalt som en form for skattlegging, selv om de er knyttet til vilkår i kraftverkens konsesjoner etter vannfallsrettighetsloven og vassdragsreguleringsloven, jf. nærmere omtale under punkt 4.6.

Konsesjonsgitte anlegg pålegges videre krav om å holdes i driftsikker tilstand etter energilovforskriften, krav om opprettelse av internkontroll-



Tabell 3.4 Oversikt over administrative vilkår og krav til fornybar kraftproduksjon

	Vannkraft			Andre teknologier	
	Magasin (>10MW)	Elv (>10MW)	Småkraft (1-10MW)	Vindkraft (>10MW)	Solkraft (på bygg)
<i>Krav til konsesjonsbehandling</i>	Ja, men ikke for alle O/U-prosjekter	Ja, men ikke for alle O/U-prosjekter	Ja	Ja	Nei
<i>Krav til konsekvensutredning</i>	Ja, men ikke for alle O/U-prosjekter	Ja, men ikke for alle O/U-prosjekter	Nei	Ja <sup>1</sup>	Nei
<i>Næringsfond/øvrige fond</i>	Ja	Ja	Nei	Nei	Nei
<i>Kjøp av grunn og fall / erstatning ved ekspropriasjon</i>	Ja	Ja	Ja (ekspropriasjon forekommer sjelden)	Ja	Nei
<i>Revisjonsadgang</i>	Ja	Ja	Nei	Nei	Nei
<i>Kulturminneavgift (ved revisjon eller fornyelse)</i>	Ja	Ja	Nei	Nei	Nei

<sup>1</sup> Vindkraftprosjekter under 10 MW har ikke krav til konsekvensutredning. Prosjekter under 1 MW behandles etter plan- og bygningsloven.

Kilde: NVE, 2019.

system etter beredskapsforskriften, gjennomføring av eksterne og interne tilsyn, samt vurderinger av sikkerheten ved anleggene etter dam-sikkerhetsforskriften.

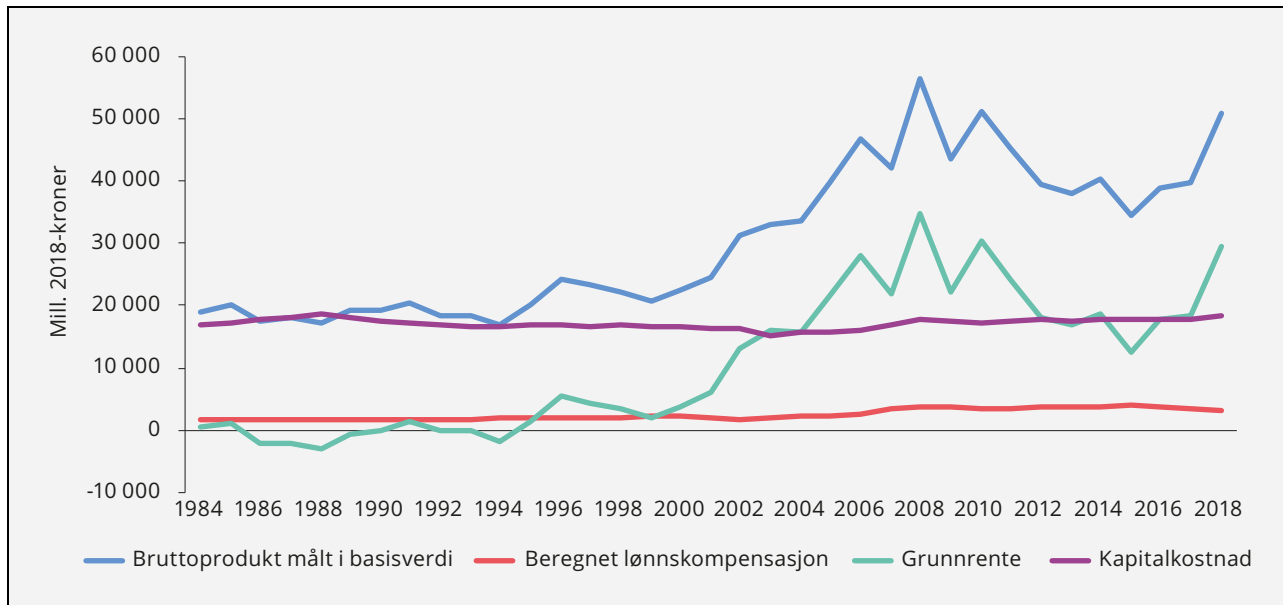
Utbyggere kan også pålegges å betale årlige godtgjørelser til flere formål, og opprette engangsfond av ulike størrelser etter vassdragsreguleringsloven og vannfallsrettighetsloven. Eksempler på slike fond kan være næringsfond, miljøfond, reindriftsfond og fiskefond. Frivillige næringsfond og tiltak er også vanlig, dette gjøres vanligvis i forbindelse med en utbyggingsavtale mellom vertskommunen og utbygger. Ved revisjon av konsesjonsvilkår og ved fornyelse av reguleringskonsesjoner pålegges innbetaling av kulturminneavgift. I noen tilfeller endres vilkår om konsesjonskraftpris fra individuell selvkost til OED-pris. Dette gjelder i revisjonssaker i kombinasjon med fornyelse av konsesjoner eller der det er gitt konsesjon til opprusting eller utvidelse.

Tabell 3.4 gir en oversikt over administrative vilkår og krav til ulike fornybare energikilder. Som det fremgår av tabellen er stor vannkraft underlagt mange ordninger som vindkraft, småkraft og solkraft ikke har.

### 3.7 Anslag på grunnrenten i norsk kraftproduksjon

Tilgangen til en evigvarende og kostnadsfri ressurs som det er knapphet på, kan gi opphav til avkastning ut over det en kan forvente i øvrige investeringer. Denne renprofitten kalles gjerne grunnrente. Størrelsen på grunnrenten vil variere mellom prosjekter med ulikt kostnadsnivå og mellom perioder med ulik kraftpris. Rødseth-utvalget la i NOU 1992: 34 til grunn følgende definisjon av grunnrente: «Den kapitalavkastningen utover avkastningen i andre næringer som oppstår fordi det er gitt tilgang på utbyggbare vassdrag, kalles grunnrente.» I Norge skattlegges vannkraftverk gjennom flere skatter, samt konsesjonskraft og konsesjonsavgift, slik at en stor del av verdiene deles med fellesskapet.

Det er gjort anslag på utviklingen i grunnrenten i flere norske næringer, blant annet kraftsektoren. Sist er dette gjort i Greaker og Lindholt (2019) på oppdrag for Havbruksskatteutvalget. I rapporten anslås grunnrente for perioden 1984–2018 for næringer som utnytter naturressurser. Grunnrenten anslås med utgangs-



Figur 3.11 Grunnrenten i kraftproduksjon. Mill. 2018-kroner

Kilde: Greaker og Lindholt, 2019.

punkt i bruttoprodukt (basisverdien av produksjon minus produktinnsats) med fradrag for estimerte lønns- og kapitalkostnader. Forutsettningene er nærmere forklart i rapporten. Grunnrenten anslår merinntekten av å disponere en naturressurs. Den er dermed ikke sammenlignbar med grunnlaget for grunnrenteskatten, som omfatter hele overskuddet i virksomheten, jf. omtale i boks 6.1.

Figur 3.11 viser anslaget for grunnrenten i kraftproduksjon for årene 1984–2018. Fra 2001 har det vært en betydelig økning i bruttoproduktet uten en tilsvarende økning i kapitalkostnad eller lønnskompensasjon. Kraftproduksjon er en kapitalintensiv virksomhet, og de senere årene utgjør kapitalkostnaden opp mot halvparten av bruttoproduktet. I basisalternativet er det brukt et avkastningskrav for kapitalen på 4 pst. reelt. Utviklingen i grunnrente, særlig etter år 2000, henger nært sammen med kraftprisene, og grunnrenten stiger utover 2000-tallet som følge av økning i kraftprisen. På sitt høyeste har grunnrenten vært om lag 30 mrd. 2018-kroner per år. Etter noen år med lavere kraftpriser, steg kraftprisen i 2018 og grunnrenten økte igjen opp mot 30 mrd. kroner.

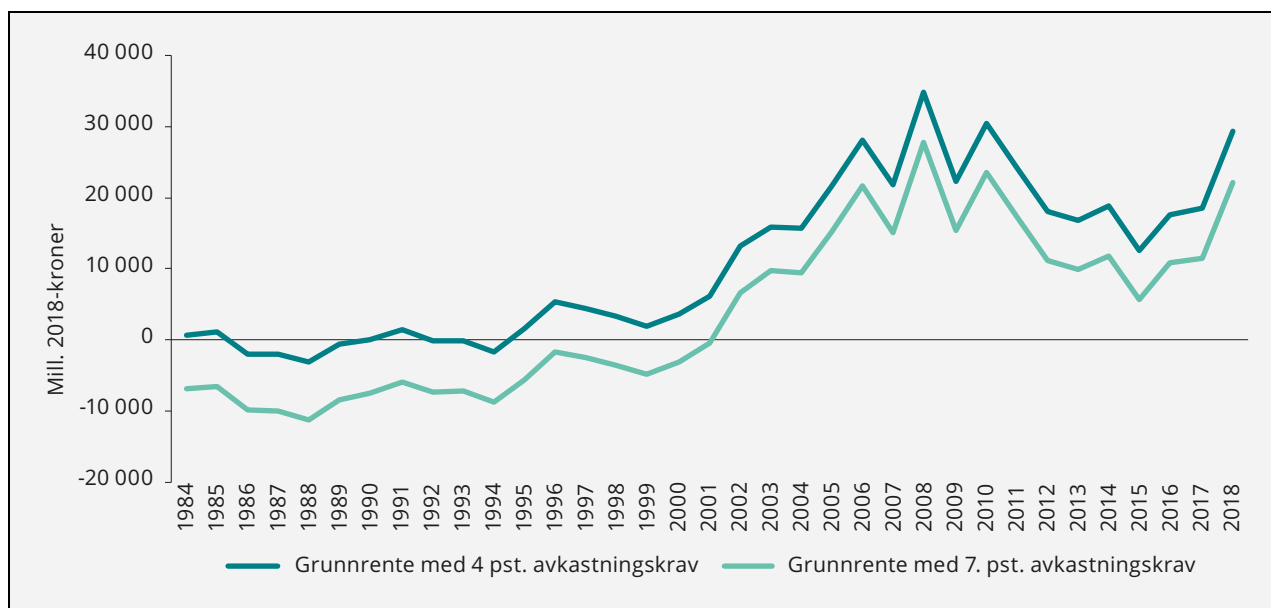
Før liberaliseringen av kraftmarkedet i 1991 ble kraftprisene politisk bestemt ut ifra langsiktig grensekostnad, jf. boks 3.2. Mange investeringer i

vannkraft ble gjort i perioden 1950–1990, jf. figur 3.4. Dette gjorde at det var stor produksjonskapasitet, og i årene etter liberaliseringen var kraftprisen dermed lav. Grunnrenten var dermed også lav frem til begynnelsen av 2000-tallet. I 1992–1994 og flere år på 1980-tallet var grunnrenten negativ.

I rapporten er grunnrenten i kraftsektoren også anslått med sensitiviteter for lønns- og kapitalkostnader.

Som alternativ til å benytte gjennomsnittlige lønnskostnader for fastlands-Norge, er det brukt faktiske lønnskostnader for kraftsektoren slik de fremkommer i nasjonalregnskapet. Dette viser at de faktiske lønnskostnadene fra og med 2003 ligger gjennomgående 15–20 pst. over de gjennomsnittlige lønnskostnadene. Dersom en tar hensyn til faktiske lønnskostnader vil grunnrenten i kraftproduksjon være noe lavere i perioden etter 2002.

I sensitivitetsanalysen for avkastningskravet for kapitalen er det gjort anslag med avkastningskrav på 7 pst. reelt i stedet for 4 pst. som i basisalternativet. Effekten av høyere avkastningskrav er vist i figur 3.12, der det fremgår at grunnrenten blir noe lavere gjennom perioden. I rapporten vurderes også sensitiviteter ved å benytte kapitalavkastningen i industrien og i fastlandsnæringer. Sensitivitetsanalysen viser at selv om det benyttes høyere avkastningskrav har det vært en betydelig grunnrente i kraftproduksjon i perioden etter 2002.



Figur 3.12 Beregnet grunnrente med 4 og 7 pst. avkastningskrav. Mill 2018-kroner

Kilde: Greaker og Lindholt, 2019.

### 3.8 Utviklingstrekk og perspektiver for kraftsektoren fremover

Det norske kraftsystemet er tett integrert med det nordiske og europeiske kraftmarkedet, og påvirkes også av utviklingen i internasjonale markeder. Energimarkedene gjennomgår store endringer på grunn av politisk og teknologisk utvikling. Den langsiktige utviklingen i norsk kraftsektor vil blant annet avhenge av utviklingen i det norske ressursgrunnlaget, etterspørselen etter energi, teknologiutviklingen samt energipolitikken i Norge og Europa. Mange påvirkningsfaktorer gir et stort utfallsrom for fremtidig utviklingen av det norske kraftsystemet.

De norske og nordiske kraftmarkedene vil de kommende årene knyttes enda tettere sammen med Europa, både gjennom kabler og gjennom implementering og utvikling av markedsregelverk under EØS-avtalen. Norske kraftpriser kan i økende grad få et nivå og en struktur tilsvarende europeiske kraftpriser. I Europa er det særlig utviklingen i kvoteprisen for CO<sub>2</sub>-utslipp, utbyggingen av uregulerbar fornybar kraftproduksjon, teknologiutvikling og elektrifisering av energiforbruk, som kan få stor påvirkning på fremtidige kraftpriser. Hvorvidt den fremtidige kraftprisen i gjennomsnitt blir høy eller lav, og hvor skiftende prisen blir over døgn og sesonger, vil ha betydning for verdien av fleksibel norsk vannkraftproduksjon.

Norske forhold vil også være av betydning. Kraftprisene vil påvirkes av utbygging av vind- og

vannkraft, endringer i vær og tilsigsmønster, samt myndighetskrav og behov for reinvesteringer i store regulerbare vannkraftverk.

NVE har anslått behovet for reinvesteringer i store norske vannkraftanlegg til om lag 40 mrd. kroner mot 2030 og ytterligere 75 mrd. kroner mot 2050, se punkt 3.2.4. Dette inkluderer bare maskin- og elektrotekniske komponenter, og ikke reinvesteringer i dammer og vannveier. I forbindelse med reinvesteringene er det et stort potensial for opprustning- og utvidelsesprosjekter som gjør kraftverkene mer fleksible. I hvilken grad de gjennomføres vil avhenge av markedsutviklingen. Samlet potensial for opprustning og utvidelser er anslått til 5-6 TWh, jf. boks 3.1.

Hvorvidt reinvesteringsprosjektene gjennomføres kan også påvirke kostnadene ved å opprettholde god forsyningssikkerhet. Utviklingen mot et norsk og nordisk kraftsystem der både kraftproduksjon og forbruk blir mer volatilt, vil isolert sett være utfordrende for kraftsystemets stabilitet. Vannkraftverkernes evne til å regulere opp og ned kraftproduksjonen vil derfor være avgjørende for en fortsatt stabil drift av kraftsystemet.

Omtalen i dette kapittelet bygger i hovedsak på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2018–2030 (NVE, 2018). Formålet er å belyse sentrale utviklingstrekk og betydningen dette kan få for norsk kraftproduksjon. Analysene er forbundet med betydelig usikkerhet, og usikkerheten øker over tid. På lengre sikt kan det skje betydelig

utvikling i teknologi og markeder som kan endre sammenhengene på energiområdet.

### 3.8.1 Mer fornybar kraftproduksjon og økt fleksibilitetsbehov frem mot 2030

De europeiske energimarkedene har de senere årene gjennomgått store endringer, og står også overfor omfattende omstillinger fremover. Energi- og klimapolitikken er en avgjørende drivkraft, men den økonomiske utviklingen, teknologiutviklingen og utviklingen i internasjonale energimarkeder er også viktig.

I 2009 ble EUs 2020-mål lansert, med mål om 20 pst. reduksjon i klimagassutslipp fra 1990-nivå, 20 pst. fornybar energi i energimiksen og 20 pst. energieffektivisering. Gjennom reguleringer, kvotemarked og støtteordninger til fornybar energi ser 2020-målene ut til å bli nådd. Målene har de siste årene bidratt til store endringer i Europas kraftsystemer gjennom nye, uregulerbar fornybar kraftproduksjon fra sol og vind. Effektene av innfasing av ny, fornybar energi er allerede synlige, til tross for at andelen fortsatt er relativt lav og varierer betydelig fra land til land. Store svingninger i produksjonen på grunn av uregulerbar vind- og solkraft har gitt mer volatile priser og utfordringer med kraftoverføring mellom områder.

I 2018 ble det vedtatt nye energi- og klimamål for 2030 som bygger på 2020-målene. EU ønsker å redusere klimagassutslippene med 40 pst. fra 1990-nivå, øke fornybarandelen til 32 pst. og bidra til 32,5 pst. energieffektivisering. EUs 2030-mål kan medføre at fornybarandelen i den europeiske kraftsektoren utgjør opp mot 50 pst. i 2030. Denne utviklingen vil blant annet avhenge av hvor mye av energiforbruket som blir elektrifisert, og hvor raskt utbyggingskostnader for fornybar kraftproduksjon faller.

NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse mot 2030 har blant annet tatt hensyn til disse politiske målene når de har anslått retningen kraftmarkedsutviklingen i Europa vil ha i årene fremover. De peker på at de følgende trendene vil dominere:

- *Nedgang i fossil kraftproduksjon:* Reduksjon i termisk kraftproduksjon fra kull- og kjernekraft som følge av aldrende kraftverk, politiske føringer og konkurranse fra fornybare teknologier.
- *Økning i uregulerbar fornybarproduksjon:* Stortilt utbygging av vind- og solkraft som følge av EUs fornybarmål mot 2030, lavere utbyggingskostnader og høyere kraftpriser.
- *Økt betydning av fleksibel produksjon:* Nedleggelsen av kull- og kjernekraft og høyere

CO<sub>2</sub>-priser kan føre til at gasskraft blir viktigere i det europeiske kraftmarkedet, og sammen med regulerbar vannkraft tar en større rolle for å balansere et mer variabelt kraftsystem.

- *Større behov for overføringsnett:* Høy nettutbygging mellom ulike europeiske land, noe som bidrar til å utjevne kraftprisene mellom ulike regioner i Europa.
- *Elektrifisering av forbruk:* Økning i kraftforbruket som følge av elektrifisering av varme- og transportsektoren, befolkningsutvikling og økonomisk vekst.

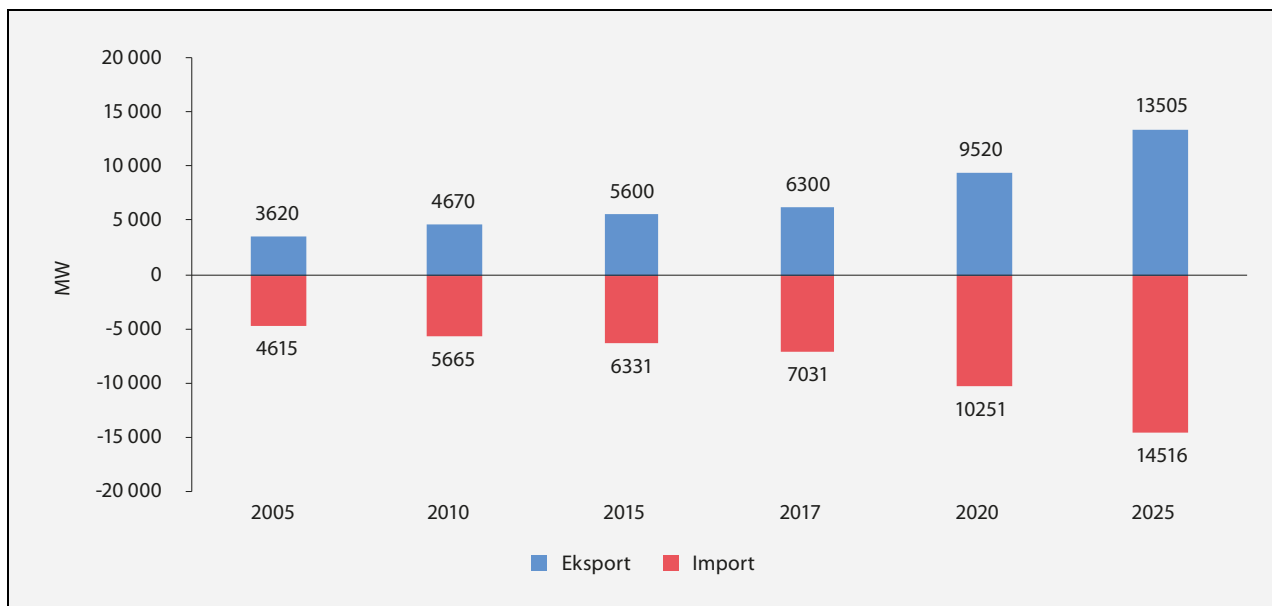
Klima- og energipolitiske virkemidler på EU-nivå vil påvirke kraftsektoren. Utfordringen for den europeiske kraftsektoren vil være å kunne integrere et slikt omfang av uregulerbar, fornybar kraftproduksjon i kraftsystemet på en måte som verken svekker forsyningssikkerheten eller verdiskapingen. Innfasingen av mer uregulerbar kraft vil skje parallelt med at en stor del av de tradisjonelle termiske kraftverkene fases ut som følge av alder, lønnsomhet eller myndighetskrav.

Utviklingen mot mindre termisk kraftproduksjon og mer uregulerbar, fornybar kraftproduksjon forventes å gi større behov for fleksibilitet og overføringsnett. Dette er nødvendig for å sikre balansen mellom forbruk og produksjon både på kort og lang sikt. Å opprettholde stabilitet i kraftsystemet uten kraftverk med høy brukstid eller tilgang på regulerbare kraftressurser vil være vanskelig. Fleksibiliteten den regulerbare vannkraften bidrar med, er derfor viktig.

#### Norge og Norden

Mange av de samme utviklingstrekkene finner man igjen i Norge og Norden. NVE anslår en økning i nordisk kraftproduksjon som følge av betydelig utbygging av vind- og solkraft. Samtidig ventes det utfasing av termisk kraftproduksjon. NVE anslår at kraftforbruket vil øke som følge av vekst i industrien, elektrifisering av transport og utbygging av store datasentre. Samlet vil landene i Norden fortsatt produsere mer kraft enn de bruker, og kraftoverskuddet vil øke.

I likhet med Europa, vil Norden få et mer værvhengig kraftsystem med en lavere andel regulerbar produksjon. Bare i Norge forventer NVE at vindkraftproduksjonen vil komme opp i omtrent 15 TWh i 2022. Per andre kvartal 2019 er allerede 8,6 TWh under bygging i tillegg til de 5,4 TWh som er satt i drift. NVE anslår at det kan bygges ytterligere 10 TWh mellom 2022 og 2030. Det vil



Figur 3.13 Økende overføringskapasitet ut av Norden. 2005–2025

Kilde: NVE, 2019.

imidlertid avhenge av kostnads- og teknologiutviklingen samt politisk og lokal aksept for ny vindkraft. I Norge vil mer uregulerbar vann- og vindkraft føre til økt variasjon i tilgangen på kraft. I tillegg kan klimaendringer over tid føre til at tilslaget til vannkraftmagasinene varierer mer over sesonger og år.

Med en mindre andel regulerbar kraftproduksjon i kraftsystemet, får Norden samlet sett mindre evne til å utjevne svingninger mellom tørre og våte år, og til å justere for løpende variasjoner i kraftsystemet. For fortsatt å kunne håndtere disse utfordringene, vil store vannkraftverk med magasin kapasitet samt et velutbygd overføringsnett være avgjørende for å ivareta forsynings sikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet.

Fra Norden planlegges nye forbindelser til Tyskland, Storbritannia, Nederland, Polen, Russland og Baltikum. Totalt sett innebærer planene at utvekslingskapasiteten til Europa vil tredobles mot 2030, jf. figur 3.13. 4 620 MW er allerede under bygging, mens det er tatt beslutning om utbygging av ytterligere 1 400 MW. Videre er 6 900 MW i konsesjonsprosess eller på utredningsstadiet. De planlagte utlandsforbindelsene vil føre til økt handel og endring i prisstrukturen.

Figur 3.13 viser summen av anslått utvekslingskapasitet fra nordiske land til land utenfor Norden. Import er større enn eksport da enkelte overføringslinjer bare brukes til import.

Med de to nye utenlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia vil norsk utvekslings-

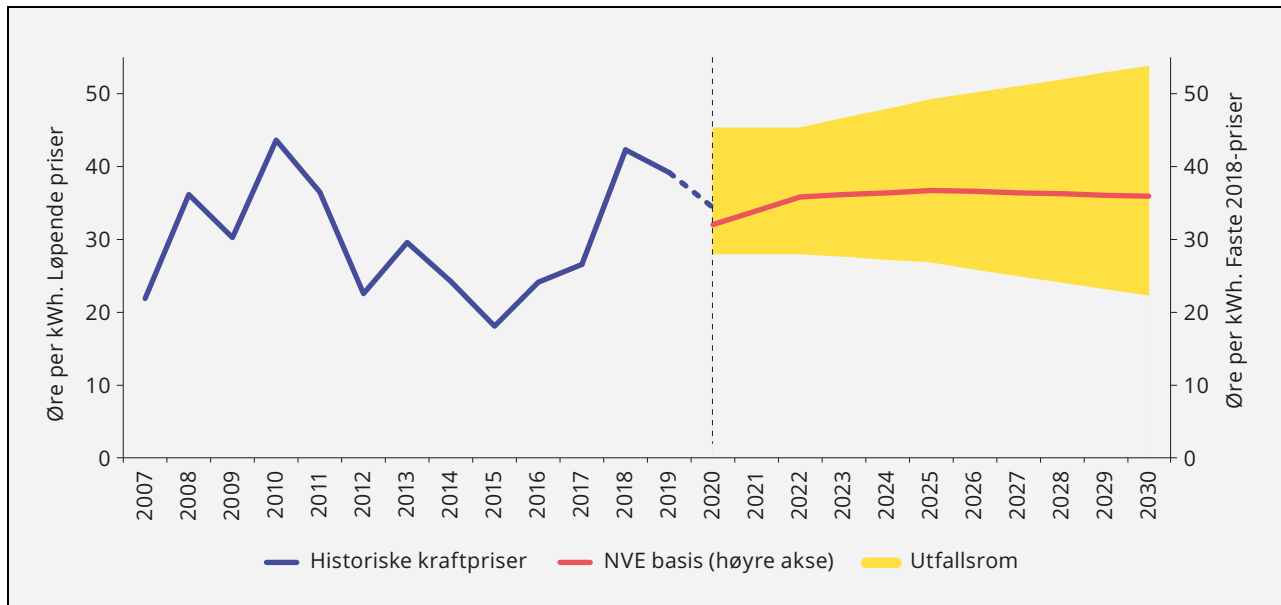
kapasitet være omlag 9000 MW. Dette er en økning på om lag 50 pst. sammenlignet med dagens kapasitet.

Med flere utlandsforbindelser får Norge større muligheter for krafthandel i perioder med over- og underskudd i det norske kraftsystemet. Økt overføringskapasitet vil innebære at norske kraftpriser påvirkes mer av prismønsteret og hendelser i europeiske land.

### 3.8.2 Forventet prisutvikling mot 2030

Reformen av EUs kvotesystem (ETS) frem mot 2030 vil ha stor betydning for prisutvikling og lønnsomhet av ulike typer kraftproduksjon i Europa. Høye kvotepriser trekker i retning av høyere kraftpriser og økt lønnsomhet i fornybar kraftproduksjon. Samtidig forventes det at teknologiutviklingen og politikken for å øke fornybarandelen vil bidra til mer utbygging av fornybar kraftproduksjon. I NVEs analyser mer enn doubles produksjonen av sol- og vindkraft i Europa mot 2030, med en samlet produksjon på nærmere 1000 TWh i 2030. Det vil innebære at fornybarandelen i europeisk kraftproduksjon øker fra 36 pst. i 2018 til 53 pst. i 2030. Isolert sett vil det senke de gjennomsnittlige kraftprisene og gjøre kraftprisene mer volatile, noe som kan påvirke lønnsomheten i all kraftproduksjon.

Forutsatt en økende CO<sub>2</sub>-pris og svak økning i prisene på kull og gass, ligger det an til en svak økning i gjennomsnittlig prisnivå i Norge.<sup>3</sup> Det



Figur 3.14 NVEs anslag for utvikling i kraftpriser 2007–2030

Kilde: NVE kraftmarkedsanalyse 2018–2030, publisert oktober 2018.

kommer av at termiske teknologier som kull- og gasskraft trolig fortsatt vil være viktig i prisdannelsen frem mot 2030, selv med en økende andel fornybar kraftproduksjon. Frem mot 2030 vil derfor nivået på kraftprisene både i Norge, Norden og Europa påvirkes av utviklingen i brenselpriser og kvoteprisen for CO<sub>2</sub>, som er bestemmende for kostnaden ved å produsere kraft i termiske kraftverk.

Figur 3.14 viser utviklingen i historiske kraftpriser, terminpriser for 2020 og NVEs fremskrivninger fra 2020. NVEs basisframskriving, fra oktober 2018, anslår at kraftprisen i Norge i gjennomsnitt stiger fra 2020 til 2025 før utviklingen flater ut mot 2030. Utfallsrommet er likevel stort, og de regionale forskjellene i Norge kan være betydelige. Prisøkningen skyldes forutsetningen om høyere CO<sub>2</sub>-priser og idriftsettelsen av nye kabler fra Norden til Storbritannia. På tross av en stigende CO<sub>2</sub>-pris i hele perioden, bidrar økt fornybarproduksjon i Europa og et større kraftoverskudd i Norden til at gjennomsnittsprisene er relativt stabile utover i perioden mot 2030. NVEs høy- og lavalternativ for prisutviklingen, illustrert ved det skraverte området i figur 3.14, tar utgangspunkt i ulike forutsetninger.<sup>4</sup>

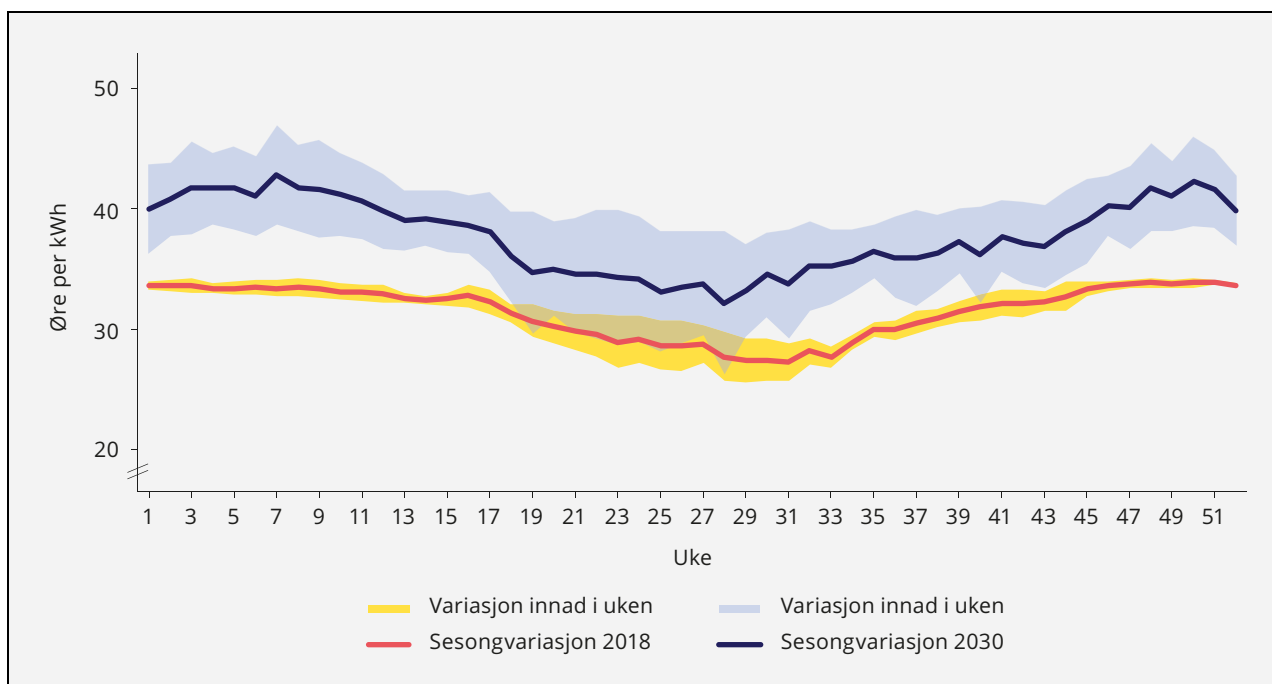
De nordiske kraftprisene i 2019 har på grunn av høy CO<sub>2</sub>-pris og hydrologisk underskudd i gjennomsnitt vært om lag 40 øre per kWh. Terminprisene for resten av 2019 tilsier at kraftprisen i snitt vil fortsette å ligge på rundt 37 øre per kWh ut året. Mot 2020 og 2021 viser terminprisene at kraftprisnivået beveger seg til om lag 33 øre per kWh.

Uavhengig av det gjennomsnittlige prisnivået, vil de kortsiktige variasjonene i den norske kraftprisen øke og få en mer europeisk struktur. De europeiske kraftprisene preges allerede av en stor andel solkraft og perioder med høy vindkraftproduksjon på dagtid, noe som gir lavere priser på dagtid.

Foreløpig er ikke denne utviklingen like sterk i Norge, men kan bli mer fremtredende i årene fremover. Det gjelder spesielt i Sør-Norge som er nærmest knyttet til kraftmarkedet på kontinentet. Nettbegrensninger gjør at priseffekten lengre nord i landet vil bli mindre. Kraftprisvariasjonene er illustrert i figur 3.15, der linjene viser anslått utvikling i kraftprisen i Sør-Norge over året i 2018 og 2030. Det skraverte området viser prisvariasjonen innad i uken, og illustrerer at prisvariasjonen innad i uken er forventet å stige markant fra 2018 til 2030.

<sup>3</sup> Sammenliknet med gjennomsnittlig pris for 2017, legges det til grunn en flat utvikling i kullprisen (75 \$/tonn), en svak økning i gassprisen (17,5 €/MWh), og en CO<sub>2</sub>-pris på rundt 15 €/tonn. Utfallsrommet i alle scenariene er svært stort.

<sup>4</sup> Forutsetningene for kull-, gass-, og CO<sub>2</sub>-prisene i lav- og høyprisscenarioene er henholdsvis 50 og 100 USD/tonn for kull, 12 og 22 EUR/MWh for gass og 1 og 40 EUR/tonn for CO<sub>2</sub>-utslipp.



Figur 3.15 Anslag for variasjon i kraftpris over året og innad i uken for Sør-Norge. Faste 2018-priser

Kilde: NVE, 2018.

I 2018 er den gjennomsnittlig prisforskjellen mellom dag og natt rundt 2 øre per kWh på vinteren, og noe høyere i sommerhalvåret. For 2030 anslår NVEs at denne prisforskjellen mellom dag og natt vil kunne firedobles til 8 øre per kWh både på sommeren og vinteren. Prisene vil dermed være mer volatile over døgnet og dermed også innad i uken, som vist i figur 3.15.

Figur 3.15 illustrerer også hvor mye kraftprisen vil variere mellom sommer og vinter. Isoler sett vil økt overføringskapasitet føre til mindre sesongvariasjon i årene frem mot 2025. I perioden 2025–2030 anslår NVE imidlertid at sesongvariasjonen i kraftprisene totalt sett vil være omtrent lik som i 2018. Det kommer av at mer solkraft trekker kraftprisene ned om sommeren, og at redusert termisk kapasitet og høyere sesongpriser for gass vil gi flere pristopper på vinteren.

#### Konsekvenser for norsk kraftproduksjon

Med flere utlandsforbindelser forventes det isolert sett at prisene blir jevnere mellom sommer og vinter, og at prisvariasjonene over døgnet øker. Selv om økt overføringskapasitet gir større utslag på kortsiktige variasjoner i kraftprisen, reduserer det samtidig prisforskjellene mellom sesonger, og mellom tørrår og våtår. Muligheten til å eksportere kraft i perioder med stort tilsig bidrar til å

holde prisen på et høyere nivå, og tilsvarende bidrar importmuligheten til at prisene blir lavere i tørrår. Et forventet økt nordisk kraftoverskudd mot 2030 fører til at våtår og tørrår igjen får større prisutslag. Størrelsen på det nordiske kraftoverskuddet vil fortsatt være viktig for utfallsrommet for den norske og nordiske kraftprisen, selv med en sterkere påvirkning fra Europa.

En svak økning i den anslåtte gjennomsnittlige kraftprisen de kommende årene kan bidra til økt verdi av norsk fornybar kraftproduksjon. Økt volatilitet vil også gjøre det mer attraktivt å regulere vannkraftproduksjon eller kraftforbruk hurtig opp eller ned for å tilpasse seg prisene. Dette kan isolert sett øke inntjeningen for regulerbare kraftverk i Norge. For vindkraften kan økte priser kombinert med en forventet reduksjon i produksjonskostnader medføre at investeringer blir lønnsomme uten støtte, jf. punkt 3.8.3.

Muligheten det enkelte kraftverk har til å oppnå de faktiske kraftprisene i markedet vil variere. Blant annet vil det avhenge av prisen i området kraftverket ligger i, når på året det er mest produksjon og i hvilken grad det er mulig å regulere produksjonen etter variasjoner i kraftprisen. NVEs kraftmarkedsanalyse viser at regulerbare vannkraftverk i Sør-Norge kan få 30 pst. høyere inntjening enn for eksempel vindkraftverk i Nord-Norge. Det skyldes at prisforskjellene mellom Sør- og Nord-Norge blir større og at reguler-



bar vannkraft har best evne til å tilpasse seg variasjon i kraftpriser. Gjennomsnittsprisene for vindkraft er imidlertid betraktelig bedre lengre sør, der samlokalisering av regulerbar vannkraft og vind gir mindre utslag i kraftprisene.

Den regulerbare vannkraften har gode muligheter til å skape verdier av fleksibiliteten som ligger i evnen til rask produksjonstilpasning. På sikt kan det imidlertid være flere løsninger som kan bidra til økt kortsiktig fleksibilitet, og det forventes konkurranse mellom disse. Både regulerbar vannkraft, strømmnett, batterilagring og forbrukerfleksibilitet vil kunne dekke behovet for fleksibilitet innenfor kortere tidsperioder. Når det gjelder langsiktig fleksibilitet innenfor dager og uker kan vannkraften i fremtiden konkurrere med overføringskabler, forbrukerfleksibilitet i industrien eller hydrogen som energibærere. Innføring av én type fleksibilitet i markedet vil ha en dempende effekt på prisvolatiliteten og dermed redusere lønnsomheten for andre tilbydere av fleksibilitet.

Den økende verdien av vannkraftens reguleringssevne de neste tiårene ligger ikke bare i evnen til å produsere når kraftprisen er høyest, eller i å bidra til redusert kannibaliseringseffekt for vindkraft. Perspektivene til kraftsystemet tilsier at vannkraftens regulerbarhet i økende grad vil være en nødvendig forutsetning for en fortsatt stabil drift av det norske og nordiske kraftsystemet, samt kraftsystemets evne til å møte de endringer som er beskrevet under punkt 3.8.1. Den samlede verdien dette utgjør vil ikke prissettes fullt ut i markedet, men bidrar til at kostnadene ved å drifte et kraftsystem i stor endring blir lavere i Norge enn i de fleste europeiske land. I Europa er det stor usikkerhet om hvordan kraftsystemet over tid skal håndtere de økende svingningene i produksjon, og om dagens kraftmarked er i stand til å fremskaffe tilstrekkelige investeringer i regulerbar produksjon. De gjennomsnittlige prisforventningene for kraft er i dag for lave til å dekke investeringskostnadene for nye kraftverk i Europa, særlig for ny regulerbar produksjon. Den eksisterende regulerbare norske vannkraften demper den typen bekymringer i Norge. Det er derfor viktig å opprettholde vannkraftens regulerbarhet.

### 3.8.3 Investeringskostnader i ny kraftproduksjon

Parallelt med at investeringene i sol- og vindkraft globalt har økt, har investeringskostnadene falt. Det forventes at denne utviklingen fortsetter. Trolig vil det over tid muliggjøre en større andel

investeringer uten behov for subsidier og produksjonsstøtte. I følge IRENA (IRENA, 2018) har investeringskostnaden for vindkraft blitt redusert med om lag 23 pst. i perioden 2010–2016. Investeringskostnaden for solkraft har falt med over to tredjedeler i samme periode. Lavere teknologikostnader, gradvis økt virkningsgrad på solceller og stadig større vindmøller med høyere brukstid reduserer den gjennomsnittlig produksjonskostnad over levetiden (LCOE) både for sol- og vindkraft.<sup>5</sup>

De totale utbyggingskostnadene varierer likevel betydelig i Europa og verden forøvrig, avhengig av vind og solforhold samt andre kostnader som nettutbyggingskostnader. Investeringskostnader inkluderer som oftest ikke kostnaden med å koble seg til nettet og undervurderer dermed den totale samfunnsøkonomiske kostnaden.

Solkraft har fortsatt vesentlig høyere investeringskostnader enn vindkraft, men store deler av utbyggingen skjer ved at husholdnings- og næringskunder installerer solceller på tak og andre ledige areal. For forbrukeren kan samfunnsøkonomisk ulønnsom solkraft likevel være privatøkonomisk lønnsomt, når utbyggingskostnadene ses opp mot den samlede strømprisen for sluttforbrukeren, inkludert kraftpris, nettleie og avgifter.

Andre teknologier slik som batterier, termiske sesonglagre og hydrogenlagring har også fallende kostnader. Blant annet har kostnadene for batterilagring falt vesentlig de siste årene.

#### Utviklingen i Norge

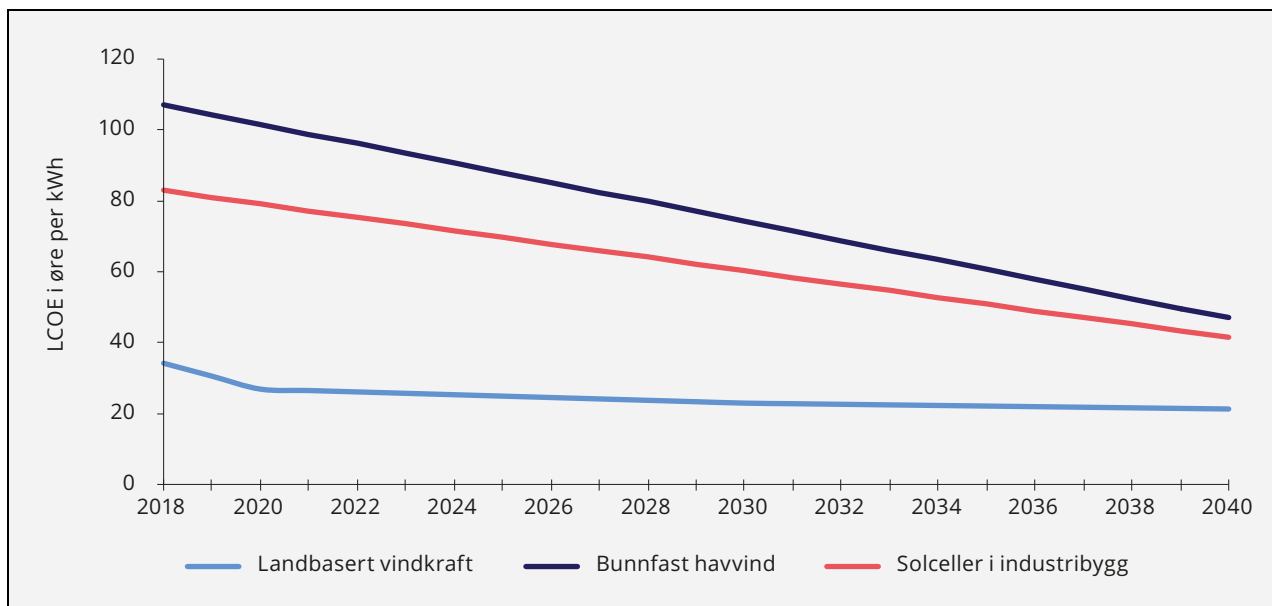
I Norge har vannkraft tradisjonelt vært den klart billigste formen for ny kraftproduksjon. Dette bildet er i ferd med å endre seg. Informasjonen i dette avsnittet er basert på NVEs analyser av kostnader i energisektoren (NVE, 2019), som viser at teknologiutviklingen i de senere årene har ført til at kostnadsnivået i landbasert vindkraft nå er på nivå med vannkraft.

Figur 3.16 viser LCOE og anslått utvikling for vindkraft på land, bunnfast havvind og solkraft på næringsbygg i perioden 2018–2040. LCOE for vannkraft er tatt ut, og fremgår av figur 3.17, siden det er større variasjoner i kostnadsnivået mellom vannkraftverkene.

For landbasert vindkraft er tallene basert på innsamlede kostnader for vindkraftverkene som

<sup>5</sup> Nivået på LCOE gir uttrykk for hvilken gjennomsnittlig oppnådd kraftpris over levetiden et kraftverk må ha for å være lønnsomt.





Figur 3.16 Anslag på gjennomsnittlig LCOE for ny fornybar kraftproduksjon 2018–2040. Faste 2018-øre

Kilde: NVE, 2019.

ble idriftsatt i Norge i 2018. LCOE-utviklingen i bunnfast havvind er basert på et tenkt eksempelprosjekt med norske forhold. Utbyggingskostnadene er hentet fra IEA Wind. Kostnader for bygging av havvind er svært stedsavhengig og vil variere ut fra hvor vindkraftverket lokaliseres. Solkrafttallene er basert på en rapport om solceller i Norge utarbeidet av Multiconsult og Asplan Viak. I kostnadsutviklingen for perioden 2018 til 2040 legger NVE til grunn at gjennomsnittlig LCOE for bunnfast havvind vil falle med 56 pst. og LCOE for solkraft vil falle med 50 pst. og LCOE for landbasert vindkraft vil falle med 38 pst. Tilknytning til nettet er en viktig og potensiell stor kostnad som ikke er inkludert i denne figuren. Hvis kraftverksutbyggingen utløser nyinvesteringer i strømmettet vil det aktuelle nettselskapet kreve anleggsbidrag fra investor. Det vil øke de samlede utbyggingskostnadene for prosjektene. Landbasert vindkraft ventes å bli en stadig sterkere konkurrent til ny vannkraft, jf. figur 3.16.

Figur 3.17 viser anslag på LCOE for vannkraft som har fått endelig konsesjon, men som ikke er bygd ut. Da det er få nye store vannkraftprosjekter, inkluderer tallene både små og store vannkraftprosjekter. Midlere årsproduksjon fra disse er om lag 4 TWh, mens det samlede tekniske-økonomiske potensialet er større, jf. punkt 3.2.2. Vannkraft er en moden teknologi, der NVE ikke forventer fallende kostnadsnivå. Samtidig er mye av vannkraften allerede bygd og mange av de beste vannfallene er allerede utnyttet. Enkelte

prosjekter har relativt lave utbyggingskostnader, mens de mest kostbare vannkraftprosjektene ikke vil være konkurransedyktige.

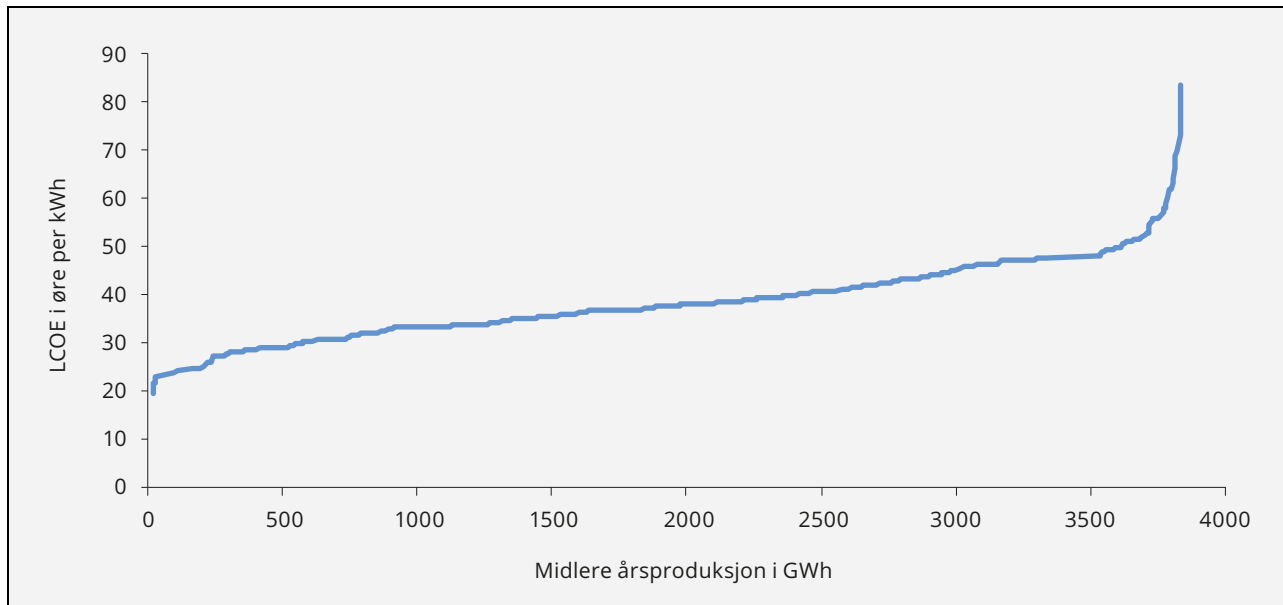
Konkurransforholdet mellom ny vann- og vindkraft kan illustreres av byggeaktiviteten i Norge i 2019. Etter mange år med lite vindkraftutbygging er det ved utgangen av andre kvartal 2019 8,6 TWh med vindkraftprosjekter under bygging. Til sammenligning er det 2,3 TWh vannkraftprosjekter under bygging (NVE, 2019).

### 3.8.4 Flexibilitetsløsninger og reinvesteringer i norske vannkraftverk

Forventning om varige endringer i prisstrukturen over døgnet og i ulike perioder, kan gi økt lønnsomhet for fleksibilitet i kraftproduksjon og kraftforbruk.

Nye fleksibilitetsløsninger kan påvirke kraftsystemet på en måte det er vanskelig å forutse, og kan på sikt bidra til å endre prisstrukturen. Det kan påvirke kraftprisene i Norge og endre verdien av regulerbar vannkraft. Utfordringene for enkelte fleksibilitetsløsninger er at periodene med knapphet kan oppstå sjelden og være for kortvarige til at det blir lønnsomt å investere.

Hvilke fleksibilitetsløsninger som blir lønnsomme i det europeiske markedet avhenger både av teknologisk utvikling, behovet for fleksibilitet og hvorvidt fleksibilitetsløsninger får tilstrekkelig betalt i markedet. Det er stor forskjell på lønningene som kreves for å møte umiddelbare behov i



Figur 3.17 Anslag for LCOE for konsesjonsgitte vannkraftverk som ikke er under bygging. Faste 2018-øre  
Kilde: NVE, 2019.

kraftsystemet, og den fleksibiliteten som kreves når væravhengig kraftproduksjon er svært lav over flere uker.

Det eksisterende vannkraftsystemet i Norge har stor reguleringsevne, og kan brukes til å håndtere både kortsiktige og langsiktige fleksibilitetsbehov. Det er imidlertid ikke en utømmelig kilde til fleksibilitet. Hvor mye fleksibilitet som kan leveres avhenger blant annet av kostnader og naturulempen med økt effektkjøring av vannkraftverk, av lokal aksept for endret vannføring, av tilgjengeligheten på overføringsforbindelser og av kostnadene for annen fleksibilitet i Europa. Det vil bli nødvendig med reinvesteringer i mange av de norske regulerbare vannkraftverkene, jf. punkt 3.2.3.

Samtidig som det reinvesteres, er det potensial for opprustning og utvidelse, og til å tilpasse kraftanleggene slik at man bedre utnytter fleksibiliteten i vannkraften. Kraftverkene kan bygges om og øke effekten slik at mer kraft kan produseres på kortere tid, i de timene hvor prisen er høyest. Hvorvidt det er lønnsomt avhenger av hvor store ekstrakostnader som kommer i tillegg til rehabilitering, og hvor mye det er å tjene på dette i form av høyere forventet kraftpris i høypristimene.

Stor usikkerhet om fremtidig utvikling i kraftsystemet gjør at vannkraftutbyggerne står overfor komplekse investeringsbeslutninger. Et dilemma for vannkraftutbyggere er knyttet til den lange levetiden slike prosjekter har. Det kan ta flere år fra selskapet fatter en investeringsbeslutning til det oppgraderte kraftverket kan starte produk-

sjon. Med dagens forhold er det lite lønnsomt med effektutvidelser. Flere pristopper i fremtiden kan gjøre investeringer mer lønnsomme, men nye fleksibilitetsløsninger kan også begrense denne oppsiden. Utbyggerne må enten fatte en investeringsbeslutning mens kraftprisene fortsatt er relativt lave og lite volatile, eller vente til markedet har tilstrekkelige variasjoner i prisene som gir insentiver til investeringer i flere typer fleksibilitet. I begge tilfeller er det betydelig risiko.

### 3.8.5 Endringer i markedsdesign

For at det skal bli utviklet nok fleksibilitetsløsninger til å kunne håndtere de forventede svingningene i produksjon og forbruk, er det viktig at det gis korrekte investeringsinsentiver. Da må kraftmarkedet være organisert på en slik måte at tilbydere av fleksibilitet får betalt for det de tilbyr. For å imøtekomme behovet for bedre verdsetting av fleksibilitet i kraftsystemet, har EU startet utvikling av felles balansemarkeder. I tillegg skal budperiodene i markedene reduseres fra 1 time til 15 minutter og minimumsstørrelsen på budene skal reduseres. Det medfører at mindre aktører også kan delta, slik at likviditeten forhåpentligvis vil øke. Tiltakene kan gi markedene bedre informasjon om når ubalansene oppstår og en mer effektiv bruk av nett- og produksjonsressurser til å håndtere dem. Forutsatt at det er tilgjengelig overføringskapasitet, vil norske regulerbare vannkraftverk kunne tjene på disse endringene.

Mange land i Europa er likevel bekymret for at det i perioder ikke vil være nok produksjonskapasitet tilgjengelig for å dekke etterspørselen. De har innført, eller vurderer å innføre, såkalte kapasitetsmekanismer. Kapasitetsmekanismer er en tilleggsbetaling utover kraftprisen for å ha tilgjengelig produksjonskapasitet som kan levere ved behov. Dersom flere land innfører slike ordninger uten å ta hensyn til overføringsnett og produksjonskapasitet i naboland, kan det medføre betydelig samlet overkapasitet. Det kan gi lite effektive kraftmarkeder. Kapasitetsmekanismer kan dermed bidra til lavere markedspriser slik at det blir vanskelig å oppnå lønnsomhet i investeringer for økt fleksibilitet.

### 3.9 Oppsummering

---

Norsk kraftproduksjon er fornybar, fleksibel, og har gode forutsetninger for å bidra til fortsatt verdiskapning i årene fremover. Den store vannkraften har også en rekke egenskaper som er viktig for forsyningssikkerheten som ikke fullt ut blir prissatt i markedet.

Energi- og klimapolitikk, markedsdesign samt teknologiutvikling er blant faktorene som kan påvirke rammevilkårene for kraftproduksjon. Utviklingstrekkene viser at norske kraftpriser i årene fremover i økende grad vil påvirkes av forhold i Europa fordi vi blir tettere fysisk og regulatorisk integrert. Det innebærer blant annet at pris-

variasjonene over døgnet øker. Prognosene for det gjennomsnittlige nivået på kraftprisen fremover er imidlertid svært usikre og har et stort utfallsrom. Utviklingen i CO<sub>2</sub>- og brenselsprisene og utbyggingen av mye uregulerbar kraftproduksjon både i Norge og resten av Europa er viktige drivere, sammen med utfasing av termisk produksjon, og økt overføringskapasitet.

Samtidig som markedsutsiktene er usikre, er det økende behov for større rehabiliteringer av de store vannkraftanleggene. Kraftverk som står for nærmere 50 pst. av all kraftproduksjon i Norge ble bygget før 1980 og har nå behov for reinvesteringer. Samtidig viser investeringstallene i kraftproduksjon at det investeres mye i vindkraft i Norge, betydelig mer enn i vannkraft.

Stor vannkraft krever høye investeringer i byggefasen, og de offentlige eierne er tilbakeholdne med å ta store og komplekse investeringsbeslutninger i et marked preget av stor usikkerhet. Norsk vannkraft kan tjene godt på økt behov for fleksibilitet i årene fremover, men hvorvidt kraftverkene vil kunne realisere verdien er usikkert. Så lenge selskapene finner det lønnsomt å fortsette driften, kan investorene velge å utsette investeringene så lenge som mulig, bytte ut komponenter eller bygge nye og mer fleksible kraftverk. Med et stort investeringsbehov i et marked med usikre utsikter er det viktig at skatter og konsesjonsordninger for kraftproduksjonen er utformet slik at de ikke vrir selskapenes insentiver bort fra samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter.

## Kapittel 4

# Oversikt over gjeldende skatteregler for vannkraft

### 4.1 Innledning

I skatteloven og i egedomskattelova er det gitt særlige regler for skattlegging av inntekt knyttet til produksjon, omsetning, overføring eller distribusjon av vannkraft. Inntekts- og eiendomsbeskatningen må ses i sammenheng med konsesjonskraft og konsesjonsavgift for vannkraftnæringen. Dette kapitlet gir en oversikt over dagens skattesystem for produksjon av vannkraft, samt konsesjonskraft og konsesjonsavgifter. Oversikten er basert på reglene for inntektsåret 2019.

I punkt 4.2 gis det en oversikt over skatt på alminnelig inntekt, med vekt på særregler for kraftforetak. I punkt 4.3 og 4.4 gis det en oversikt over gjeldende rett for grunnrenteskatt og naturressurskatt for kraftforetak. En gjennomgang av gjeldende rett for eiendomsskatt på vannkraftanlegg er gitt i punkt 4.5. Videre gis det en oversikt over ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift i punkt 4.6. I punkt 4.7 gis det en oversikt over fordeling av skatteinntekter fra kraftforetak mellom staten, kommuner og fylkeskommuner.

Utvalgets vurderinger av dagens inntekts- og eiendomsskatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift samt utvalgets forslag til endringer, omtales i del III av utredningen.

### 4.2 Skatt på alminnelig inntekt

#### 4.2.1 Innledning

Alminnelig inntekt i kraftforetak fastsettes og skattlegges etter de ordinære reglene i skatteloven. Dette innebærer at overskudd i selskapet skattlegges som alminnelig inntekt med en skattesats på 22 pst. i 2019. Selskapene får fradrag for kostnader, herunder avskrivninger, i alminnelig inntekt etter de samme reglene som andre skattepliktige. Kraftforetak følger for eksempel de generelle fradragsreglene for løpende driftskostnader i skatteloven §§ 6-1 flg.

Det gjelder visse særregler ved beregningen av alminnelig inntekt på bakgrunn av særtrekk

ved kraftforetakene. Kraftforetak fradragsfører lineære avskrivninger for enkelte særskilte driftsmidler i kraftanlegg. For slike driftsmidler er det antatt at lineære avskrivninger i større grad enn saldoavskrivninger tilsvare det økonomiske verdifallet. Det vises til den nærmere gjennomgangen av reglene under punkt 4.2.2.

Under punkt 4.2.3 gjennomgås virkningene for kraftforetak av reglene om rentebegrensning i interessefellesskap.

Regler om gevinstfritak ved samlet salg av kraftanlegg og fallrettigheter omtales i punkt 4.2.4.

#### 4.2.2 Avskrivninger

Selskapsskatten bør utformes slik at den i minst mulig grad påvirker bedriftsøkonomiske beslutninger om fordeling av kapital. Avskrivningsreglene vil påvirke den effektive marginals-katten. For å unngå vridninger i investeringer bør de skattemessige avskrivningene tilsvare det økonomiske verdifallet. Driftsmidler avskrives over forventet levetid. I praksis er det nødvendig med forenklinger, men et sjablongmessig avskrivningssystem bør utformes slik at det vrir investeringsbeslutningene minst mulig.

For varige og betydelige driftsmidler gis det etter gjeldende rett fradrag for verdiforringelse ved slit og elde i form av avskrivninger. Kraftanlegg følger de alminnelige saldoavskrivningsreglene i skatteloven §§ 14-40 flg., med ulike pro-sentsatser for ulike typer driftsmidler. I saldo-gruppe d (maskiner) blir personbiler, traktorer, maskiner, redskap, instrumenter, inventar, mv. avskrevet med inntil 20 pst. årlig. I saldogruppe g (elektroteknisk utrustning) blir anlegg for overføring og distribusjon av elektrisk kraft og elektroteknisk utrustning i kraftforetak, og slike driftsmidler benyttet i annen virksomhet, avskrevet med inntil 5 pst. årlig. I saldogruppe h (bygg og anlegg) skal bygg, anlegg, hotell, losjihus, bevert-ningssteder mv. avskrives med inntil 4 pst. årlig. Det er ikke holdepunkter for at disse driftsmid-

lene har et annet verdifall i kraftsektoren enn i andre sektorer.

Enkelte spesielle driftsmidler i kraftanlegg avskrives lineært og føres på egen konto, jf. skatteloven § 18-6 første og tredje ledd. Disse driftsmidlene omtales som *særskilte driftsmidler* i kraftanlegg. Dette gjelder dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert atkomsttunneler) som avskrives lineært med 1,5 pst. årlig over 67 år, samt maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister etc. som avskrives lineært med 2,5 pst. årlig over 40 år. Påkostning på særskilte driftsmidler føres på egen konto, jf. skatteloven § 18-6 fjerde ledd.

Rødseth-utvalget (NOU 1992: 34) diskuterte om det burde innføres lineære avskrivninger for særskilte driftsmidler i kraftanlegg. I punkt 15.2.4 ble det uttalt at:

«Det er kjenneteikn ved kraftverkssektoren som kan tilseia at lineære avskrivningar bør nyttast for denne næringa. Mellom anna kan den lange levetida på maskinar i kraftverk og den fysiske depresieringsprofilen på desse i seg sjølv tilseia at lineære avskrivningar passar vel så bra som saldoavskrivningar til det økonomiske verdifallet. Utvalet ser det likevel ikkje som ønskjeleg å innføra eit anna avskrivningsprinsipp for kraftverkssektoren enn det som gjeld for driftsmiddel i andre sektorar.»

Utvalget gikk inn for at de gjeldende saldogrupper skulle få anvendelse også for kraftanlegg. Det var imidlertid ikke alle driftsmidler som kunne avskrives. Flertallet i Rødseth-utvalget mente at den årlige slitasten for demninger og tunneler var så liten og levetiden så lang, at en for praktiske formål burde se bort fra avskrivninger på disse driftsmidlene. Mindretallet var uenige og mente at demninger og tunneler burde avskrives.

Skatteutvalget (NOU 2014: 13) vurderte avskrivningssatsene for kraftanlegg i lys av tilgjengelig informasjon om økonomisk levetid for ulike driftsmiddel. Blant annet ba utvalget Statistisk sentralbyrå (SSB) om å vurdere faktisk økonomisk verdifall for ulike driftsmidler og profilen på dette verdifallet. SSB gjennomførte en spørreundersøkelse for å bedre informasjonstilfanget om verdifall. I undersøkelsen ble gjennomsnittlig levetid oppgitt til 66 år (median 71 år) for dammer, tunneler og rørgater og til 34,7 år (median 40 år) for maskinteknisk utrustning. Skatteutvalget viste til at det er kjennetegn ved de særlige driftsmidlene i vannkraftproduksjon som taler for sepa-

rate avskrivningsregler som best mulig reflekterer det økonomiske verdifallet. Skatteutvalget foreslo ingen endringer i de særskilte avskrivningsreglene i kraftsektoren.

Fallrettigheter er immaterielle driftsmidler som avskrives bare dersom verdifallet er åpenbart, jf. skatteloven § 6-10 tredje ledd jf. § 14-50. I praksis er det bare fallrettigheter som er undergitt hjemfall (og dermed en tidsbegrensning) som kan avskrives. Om dette uttalte Rødseth-utvalget (NOU 1992: 34) i punkt 15.2.4:

«I tilfelle der heimfall vil bli gjort gjeldande er det særskilte avskrivningsreglar. Avskrivningane skal fastsetjast slik at anlegget med grunn kan vera heilt nedskrive når konsesjonstida er slutt. Jf. Rettstidende (Rt.) 1915 s. 538 og Utvalget I s. 965. Heimfallsretten kan altså gi grunnlag for ein raskare nedskrivningstakt på avskrivbare driftsmiddel enn det som følgjer av saldoavskrivningsreglane. Heimfallsretten kan også gi høve til å avskrive driftsmiddel som ellers ikkje kan avskrivast fordi det ikkje skjer noko verdifall som følgje av slit og elde. Jf. Rt. 1958 s. 801. Driftsmidla skal då avskrivast lineært fram til heimfall. Driftsmiddel som dette vil vera aktuelt for, er mellom anna vegar og tunnellar. Utvalet legg til grunn at desse reglane ikkje vert endra i samband med eventuelle endringar i skattereglane for kraftverk.»

At hjemfall til staten i dag kan begrunne en raske tidfesting av avskrivningsfradragene ved lineære avskrivninger fremgår av skatteloven § 14-50 og § 18-6 annet ledd. Skattyter kan velge å kostnadsføre inngangsverdien med like beløp hvert år fra ervervsåret eller det året avskrivninger endres, frem til året for hjemfall, jf. skatteloven § 18-6 annet ledd annet punktum. Dette gjelder både driftsmidler som i utgangspunktet skal saldoavskrives og driftsmidler som skal avskrives lineært.

#### 4.2.3 Rentefradrag

Kraftforetak får som andre foretak fradrag for rentekostnader, jf. skatteloven § 6-40. Det gis fradrag for gjeldsrenter i grunnlaget for alminnelig inntekt, men ikke i grunnlaget for grunnrenteskatt.

Stat, kommune og fylkeskommune har et generelt fritak for skatt i skatteloven § 2-30 første ledd bokstav b og c. I forbindelse med kraftskatte-reformen i 1997 ble det derfor fastsatt en regel om begrenset adgang til å trekke fra renter av skattyterens gjeld ved skattefastsettingen av kraftfore-

tak som er i offentlig eie. Bakgrunnen var at dersom en offentlig eier lånefinansierte kraftforetaket, var renteutgiftene i utgangspunktet fradragsberettiget for foretaket etter de alminnelige reglene, men uten at renteinntektene kom til beskatning hos kreditor. Offentlige eiere fikk dermed skattemessig insentiv til å holde en lav egenkapitalgrad i selskapet, ved å lånefinansiere investeringen i kraftverket og overføre mest mulig av inntektene til eieren.

*Gjeldsrentebegrensningsregelen* skulle dempe disse skatteinsentivene. Bestemmelsen beregnet maksimalt fradragsberettigede finanskostnader for de offentlig eide kraftforetakene. Netto finanskostnader for skatteformål kunne ikke overstige 70 pst. av årets skattemessige verdi av foretakets realkapital multiplisert med en normert lånerente. Bestemmelsen kom til anvendelse der stat, kommune eller fylkeskommune direkte eller indirekte eide minst to tredjedeler av aksjene eller andelene. Det var altså eierandelen som var avgjørende. Dette medførte at bestemmelsen var lite treffsikker. I Ot.prp. nr. 1 (2003–2004) punkt 10.5 ble det etter en samlet vurdering konkludert med at det ikke lenger var tilstrekkelig grunnlag for en gjeldsrentebegrensningsregel for offentlig eide kraftforetak. Bakgrunnen var at det var andre regler som hver for seg eller sammen til en viss grad kunne motvirke for lav egenkapitalgrad i offentlig eide selskaper, og dette gjorde regelen overflødig. Regelen medførte i tillegg en rekke administrative problemer. Gjeldsrentebegrensningsregelen for offentlig eide kraftforetak ble derfor opphevet fra og med 2004.

Med virkning fra og med inntektsåret 2013 ble det innført en generell rentebegrensningsregel. Rentebegrensningsregelen finnes i skatteloven § 6-41 og er en sjablongregel for begrensning av rentefradrag mellom nærstående. Med virkning fra og med inntektsåret 2019 ble rentebegrensningsregelen utvidet til å omfatte eksterne renter for skattytere i konsern.

Skatteutvalget (NOU 2014 :13) vurderte i sin rapport den generelle rentebegrensningsregelen som lite treffsikker for selskap som eier vannkraftverk. I rapporten påpekte Skatteutvalget at eiere som ikke er skattepliktige for kapitalinntekter, fortsatt har et insentiv til å lånefinansiere egne selskaper. Under punkt 8.3.1 i Skatteutvalgets utredning ble det uttalt:

«Rentebegrensningsregelen gjelder også interkommunale selskap og statsforetak. Definisjonen av interessefelleskap (50 pst. eierandel) innebærer at regelen ikke får anvendelse der

tre uavhengige innretninger (hver med lavere eierandel enn 50 pst.) eier et felles foretak. I praksis betyr dette at for eksempel tre kommuner kan finansiere et felles eid selskap med høy gjeldsandel uten å bli rammet av rentebegrensningsregelen. Siden kommuner ikke er skattepliktige for mottatte renteinntekter, foreligger det dermed sterke insentiver til gjeldsfinansiering. Dette er en form for intern overskuddsflytting fra skattepliktige selskap til skattefrie kommuner. Dersom en utvider begrensningsregelen til også å avskjære renter på ekstern gjeld, vil en positiv effekt være at også slik overskuddsflytting fra felles eid selskap som driver økonomisk aktivitet, blir rammet.»

Store deler av norsk vannkraftproduksjon er eid av fylkeskommuner og kommuner, jf. punkt 3.5. Skatteutvalgets flertall mente at det burde utredes og eventuelt innføres skatteplikt for næringsvirksomhet og kapitalinntekt for kommuner mv., slik at insentivet til utlån av kapital bortfaller, jf. punkt 8.3.3 i Skatteutvalgets utredning.

Innføring av skatteplikt for kapitalinntekter for norske kommuner, kan medføre at insentiv til å flytte overskudd fra skattepliktige kommunalt eide kraftselskap opphører. En ekstern arbeidsgruppe ledet av Professor Erling Hjelmeng (2018), har vurdert tiltak for likere konkurransevilkår mellom private og offentlige aktører, herunder virkninger av det generelle skattefritaket for kommuner. Arbeidsgruppen leverte 23. januar 2018 rapporten «Like konkurransevilkår for offentlige og private aktører».

En gjennomgang av reglene om rentefradrag for kraftforetak ble gjort i Prop. 1 LS (2018–2019) punkt 9.12.4. I påvente av at det blir tatt stilling til spørsmålet om skatteplikt for kommunenes kapitalinntekter ble det i proposisjonen foreslått at det innføres en regel som gjør at alle fylkeskommunale og kommunale eiere anses som én enhet i vurderingen av om kommunene er nærstående til kraftforetak i forbindelse med rentefradragsbegrensning. Hensikten var å motvirke at kommuner kan redusere skattbart overskudd i kommunalt eide selskap ved å yte lån til kraftselskapene. Høringsinstansene hadde i høringen av Skatteutvalgets utredning påpekt at Finansdepartementet burde avvente resultatene fra arbeidsgruppen ledet av Professor Erling Hjelmeng vedrørende konkurransevilkår for offentlige og private aktører før eventuelle endringer i rentebegrensningsregelen. Om dette ble det i Prop. 1 LS (2018–2019) punkt 9.12.4 uttalt:

«Inntil departementet har tatt stilling til spørsmålet om skatteplikt på kapitalinntekt bør den gjeldende rentebegrensningsregelen strammes noe inn for å begrense overskuddsflytting gjennom lån fra fylkeskommunale og kommunale eiere. I kraftsektoren har en sett at (fylkes-)kommunale eiere omgjør egenkapital til ansvarlige lån. Ved å omgjøre egenkapital til ansvarlige lån vil selskapet kunne trekke fra rentekostnadene i skattepliktig resultat, mens tilhørende renteinntekt ikke beskattes på kommunal hånd.

Fylkeskommuner og kommuner som eier eller har kontroll med minst 50 pst. av selskapet, vil bli ansett som nærstående, og selskapets renter på eventuelle lån til disse kan dermed i utgangspunktet avskjæres etter rentebegrensningsregelen (EBITDA-regelen mellom nærstående). Hver enkelt (fylkes-)kommune behandles enkeltvis når en skal vurdere om (fylkes-)kommunale eiere anses som nærstående. Det betyr for eksempel at tre kommuner som eier 1/3 hver av et selskap, ikke anses som nærstående. Selskapet rammes dermed ikke av rentebegrensningsregelen. Det finnes likevel klare eksempler på at (fylkes-)kommunale eiere opptrer i fellesskap når det gis ansvarlig lån til selskap og ved omgjøring av egenkapital til ansvarlige lån i (fylkes-)kommunalt eide kraftselskap. For å begrense denne typen overskuddsflytting mener departementet at det bør innføres en regel som gjør at alle fylkeskommunale og kommunale eiere anses som én enhet i vurderingen av om kommunene er nærstående.

Departementet opprettholder derfor forslaget i høringsnotatet om å anse alle fylkeskommunale og kommunale eiere som én enhet i vurderingen av om de er nærstående.»

Forslaget ble videreført av finanskomiteen og regelen trådte i kraft fra og med inntektsåret 2019, se skatteloven § 6-41 femte ledd.

I samme proposisjon omtalte en effekten av dagens rentebegrensningsregel:

«Den gjeldende rentebegrensningsregelen i alminnelig inntekt er likevel ikke treffsikker for selskap som eier vannkraftverk. I virksomhet som gir opphav til grunnrente, vil alminnelig inntekt over tid normalt være høyere enn i ordinær virksomhet. Formålet med grunnrenteskatten er nettopp å trekke inn grunnrente til fellesskapet. Siden rentebegrensningsregelen tar utgangspunkt i alminnelig inntekt, kan den

dermed gi et lempeligere resultat for vannkraftproduksjon enn for annen virksomhet.»

#### 4.2.4 Gevinstbeskatning

Hovedregelen er at gevinst ved realisasjon er skattepliktig inntekt, jf. skatteloven §§ 5-1 andre ledd og 5-30. Etter skatteloven § 9-3 syvende ledd gjelder det et unntak for gevinst ved samlet realisasjon av særskilte driftsmidler i kraftanlegg og fallrettigheter eller andel i slike, dersom overtaker viderefører de skattemessige verdiene og ervervstidspunkt for eiendeler, rettigheter og forpliktelser som overføres.

Bestemmelsen ble innført med virkning fra og med inntektsåret 2004, jf. Ot.prp. nr. 1 (2003–2004) pkt. 10.3. En tilsvarende bestemmelse i skatteloven § 18-3 niende ledd bokstav b gir gevinstfritak ved beregning av grunnrenteskatt.

Bakgrunnen for gevinstfritaket ved realisasjon var at de fleste omstruktureringer i kraftbransjen skjedde ved realisasjon av aksjer eller andeler i kraftforetaket, og ikke ved direkte realisasjon av kraftverk og fallrettigheter. Ved salg av selve kraftverket ville grunnrenten realiseres gjennom en eventuell gevinst, og gevinsten eller tapet ble lagt til i grunnlaget for grunnrenteskatt. Prisen inkluderte da en grunnrente i kraftverket. Dette kunne unngås ved å realisere eierandeler i kraftforetaket, der gevinsten kun blir lagt til alminnelig inntekt, og uten at grunnrenten måtte realiseres. Reglene innebar en innlåsingeffekt, og et skattefritak ble antatt å kunne medvirke til at samfunnsøkonomisk fornuftige omstruktureringer i bransjen lettere kunne gjennomføres. Regelen gjelder bare for kraftsektoren, og innebærer et brudd med grunnleggende skatterettslige prinsipper.

Det er et krav om at overdragelsen skjer med skattemessig kontinuitet på kjøpers hånd. Dette innebærer at kjøper overtar selgers skattemessige inngangsverdier på driftsmidlene. Fritaket for skatt på gevinsten på salgstidspunktet motsvares av lavere avskrivninger og dermed høyere skattebetalinger fra kjøper i de påfølgende årene.

Adgang til å overdra kraftverk eller andel i kraftverk uten gevinstbeskatning gjelder bare gevinst knyttet til *særskilte driftsmidler* i kraftanlegg (se punkt 4.2.2). Begrunnelsen for at disse driftsmidlene gis særbehandling er at det bare er disse driftsmidlene som skal avskrives lineært over en lang tidsperiode. Dersom partene ikke ønsker å gjennomføre transaksjonen med skattemessig kontinuitet, beskattes transaksjonen etter de alminnelige regler. For gevinst knyttet til

Øvrige driftsmidler gjennomføres gevinstbeskatning etter de alminnelige reglene. Dette medfører at kjøper ikke viderefører de skattemessige verdiene for disse driftsmidlene.

Kravet til at det gjennomføres en samlet realisasjon av driftsmidler og fallrettigheter innebærer at det ikke er mulig å overdra enkelte driftsmidler i kraftverket med kontinuitet. Begrunnelsen er at kraftnæringen ellers ville hatt en utilsiktet fordel sammenlignet med andre næringer. Gevinst ved salg av et enkelt driftsmiddel inntektsføres etter saldometoden med minst 20 pst. i året, jf. skatteloven § 14-45 fjerde ledd.

Et tilsvarende fritak for gevinstbeskatning i grunnrenteskatten følger av skatteloven § 18-3 niende ledd bokstav b. Etter denne bestemmelsen kan kraftverk og fallrettighet realiseres uten beskatning dersom kraftverk og fallrettighet overføres samlet og overtaker viderefører de skattemessige verdiene og ervervstidspunktene for eiendeler, rettigheter og forpliktelser som overføres. Ved en slik realisasjon kan negativ grunnrenteinntekt knyttet til kraftverket på overdragelsestidspunktet overdras til overtaker. Etter innføringen av reglene om samordning av grunnrenteinntekt omfatter dette også andel av negativ grunnrenteinntekt etter samordning, jf. Ot.prp. nr. 1 (2007–2008) punkt 21.1.3.3.

Hjemfall er ikke realisasjon av de driftsmidler som hjemfaller vederlagsfritt til staten. Eventuelt tap vil være fradragsberettiget etter reglene om tap i virksomhet.

## 4.3 Grunnrenteskatt

### 4.3.1 Innledning og historikk

I tillegg til skatt på alminnelig inntekt betaler eier av kraftverk grunnrenteskatt til staten. Etter dagens regelverk beregnes det grunnrenteskatt til staten med en sats på 37 pst. for kraftverk med påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer, jf. skatteloven § 18-3 første ledd.

Grunnlaget for grunnrenteskatt beregnes ved å ta utgangspunkt i normert markedsverdi av det enkelte kraftverks produksjon i inntektsåret, og trekke fra driftsutgifter, konsesjonsavgift samt eiendomsskatt og avskrivninger, jf. skatteloven § 18-3, se boks 4.1.<sup>1</sup> I tillegg gis det fradrag for en friinntekt som skal kompensere for verdifallet ved

<sup>1</sup> I skatteloven brukes begrepet «grunnrenteinntekt» om grunnlaget for grunnrenteskatt. I denne utredningen omtales dette som «grunnlaget for grunnrenteskatt».

### Boks 4.1 Grunnlaget for grunnrenteskatt

Salgsverdi av kraftproduksjon (som hovedregel spotmarkedspris)

- Driftsutgifter
- Konsesjonsavgift og eiendomsskatt
- Avskrivninger
- Friinntekt

= Grunnlag for grunnrenteskatt

avskrivninger over driftsmidlenes levetid, i stedet for umiddelbar utgiftsføring.

Grunnrenteskatt beregnes uavhengig av hvem som opptjener grunnrenten, og tar ikke hensyn til hvordan skattyter velger å organisere virksomheten.

Grunnrenteskatt for kraftforetak var en nyvinning ved kraftskattereformen av 1997. Grunnrente ble definert av Rødseth-utvalget (NOU 1992: 34) som:

«Den kapitalavkastningen utover avkastningen i andre næringer som oppstår fordi det er en gitt tilgang på utbyggbare vassdrag, ...».

Ved nedsettelsen av Rødseth-utvalget pekte regjeringen på at det var av stor betydning at skatte- og avgiftssystemet ble utformet for å fange opp grunnrenten i kraftsektoren. Rødseth-utvalget tok utgangspunkt i at det var et ønske om å hente inn disse inntektene fra skatter eller avgifter på produksjonssiden. Utvalget pekte også på at vannkraften er en nasjonal ressurs, og at en grunnrenteskatt på produksjon ville sikre at en del av grunnrenten fortsatt beholdes i Norge selv om kraftverkene blir solgt til utlandet.

Rødseth-utvalget foreslo en grunnrenteskatt til både stat og fylkeskommune. Forslaget ble fulgt opp i Ot.prp. nr. 23 (1995–96), der det ble omtalt om grunnrenteskatt:

«Departementets prinsipielle utgangspunkt er at det er staten som skal disponere skatteprovenyet fra grunnrenten ettersom vannkraften er en nasjonal ressurs som bør komme hele samfunnet til gode. Kommunene og fylkeskommunene får dessuten en andel av grunnrenten gjennom de øvrige delene av skattesystemet.



Ut fra en samlet vurdering foreslås det imidlertid at fylkeskommunene også får en andel av skatten på grunnrenten, og at den fylkeskommunale skattøren reduseres tilsvarende ...».

Finanskomiteen ønsket ikke at grunnrenteskatten skulle deles mellom fylkeskommune og stat, og foreslo i stedet en naturressursskatt til kommunene og fylkeskommunene, og en statlig grunnrenteskatt, jf. Innst. O. nr. 62 (1995–1996). Komiteens flertall konkluderte følgende om grunnrenteskatten:

«Det innføres en skatt på grunnrente i kraftsektoren. Skatten går i sin helhet til staten. Skatten på grunnrenten fastsettes til 27 %.».

I 2007 ble det innført samordningsregler ved negativ grunnrenteinntekt og en ordning med refusjon av skatteverdien av negativ grunnrenteinntekt. Selskapene fikk sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene, og friinntektsrenten ble fastsatt til en risikofri rente uten tillegg. For øvrig er dagens grunnrenteskatt i stor grad en videreføring av den grunnrenteskatten som ble innført ved kraftskattereformen.

#### 4.3.2 Skattesubjektet

Det er eieren av kraftverket som er pliktig til å betale grunnrenteskatt. Dette følger av skatteloven § 18-3 første ledd første punktum. I kraftverk som eies av selskap som skattlegges etter en bruttometode, jf. skatteloven § 10-40 annet ledd, fastsettes grunnrenteskatten for hver deltaker, jf. skatteloven § 18-3 ellefte ledd.

Etter en konkret vurdering av vilkårene i leieavtalen kan en leietaker fremstå som den reelle eier i skattemessig forstand og være pliktig til å betale skatten knyttet til kraftproduksjonen, jf. Ot.prp. nr. 22 (1996–97) punkt 8.2.

Dersom kraftverket realiseres i løpet av året, skal grunnrenteskatten fastsettes særskilt for kjøper og selger, jf. skatteloven § 18-3 niende ledd bokstav d.

Grunnrenteskatten skal tilordnes eier av «kraftverk». Dette innebærer at beregning og tilordning tidligst vil kunne foretas ved byggestart for nye kraftverk.

#### 4.3.3 Skatteobjektet

Det enkelte kraftverk er beregningsenhet for grunnrenteskatt, jf. skatteloven § 18-3 første ledd, og ikke kraftforetaket.

Der selskapet eier flere generatorer med turbiner, må det tas stilling til om disse sammen utgjør ett kraftverk, eller om det er flere separate kraftverk. Kraftverk er definert i skatteloven § 18-1 annet ledd bokstav b som at med kraftverk menes selve kraftstasjonen. Hva som skal anses som ett kraftverk er ytterligere presisert i Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-3-3 andre ledd, der det fremgår at:

«Generatorer tilkoblet turbiner som har inntak i vassdraget samme sted og utløp i vassdraget samme sted, slik at samme vannfall utnyttes, regnes å tilhøre samme kraftverk.».

Kraftverk med påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA er fritatt for grunnrenteskatt, jf. skatteloven § 18-3 tiende ledd, se nærmere punkt 4.3.7 om nedre grense for fastsettelse av grunnrenteinntekt.

#### 4.3.4 Inntektssiden i grunnlaget for grunnrenteskatt

Skatteloven § 18-3 andre ledd gir reglene for inntektssiden i beregningsgrunnlaget for grunnrenteskatt.

Hovedregel: spotmarkedspris

Hovedregelen er at kraften verdsettes til spotmarkedspris fastsatt i kraftmarkedet. Utgangspunktet for beregning av grunnlaget for grunnrenteskatt er årlige brutto salgsinntekter som settes til summen av årets spotmarkedspriser pr. time multiplisert med faktisk produksjon ved kraftverket i de tilhørende tidsavsnitt, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd. Timesmåling av produksjon i kraftverk er nærmere regulert i Finansdepartementets forskrift til skatteloven §§ 18-3-8 og 18-3-9.

Rødseth-utvalget foreslo bruk av faktisk oppnådd pris (brutto salgsinntekter). I Ot.prp. nr. 23 (1995–96) ble det i stedet foreslått å bruke årets spotmarkedspriser fordelt på årets produksjon, med følgende begrunnelse:

«Departementet foreslår at *salgsinntektene* fastsettes ut fra normpriser. På denne måten begrenses skattyters motiver til å foreta disposisjoner ut fra skattemessige hensyn. Departementet foreslår videre at skattegrunnlaget for et enkelt år fastsettes med utgangspunkt i det enkelte verks faktiske produksjon multiplisert med tilhørende spotmarkedspris. Spotmarkedsprisen er lik verdien av en marginal

enhet kraft og kan således brukes til all verdsetting av kraften. Siden kraftmarkedet i prinsippet er et fritt marked, vil alle aktører på marginen forholde seg til en slik verdi.»

Finanskomiteens flertall sluttet seg til forslaget om spotmarkedspris i Innst. O. nr. 62 (1995–1996) og uttalte at:

«Det er etter flertallets syn korrekt at spotprisen legges til grunn for beregning av grunnrente. Eksempelvis vil da spotprisen ta hensyn til at en kostbar utbygging kan øke produksjonen relativt mye i perioder hvor prisen på kraft er høy, og til at langsiktige kontrakter er inngått ut fra forventninger om en gjennomsnittlig spotpris. Spotprisen er i tillegg en lett observerbar størrelse.»

#### Unntak fra spotmarkedspris

Det er gjort unntak for konsesjonskraft, langsiktige kontrakter og kraft som industrien produserer og forbruker selv, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav a nr. 1 til nr. 3. Om dette uttalte finanskomiteens flertall i Innst. O nr. 62 (1995–1996) at:

«Flertallet vil legge vekt på industriens behov for sikker levering av kraft. På denne bakgrunn vil flertallet fremme forslag om at det ved beregning av skatt på grunnrente og eieendomsskatt benyttes spotmarkedspriser, med unntak av eksisterende langsiktige kontrakter inngått mellom uavhengige parter før 31. desember 1995 og med varighet på 7 år eller mer, og etter nærmere retningslinjer også kraft som i dag produseres og brukes innenfor samme foretak, produksjons- og brukerforetak som i all hovedsak har samme eiere og i tilfeller der produksjon og bruk skjer innenfor samme konsern. For langsiktige kontrakter benyttes kontraktsprisen. For egenprodusert kraft brukes prisene som er fastsatt i de såkalte 1976-kontraktene, jf. St.prp. nr. 104 (1990–91). Dette skal også gjelde tilsvarende framtidige kontrakter med stortingsbestemte vilkår, visse andre kontrakter og industriens egen kraft etter retningslinjer gitt fra departementet. Det forutsettes at det legges opp til en streng praksis. Flertallet peker på at en slik endring vil gi mottakerne mer stabile rammebetingelser, og vil redusere kraftforetakets risiko ved inngåelse av langsiktige kontrakter.»

Hovedregelen for beregning av grunnlag for grunnrenteskatt er i dag spotmarkedsprisen for kraften med følgende unntak:

- Konsesjonskraft verdsettes til konsesjonskraftprisen, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav a nr. 1.
- Langsiktige kontrakter inngått før 1996 verdsettes til kontraktsprisen, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav a nr. 2.
- Langsiktige kontrakter inngått fra og med 1996 med vilkår om bestemte former for industriell bruk av kraften verdsettes til kontraktsprisen, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav a nr. 2.
- Kraft som forbrukes i den skattepliktiges produksjonsvirksomhet verdsettes til det volumveide gjennomsnittet av prisen på kraft levert i henhold til den skattepliktiges egne langsiktige kjøpskontrakter med uavhengig part, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav a nr. 3.

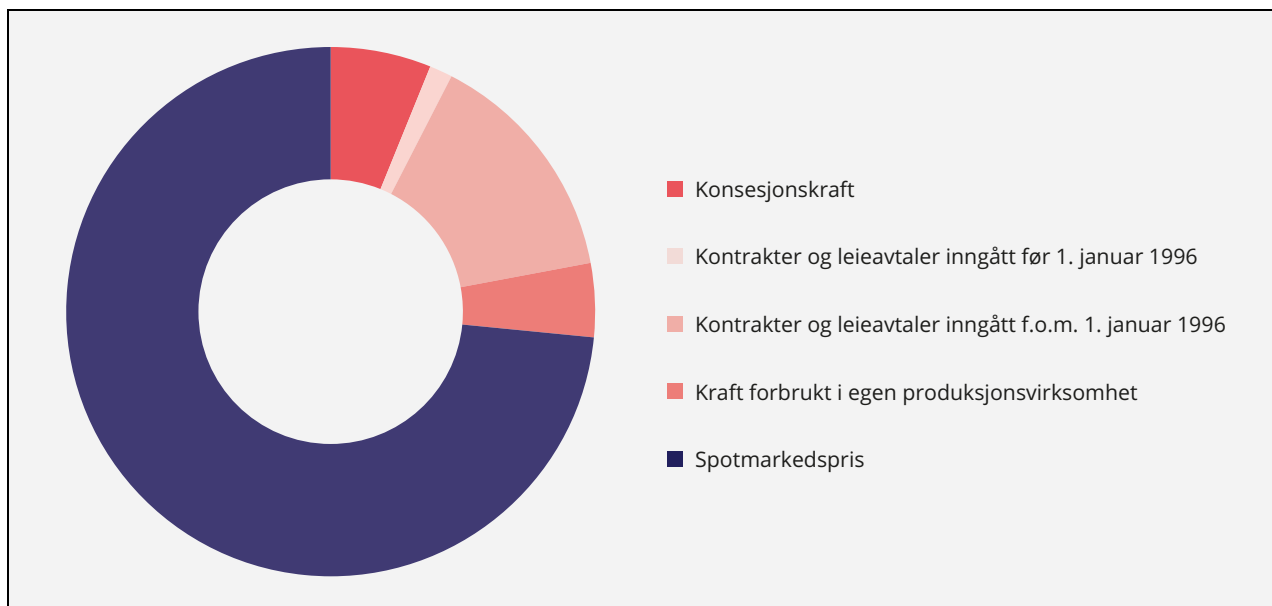
I figur 4.1 fremgår hvordan produksjonsvolumet fordeler seg mellom de ulike reglene for fastsetting av salgsinntekten i grunnrenteskatten. Om lag en fjerdedel av produksjonen omfattes av unntakene fra spotmarkedspris.

#### Andre inntektskilder

I grunnlaget for grunnrenteskatt medregnes også gevinst ved realisasjon av driftsmiddel som benyttes i kraftproduksjonen, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav b.

Også driftsstøtte til produksjon av ny vannkraft skal regnes med, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav c. I St.meld. nr. 11 (2006–2007) ble det lagt opp til innføring av en ny støtteordning med formål å stimulere til ny produksjon av elektrisk kraft fra fornybare energikilder, herunder ny vannkraft. Ordningen ble forutsatt utformet som et fast påslag per kWh produsert elektrisitet. Støtteordningen trådte ikke i kraft.

Videre skal inntekt fra utstedte elsertifikater tillegges brutto salgsinntekter, jf. skatteloven § 18-3 andre ledd bokstav d. Bestemmelsen er tilføyd med virkning fra og med inntektsåret 2011, jf. Prop. 1 LS (2010–2011). Bakgrunnen er en avtale mellom Norge og Sverige om etablering av et felles elsertifikatmarked fra 1. januar 2012. Vannkraftprodusenter får inntekter fra utstedte elsertifikater i tillegg til de løpende inntektene fra kraftproduksjonen i verket.



Figur 4.1 Produksjonsvolum etter verdsettelsesregel. Andel av grunnrenteskattepliktig produksjon i 2017

Kilde: Utvalget.

#### Realisasjon av kraftverk og fallrettighet

Skatteloven § 18-3 niende ledd har særregler om beregningsgrunnlaget for grunnrenteskatt ved realisasjon av kraftverk og fallrettighet. Hovedregelen er at gevinst eller tap ved realisasjon får innvirkning på grunnlaget for grunnrenteskatt.

Fra inntektsåret 2004 ble det innført gevinstfritak ved realisasjon av kraftverk dersom kraftverk og fallrettighet overføres samlet. Formålet var å legge til rette for omorganiseringer ved å motvirke skattemessige innlåsingeffekter i produksjonsfelleskap, jf. Ot.prp. nr. 1 (2003–2004) punkt 10.3.4. Dette er omtalt under punkt 4.2.4. Et tilsvarende fritak for gevinstbeskatning i grunnrenteskatten ble innført samtidig, og følger av skatteloven § 18-3 niende ledd bokstav b. Vilkåret for skattefritak er at det skjer en samlet realisasjon og at overdragelsen skjer til kontinuitet.

#### 4.3.5 Fradragssiden i grunnlaget for grunnrenteskatt

I skatteloven § 18-3 tredje ledd er det gitt regler om fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt.

Underskudd eller tap ved andre inntektskilder enn de som er nevnt i skatteloven § 18-3 tredje ledd kan ikke trekkes fra i grunnlaget for grunnrenteskatt, jf. § skatteloven 18-3 åttende ledd.

#### Driftskostnader

I den alminnelige overskuddsskatten gis det generelt fradrag for kostnader som er pådratt for å erverve, vedlikeholde eller sikre skattepliktig inntekt, jf. skatteloven § 6-1 første ledd. For grunnrenteskatten angir skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a at det gis fradrag for kostnader som har eller vil få sammenheng med produksjonen ved kraftverket. Fradragsberettigede kostnader ved beregning av grunnrenteskatt skiller seg fra fradragsberettigede kostnader i alminnelig inntekt. I Høyesterett er det formulert slik at bestemmelsen i skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a «står på egne ben», jf. Rt. 2002 side 304 (*Istad*). Videre fremgår det av ordlyden at fradragsretten er begrenset til produksjonskostnader.

Etter skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a nr. 1 gis det fradrag for driftskostnader som regulært følger av kraftproduksjonen. Slike kostnader er eksemplifisert med lønn og personalkostnader, vedlikehold, forsikring, administrasjon, erstatninger til grunneiere, pumping, tap ved realisasjon av driftsmidler og andre produksjonskostnader.

Det er et vilkår at driftskostnadene har eller vil få sammenheng med produksjonen ved kraftverket. I forarbeidene til bestemmelsen ble det uttalt (Ot.prp. nr. 23 (1995–96):

«Av fradragsberettigede omkostninger kan nevnes lønn og andre personalomkostninger, omkostninger til administrasjon, vedlikehold, forsikring og pumping. Eventuelle årlige erstatningsutbetalinger til grunneiere skal også være fradragsberettiget. Omkostninger som ikke har betydning for produksjonen, men som vedrører andre deler av skattyterens virksomhet, f.eks. salg og overføring/distribusjon av kraft, kan ikke trekkes fra. Fordi norminntekten beregnes på grunnlag av spotmarkedspriser som er referert innmatet i nettet, må likevel kostnader som påløper ved å bringe kraften fra kraftverket til spotmarkedsprisens referansepunkt være fradragsberettiget, herunder påløpt innmatingsavgift.

Det foreslås videre at det ikke gis fradrag for finanskostnader eller andre kostnader som ikke er henførbare til produksjonsvirksomheten.

En del driftsomkostninger vil være felles for flere kraftverks produksjon, f.eks. utgifter til driftssentral og pumping. Omkostninger til administrasjon vil typisk være felles for kraftverk og andre virksomhetsområder, f.eks. salgsvirksomhet. Utgifter som påviselig er knyttet til et kraftverk, f.eks. utgifter til vedlikeholdsarbeid er imidlertid ikke å anse som fellesomkostninger. Når det føres felles «driftsregnskap» for flere kraftverk, må en derfor først skille ut de utgiftene som vedrører bare ett kraftverk. Fellesomkostninger som skal fordeles, vil være omkostninger som flere kraftverk eller virksomheter har nytte av.

Departementet foreslår at driftsutgifter som er til nytte ved kraftproduksjon i flere verk, skal fordeles på en måte som er egnet til å gi samsvar mellom utgiftsandel og den nytten hvert verk har av utgiften. Tilsvarende fordeling skal foretas for utgifter som er felles for kraftproduksjon og annen virksomhet som skattyteren driver.»

Loven avgrensner fradragsretten til produksjonskostnader, men åpner likevel for fradrag for innmatingskostnader på bakgrunn av hensynet til symmetri mellom inntekter og kostnader.

Hvorvidt en kostnad har tilstrekkelig tilknytning til kraftproduksjonen slik at den kommer til fradrag ved beregning av grunnrenteinntekt, har vært tema i flere forvaltnings- og rettssaker. For eksempel har premie til avbruddsforsikring ikke blitt akseptert som fradragsberettiget. Skatteklagenemnda viste i Utv. 2013 s. 436 til at avbruddsforsikring ikke bidrar til å erverve skattepliktig grunnrenteinntekt og dermed ikke kan komme til fra-

drag. Dette i motsetning til premie til skadeforsikring på driftsmidler knyttet til kraftproduksjonen, da disse inngår i frinntektsgrunnlaget og skal grunnrentebeskattes ved realisasjon.

Oslo tingrett avsa den 21. april 2016 dom i spørsmål om kontraktsfestede innbetalinger til et fond kom til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt. Om hva som menes med produksjon viste retten til Skatteklagenemndas behandling av saken, hvor det blant annet fremgikk:

«Produksjon er en prosess der materielle faktorer (råvarer, halvfabrikata e.l.) og immaterielle faktorer (ideer, informasjon, kunnskap) transformeres til formuesgoder eller tjenester som kan omsettes. Vurderingstema er hvorvidt selskapets innbetalinger til Ulla-Førefondet er en kostnad pådratt i sammenheng med denne prosessen.»

Retten uttalte at innbetalingene på ingen måte er nødvendig for selve produksjonsprosessen i kraftverket. Manglende betaling ville bare påvirke rettsforholdet mellom kraftselskapet og fylkeskommunen, og ikke kraftproduksjonen. Betaling til fondet ble dermed vurdert som ikke fradragsberettiget i grunnlaget for grunnrenteskatt.

Skatteklagenemnda har i vedtak av 25. mai 2018 (SKNS1-2018-67) uttalt følgende om begrepet «produksjonskostnad»:

«Etter ordinær begrepsbruk blir produksjonskostnader ansett å være slike kostnader som varierer i forbindelse med produksjonen, slik som råvarer, materialer, strøm, innpakning og lignende. Ervervskostnader til grunneierdommen der fabrikken står vil derimot ikke være fradragsberettiget som en produksjonskostnad.»

Saken gjaldt hvorvidt det var fradrag for kostnader til erverv av vannfall. Nemnda la til grunn at slike kostnader ikke kommer til fradrag i grunnrenteskatten.

Hålogaland lagmannsrett har i en dom av 6. desember 2018 tatt stilling til om engangsvederlag for innløsning av leveringsforpliktelser kommer til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt. Om sin forståelse av fradragsretten konkluderer retten med følgende:

«Oppsummert er lagmannsrettens konklusjon at det etter ordlyden bare er de rene produksjonskostnadene som kan føres til fradrag i grunnrenteinntekten. Fradragsretten er

begrenset til driftskostnader som har sammenheng med selve produksjonsprosessen. Eksempelene i lovteksten og forarbeidene støtter opp om dette.»

Etter rettens vurdering kom innløsningssummen ikke til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatten.

Noen kostnader er uttrykkelig nevnt som ikke fradragsberettigete, og eksempler på dette er salgs-, overførings- eller finanskostnader. Siden spotmarkedsprisen, som er hovedregelen for beregning av brutto inntekt, er referert innmatet i nettet gis det likevel fradrag for innmatingskostnader, jf. Ot.prp. nr. 23 (1995–96) punkt 12.3.1.

Det gis heller ikke fradrag for kostnader til leie av fallrettighet. At kostnader til leie av fallrettigheter ikke er fradragsberettiget ble i 2010 klargjort i skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a nr. 1. Begrunnelsen var, foruten å klargjøre regelverket, å sørge for at hele grunnrenten skattlegges, samt å unngå skattemotivert uthuling av grunnrenteskatten, jf. Prop. 1 LS (2010–2011) kapittel 3.3.5.

Tidligere var det tvil om kraftverk under bygging kunne få fradrag for enkelte av sine kostnader. Etter forslag i Ot.prp. nr. 1 (2008–2009) punkt 9.3 ble det gjort en presisering. Av skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a nr. 4 fremgår det nå at kostnader som er pådratt i byggetiden fra og med inntektsåret 2008 kan føres til fradrag i inntektsåret. Det er en forutsetning at det foreligger kostnader knyttet til kraftverket som skal behandles som en del av kostprisen etter skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav b annet punktum.

#### Skatter og avgifter

Etter skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a nr. 2 gis det fradrag for konsesjonsavgift i grunnlaget for grunnrenteskatt. Se nærmere punkt 4.6 om beregning av konsesjonsavgift for det enkelte kraftverk.

Etter skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a nr. 2 gis det også fradrag for eiendomsskatt for kraftverket. For en nærmere omtale av eiendomsskatten for kraftverk, se punkt 4.5.

Leveranse av konsesjonskraft til konsesjonskraftpris blir hensyntatt gjennom fastsettelsen av salgsinntekter, se punkt 4.3.4.

Det gis ikke fradrag for andre skatter og avgifter i grunnlaget for grunnrenteskatt.

#### Avskrivninger

Etter skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav a nr. 3 gis det fradrag for inntektsårets skattemessige

avskrivninger for driftsmidler som er knyttet til kraftproduksjonen i grunnlaget for grunnrenteskatt. Det gis ikke fradrag for avskrivning av tidsbegrenset fallrettighet. Se punkt 4.2.2 for en nærmere omtale av avskrivningsreglene.

#### Friinntekt

Etter skatteloven § 18-3 tredje ledd bokstav b gis det fradrag for en friinntekt som skal kompensere for avskrivninger over driftsmidlenes levetid i stedet for umiddelbare fradrag for investeringskostnaden. Dette har også blitt omtalt som å skjerme normalavkastning eller alternativavkastningen mot grunnrenteskatt, se boks 8.2.

I Innst. O. nr. 62 (1995–1996) uttalte finanskomiteen at normalavkastningen:

«... bør skjermes gjennom å definere en egen friinntekt som kommer til fradrag ved beregning av grunnrenteinntekten. Flertallet slutter seg til departementets forslag om at friinntekten settes lik skattemessige avskrivninger pluss renter på den skattemessige bokførte kapitalen, og at ubenyttet friinntekt kan framføres med renter til senere år.»

Friinntekten fastsettes etter dette som gjennomsnittet av de skattemessige verdier av driftsmidlene pr. 1. januar og 31. desember i inntektsåret, herunder ervervet forretningsverdi og immaterielle rettigheter knyttet til kraftproduksjonen, multiplisert med en normrente.

I Ot.prp. nr. 23 (1995–96) foreslo Finansdepartementet at det ved beregningen av friinntekten skulle benyttes en risikjustert rente. Som ved fremføring av negativ grunnrenteinntekt besto renten for beregning av friinntekt av to elementer; en normert risikofri rente og et risikotillegg.

Reglene for beregning av grunnrenteskatt ble endret med virkning for inntektsåret 2007. Selskapene fikk sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene og som en følge ble risikopåslaget i friinntekten fjernet. Om dette ble det uttalt i Ot.prp. nr. 1 (2007–2008) under punkt 21.1.3.2:

«Samordnings- og fremføringsadgang på foretaks- og skattyternivå, kombinert med forslagene knyttet til realisasjon og eierendringer ved hjemfall av kraftverk, vil gi skattyter full sikkerhet for anvendelse av negative posisjoner oppstått etter innføringen av nye regler. Selskapet vil da ha en risikofri fordring på staten. En risikofri rente gir da til-

strekkelig skjerming for å sikre at grunnrenteskatten bidrar til at prosjekter som er lønnsomme før skatt, også er lønnsomme etter skatt. Risikotillegget, både i renten for fremføring av samordnet ny, negativ grunnrenteinntekt og ved beregning av friinntekt, bør derfor fjernes.

De nye reglene vil også øke foretakenes mulighet til å få utnyttet gamle negative posisjoner, det vil si negativ grunnrenteinntekt akkumulert før innføringen av de nye reglene. Gjeldende risikotillegg for fremføring av disse posisjonene må anses å være svært romslig og gir motiver til skattemessige tilpasninger. Det foreslås derfor å redusere risikotillegget for fremføring av negative posisjoner oppstått før innføringen av nye regler fra 4 til 2 prosentpoeng. Når denne fremføringsrenten reduseres, vil verkene komme raskere i posisjon for å betale grunnrenteskatt, fordi gammel, fremførbar negativ grunnrenteinntekt vokser langsommere, eventuelt reduseres raskere.»

Før 2007 ble den risikofrie renten beregnet som gjennomsnittet av siste tre års statsobligasjonsrente med tre års løpetid, beregnet på grunnlag av inntektsåret og de to foregående inntektsår. Da rentesatsen i stor grad har samme prinsipielle utgangspunkt som andre skjermingsrenter, ble det ut ifra hensynet om likebehandling foreslått at den normerte risikofrie renten i grunnrenteskatten defineres som årsgjennomsnittet av renten på statskasseveksler med 12 måneders gjenstående løpetid, jf. St.prp. nr. 1 (2007–2008) punkt 2.3.2.

I Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-8-3 første punktum er rentesatsen for friinntekt fastsatt til en normert risikofri rente som årsgjennomsnittet av renten på statskasseveksler med 12 måneders gjenstående løpetid. Finansdepartementet beregner og kunngjør rentene for det enkelte inntektsår i januar i året etter inntektsåret. For inntektsåret 2018 er den normerte risikofrie renten beregnet til 0,7 pst.

Friinntekt kan beregnes av investeringskostnader i byggeperioden, allerede fra investeringsåret. Begrunnelsen er at grunnrenteskatten skal virke nøytralt i forhold til den skattepliktiges investeringsbeslutninger, og muligheten til en alternativavkastning avskjæres allerede når den skattepliktige pådrar seg investeringskostnader, jf. Ot.prp. nr. 1 (2006–2007) kapittel 8.

#### 4.3.6 Samordning av grunnlaget for grunnrenteskatt

Grunnlaget for grunnrenteskatt etter reglene omtalt ovenfor vil enten være positiv, null eller negativ.

Etter skatteloven § 18-3 femte ledd kan negativt grunnlag fra 2007 eller senere samordnes med grunnlag fra andre kraftverk som den skattepliktige eier (verksamordning), eller med grunnlag fra andre kraftverk innenfor samme konsern (konsernintern samordning).

Negativt grunnlag for grunnrenteskatt fra før 2007 er ikke gjenstand for verksamordning eller konsernintern samordning, og kan bare fremføres mot positivt grunnlag senere år fra samme kraftverk, jf. skatteloven § 18-3 fjerde ledd. Opprustning og utvidelse av et kraftverk kan medføre at det oppstår et nytt kraftverk i skattemessig forstand. For slike tilfeller er det likevel mulig å fortsatt fremføre negativt grunnlag for grunnrenteskatt etter § 18-3 fjerde ledd fjerde punktum. Det fremgår av forarbeidene at begrunnelsen for regelen var å fjerne eventuelle skattemessige barrierer for opprustning og utvidelse av kraftverk, jf. Ot.prp. nr. 1 (2008–2009) kapittel 9. Differansen fremføres med rente fastsatt av Finansdepartementet i forskrift. I Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-8-3 annet punktum er rentesatsen fastsatt til normert risikofri rente pluss to prosentpoeng, korrigert til renten etter skatt. For inntektsåret 2018 er rentesats for fremføring av negativ grunnrente fastsatt til 2,1 pst.

Med virkning fra og med inntektsåret 2008 ble det innført en generell ordning med årlig utbetaling av skatteverdien av negativt grunnlag for grunnrenteskatt ved skatteoppgjøret. Skatteverdien fastsettes ved å multiplisere beregnet negativt grunnlag for grunnrenteskatt, etter eventuell samordning, med gjeldende grunnrenteskattesats for inntektsåret. Endringene medfører at negativt grunnlag gjøres opp hvert år med endelig virkning. For negativt grunnlag oppstått etter 2007 er det ikke lenger mulig å velge fremføring av årets negative grunnlag for grunnrenteskatt med tillegg av rente. Det må videre foretas en verksamordning før det kan kreves refusjon av skatteverdien av netto negativt grunnlag. Samordning av grunnlag for grunnrenteskatt på konsernnivå skal imidlertid være valgfri for kraftforetak i konsern, og det er derfor ikke obligatorisk å foreta en konsernintern samordning for å få utbetalt skatteverdien av negativt grunnrenteskatt. Disse selskapene kan velge refusjon fremfor samordning mot positivt grunn-

lag i andre selskap i samme konsern. Endringene er omtalt i Ot.prp. nr. 1 (2008–2009) kapittel 9.

Grunnrenteskatt fastsettes fortsatt for det enkelte kraftverk selv om det foretas samordning på selskaps- og konsernnivå, og positiv grunnrenteskatt skal fortsatt beskattes på det enkelte kraftverks eiers hånd, jf. skatteloven § 18-3 sjette ledd.

Ved en endring av fastsettelsen av grunnlaget for grunnrenteskatt for ett verk skal de endringer som dette medfører for fordelingen av grunnrentegrunnlaget mellom de andre verkene ha virkning først fra vedtaksåret, jf. skatteloven § 18-3 syvende ledd.

Ved realisasjon av kraftverk blir det gjennomført et oppgjør av grunnlaget for grunnrenteskatt for verket med grunnrentebeskatning eller tilbakeføring av negativt grunnlag mot positivt grunnlag for tidligere år med tilbakebetaling av skatt. Alternativt kan det foretas en overføring på kontinuitetsvilkår, der negativt grunnlag for grunnrenteskatt overføres til ny eier. Reglene fremgår av § 18-3 niende ledd.

#### 4.3.7 Nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt

Etter skatteloven § 18-3 tiende ledd skal det ikke fastsettes grunnrenteskatt av produksjon i kraftverk med generatorer som i inntektsåret har en samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA.

Fritaket er knyttet til den samlede påstemplede merkeytelsen på kraftverkets generatorer. Påstemplet merkeytelse er den nominelle ytelsen fabrikanter har angitt. Der kraftverket har flere generatorer må påstemplet ytelse for disse summeres. Dette gjelder likevel kun så langt generatorene kan sies å utgjøre ett kraftverk, jf. Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-2-3 andre ledd. Generatorer tilkoblet turbiner som har inntak og utløp samme sted, slik at samme vannfall utnyttes, regnes å tilhøre samme kraftverk. Eier skattyter flere atskilte kraftverk, skal hvert kraftverk vurderes separat når det gjelder grensen på 10 000 kVA.

I NOU 1992: 34 uttalte flertallet i Rødseth-utvalget i punkt 13.2.3 at det i en skatt på vannkraftinntekt bør:

«...fastsetjast ei nedre grense for den installerte maskinkapasiteten før det skal haldast takst og fastsetjast vasskraftinntekt. Føremålet er å unngå utgifter til taksering og administrasjon der dei aktuelle inntektene er for små til å forsvara slike utgifter.»

Forslaget om nedre grense for fastsettelse av vannkraftinntekten ble fulgt opp i Ot.prp. nr. 23 (1995–96) punkt 7.5.5.:

«Grense for beregning av vannkraftinntekt

Departementet foreslår at kraftverk hvor samlet påstemplet merkeytelse er mindre enn 10 000 kVA, ikke skal omfattes av ordningen med vannkraftinntekt. Forslaget innebærer at det ikke skal beregnes vannkraftinntekt for om lag 3 % av samlet vannkraftproduksjon. Etter departementets oppfatning ville det samlede skattesystemet blitt unødvendig komplisert dersom ordningen med vannkraftinntekt også skulle gjelde de minste kraftverkene.»

Finanskomiteen sluttet seg ikke til forslaget om skatt på vannkraftinntekt i Innst. O. nr. 62 (1995–1996), og dermed heller ikke en nedre grense for vannkraftinntekt. Forslaget om nedre grense ved fastsettelse av grunnrenteinntekt ble imidlertid gjenopptatt ved oppfølgingen av Finanskomiteens innstilling. I Ot.prp. nr. 22 (1996–97) kapittel 4 ble det uttalt:

«Departementet antar at det er behov for å sette en nedre grense for hvor små kraftverk som skal omfattes av særreglene om grunnrenteskatten, jf. skatteloven § 19 A-4. Det vises til at de aktuelle reglene er relativt kompliserte, og at det samlede omfanget av grunnrente i kraftverk under en viss minstestørrelse trolig vil være lite. De administrative kostnadene ved å anvende regelverket også på helt små kraftverk må således antas å bli betydelige, sett i forhold til de skatteinntektene det eventuelt vil innbringe.

Grensen bør settes etter kraftverkets yteevne, og kan settes tilsvarende minstegrensen for den gjeldende produksjonsavgiften. Dette vil innebære at kraftverk med generatorer med en samlet påstemplet merkeytelse under 1 500 kVA unntas fra grunnrentebeskatning. En slik grense innebærer som omtalt i Nasjonalbudsjettet 1997 at om lag 300 kraftverk, som totalt har i størrelsesorden 0,3 pst av samlet midlere produksjon, ikke vil omfattes av reglene for grunnrenteskatt.

Forslaget ble fulgt opp i Innst. O. nr. 53 (1996–1997), og grensen ble etter dette satt til 1 500 kVA for grunnrenteskatt og naturressursskatt.

I budsjettet for 2004 ble denne grensen hevet fra 1 500 kVA til 5 500 kVA jf. Ot.prp. nr.1 (2003–2004) kapittel 10.4, der det ble uttalt:

«... en slik skattemessig gunstig behandling av kraftverk under 5 MW isolert sett vil gi økte incentiver til investeringer i små kraftprosjekter, ved at lønnsomheten etter skatt øker ved slike prosjekter. Dersom en ønsker å stimulere til økt utbygging av mindre kraftverk, kan en heving av de nedre grensene derfor bidra til dette.».

Videre ville en økning av grensen redusere de administrative kostnadene for foretakene og skattemyndighetene. Av ulemper som nevnes er at en økt grense fører til at en del av grunnrenten i vannkraftproduksjonen er unntatt fra beskatning. En økt grense fører også til en skattemessig forskjellsbehandling av ulike kraftprodusenter, og skaper vridninger i både konkurransen og investeringer. I samme proposisjon uttales det følgende:

«Dette har sammenheng med at det blir relativt mer lønnsomt å bygge ut mindre småkraftverk framfor investeringer i større kraftverk, selv om større kraftverk kan være samfunnsøkonomisk mer lønnsomme. Jo høyere en slik grense settes, jo større antar departementet at dette problemet kan bli.».

I statsbudsjettet for 2008, ble grensen redusert fra 5 500 til 1 500 kVA, jf. Ot.prp. nr. 1 (2007–2008) punkt 21.2. Bakgrunnen var at det ble observert at en heving av innslagspunktet til 5 500 kVA ga økte incentiver til å tilpasse størrelsen på nye kraftverk til innslagspunktet. I praksis syntes dette å ha ført til at det ble bygget kraftverk med lavere installert effekt enn det som ut i fra et samfunnmessig perspektiv er ønskelig. I proposisjonen ble det uttalt:

«Etter departementets oppfatning er grunnrente et godt skattegrunnlag som bør utnyttes slik at behovet for vridende skatter reduseres. I prinsippet bør all meravkastning i kraftsektoren ilegges grunnrenteskatt – uavhengig av verkets størrelse. Fritak for grunnrenteskatt for små kraftverk som er lønnsomme, innebærer i prinsippet en ren overføring til eierne som på sikt kan gi betydelig proveny tap for staten. På hvilket nivå skatteplikten for grunnrenteinntekt skal inntre, vil bero på en avveining av blant annet de administrative kostnadene for skattyteren og skatteprovenyet som staten går glipp av. I tillegg kommer hensynet til utnyttelse av vannressursene. Dersom skatte-reglene bidrar til at vannressursene ikke blir

utnyttet på en samfunnmessig forsvarlig måte, tilsier dette at terskelen for skatteplikten må vurderes på nytt.

Som angitt i St.prp. nr. 1 (2007–2008) Skatte-, avgifts- og tollvedtak avsnitt 2.3.2, har den gjeldende grense for inntreden av grunnrenteskatteplikt gitt økede incentiver til tilpasninger som også er blitt utnyttet i praksis. Innslagspunktet etter gjeldende rett medfører at betydelig grunnrente i små, men lønnsomme kraftverk ikke kommer til beskatning.

Etter departementets vurdering bør innslagspunktet for grunnrenteskatteplikten derfor settes betydelig lavere enn i dag.»

Om provenyeffekten av forslaget heter det i Ot.prp. nr. 1 (2007–2008) punkt 21.2.4.2:

«Endringen i innslagspunktet for fastsettelse av grunnrenteinntekt vil ha betydning for statens skatteinntekter. Flere skattytere vil måtte svare skatt til staten av grunnrenteinntekt på kraftproduksjon. Eierne av de berørte kraftverkene vil således få en økning i sine skattekostnader.

Endringen i innslagspunktet for fastsettelse av grunnrenteinntekt antas å gi en provenyøkning på om lag 35 mill. kroner påløpt i 2008. Dette er skatter som i all hovedsak skal betales i 2009.»

Innslagspunktet ble vedtatt også for eksisterende kraftverk, men med en overgangsregel for disse kraftverkene, jf. Ot.prp. nr. 1 (2007–2008) punkt 21.2.

I Ot.prp. nr. 31 (2007–2008) punkt 6 ble det foreslått å reversere senkningen av innslagspunktet for eksisterende kraftverk. Om dette ble det uttalt at:

«Etter forslag i Ot.prp. nr. 1 (2007–2008), er det vedtatt en generell senking av den nedre grense for fastsetting av grunnrenteinntekt; fra vannkraftverk med generatorer med samlet påstemplet merkeytelse fra 5 500 kVA til 1 500 kVA, jf. skatteloven § 18–3 tiende ledd. Endringene er gitt virkning fra inntektsåret 2008. Begrunnelsen for denne endringen er at grunnrenteinntekt er et godt skattegrunnlag som bør utnyttes slik at behovet for vridende skatter reduseres. Grunnrenteskatt betales bare av særskilt lønnsomme kraftverk. I prinsippet bør all meravkastning i kraftsektoren ilegges grunnrenteskatt uavhengig av kraftverkets størrelse. Videre ble det vektlagt at den



gjeldende grense på 5 500 kVA gir økede incentiver til å tilpasse generatorytelsen i kraftverket for å unngå fastsetting av grunnrenteinntekt. Reglene kan medføre at det bygges ut verk med lavere ytelse enn det som er samfunnsmessig optimalt.

Ovenstående generelle omlegging vil omfatte både eksisterende og planlagte verk. Herunder vil enkelte utbyggere som hadde startet prosessen med utbygging av kraftverk før statsbudsjettet ble fremlagt den 5. oktober 2007, kunne bli omfattet av plikt til å svare skatt på grunnrenteinntekt. Departementet har etter en fornyet vurdering kommet til at rammene for allerede utbygde og planlagte småkraftverk likevel bør ligge fast. Utbyggere av småkraftverk bør få videreføre arbeidet under de forutsetninger som gjaldt og som ble lagt til grunn da de søkte om å få bygge kraftverket. Det foreslås derfor en mykere overgang slik at den nedre grensen på 5 500 kVA beholdes for eksisterende og planlagte kraftverk.

Den generelle begrunnelsen for å utnytte grunnrenteinntekt som skattegrunnlag også i mindre kraftverk, gjør seg fortsatt fullt ut gjeldende for fremtidige nye kraftverk hvor forutsetningen om grunnrentebeskatning kan hensyntas ved prosjekteringen. Det foreslås at en nedre grense for fastsetting av grunnrenteinntekt på 1 500 kVA påstemplet merkeytelse bare innføres for slik nye kraftverk.

Avgrensingskriteriet for hvilke nye kraftverk som dekkes av den nye nedre grense, foreslås fastsatt slik at det avgjørende skal være om det er søkt om konsesjon, jf. vannressursloven 21. desember 2000 nr. 82 § 8 eller vassdragsreguleringsloven 14. desember 1917 nr. 17 § 2, etter dato for fremlegging av statsbudsjettet 2008, det vil si etter 5. oktober 2007. Ettersom søknaden vil være registrert i Olje- og energidepartementet eller vedkommende vassdragsmyndighet, vil første gangs registrering utgjøre et konstaterbart kriterium.»

Forslaget ble vedtatt. Imidlertid ble også lovendringen for de små kraftverkene reversert i St.meld. nr. 2 (2007–2008) punkt 3.10.11, uten noen videre begrunnelse:

«Regjeringen foreslår å sette den nedre grensen for plikt til å beregne grunnrenteinntekt tilbake til 5 500 kVA også for nye kraftverk. Nye småkraftverk under 5 500 kVA vil dermed ikke bli ilagt grunnrenteskatt.»

Endringen ble etter dette reversert i budsjettet for 2009 også for nye kraftverk (Ot.prp. nr. 1 (2008–2009) punkt 9.5) og grensen ble økt fra 1 500 kVA til 5 500 kVA.

I statsbudsjettet for 2015 ble grensen hevet fra 5 500 kVA til 10 000 kVA, jf. Prop. 1 LS (2014–2015) punkt 5.4 der det uttales følgende:

«Regjeringen foreslår å øke nedre grense til 10 MVA. Forslaget er en oppfølging av Sundvolden-erklæringen, hvor det heter at regjeringen vil «*Heve innslagspunktet for grunnrenteskatt for småkraftverk fra 5 MVA til 10 MVA*». Med regjeringens forslag vil om lag 60 vannkraftverk unntas fra grunnrenteskatt.»

I proposisjonen ble det uttalt at det var usikkert hvor stort provenyrtap endringen ville medføre:

«Forslaget anslås å medføre et provenyrtap på 20 mill. kroner påløpt i 2015. Det vil ikke ha bokført virkning før 2016 siden skatteytterne er etterskuddspliktige. På lengre sikt anslås det på usikkert grunnlag at provenyrtapet øker til om lag 60 mill. kroner årlig. Det skyldes bl.a. skattemessig tilpasning til den nye grensen i nye og eksisterende verk.»

Videre heter det at:

«Økt nedre grense reiser imidlertid EØS-rettslige problemstillinger, og regjeringen vil derfor notisere tiltaket til EFTAs overvåkningsorgan (ESA). Det foreslås at ikrafttredelse av en økt nedre grense på 10 MVA utsettes til det foreligger et positivt vedtak fra ESA.»

I en uttalelse av 23. juni 2015 ga ESA uttrykk for at tiltaket ikke utgjorde statsstøtte i EØS-rettslig forstand. Endringen trådte i kraft med virkning fra og med inntektsåret 2015.

Provenyrtapet ved nedre grense blir anslått som en skatteutgift i statsbudsjettet. For 2018 er provenyrtapet ved den nedre grensen på 10 000 kVA anslått til 800 mill. kroner, jf. Prop. 1 LS (2018–2019), vedlegg 1.

#### 4.4 Naturressursskatt

I 1993 ble det innført en produksjonsavgift på kraft produsert i vannkraftverk. Inntektene gikk til staten. Satsen var 1,2 øre/kWh, og grunnlaget var gjennomsnittlig kraftproduksjon i en femtenårsperiode frem mot skatteåret.

Da grunnrenteskatt for vannkraft ble innført ved kraftskattereformen, ble samtidig formueskatt på offentlig eide verk fjernet. Dette førte til et bortfall av inntekter for kommunene, jf. Innst. O. nr. 62 (1995–1996).

Rødseth-utvalget (NOU 1992: 34) hadde foreslått en skatt på såkalt vannkraftinntekt, som skulle sikre kommunene en viss minste årlig inntektsskatt fra kraftproduksjonen. Dette forslaget ble videreført i Ot.prp. nr. 23 (1995–96). Etter forslaget kunne det skattepliktige overskuddet i kraftproduksjonen tilordnet kommunen ikke bli lavere enn en andel av en taksert bruttoinntekt. De takserte inntektene skulle bygge på markedsverdien av kraften.

Stortinget gikk imidlertid inn for en naturressursskatt. Grunnlag og sats var lik den tidligere produksjonsavgiften, som ble opphevet med forslaget om naturressursskatt. Stortingsflertallet la vekt på at en naturressursskatt med en fast sats per enhet produsert strøm, ville gi større grad av stabilitet i kommunenes og fylkeskommunenes skatteinntekter.

Flertallet i finanskomiteen uttalte i Innst. O. nr. 62 (1995–1996) punkt 13.1:

«Flertallet viser til at en naturressursskatt vil innebære et mer stabilt inntektselement fra kraftsektoren ved at skattegrunnlaget er basert på faktisk produksjon og ikke avhengig av f.eks. pris- og kostnadsutvikling i kraftsektoren. Flertallet foreslår at innføring av en naturressursskatt hvor inntektene skal tilfalle produksjonskommunen og -fylket skal komme som alternativ til proposisjonens forslag om skatt på vannkraftinntekt til kommunene og til forslagene om en fylkeskommunal andel av grunnrenteskatten. Flertallet viser til at både kommuner og fylker provenymessig kommer godt ut som følge av de endringer som følger av denne innstilling, både i forhold til dagens system og i forhold til departementets forslag i proposisjonen.»

Finanskomiteens forslag var at naturressursskatten skulle komme til fradrag krone for krone i grunnrenteskatten. Ved oppfølging av forslaget i Nasjonalbudsjettet for 1997 og senere i Ot.prp. nr. 22 (1996–97) ble det i stedet foreslått og senere vedtatt av Stortinget, at skatten skulle trekkes fra fastsatt fellesskatt til staten. Det ble uttalt at:

«Samordning mot fellesskatten vil isolert sett innebære bedre investeringsinsentiver enn samordning mot grunnrenteskatten. Et margi-

nalt lønnsomt kraftverk vil pr. definisjon ikke gi opphav til grunnrenteskatt, og hvis foretaket for øvrig ikke har tilstrekkelig grunnrenteskatt, vil foretaket følgelig heller ikke få noe fradrag for naturressursskatten i det marginale prosjektet. En samordning mot grunnrenteskatten kan derfor føre til at de marginalt lønnsomme investeringene får en effektiv ekstraskatt som følge av naturressursskatten, og bidra til at de blir privatøkonomisk ulønnsomme. For investeringer i prosjekter med grunnrente er sannsynligheten større for at det blir gitt fullt fradrag for naturressursskatten.

Selv et foretak med bare marginalt lønnsomme kraftverk vil betale overskuddsskatt, siden normalavkastningen på egenkapitalen vil beskattes i foretaket. Følgelig vil flere foretak kunne få fradrag for hele eller deler av naturressursskatten som en ny investering medfører. Fradrag mot fellesskatten vil derfor i mindre grad påvirke insentivene til å investere enn ved fradrag mot grunnrenteskatten.

Samordning mot fellesskatten vil dessuten i større grad likebehandle lite lønnsomme og svært lønnsomme kraftforetak. Ved fradrag mot grunnrenteskatten vil foretak som eier mange ulønnsomme eller lite lønnsomme kraftverk, ikke få fullt fradrag for naturressursskatten. Foretak som eier mange svært lønnsomme kraftverk, vil derimot alltid få fullt fradrag. Denne forskjellsbehandlingen blir mindre markant dersom fradraget skjer mot fellesskatten.»

Det ble i samme proposisjon foreslått at det ikke skulle gis fradrag for naturressursskatten i eendomsskatten til kraftanlegg. Det gis heller ikke fradrag for naturressursskatten i grunnlaget for alminnelig inntekt eller i grunnlaget for grunnrenteskatt.

Det er eier av kraftverk som er pliktig til å betale naturressursskatt, jf. skatteloven § 18-2 første ledd. Skatten svares til kommunen og fylkeskommunen som er tilordnet kraftanleggsformuen etter skatteloven § 3-3, jf. § 18-7. Det innebærer at skatten i utgangspunktet fordeles mellom regulerings-, vannfalls- og kraftstasjonskommuner etter reglene i skatteloven § 18-7 første til fjerde ledd. Skatten fastsettes særskilt for hvert kraftverk, jf. omtalen av hva som utgjør ett kraftverk i punkt 4.3.3.

Naturressursskatten beregnes på grunnlag av 1/7 kraftverkets samlede produksjon av elektrisk kraft for inntektsåret og de seks foregående årene, jf. skatteloven § 18-2 andre ledd.

Tabell 4.1 Naturressursskatt på vannkraftverk. Mill. løpende kroner

	2001	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Naturressursskatt	1 577	1 551	1 572	1 564	1 595	1 605	1 607	1 574	1 601	1 642
Til kommuner	1 334	1 312	1 330	1 323	1 350	1 358	1 360	1 332	1 355	1 389
Til fylkeskommuner	243	239	242	241	245	247	247	242	246	253

<sup>1</sup> Tabellen er basert på inntektsåret da skatten beregnes, mens skatten betales året etter.

Kilde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet.

Dersom naturressursskatten overstiger fastsatt inntektsskatt til staten for inntektsåret, kan det overskytende fremføres til fradrag senere år med rente som Finansdepartementet fastsetter i forskrift, jf. skatteloven § 18-3 fjerde ledd og Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-8-2. Finansdepartementet beregner og kunn- gjør renten for det enkelte inntektsår i januar i året etter inntektsåret. Rentesaften for fremføring av ubenyttet fradrag for naturressursskatt er 0,9 pst. for inntektsåret 2018.

Ved innføringen av kraftskattereformen var kraftverk med merkeytelse under 1 500 kVA unntatt fra grunnrente- og naturressursskatt. Siden har nedre grense for begge skattene blitt hevet, først til 5 500 kVA i 2004 og så til 10 000 kVA i 2015. I forbindelse med økningen til 10 000 kVA ble kommunesektoren på nasjonalt plan kompensert for bortfallet av proveny fra naturressursskatt gjennom andre skatteinntekter, jf. Prop. 1 LS (2015–2016).

Tabell 4.1 angir utviklingen i naturressursskatten siden 2001.

## 4.5 Eiendomsskatt

### 4.5.1 Innledning

Det er kommunestyret i den enkelte kommune som avgjør om kommunen skal ha eiendomsskatt og hvor omfattende utskrivningen skal være innenfor lovens alternativer, jf. lov 6. juni 1975 nr. 29 om eieendomsskatt til kommunane (eieendomsskatte- lova) §§ 1 til 3. Etter eieendomsskatte- lova § 3 er det mulig å skrive ut eiendomsskatt på kraftanlegg, jf. punkt 4.5.2 nedenfor.

Det var tidligere ingen særskilte regler for verdsettelse av kraftanlegg for eiendomsskatte- formål. Frem til 2001 ble eiendomsskatt på kraft- anlegg utskrevet på grunnlag av takst. Verd- settelsen foregikk ved at kommunen oppnevnte særskilte takstmenn eller en sakkyndig nemnd

til å verdsette anlegg etter befaring. Loven ga ingen sentrale retningslinjer for takseringen, og prinsippene for verdsettelse og taksering var utviklet i takserings- og rettspraksis. At reglene var skjønnsmessige medførte at det oppsto svært mange rettstvister.

Etter rettspraksis var det i utgangspunktet en substansverdi som skulle benyttes ved verdsettel- sen. Substansverdien utgjorde kostnadene ved investeringen, korrigert for slit og elde, generell verdiendring mv. Som ledd i takseringen kunne en lønnsomhetsberegning benyttes som hjelpe- middel for å fastsette den objektive verdien, og for eiendomsskattetaksering av kraftverk var det i rettspraksis uttalt at en rentabilitetsberegning måtte være utgangspunktet, jf. Ot.prp. nr. 23 (1995–96) punkt 11.2.4.

I Ot.prp. nr. 23 (1995–96) foreslo Finans- departementet nye verdsettelsesregler for kraft- anlegg som direkte gjaldt formuesansettelsen under skattefastsettingen. Et vesentlig motiv for å innføre nye regler var å redusere antall retts- tvister ved at de nye reglene var bygget på klart definerte størrelser som ga lite rom for skjønn, jf. proposisjonens punkt 11.5.1. Det ble foreslått at disse verdsettelsesreglene skulle gis virkning for eiendomsskatten på kraftanlegg fra og med eiendomsskatteåret 1998. Eiendomsskatten for 1998 ville da bygge på fastsettingen fra året før, som gjaldt formuesverdiene for inntektsåret 1996. Stortinget sluttet seg til forslaget om å la formuesverdiene danne grunnlag for eiendoms- skatten, jf. Innst. O. nr. 62 (1995–96). På grunn av praktiske utfordringer og usikkerhet rundt beregninger av kommunenes proveny, ble ikraft- tredelsen utsatt flere ganger. Dagens regler for fastsettelse av eiendomsskattegrunnlag for kraft- anlegg ble innført med virkning fra og med skatteåret 2001, etter å ha blitt fremmet i Ot.prp. nr. 47 (1999–2000). Det gis en nærmere omtale av beregningen av eiendomsskattegrunnlaget i punkt 4.5.3.

#### 4.5.2 Utskrivingsalternativ

Eigedomsskattelova § 3 angir mulige utskrivingsalternativer for eiendomsskatten. Tidligere kunne kommunen velge mellom å skrive ut eiendomsskatt på for eksempel all fast eiendom i hele kommunen, bare på verk og bruk, eller bare på verk og bruk og annen næringseiendom. Fra og med eigedomsskatteåret 2019 utgår verk og bruk som en egen utskrivingskategori i eigedomsskattelova, jf. Prop. 1 LS (2017–2018) punkt 7.1. Bakgrunnen er at produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner («maskiner») fritas for eiendomsskatt. Anlegg som tidligere var å anse som verk og bruk, skal etter de nye reglene regnes som næringseiendom.

Kraftanlegg har tidligere inngått i utskrivingskategorien verk og bruk. Vannkraftanlegg, anlegg omfattet av særskattereglene for petroleum, vindkraftanlegg og kraftnettet omfattes ikke av endringene. Slike anlegg kan derfor fortsatt beskattes som tidligere.

Eigedomsskattelova § 3 ble endret som følge av bortfallet av kategorien verk og bruk. Det ble samtidig presisert at det kunne være behov for å skille mellom næringseiendom og andre anlegg ved utskrivning av eiendomsskatten. Det ble uttalt i Prop. 1 LS (2017–2018) punkt 7.1 at:

«Etter departementets oppfatning bør det være anledning til å skrive ut eiendomsskatt på vannkraftanlegg uten samtidig å måtte skrive ut eiendomsskatt på all annen næringseiendom. Departementet legger til grunn at kommunene tilsvarende kan ønske å bare skrive ut eiendomsskatt på anlegg omfattet av særskattereglene for petroleum og vindkraftanlegg. Det foreslås derfor at disse anleggene og vannkraftanlegg sammen skal utgjøre et eget utskrivingsalternativ. Med vannkraftanlegg menes her både anlegg over og under påstemplett merkeytelse på 10 000 kVA.»

Etter eigedomsskattelova § 3 bokstav c kan kommunen etter endringen for eksempel velge å skrive ut eiendomsskatt bare på kraftanlegg, vindkraftverk, kraftnettet og anlegg omfatta av særskattereglene for petroleum. Bokstav d tilsvarende bokstav c, men inkluderer også muligheten for kommunen til å skrive ut eiendomsskatt på annen næringseiendom. Videre er det fortsatt mulig for kommunen å velge å skrive ut eiendomsskatt på alle faste eiendommer i hele kommunen. Etter bokstav g kan kommunen velge å

skrive ut eiendomsskatt på alle faste eiendommer i hele kommunen, unntatt nærings-eiendom, kraftanlegg, vindkraftverk, kraftnettet og anlegg omfattet av særskattereglene for petroleum.

Eigedomsskattelova § 4 regulerer grunnlaget for utskrivning av eiendomsskatt. Bestemmelsen regulerer hva som defineres som fast eiendom etter eigedomsskattelova, herunder hva som regnes som næringseiendom. Det er også presisert at produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner ikke inngår i eiendomsskattegrunnlaget for næringseiendom. Bestemmelsen presiserer videre at kraftanlegg, vindkraftverk, kraftnettet og anlegg omfattet av særskattereglene for petroleum ikke regnes som næringseiendom. For vindkraftverk, kraftnettet og anlegg omfattet av særskattereglene for petroleum skal produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner likevel inngå i eiendomsskattegrunnlaget.

#### 4.5.3 Eiendomsskattegrunnlaget

Eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg beregnes ut fra verdien som anlegget blir satt til ved fastsettelse av formues- og inntektsskatt året før skatteåret, jf. eigedomsskattelova § 8 B-1 første ledd og § 8 A-1 andre ledd. Verdien, som utgjør anleggets formuesverdi, beregnes etter reglene i skatteloven § 18-5.

For kraftanlegg med påstemplett merkeytelse under 10 000 kVA beregnes formuen til skattemessig verdi per 1. januar i skattefastsettingsåret, jf. punkt 4.5.5.

For øvrige kraftanlegg følger det av skatteloven § 18-5 første ledd at anlegget verdsettes til antatt salgsverdi per 1. januar i fastsettingsåret ved taksering av fremtidige inntekter og utgifter over ubegrenset tid. Ved takseringen kapitaliseres brutto salgsinntekter fastsatt etter bestemmelsene i annet ledd, fratrukket kostnadene som nevnt i § 18-3 tredje ledd a nr. 1 og nr. 2 og pliktig grunnrenteskatt for kraftverket fastsatt etter bestemmelsene i tredje ledd. Deretter fratrekkes nåverdien av fremtidige kostnader til utskifting av driftsmidler fastsatt etter bestemmelsene i fjerde ledd.

Reglene innebærer at kraftproduksjonsanlegg skal verdsettes etter en beregning av avkastningsverdien hvor det både benyttes konkrete opplysninger fra den enkelte eier og det enkelte anlegg, og dels faste, objektive opplysninger som skal gjelde generelt for hele bransjen, jf. Ot.prp. nr. 47 (1999–2000) punkt 2.4.

**Boks 4.2 Beregning av formuesverdi  
for vannkraftanlegg med samlet  
påstemplet merkeytelse over  
10 000 kVA**

Gjennomsnittlige salgsinntekter
- Gjennomsnittlige driftskostnader
- Gjennomsnittlig grunnrenteskatt
= Kontantstrøm fra driften
÷ Kapitaliseringsrente
= Nåverdi av kontantstrøm over uendelig tid
- Fremtidige utskiftningskostnader
= Formuesverdi

Beregningen, som skal angi antatt salgsverdi 1. januar i fastsettingsåret, er forenklet illustrert i boks 4.2:

Utgangspunktet for beregningen er summen av hver av de siste fem årenes spotmarkedspriser pr. time multiplisert med faktisk produksjon ved kraftanlegget i de tilhørende tidsavsnittene i de enkelte år. Det er unntak for kraft som tas ut av kraftanlegget i henhold til vilkår for konsesjon, som verdsettes til oppnådde priser. Omsetningsverdien av produksjonen fra de foregående årene justeres med den årlige gjennomsnittlige endringen i konsumprisindeksen til og med inntektsåret, jf. skatteloven § 18-5 andre ledd.

I tilfeller hvor et kraftanlegg har vært omfattet av verdsettelsesmetoden i færre enn fem år, legges gjennomsnittet av disse årene til grunn i beregningen, jf. skatteloven § 18-5 andre ledd. Dette er aktuelt for nye kraftanlegg og kraftanlegg som blir opprustet på en slik måte at merkeytelsen øker til å bli 10 000 kVA eller mer.

Fradraget for kostnader settes til gjennomsnittet av summen for hver av de siste fem årenes kostnader for verket som nevnt i skatteloven § 18-3 tredje ledd a nr. 1 og nr. 2, eller de færre årene verket har vært omfattet av reglene i skatteloven § 18-3.

En særlig karakteristikk ved verdsettelse av kraftanlegg er at markedsverdien i stor grad er avhengig av verdien av vannfallet. Om grunnrenten i vannkraftproduksjonen uttalte Rødseth utvalget følgende:

«Vannkraftressursen består av en naturgitt tilgang av vassdrag. Kostnadene ved å bygge ut disse varierer, hovedsakelig på grunn av naturgitte forhold som utbyggeren ikke kan påvirke. Ved vekst i økonomien vil etterspørselen etter elektrisitet normalt stige. Produksjonskapasiteten kan da økes ved at nye vassdrag bygges ut. Det lønner seg for samfunnet å bygge ut vassdragene etter stigende kostnad.»

I Ot.prp. nr. 23 (1995–96) ble det uttalt:

«Markedsverdien vil dels reflektere verdien av naturressursen og dels verdien av de investeringer som er foretatt i anleggene. Det innebærer at kommunene også via eiendomsskatten på kraftverk får beskattet verdien av eventuell grunnrente.»

Det gis fradrag for kostnadene som nevnt i § 18-3 tredje ledd a nr. 1 og nr. 2 (driftskostnader, konsesjonsavgift og eiendomsskatt) og pliktig grunnrenteskatt. Fradraget for grunnrenteskatt for kraftverket fastsatt etter bestemmelsene i skatteloven § 18-3 for inntektsår til og med 2006 og deretter kraftverkets andel fastsatt etter skatteloven § 18-3 sjette ledd annet punktum, settes til gjennomsnittet av summen av slik skatt for verket for hver av de siste fem årene, eller de færre årene verket har vært omfattet av reglene om beregning av slik inntekt, jf. skatteloven § 18-5 tredje ledd.

Skatt på alminnelig inntekt skal ikke trekkes fra i grunnlaget, fordi det ved kapitaliseringen benyttes en realrente før skatt, jf. Ot.prp. nr. 47 (1999–2000) punkt 2.4.2.

Fradrag for nåverdien av fremtidige kostnader til utskifting av driftsmidler gis for driftsmidler som er knyttet til kraftproduksjonen, jf. skatteloven § 18-4 fjerde ledd. Det vises til omtalen i punkt 4.5.7.

Formuesverdien skal benyttes som eiendomsskattegrunnlag dersom verdien ligger mellom en beregnet minimums- og maksimumsverdi, jf. eiendomsskatte-lova § 8 B-1 fjerde ledd, jf. omtale under punkt 4.5.4.

For kraftanlegg som ikke er satt i drift utgjør formuesverdien for anleggsdelene investert kapital per 1. januar i fastsettingsåret, jf. skatteloven § 18-5 sjette ledd.

Formuesverdien fastsettes for eieren av kraftanlegget, jf. skatteloven § 4-1 første ledd. For kraftanlegg som skattlegges etter en bruttometode verdsettes formuen for hver deltaker, jf. skatteloven § 18-5 syvende ledd. I praksis innebærer dette for et kraftanlegg med flere eiere vil

det fastsettes like mange eiendomsskattegrunnlag som det er eiere.

Der kraftanlegget ligger i flere kommuner, er det egne regler for tildeling av eiendomsskattegrunnlag og beregning av kommunefordeling av grunnlaget for eiendomsskatt for kraftanlegg i eieendomsskattelova §§ 8 B-2 følgende, med tilhørende forskrift.

#### 4.5.4 Minimums- og maksimumsverdi

Med virkning fra og med eiendomsskatteåret 2001 ble det innført en minimumsverdi ved verdsettelse av kraftanlegg for eiendomsskatteformål. Bakgrunnen var at kommunene skulle sikres en viss minsteinntekt fra eiendomsskatten, samt å hindre for store svingninger i kommunenes skatteinntekter fra eiendomsskatten fra år til år, jf. Ot.prp. nr. 47 (1999–2000) og Innst. O. nr. 85 (1999–2000).

I forarbeidene, Ot.prp. nr. 47 (1999–2000) punkt 2.5.4, står det om begrunnelsen for forslaget:

«Enkelte produksjonsanlegg som blir verdsatt etter avkastningsverdien, vil som følge av de vedtatte reglene få noe høyere formuesverdier og eiendomsskattegrunnlag, mens andre får betydelig lavere. Dette skyldes at markedsverdien av produksjonsanleggene varierer mer i takt med lønnsomheten enn ved gjeldende eiendomsskattetakster. Selv om disse virkningene er en nødvendig følge av de vedtatte reglene, kan det forekomme konsekvenser for enkeltkommuners eiendomsskatteinntekter som går ut over det som er ansett som akseptabelt.

En mulighet for å avhjelpe slike konsekvenser, er at kommunenes inntekter sikres ved at det innføres en minimumsverdi eller et «gulv» for eiendomsskattegrunnlagene beregnet etter avkastningsverdien.

(...)

Departementet foreslår på bakgrunn av dette at det for eiendomsskatteformål innføres en minimumsverdi av produksjonsanlegg fastsatt til kr 0,50 pr. kWh av årsproduksjonen. For å unngå for store variasjoner fra år til år, bør gjennomsnittet av flere års produksjon benyttes som beregningsgrunnlag. Departementet foreslår av den grunn at en benytter grunnlaget for naturressursskatten fastsatt under ligningen året før skatteåret. Da kreves ingen ytterligere beregning for dette formålet.»

I Ot. prp. nr. 24 (2000–2001) punkt 3 ble minimumsverdien økt til 1,10 kroner per kWh. Endringen fikk virkning fra og med eiendomsskatteåret 2001.

Med virkning fra og med eiendomsskatteåret 2004 ble minimumsverdien senket til 0,95 kroner per kWh, jf. Innst. O. nr. 20 (2003-2004). Samtidig ble det innført en maksimumsverdi som begrenser eiendomsskattegrunnlaget oppad. Eiendomsskattegrunnlaget skulle ikke settes høyere enn 2,35 kroner per kWh. Begrunnelsen for denne regelen var å bedre symmetriegenskapene i eiendomsskatten og investeringsinsentivene i kraftbransjen. I Ot.prp. nr. 1 (2003-2004) avsnitt 10.7.1.5 heter det:

«Minimumsverdien innebærer en asymmetri mellom utviklingen i samlet eiendomsskatt og lønnsomheten i det enkelte kraftverk. Mens kommunene får full uttelling av høye kraftpriser gjennom høyere eiendomsskatt, slipper kommunen å ta sin andel av den lavere lønnsomheten ved lave kraftpriser. Dette innebærer at kommunene kun tar en andel av oppsiderisikoen i kraftverkene (risikoen for høye priser og økt lønnsomhet), mens selskapene må bære det meste av nedsiderisikoen (risikoen for lave priser og lav lønnsomhet). For en investor vil dette blant annet innebære at den samlede skattebelastningen ved lave priser blir relativt sett høyere enn ved høye priser, der kraftverkene i hovedsak får fastsatt eiendomsskattegrunnlag etter hovedregelen i eieedomsskattelova § 8 første ledd. Dette innebærer at reglene for fastsettelse av eiendomsskattegrunnlaget ikke er symmetriske ved høye og lave kraftpriser. Isolert sett kan dette innebære at investeringer som er lønnsomme før skatt, ikke blir lønnsomme etter skatt.»

Frem til 2008 ble grunnlaget beregnet ut fra fastsatte minimums- og maksimumspriser per kWh multiplisert med produksjonstall lagt til grunn ved beregning av naturressursskatten. Etter forslag i Ot. prp nr. 1 (2007–2008) punkt 21.4 ble dette endret til gjennomsnitt av faktisk produksjon over en periode på inntil syv år. Begrunnelsen var utilsiktede effekter for eiendomsskattegrunnlaget som skyldtes begrensingsreglenes kobling til den syvårige innfasingen som gjelder ved beregning av naturressursskatten. Først etter syv produksjonsår ville beregningene baseres på gjennomsnittet av anleggenes faktiske produksjon over perioden. Minimums- og maksimumsreglene ble etter dette fristilt fra innfasingen av grunnlaget for naturressursskatten.

Etter forslag i Prop. 1 LS (2011–2012) punkt 19 ble maksimumsverdien økt til 2,47 kroner per kWh for eiendomsskatteåret 2012, og deretter 2,74 kroner per kWh fra og med eiendomsskatteåret 2013.

Etter gjeldende regler skal det ferdig beregnede eiendomsskattegrunnlaget ikke settes lavere enn et beløp lik 0,95 kroner per kWh av 1/7 av grunnlaget for anleggets samlede produksjon av elektrisk kraft for inntektsåret og de seks foregående årene, jf. eiendomsskatte-lova § 8 B-1 fjerde ledd. Grunnlaget skal heller ikke settes høyere enn 2,74 kroner per kWh av 1/7 av grunnlaget for anleggets samlede produksjon av elektrisk kraft for inntektsåret og de seks foregående årene, jf. eiendomsskatte-lova § 8 B-1 fjerde ledd. Dersom beregnet formuesverdi etter reglene i skatteloven § 18-5 første til fjerde ledd blir lavere eller høyere enn minimums- eller maksimumsverdien, blir minimums- eller maksimumsverdien lagt til grunn som eiendomsskattegrunnlag.

#### 4.5.5 Eiendomsskatt for kraftverk med merkeytelse under 10 000 kVA

For kraftanlegg med påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA er det skattemessig verdi på driftsmidlene som utgjør kraftanlegget som fastsettes som formuesverdi og eiendomsskattegrunnlag. Skattemessig verdi beregnes ut fra kraftanleggets anskaffelseskostnad redusert med akkumulerte avskrivninger for driftsmidler som er avskrivbare. Denne verdsettelsesmetoden er omtalt i Ot.prp. nr. 23 (1995–96):

«Departementet har bl.a. vurdert om takstene kunne settes lik det årlige skattemessige avskrivningsgrunnlaget for hvert enkelt kraftverk. En slik metode ville vært enkelt, men den blir ikke foreslått fordi skattemessige verdier i mange tilfeller vil treffe markedsverdien dårlig. Blant annet ville en ikke få tatt hensyn til verdien av eventuell grunnrente.»

Bakgrunnen for at denne forenklete metode likevel ble innført for kraftanlegg under 10 000 kVA var at hovedregelen om lønnsomhetsbasert metode opprinnelig omfattet befarung hvert tiende år for å fastslå driftsmidlenes gjenstående levetid. Finansdepartementet antok at dette kunne bli uforholdsmessig kostbart å gjennomføre for de minste kraftverkene. I Ot.prp. nr. 22 (1996–97) kapittel 5 ble det derfor foreslått en forenklet takseringsmetode basert på skattemessige verdier for kraftanlegg med påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA. Reglene om rutinemessig befa-

ring av kraftanlegg hvert tiende år ble opphevet fra 2000, jf. punkt 4.5.7.

Bruk av skattemessig verdi som takseringsmetode medfører at verdien av naturressursen ikke vil gjenspeiles i formuesverdien og eiendomsskattegrunnlaget. Ved leie av fallrettigheter vil eier av kraftanlegget ikke ha en skattemessig verdi på fallrettigheten som en del av formuesverdien. Dersom eierskapet til det fysiske anlegget og vannfallet ikke er delt, vil skattemessig verdi ikke fange opp endringer i vannfallets verdi siden skattemessig verdi er basert på historisk anskaffelseskostnad.

Reglene om maksimums- og minimumsverdi i eiendomsskatte-lova § 8 B-1 fjerde ledd får ikke anvendelse på slike mindre anlegg.

#### 4.5.6 Kapitaliseringsrenten

Kapitaliseringsrenten (diskonteringsrenten) som benyttes ved beregning av formuesverdien for kraftanlegg har som formål å reflektere alternativ kapitalplassering for kraftanleggseieren, jf. Ot.prp. nr. 23 (1995–96). Renten brukes i formuesberegningen til å beregne nåverdi av kontantstrøm fra driften over uendelig tid og nåverdien av fremtidige utskiftningskostnader i kraftanlegget.

Til og med inntektsåret 2010 ble kapitaliseringsrenten fastsatt som summen av en nominell risikofri rente og et risikotillegg, justert for faktisk inflasjon over en treårsperiode.

Den risikofrie renten ble fra inntektsåret 1999 til 2006 fastsatt som gjennomsnittet over siste tre år av renten på statsobligasjoner med tre års løpetid. For inntektsårene 2007 til 2010 ble renten fastsatt på grunnlag av statskasseveksler med 12 måneders løpetid målt som gjennomsnittet over siste tre år.

Risikotillegget ble opprinnelig foreslått satt til 4 pst., og skulle reflektere risikoen ved investeringer i vannkraftanlegg. Fordi det i liten grad forelå opplysninger om oppnådd avkastning i kraftmarkedene, ble prisen på risiko i kraftmarkedet fastsatt ut fra informasjon om gjennomsnittlig avkastningskrav på Oslo Børs. Med virkning fra inntektsåret 2000 ble risikotillegget fastsatt til 3 pst., jf. omtale i Ot.prp. nr. 47 (1999–2000). Bakgrunnen var et ønske om å øke eiendomsskatten til kommunene til 1 mrd. kroner, i tråd med en anmodning fra Stortinget.

Fra inntektsåret 2011 har kapitaliseringsrenten vært forskriftsbestemt til 4,5 pst., jf. Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-8-4. Det er derfor ikke angitt en konkret metode for hvordan renten fastsettes.

På bakgrunn av anmodningsvedtak fra Stortinget ble det i Prop. 1 LS (2017–2018) gjort en vurdering av kapitaliseringsrenten. Der ble det vist til vurderinger foretatt av professor emeritus Thore Johnsen ved Norges Handelshøyskole og professor Øyvind Norli ved Handelshøyskolen BI, jf. Johnsen (2017) og Norli (2017). De to rapportene anslo en kapitaliseringsrente på henholdsvis 7,1 pst. og 4,0 pst. Forskjellen mellom de to kunne i hovedsak forklares med at Norli la til grunn en lavere realrente enn Johnsen.

I proposisjonen ble det pekt på at hyppig oppdatering av risikotillegget for å oppnå markedsbasert rente vil være krevende og gi ustabilitet for kommunene. Med et fast risikotillegg vil det derfor også være rimelig å legge til grunn en fast realrente. Videre burde en kapitaliseringsrente som skulle ligge fast over tid reflektere en langsiktig rente siden investeringer i vannkraftanlegg har en lang tidshorisont.

Med en risikofri realrente på nivå med det som ble lagt til grunn i Meld. St. 26 (2016–2017) og et gjennomsnitt av Johnsens og Norlis øvrige parametere, ville kapitaliseringsrenten blitt i underkant av 6,5 pst. Faglig sett ville det være rimelig å anta at et markedsbasert avkastningskrav for vannkraftinvesteringer ville være om lag 6,5 pst., og at kapitaliseringsrenten dermed også burde vært 6,5 pst. I Prop. 1 LS (2018–2019) ble det ikke foreslått endring av kapitaliseringsrenten og den er fortsatt 4,5 pst.

#### 4.5.7 Særlig om fremtidige utskiftningskostnader

Metoden for å beregne formuesverdi for kraftanlegg baserer seg på nåverdien av fremtidige kontantstrømmer. Metoden må derfor ta høyde for at driftsmidlene i kraftanlegget må skiftes ut på bakgrunn av slit og elde, siden dette i vesentlig grad vil påvirke verdien av kraftanlegget. Nåverdien av fremtidige utskiftningskostnader kommer dermed til fradrag i beregnet kontantstrøm fra driften over uendelig tid.

Nåverdiberegningene skal skje over uendelig tid fordi det legges til grunn at vannkraftressursen vil eksistere og gi opphav til inntekter i uendelig tid, jf. Ot.prp. nr. 47 (1999–2000) punkt 2.4.

Ved oppfølgingen av Rødseth-utvalget ble det i Ot.prp. nr. 23 (1995–96) uttalt:

«Departementet er enig med Rødseth-utvalget i at formuesverdien må beregnes ved hjelp av nåverdiberegning. Markedsverdien til et kraftverk skal reflektere verkets forventede fremti-

dige netto inntjeningsmuligheter. Et kraftverks markedsverdi kan uttrykkes som nåverdien av alle forventede framtidige inntekter fratrukket nåverdien av alle framtidige kostnader knyttet til kraftproduksjonen.»

Beregning av nåverdien av fremtidige utskiftningskostnader er en forholdsvis komplisert beregning. Levetid og forventet utskiftningskostnad vil, sammen med diskonteringsrenten, bestemme nåverdien av utskiftningskostnadene. Både gjenstående levetid for hvert enkelt driftsmiddel i kraftverket og levetiden for driftsmidler som etter hvert skal erstatte de som er i bruk på takseringstidspunktet, må anslås. Det siste har sammenheng med at utskiftningskostnadene skal beregnes over uendelig tid. I tillegg må de forventede gjenanskaffelseskostnadene til driftsmidlene anslås.

I Ot.prp. nr. 23 (1995–96) ble det foreslått at fastsettelse av gjenstående levetid skulle skje hvert tiende år gjennom befarung i det enkelte kraftanlegg. Dette ble ansett som en mellomting mellom ytterpunktene sjablongmessig fastsettelse av gjenstående levetid og årlig innhenting av det enkelte driftsmiddelets faktiske tilstand. En sjablongmetode ble ansett å være svært skjønnsmessig og innebære en risiko for at den takserte verdien ville avvike vesentlig fra markedsverdien. Årlig innhenting av faktisk stand for å anslå gjenstående levetid ble ansett å være svært ressurskrevende. Vurdering av gjenstående levetid hvert tiende år gjennom befarung ble ansett å redusere faren for feilvurdering og samtidig administrativt relativt enkel.

Reglene om rutinemessig befarung av kraftanlegg hvert tiende år ble imidlertid opphevet. I Ot.prp. nr. 47 (1999–2000) begrunnes dette slik:

«Det er på det rene at arbeidet med befarungene vil ta lenger tid og kreve langt større ressurser enn tidligere forutsatt. Departementet kan vanskelig se at betydningen av rutinemessige befarunger forsvarer ressursbruken i dette tilfelle.

Departementet vil på denne bakgrunn foreslå at regelen om rutinemessig befarung hvert tiende år oppheves. Det bør i stedet som hovedregel tas utgangspunkt i gjenstående skattemessig levetid ved fastsettelsen av gjenstående levetid for alle driftsmidlene i et produksjonsanlegg – uansett om de avskrives lineært eller etter saldometoden. Dette forenkler reglene og reduserer risikoen for tvister. Ligningsmyndighetene kan, dersom det påvi-



ses tilstrekkelig grunnlag for det, beslutte å gjennomføre befaringsundersøkelser etter de ordinære reglene i ligningsloven.»

Skattemyndighetenes hjemmel for å gjennomføre befaringsundersøkelser for vurdering av gjenstående levetid for driftsmidler er skatteloven § 18-5 fjerde ledd femte punktum, som lyder:

«Gjenstående levetid fastsatt etter bestemmelsen i annet punktum kan fravikes dersom skattemyndighetene på bakgrunn av befaringsundersøkelser finner å måtte legge til grunn en annen gjenstående levetid for driftsmidlet.»

Utvalget har fått opplyst at skattemyndighetene siden regelen trådte i kraft aldri har gjennomført befaringsundersøkelser for å fastslå gjenstående levetid.

Beregning av nåverdi av fremtidig utskiftningskostnad skjer etter følgende formel:

$$\frac{C0(1+r)^{n-t}}{(1+r)^n - 1} = C0 \frac{(1+r)^{n-t}}{(1+r)^n - 1}$$

C0 = investeringskostnad  
r = kapitaliseringsrente  
n = skattemessig levetid  
t = gjenstående levetid

C0 oppjusteres årlig for endring (normalt, økning) i konsumprisindeksen og ligner derfor en realpris for den opprinnelige investeringen. Differansen (n-t) er lik år driftsmidlet har vært i drift. Faktoren  $\frac{(1+r)^{n-t}}{(1+r)^n - 1}$  vil være nær null for et nylig anskaffet driftsmiddel ( $n \approx t$ ), og nærme seg 1 når gjenstående levetid  $t$  går mot null.

Fastsetting av investeringskostnaden for det enkelte driftsmiddel er regulert i Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-5-9. For driftsmidler ervervet før 1997 tas det utgangspunkt i verdien som er lagt til grunn i den skattemessige åpningsbalansen per 1. januar 1997. For driftsmidler ervervet etter dette tidspunkt tas det utgangspunkt i sist observerte historiske anskaffelseskostnad for det aktuelle driftsmiddel. Verdien i åpningsbalansen og anskaffelseskostnaden justeres med gjennomsnittlig endring i konsumprisindeksen fra henholdsvis 1997 og anskaffelsesåret til takseringsåret.

Skattemessig levetid er fastsatt i Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-5-11 og er knyttet opp mot avskrivningsgruppene i skatteloven §§ 18-6 og 14-41. Levetidene er fastsatt til:

- Skatteloven § 18-6
  - bokstav a: 67 år
  - bokstav b: 40 år

- Skatteloven § 14-41
  - saldogruppe a og b: 5 år
  - saldogruppe c: 7 år
  - saldogruppe d og e: 8 år
  - saldogruppe f: 14 år
  - saldogruppe g: 31 år
  - saldogruppe h: 38 år
  - saldogruppe i: 67 år
  - saldogruppe j: 20 år

Videre skal det i beregningene tas hensyn til bestemmelser om minste gjenstående levetid for driftsmidlene. Levetidene etter Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-5-11 kan ikke bli kortere enn minste gjenstående levetid fastsatt i skatteloven § 18-5 fjerde ledd sjette og syvende punktum. For særskilte driftsmidler som avskrives etter skatteloven § 18-6 er disse satt til 40 år for avskrivningsgruppe a og 15 år for avskrivningsgruppe b. For driftsmidler som saldoavskrives etter skatteloven §§ 14-41 og 14-42 er minste gjenstående levetid satt til 10 år for avskrivningsgruppe g og i.

#### 4.5.8 Beregningsobjekt ved opprustnings- og utvidelsesprosjekter

Ved opprustnings- og utvidelsesprosjekter kan det bli gjennomført betydelige arbeider på et kraftanlegg. Ved store endringer vil det være et spørsmål om man står ovenfor et nytt kraftanlegg eller om arbeidene kun er vedlikehold og påkostning på et eksisterende kraftanlegg. Dersom man står ovenfor et nytt kraftanlegg vil det bli to beregningsobjekt for eiendomsskatt. Det eksisterende gamle kraftanlegget vil verdsettes ut fra lønnsomhetsbasert metode eller skattemessig verdi avhengig av merkeytelse frem til eventuell nedleggelse. Det nye kraftanlegget vil verdsettes til investert kapital frem til idriftssettelsesåret.

En praktisk konsekvens for beregning av formuesverdi i slike tilfeller er at dersom et prosjekt ikke innebærer etablering av et nytt kraftanlegg vil brutto salgsinntekter beregnes ut fra kraftanleggets produksjon de siste fem år. Ved økt produksjonskapasitet vil denne ikke få full uttelling før etter fem år på grunn av beregning av brutto salgsinntekter basert på historiske produksjonstall, med mindre det er tale om omdisponering av vannfall med minst 10 pst., jf. Finansdepartementets forskrift til skatteloven 18-5-6. Dette bidrar til at beregnet formuesverdi blir lavere enn anleggets faktiske markedsverdi.

Dersom et prosjekt innebærer etablering av et nytt kraftanlegg og utfasing av et eldre anlegg vil

aktiverte prosjektkostnader utgjøre investert kapital og formuesverdien. I tillegg til dette vil det fastsettes formuesverdi på kraftanlegget som utfases frem til det er nedlagt. I Ot.prp. nr. 23 (1995–96) ble det omtalt følgende for tilfeller hvor kraftproduksjonen legges ned:

«I sjeldne tilfeller kan det hende at det er mer lønnsomt å legge ned kraftproduksjonen framfor å erstatte driftsmidler som er slitt ut. I så fall måtte nedlegging ved utløpet av antatt levetid for driftsmidlene legges til grunn.»

Det ble da forutsatt at nedleggelse av et kraftanlegg vil innebære at utnyttelsen av den aktuelle vannressursen vil opphøre. Etter hvert som vannkraftanleggene i Norge har blitt eldre viser det seg i praksis at nedleggelse av et kraftanlegg og bygging av et nytt er noe som forekommer oftere.

#### 4.5.9 Skattyters opplysningsplikt

Eiere av vannkraftanlegg er pålagt å gi svært detaljerte opplysninger om driftsmidlene som danner grunnlag for skattegrunnlagene. Formuesverdi og eiendomsskattegrunnlag fastsettes for hvert enkelt kraftanlegg, og beregningen må derfor gjøres for hvert kraftanlegg skattyter eier helt eller delvis. Videre er det i Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 18-5-12 krav om at det skal rapporteres hvordan beregningen av fremtidige utskiftningskostnader har fremkommet, på driftsmidelnivå.

For større kraftforetak innebærer denne opplysningsplikten at svært store datamengder hvert år må rapporteres til skattemyndighetene. Etter Finansdepartementets forskrift til skatteloven § 8-1-2 andre ledd er alle næringsdrivende forplik-

tet til å levere skattemelding elektronisk. Skatteetatens systemer er, slik de fremstår i dag, ikke dimensjonert for å ta imot de datamengder som de større kraftforetakene er forpliktet å rapportere.

#### 4.5.10 Kommunenes inntekter fra eiendomsskatt

Eiendomsskatt er en skatt som kommuner kan velge å innføre, og skattesatsen kan også variere fra kommune til kommune. Satsen skal være minst 1 promille og maksimalt 7 promille av taksten, jf. eiendomsskattelova § 11.

Tabell 4.2 viser det totale grunnlaget for eiendomsskatt på kraftanlegg for de siste fem eiendomsskatteårene.

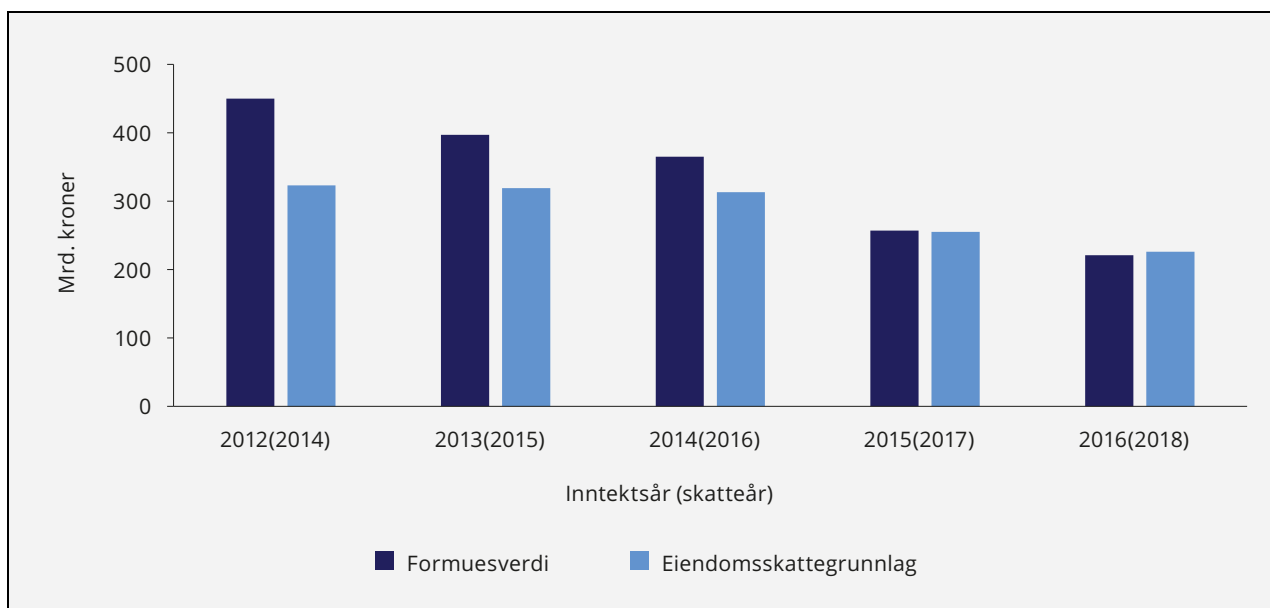
Eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg med merkeytelse lik eller større enn 10 000 kVA er redusert fra 2016 til 2018. Dette har sammenheng med endringer i hvilke år som inngår i det femårige rullerende gjennomsnittet for beregning av salgsinntekter. Inntektsårene 2010 og 2011 var preget av vesentlig høyere priser enn årene etter og i 2015 var kraftprisene de laveste observerte i Norge på 15 år. Dette har påvirket beregnet formuesverdi og eiendomsskattetaksten i vesentlig grad.

Eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg med merkeytelse under 10 000 kVA er ikke utsatt for markedssvingninger da disse får eiendomsskattegrunnlaget fastsatt ut fra skattemessig verdi. Hovedårsaken til økningen i eiendomsskattegrunnlag fra 2017 skyldes en økning i antall kraftverk som er med i grunnlaget. For skatteåret 2018 er det 224 flere kraftanlegg med i grunnlaget enn i 2016. Dette kan skyldes bygging av nye kraftanlegg, at flere kraftverkseiere rapporterer

Tabell 4.2 Eiendomsskattegrunnlag for eiendomsskatteårene 2014–2018. Mrd. løpende kroner

Eiendoms- skatteår	Eiendomsskattegrunnlag		Sum grunnlag
	Kraftanlegg ≥ 10 000 kVA	Kraftanlegg < 10 000 kVA	
2014	324	17	340
2015	320	17	336
2016	313	17	330
2017	255	19	274
2018	221	20	241

Kilde: Skattedirektoratet.



Figur 4.2 Formuesverdi og eiendomsskattegrunnlag for kraftanlegg på minst 10 000 kVA. 2012–2016. Mrd. løpende kroner

Kilde: Skattedirektoratet.

korrekte grunnlag samt Skatteetatens kontrollvirksomhet.

NVEs vannkraftdatabase inneholder om lag 320 flere kraftanlegg enn det som er registrert i eiendomsskattegrunnlaget for 2018. Denne forskjellen skyldes trolig i det vesentlige ufullstendig rapportering til skattemyndighetene av mini- og mikroanlegg. Det totale eiendomsskattegrunnlaget fra kraftanlegg med merkeytelse under 10 000 kVA burde dermed vært noe høyere enn det som er fastsatt. Basert på fastsatt verdi på de minste kraftanleggene anslås det at underreporteringen utgjør om lag 500 mill. kroner i grunnlag.

Eiendomsskattegrunnlaget for anlegg med merkeytelse på minst 10 000 kVA er basert på formuesverdien bare dersom denne ligger mellom minimums- og maksimumsverdi, jf. eiedoms-skattelova 8 B-1 fjerde ledd. Utviklingen i forholdet mellom formuesverdi og eiendomsskattegrunnlag for inntektsårene 2012 til 2016 er vist i figur 4.2. Figuren viser at for inntektsårene 2012 til 2014 var formuesverdien høyere enn eiendomsskattegrunnlaget. For årene 2015 og 2016 er de to størrelsene omtrent like store. For skatteåret 2014 var det 273 eiendomsskattetakster til maksimumsverdi, 198 til formuesverdi og 25 til minimumsverdi. Tilsvarende for 2018 var det 25 til maksimumsverdi, 258 til formuesverdi og 115 til minimumsverdi. Forskjellen skyldes endringer i kraftprisen.

## 4.6 Konesjonskraft og konesjonsavgift

### 4.6.1 Innledning

Konesjonskraft har vært lovregulert siden 1909 og konesjonsavgift siden 1911. I dag reguleres de to ordningene i lov 14. desember 1917 nr. 16 om konesjon for rettigheter til vannfall mv. (vannfallrettighetsloven) og lov av 14. desember 1917 nr. 17 om vassdragsreguleringer (vassdragsreguleringsloven). Forskjellen på de to lovene er at vannfallrettighetsloven regulerer *erverv* av fallrettigheter, mens vassdragsreguleringsloven regulerer *tiltak* i vassdrag i form av overføringer og reguleringer som tar sikte på å øke lavvannsføringen. I tillegg omfatter vassdragsreguleringsloven vannkraftverk over 40 GWh (elvekraftverk).

Konesjonsavgift ble innført for å gi kommunene og staten en kompensasjon for generelle skader og ulemper som følge av utbygging av vassdrag, som ikke ble kompensert på annen måte, samt en rett til en andel av verdiskapningen som fant sted. Konesjonskraftens hensikt har vært å sikre de berørte utbyggingskommunene kraft til alminnelig forsyning til en rimelig pris. Dette fremkommer i forarbeidene til Energiloven, jf. Ot.prp. nr. 43 (1989–90).

Reglene om konesjonsavgift og konesjonskraft har blitt endret flere ganger, og det har utviklet seg en rikholdig retts- og forvaltnings-

praksis på området. Lovtekstene er generelt utformet, og gir ikke en detaljert beskrivelse av hvordan kraftgrunnlag, pris og fordeling skal beregnes. Lovtekst må suppleres med lovforarbeider, veiledere, retningslinjer og forvaltningspraksis for å komme frem til de rettslige rammer for beregning av konsesjonskraft og konsesjonsavgift.

#### 4.6.2 Beregningsgrunnlaget for konsesjonskraft og konsesjonsavgift

Beregningen av konsesjonskraft og konsesjonsavgift tar utgangspunkt i et kraftgrunnlag. Kraftgrunnlaget er en beregning av effekten kraftverket kan gi, og regnes i naturhestekrefter (nat.hk). Fordi beregningen tar utgangspunkt i regulert vannføring og fallhøyde, er det først og fremst den regulerte vannføringen det betales konsesjonskraft og -avgift for, uavhengig av kraftverkets faktiske produksjon. Den nærmere metoden for å fastsette kraftgrunnlaget følger av NVEs veiledere og praksis.

Metoden for å finne kraftgrunnlaget følger av vannfallsrettighetsloven §§ 18 og 19 og vassdragsreguleringsloven § 14 annet ledd. Beregningsmåten er imidlertid ikke helt lik i de to lovene, og ofte vil utregningen etter vannfallrettighetsloven gi et høyere kraftgrunnlag. Dersom et tiltak eller kraftverksutbygging får konsesjon etter begge lovene, skal konsesjonskraft og konsesjonsavgift etter vassdragsreguleringsloven komme til fradrag ved beregning av konsesjonskraft og konsesjonsavgift etter vannfallrettighetsloven.

#### 4.6.3 Nærmere om konsesjonskraft

Eiere av større vannkraftverk med konsesjon etter vannfallsrettighetsloven og vassdragsreguleringsloven må avstå konsesjonskraft til utbyggingskommunen, og eventuelt fylkeskommunen.<sup>2</sup> Staten har ikke benyttet seg av retten til uttak av konsesjonskraft. Hensikten med ordningen har vært å sikre de berørte utbyggingskommunene kraft til alminnelig forsyning til en rimelig pris. Da ordningen ble innført i 1911 var det ikke noen selvfølge at kommunene kunne skaffe innbyggerne kraft på annen måte. Retten til konsesjonskraft er fortsatt en naturalytelse, men har i dag preg av å være et økonomisk gode. Kommuner og fylkeskommuner

<sup>2</sup> Det rettslige grunnlaget for konsesjonskraft følger av vannfallsrettighetsloven § 19 og vassdragsreguleringsloven § 22. Dersom det gis konsesjon etter begge lovene, skal konsesjonskraften beregnes etter vannfallrettighetsloven § 19, jf. vassdragsreguleringsloven § 22 sjette ledd.

tjener penger på differansen mellom prisen på konsesjonskraft og den prisen kraften selges videre for i kraftmarkedet.

Konsesjonskraften som kraftverkseier må avstå utgjør 10 pst. av kraftgrunnlaget i kraftverket. Beregningen av kraftgrunnlaget er nærmere forklart i punkt 4.6.2. Uttak av konsesjonskraft skal som hovedregel følge kommunens forbruksmønster over året, begrenset nedad til 5000 brukstimer per år.

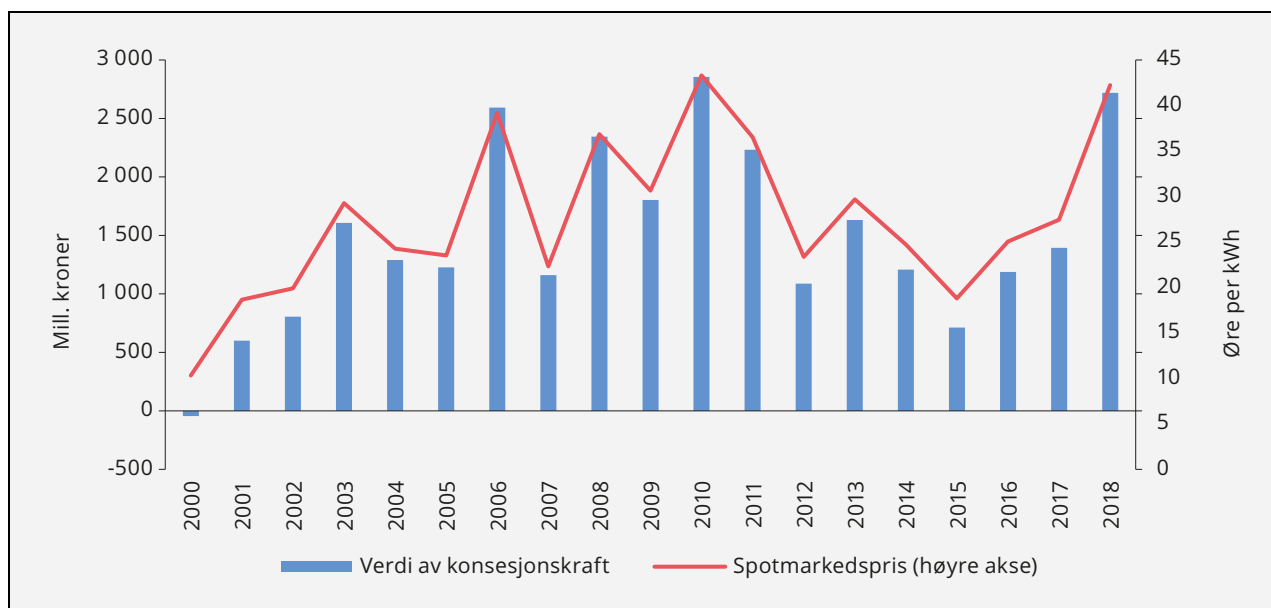
Det er først og fremst kommunene som er berørt av kraftverksutbyggingen som har rett til å motta konsesjonskraften. Konsesjonskraften fordeles mellom berørte kommuner ut ifra om de er fallkommune eller kraftverkskommune (vannfallsrettighetsloven) og ut ifra kraftverksandel, magasinandel og overføringsandel (vassdragsreguleringsloven), jf. KTV – Notat nr. 53/2001.

Hvor mye konsesjonskraft hver enkelt kommune maksimalt kan motta avgjøres av kommunens kraftforbruk til alminnelig forsyning, jf. vassdragsreguleringsloven § 22 første ledd. Alminnelig forsyning inkluderer alt kraftforbruk med unntak av kraftintensiv industri og større treforedling. Etter hvert som forbruket til alminnelig forsyning har endret seg i kommunene, har også mengden konsesjonskraft kommunene har mottatt endret seg. Dersom kommunen har rett på en større tildeling av konsesjonskraft enn forbruket til alminnelig forsyning i den aktuelle kommunen, går den overskytende konsesjonskraften til fylkeskommunen.

#### Prisfastsettelse

Kommuner og fylkeskommuner betaler en pris for konsesjonskraften de mottar. Regelverket for hvordan denne prisen fastsettes har vært gjenstand for flere endringer siden konsesjonskraftordningen ble innført, og det finnes to ulike ordninger for hvordan konsesjonskraftprisen fastsettes. Kommuner og kraftverkseiere har i utgangspunktet avtalefrihet til å kunne fastsette konsesjonskraftprisen på egenhånd. Hvis partene ikke kommer til enighet, vil prisen beregnes ulikt avhengig av om kraftverket det gjelder fikk konsesjon før eller etter 10. april 1959. For konsesjoner gitt før 1959 fastsettes konsesjonskraftprisen etter en individuell selvkostberegning, mens for konsesjoner gitt etter 1959 settes prisen ut ifra gjennomsnittlig selvkost i et representativt utvalg kraftverk.

Etter de opprinnelige reglene skulle konsesjonskraftprisen fastsettes basert på en individuell selvkostberegning for det aktuelle kraftverket. Den beregnes på bakgrunn av produksjons-



Figur 4.3 Anslått verdi av konsesjonskraft, 2000–2018. Løpende priser

Kilder: NVE og OED.

omkostningene, inkludert 6 pst. rente på anleggskapitalen og et tillegg av 20 pst. Dette medførte at prisen på konsesjonskraften ble så høy at kommunene i liten grad benyttet seg av adgangen til å ta ut konsesjonskraft.

I 1959 ble prisbestemmelsen endret slik at prisen skulle fastsettes etter vanlig pris i forsyningsområdet. Dersom en slik pris ikke kunne påvises, skulle kraften leveres til selvkost, med mindre dette medførte en uforholdsmessig høy pris. I så fall skulle kraften leveres til «rimelig pris». Formålet med lovendringen i 1959 var å få prisbestemmelsen i samsvar med formålet med konsesjonskraftordningen, nemlig at utbyggingskommunene skulle få kraft til en rimelig pris.<sup>3</sup>

Lovendringen fra 1959 viste seg imidlertid ikke å fungere etter hensikten. Prisen på konsesjonskraft ble etterhvert for høy til at ordningen kom kommunene til gode, jf. Sira-Kvinadommen i Rt. 1958 s. 1430. Dette resulterte i at Olje- og energidepartementet i 1981 utarbeidet hovedretningslinjer for avgivelse, fordeling og fastsettelse av pris på konsesjonskraft (OED-prisen).

Retningslinjene innebar at prisen på konsesjonskraft skulle fastsettes basert på selvkost for et representativt utvalg vannkraftverk i hele landet. Beregningen tok hensyn til størrelser som driftskostnader, avskrivninger og kapitalavkastning.

En lovendring ved innføringen av energiloven i 1990, har ført til at dette prinsippet fortsatt følges i dag. Olje- og energidepartementet fastsetter årlig OED-prisen for konsesjoner gitt etter 1959 der det ikke er oppnådd enighet mellom partene.

OED-prisen gjelder som utgangspunkt ikke for konsesjoner gitt før 1959. Olje- og energidepartementet mente i 1990 at kraftverk med konsesjoner gitt før 1959 i stor grad hadde så lav selvkost at det ville virke urimelig for de aktuelle kommuner om det ble innført en gjennomsnittlig selvkost for disse.

#### Verdien av konsesjonskraft

De siste årene har OED-prisen ligget mellom 11 og 12 øre per kWh. Tall fra NVE viser at den gjennomsnittlige selvkostprisen for konsesjoner før 1959 ligger på omtrent samme nivå, men varierer betydelig fra konsesjon til konsesjon.

Kommuner og fylkeskommuner mottar om lag 8,7 TWh konsesjonskraft årlig. Om lag 1/3 av dette går i dag til fylkeskommuner. Verdien av konsesjonskraften vil variere med kraftprisene og bestemmes av differansen mellom kraftpris og konsesjonskraftpris. Dette er illustrert i figur 4.4. Disse anslagene er beregnet som differansen mellom spotpris målt som årlig nordisk systempris, og OED-prisen. Inntekter fra ordningen vil kunne avvike fra denne differansen hvis mottaker selger konsesjonskraften til vilkår som avviker fra spotprisen eller selvkost for kraftverk avviker

<sup>3</sup> Innstilling fra Komiteen til revisjon av vassdragsreguleringsloven mv. (Schjødt-komiteen 1953) Ot.prp. nr. 39 (1958).

vesentlig fra OED-prisen. For 2017 anslås verdien av konsesjonskraften til i underkant av 1,4 mrd. kroner, mens den for 2018 anslås til om lag 2,7 mrd. kroner.

258 kommuner i 18 fylkeskommuner mottar konsesjonskraft. De ti største mottakerne har rett på 29 pst. av den totale mengden konsesjonskraft, men mye av dette går til fylkeskommunene. NVE anslår at om lag 25 pst. av konsesjonskraften betales til individuell selvkost, mens det resterende betales til OED-pris.

#### 4.6.4 Nærmere om konsesjonsavgift

Eiere av større vannkraftverk som har konsesjon etter vassdragsreguleringsloven og vannfallsrettighetsloven har plikt til å betale konsesjonsavgifter til staten og kommuner som er berørt av kraftutbyggingen. Konsesjonsavgift ble innført for å gi kommunene og staten en kompensasjon for generelle skader og ulemper som følge av utbygging av vassdrag, som ikke ble kompensert på annen måte, samt rett til en andel av verdiskapingen som fant sted.

Avgiften tar utgangspunkt i kraftgrunnlaget som er nærmere forklart i punkt 4.6.2. Den årlige konsesjonsavgiften regnes ut ved å multiplisere kraftgrunnlaget for kraftverket med avgiftssatsen. Den settes normalt til 24 kr per nat.hk til kommuner og 8 kr per nat.hk til staten i nye konsesjoner, men varierer betydelig i tidligere gitte konsesjoner. Det kommer av at avgiftene før 1987 ble skjønnsmessig bestemt ut ifra allmenne interesser

og kraftverkets økonomi. Videre blir avgiftssatsene indeksjustert i tråd med konsumprisindeksen hvert femte år.

Konsesjonsavgiften fordeles mellom kommuner basert på flere parametere da den mottas på bakgrunn av konsesjon etter flere lover. Etter vannfallsrettighetsloven fordeles konsesjonsavgiften etter antall fallmeter som et kraftverk utnytter i hver kommune i vassdraget. Etter vassdragsreguleringsloven fordeles konsesjonsavgiften etter om kommunene er overføringskommuner, magasinkommuner eller elvekommuner. Hvilken kategori den enkelte kommune tilhører, vil være bestemmende for hvor mye konsesjonsavgift den mottar. NVE har egne metoder for å fastsette konsesjonsavgiften i hver av disse kategoriene.

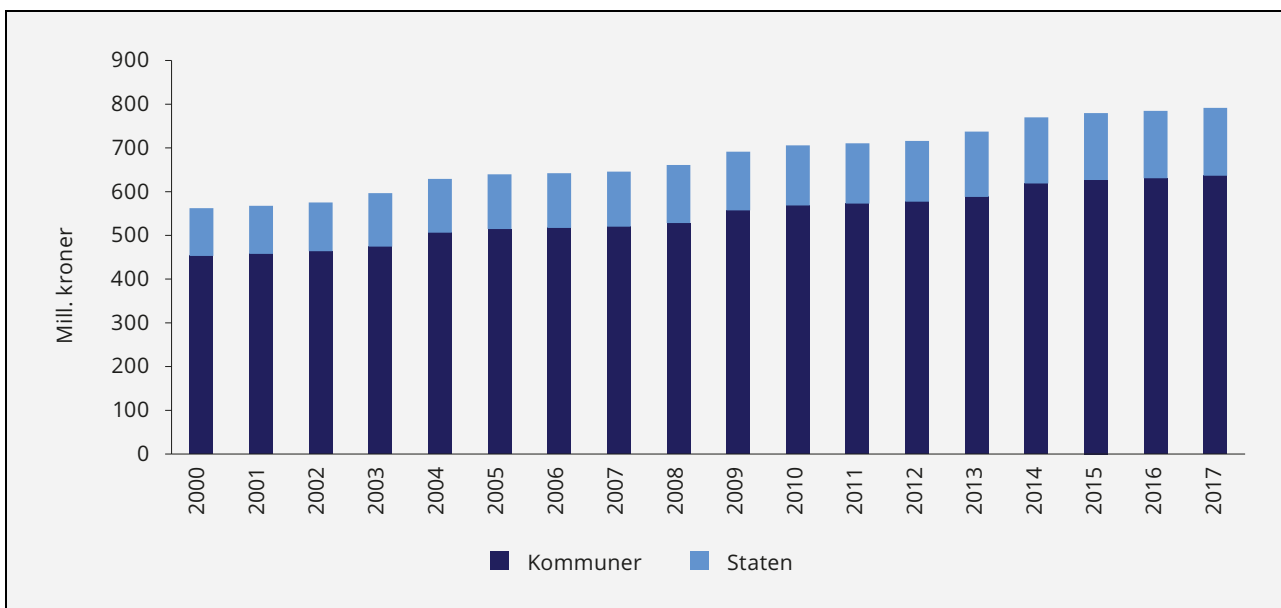
#### Verdien av konsesjonsavgift

I 2017 mottok 268 kommuner og staten konsesjonsavgifter. Til sammen utgjorde dette 837 mill. kroner. Utviklingen i konsesjonsavgiftene betalt til stat og kommune har ligget relativt stabilt over tid, jf. figur 4.3.

### 4.7 Skatteinntekter fra kraftforetak

#### 4.7.1 Fordeling av skatteinntekter mellom skattekreditorer

Vertskommuner for vannkraft får en stor andel av inntektene fra næringen gjennom eiendomsskatt,



Figur 4.4 Konsesjonsavgifter 2000–2017 i løpende mill. kroner

Kilde: NVE.

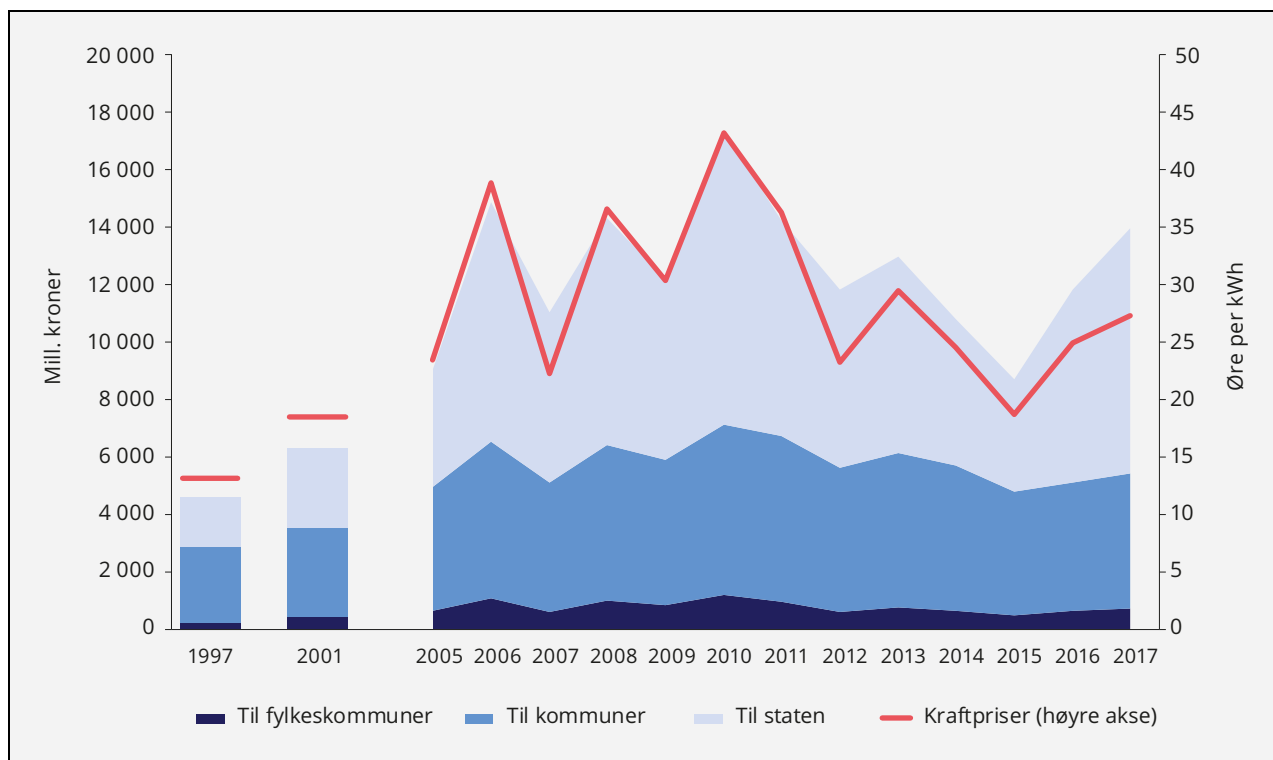
naturressursskatt, konsesjonsavgift og konsesjonskraft. Begrunnelsen for dette har delvis vært å kompensere vertskommunene for naturinngrep og delvis at kommunene skal få en andel av verdiene fra utnyttelsen av naturressursene. I punkt 4.7 brukes begrepet skatteinntekter fra kraftforetak om de samlede inntektene fra skatter på kraftforetak samt konsesjonsavgifter og verdien av konsesjonskraft. I dette punktet redegjøres først for hvordan skatteinntektene fra kraftforetak fordeles mellom skattekreditorer og hvordan inntektene varierer over tid. I punkt 4.7.2 forklares kommunenes inntektssystem, som har betydning for hvordan skatteinntektene fra kraftforetak fordeles mellom kommunene. I punkt 4.7.3 ser en nærmere på fordelingen av skatteinntektene mellom kommunene.

De ulike skattene, konsesjonsavgift og konsesjonskraft blir i forskjellig grad påvirket av endringer i kraftprisen. Overskuddsskatten (inntektsskatten) og grunnrenteskatten er basert på markedspriser og lønnsomheten til kraftforetakene. Ved endret kraftpris vil disse skattene endres. Naturressursskatten er basert på produksjonen i kraftverkene de siste syv årene og følger dermed ikke utviklingen i kraftprisen. Skatten er imidlertid fradragsberettiget i utlig-

net skatt på alminnelig inntekt og vil normalt ikke være en ekstrabelastning for kraftforetakene.

Verdsettelsesreglene i eiendomsskatten for store kraftanlegg innebærer at verdien av selve grunnrenten inngår i beregningsgrunnlaget. Likevel svinger eiendomsskatteinntektene i mindre grad med kraftprisen siden viktige elementer i eiendomsskattegrunnlaget beregnes av gjennomsnittsverdier. Maksimums- og minimumsreglene setter videre et tak og et gulv i eiendomsskattegrunnlaget. Konsesjonsavgiftene er ikke lønnsomhetsbasert. Konsesjonskraft må avgis uavhengig av lønnsomheten i kraftverket, men markedsverdien for kommuner og fylkeskommuner vil variere med kraftprisen.

Figur 4.5 viser utviklingen i skatteinntekter fra kraftforetak for henholdsvis staten, kommuner og fylkeskommuner, samt kraftprisen, for inntektsårene 2005 til 2017 samt for årene 1997 og 2001. Figuren viser at inntektene til kommuner og fylkeskommuner er mer stabile over tid og i mindre grad påvirkes av endringer i kraftprisen enn det inntektene til staten gjør. Grunnlaget for figuren fremgår av tabell 4.3. Figur 4.6 viser inntektene for inntektsåret 2017 fordelt etter både skatteart og skattekreditor. Det fin-

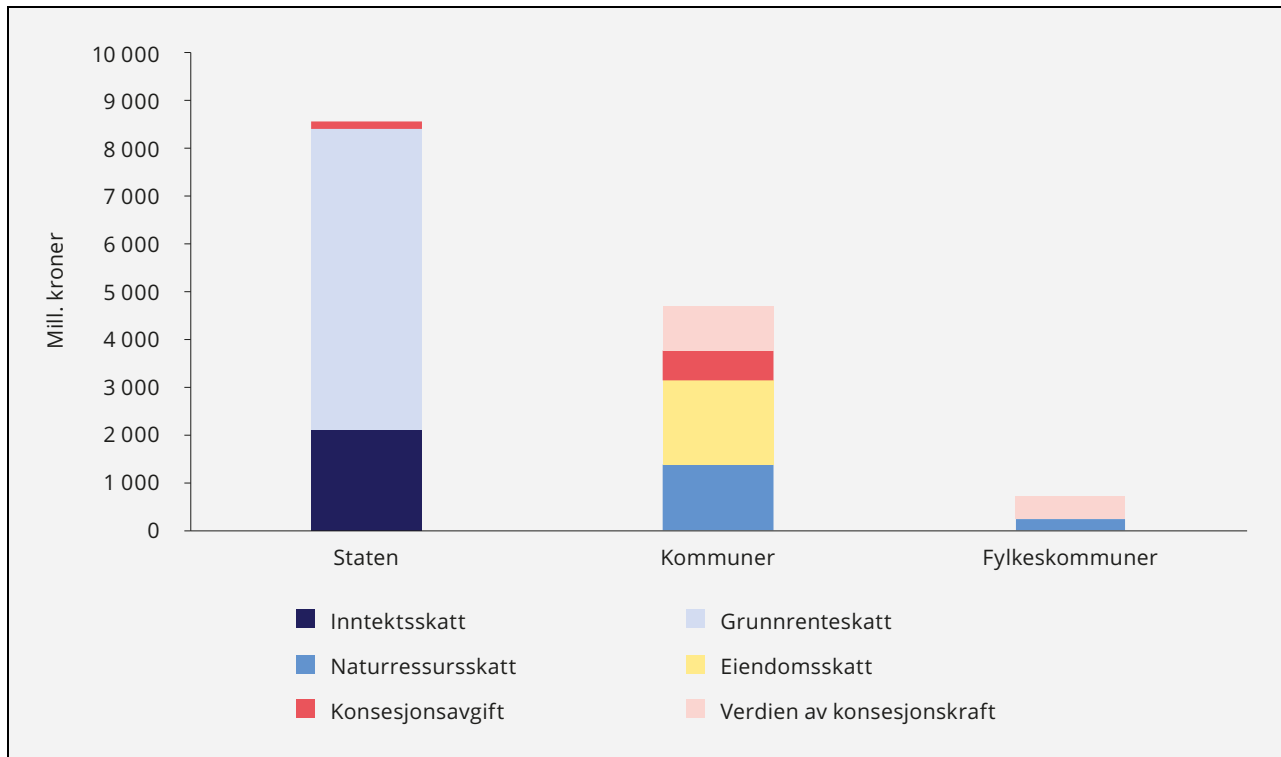


Figur 4.5 Utvikling i skatteinntekter fra kraftforetak (venstre akse) og kraftpriser (høyre akse). Løpende priser

Figuren inkluderer konsesjonsavgift og verdien av konsesjonskraft. Formuesskatten er ikke med i figuren på grunn av endringer i sats og fordeling mellom stat og kommuner i perioden.

Kilder: Statistisk sentralbyrå, Skattedirektoratet og utvalget.





Figur 4.6 Fordeling av skatteinntekter fra kraftforetak for inntektsåret 2017. Mill. løpende kroner

Kilder: Statistisk sentralbyrå, Skattedirektoratet og utvalget.

nes ikke en samlet kilde for alle elementene som inngår i disse oversiktene, og de er derfor basert på flere kilder samt anslag der det har vært nødvendig.

Tabell 4.4 viser anslåtte inntekter i 1991 fra de ulike skattene i kraftsektoren før kraftskatte-reformen.

#### 4.7.2 Kommunenes inntektssystem

For å forstå hvilken virkning skatteinntektene fra kraftforetak har for kommuner og fylkeskommuner beskrives kommunenes inntektssystem i dette punktet. Inntektssystemet skal bidra til at kommuner og fylkeskommuner kan gi et likeverdig tjenestetilbud til innbyggerne. Frie inntekter er midler kommuner og fylkeskommuner kan disponere fritt uten andre føringer fra staten enn gjeldende lover og regler. Inntektssystemet fordeler disse inntektene til kommuner og fylkeskommuner. De frie inntektene består av rammetilskudd og skatteinntekter, og er for kommuner og fylkeskommuner samlet anslått til om lag 357 mrd. kroner i 2017. Av de frie inntektene kommer 45 pst. som rammetilskudd og 55 pst. fra skatteinntekter. Sammen med merverdiavgiftskompensasjon utgjør dette nærmere 80 pst. av de samlede inntektene til kommunesektoren.

Norske kommuner har ulik geografi, ulik alderssammensetning og ulike levekår. Noen kommuner har mange barn i skolealder, andre kommuner har mange eldre som trenger omsorgstjenester, lange reiseavstander eller spredt bosetting. Dette gjør at kommunale tjenester, som grunnskole, barnehage og omsorgstjenester, ikke koster det samme å tilby i alle kommuner. Et viktig formål med inntektssystemet er å bidra til at kommuner og fylkeskommuner kan gi et likeverdig tjenestetilbud til innbyggerne ved å kompensere for slike kostnadsforskjeller.

Kommuner og fylkeskommuner får kompensasjon for disse ufrivillige kostnadsforskjellene i utgiftsutjevningen. Størsteparten av kommunenes rammetilskudd fordeles i utgangspunktet med et likt beløp per innbygger, det såkalte innbyggertilskuddet. Utgiftsutjevningen skjer ved hjelp av en kostnadsnøkkel, som sørger for at denne andelen av rammetilskuddet blir omfordelt fra kommuner som har lavere utgiftsbehov enn landsgjennomsnittet, til kommuner som har høyere utgiftsbehov enn landsgjennomsnittet.

Kostnadsnøkkelen består av en rekke objektive kriterier, som forklarer hvorfor det er forskjeller i kommunenes utgifter til velferdstjenester. Eksempler på slike kriterier er antall barn i skole-



Tabell 4.3 Skatteinntekter fra kraftforetak.<sup>1</sup> 2013–2017 og utvalgte år før 2013. Mill. løpende kroner

	1997	2001	2007	2010	2013	2014	2015	2016	2017
Inntektsskatt <sup>2</sup>	3 031	8 096	4 325	5 065	3 350	2 128	1 312	3 825	3 722
Grunnrenteskatt	335	887	2 635	6 704	4 939	4 323	3 321	5 159	6 332
Naturressursskatt	1 324	1 577	1 499	1 572	1 605	1 607	1 574	1 601	1 642
<i>Til kommuner</i>	1 120	1 334	1 268	1 330	1 358	1 360	1 332	1 355	1 389
<i>Til fylkeskommuner</i>	204	243	231	242	247	247	242	246	253
Formuesskatt		7	3	8	12	12	4	4	4
Skattefradrag <sup>3</sup>	-1 706	-6 289	-1 127	-1 617	-1 567	-1 480	-871	-2 391	-1 606
Eiendomsskatt <sup>4</sup>	1 010	900	1 950	2 170	2 360	2 290	1 920	1 730	1 770
Konsesjonsavgift	570	568	646	706	737	770	780	785	792
<i>Til staten</i>	110	110	126	137	150	151	153	154	155
<i>Til kommuner</i>	460	458	520	569	588	619	627	631	636
Verdien av konsesjonskraft <sup>5</sup>	40	600	1 161	2 855	1 632	1 208	713	1 187	1 394
<i>Til kommuner</i>	30	400	774	1 903	1 088	805	475	791	929
<i>Til fylkeskommuner</i>	10	200	387	952	544	403	238	396	465
Sum skatter mv.	4 604	6 346	11 092	17 463	13 068	10 857	8 752	11 900	14 049

<sup>1</sup> Tabellen er basert på inntektsåret skatten beregnes, men skatten fastsettes året etter med unntak av eiendomsskatten som fastsettes to år etter inntektsåret.

<sup>2</sup> Beløpet inkluderer samlet inntektsskatt for foretak som driver produksjon, overføring eller distribuering av kraft. Beløpet overvurderer derfor inntektsskatten knyttet til kraftproduksjon. Beløpet er brutto inntektsskatt, det vil si før skattefradrag, jf. nedenfor.

<sup>3</sup> Godtgjørelsesfradrag, kreditfradrag og fradrag for naturressursskatt for tidligere betalt skatt og for FoU.

<sup>4</sup> I anslaget er det lagt til grunn en eiendomsskattesats på 7 promille.

<sup>5</sup> Beregnet som differansen mellom gjennomsnittlig årlig spotmarkedspris og konsesjonskraftprisen fastsatt av OED multiplisert med konsesjonskraftmengden. Anslaget er ikke korrigert for inntakingskostnader for kommunene. Det er heller ikke korrigert for kommunenes uttaksprofil. Det er beregningsteknisk lagt til grunn at fylkeskommunene og kommunene mottar henholdsvis  $\frac{1}{3}$  og  $\frac{2}{3}$  av konsesjonskraften årlig.

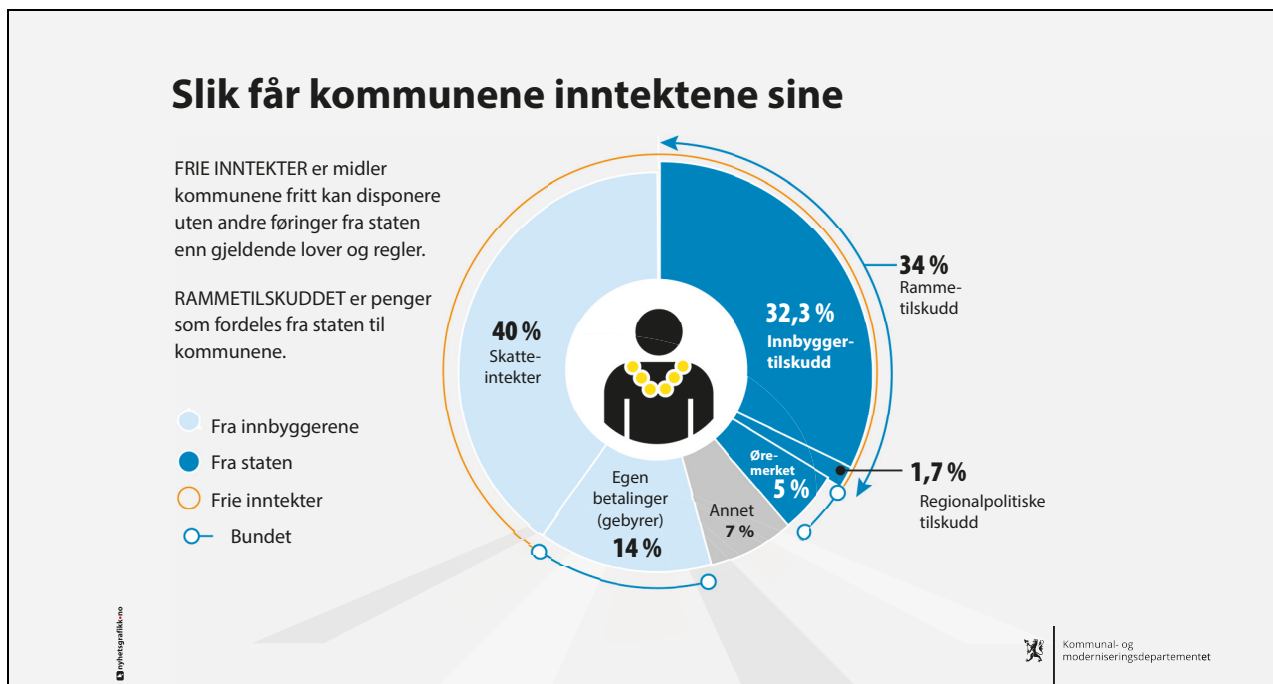
Kilder: Statistisk sentralbyrå, Skattedirektoratet, Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet.

Tabell 4.4 Skatteinntekter fra elektrisitetsavgift og skatt fra kraftselskap i 1991. Mill. løpende kroner

	Stat	Fylke	Kommune	Sum
Inntektsskatt, prosentligning	64	236	425	725
Formuesskatt, offentlige verk			636	636
Eiendomsskatt			815	815
Elektrisitetsavgift	3 380			3 380

Tabellen inkluderer også inntekter fra nettanlegg. Inntekts- og formuesskatten på offentlige verk og eiendomsskatten omfatter både linjenett og kraftverk. Formuesskatt for eiere av private kraftselskap er ikke medregnet.

Kilde: NOU 1992: 34.



Figur 4.7 Kommunenes inntekter

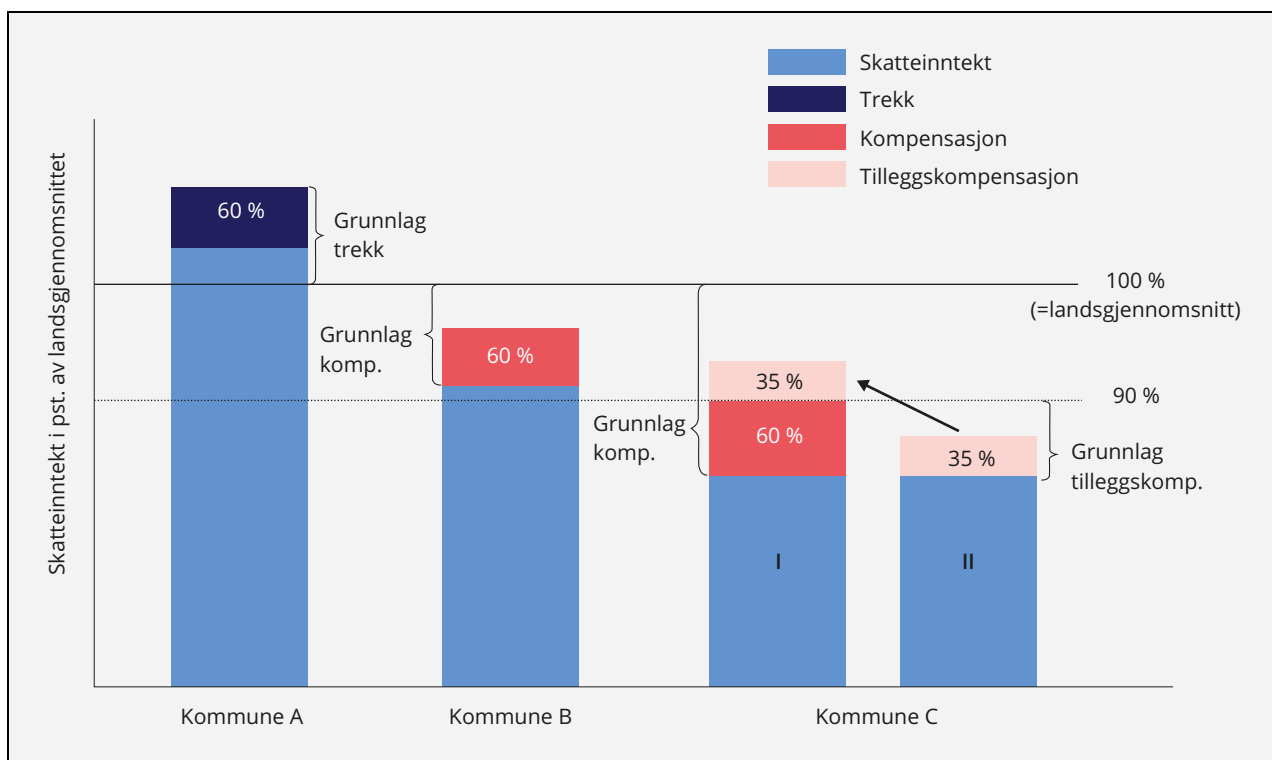
Kilde: Kommunal- og moderniseringsdepartementet.

pliktig alder, antall eldre samt bosettingsmønster og reiseavstander i kommunen. I rammetilskuddet inngår også regionalpolitisk begrunnede tilskudd.

En betydelig andel av kommunesektorens inntekter kommer gjennom skatteinntekter fra innbyggerne. Det er store forskjeller i skatteinntektene mellom kommunene. Gjennom en egen skatteutjevning omfordeles deler av disse forskjellene mellom kommunene. Skatteinntektene blir omfordelt fra kommuner med skatteinntekter over landsgjennomsnittet til kommuner med skatteinntekter under landsgjennomsnittet. Naturressursskatten for vannkraft inngår i skatteutjevningen for kommuner og fylkeskommuner. I tillegg inngår inntekts- og formuesskatt for personlige skattytere (formuesskatt går kun til kommuner). Fylkeskommuner med skatteinntekter under landsgjennomsnittet blir kompensert for 87,5 pst. av differansen mellom egen skatteinngang og gjennomsnittet i landet. Fylkeskommuner med skatteinngang over landsgjennomsnittet blir trukket for 87,5 pst. av differansen mellom egen skatteinngang og landsgjennomsnittet. For kommunene er skatteutjevningen 60 pst., men i tillegg blir kommuner med skatteinntekter under 90 pst. av landsgjennomsnittet kompensert for 35 pst. av differansen mellom egne skatteinntekter og 90 pst. av landsgjen-

nomsnittet. Denne tilleggskompensasjonen til kommunene finansieres ved at hver kommune trekkes med et likt beløp per innbygger, jf. figur 4.8. Siden skatteutjevningen ikke er fullstendig, kan en kommune eller fylkeskommune med høye inntekter beholde vesentlige deler av merinntektene, for eksempel fra naturressursskatten.

Det er enkelte inntekter til kommunene som ikke inngår i inntektssystemet. Vertskommunene for vannkraftverk skiller seg ut ved at de får en stor andel av inntektene fra næringen gjennom eiendomsskatt og naturressursskatt, samt konsesjonsavgift og konsesjonskraft. Begrunnelsen for dette har delvis vært å kompensere vertskommunene for naturinngrep og delvis at kommunene skal ha en andel av verdiene fra utnyttelsen av naturressursene. Fra ordinær næringsvirksomhet får vertskommunene ingen direkte skatteinntekter, utenom eventuell eiendomsskatt. I motsetning til naturressursskatten inngår ikke konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt i skatteutjevningen i kommunenes inntektssystem. Kommuner med store vannkraftanlegg kan dermed sitte igjen med høye inntekter. I tillegg er det få innbyggere i mange vertskommuner for vannkraft med høye skatteinntekter fra kraftforetak. Dette gjør at inntektene per innbygger blir høye i en del av disse kommunene.



Figur 4.8 Skatteutjevningen i kommunenes inntektssystem

Skatteutjevningen for den enkelte kommunen kan beregnes slik:

Symmetrisk skatteutjevning

+ Tilleggskompensasjon

- Finansiering av tilleggskompensasjon

= Netto skatteutjevning

Kilde: Kommunal- og moderniseringsdepartementet.

### 4.7.3 Fordeling av skatteinntekter mellom kommuner

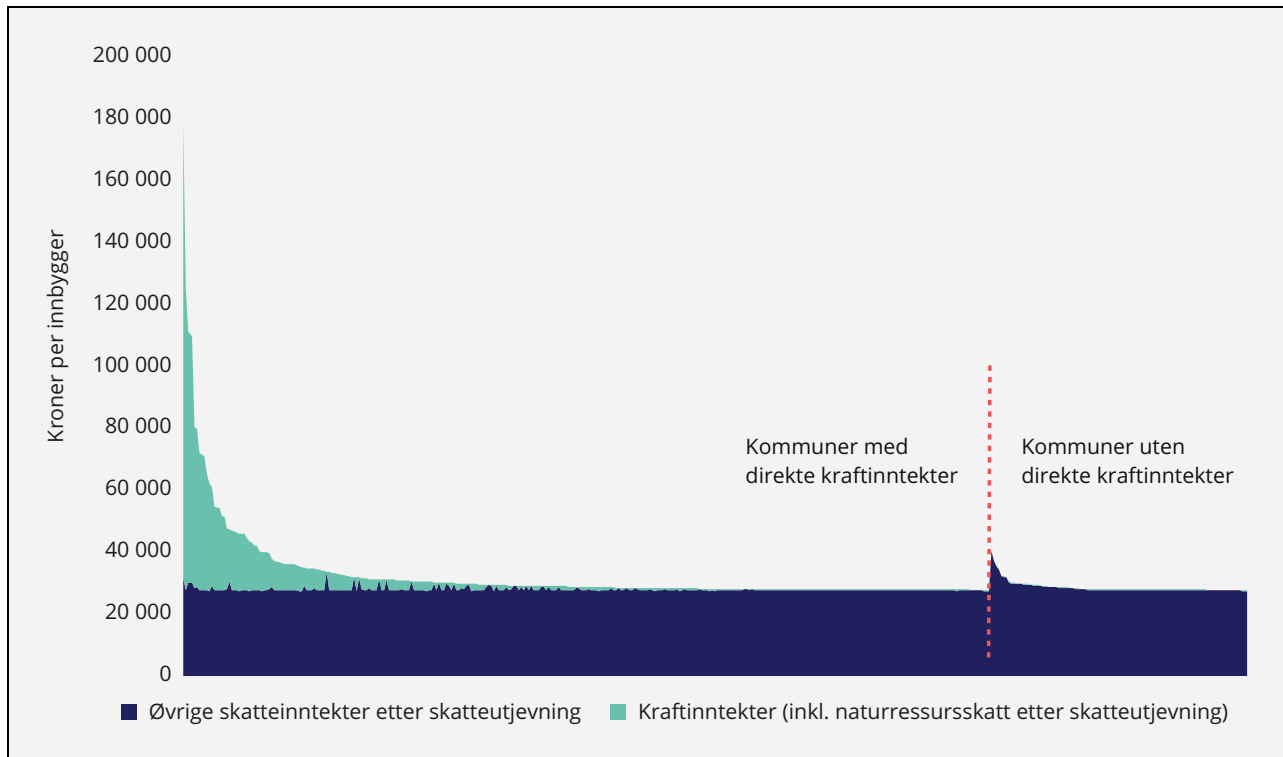
Figur 4.9 og 4.10 viser hvordan skatteinntekter fra kraftforetak er fordelt mellom kommuner. Figurene viser også fordelingen av kommunenes øvrige skatteinntekter etter skatteutjevning. Det er enkelte inntektskilder som ikke inngår i figurene. Inntekter fra eiendomsskatt på kraftnettet, anlegg omfattet av særskattereglene for petroleum og annen eiendom eller fra eierskap i kraftselskaper er ikke inkludert i figurene. Det er heller ikke tatt med at auksjonsinntekter fra havbruksstilletelser som utbetales gjennom Havbruksfondet, i enkelte år kan bidra til vesentlige forskjeller i kommunenes inntekter. I 2018 utgjorde de samlede utbetalingene fra Havbruksfondet om lag 2,4 mrd. kroner til kommunene og 0,4 mrd. kroner til fylkeskommunene.

I figur 4.9 og 4.10 skilles det mellom skatteinntekter fra kraftforetak og øvrige skatteinntekter etter skatteutjevning. Kommunenes skatteinntekter fra kraftforetak omfatter naturressursskatt,

eiendomsskatt på kraftanlegg, konsesjonsavgift og verdien av konsesjonskraft, og omtales i det følgende som kraftinntekter. Av disse er det bare naturressursskatt som inngår i skatteutjevningen. Naturressursskatten er beregnet som netto inntekt etter skatteutjevning, men er i figurene skilt ut fra de øvrige skatteinntektene i skatteutjevningen. Mange kommuner som ikke mottar direkte kraftinntekter, vil dermed indirekte få inntekter fra naturressursskatt gjennom skatteutjevningen.

Figur 4.9 viser kraftinntekter og øvrige skatteinntekter etter skatteutjevning i kroner per innbygger for hver enkelt kommune i 2017. I gjennomsnitt per innbygger i hele landet utgjør disse inntektene i overkant av 30 400 kroner. I figuren er kommunene rangert fra høyest til lavest inntekter per innbygger, men fordelt slik at kommuner som mottar direkte kraftinntekter er plassert til venstre i figuren, og kommuner uten direkte kraftinntekter er plassert til høyre i figuren.

Det fremgår av figur 4.9 at det bare er en liten gruppe kommuner som mottar svært høye kraftinntekter per innbygger. Det er bare 33 av



Figur 4.9 Illustrasjon av kommunenes kraftinntekter og skatteinntekter etter skatteutjevning i 2017. Kroner per innbygger

Det er lagt til grunn en eiendomsskattesats på 7 promille. Verdien av konsesjonskraft er regnet som differansen mellom spotmarkedspris og konsesjonskraftpris. Det er ikke offentlig tilgjengelige tall for hvor stor andel av konsesjonskraften som tilfaller henholdsvis kommunene og fylkeskommunene. Beregningsteknisk er det lagt til grunn at  $\frac{2}{3}$  av konsesjonskraften går til kommunene. Kilde: Utvalget.

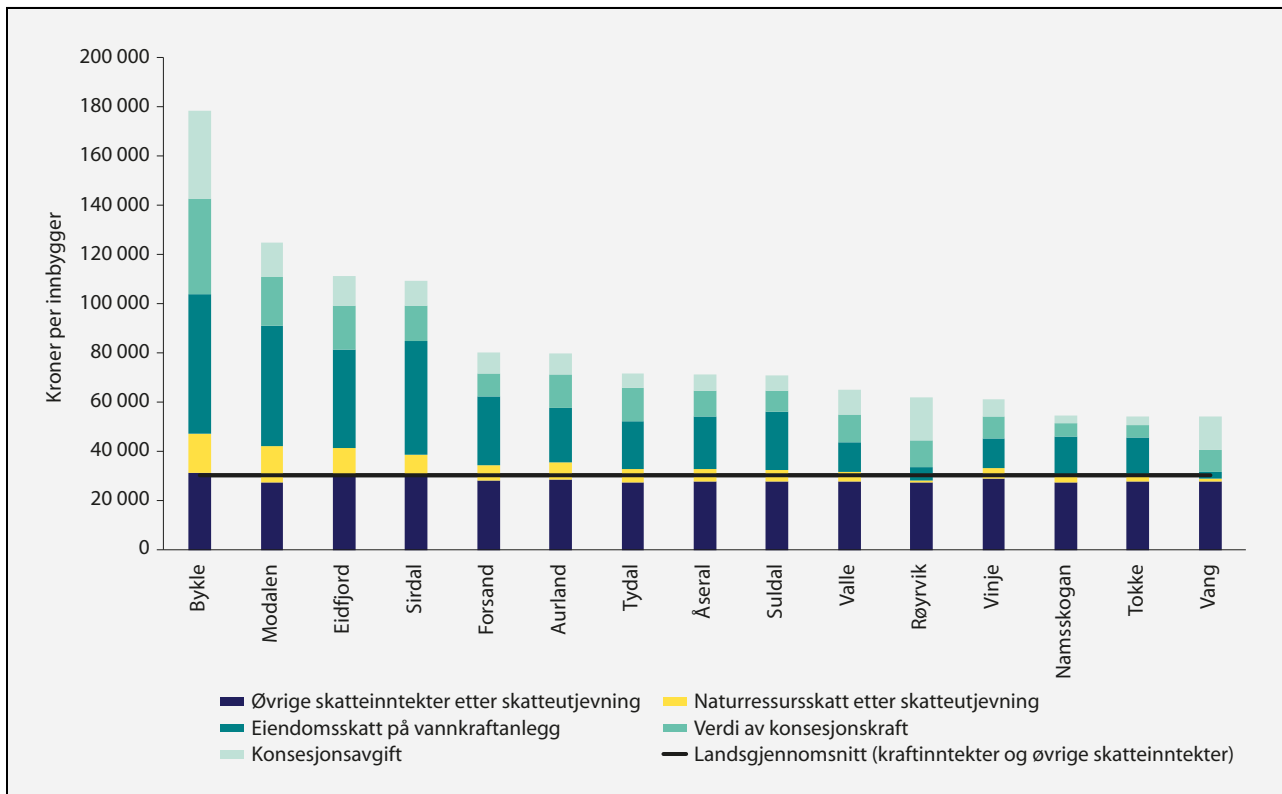
426 kommuner i Norge per 2017 med kraftinntekter og skatteinntekter etter skatteutjevning over 40 000 kroner per innbygger. Med unntak av én kommune mottar alle disse direkte kraftinntekter.

Det er i alt 323 kommuner som fikk inntekter fra eiendomsskatt på kraftanlegg, konsesjonsavgift eller konsesjonskraft i 2017, men for størstedelen av kommunene er kraftinntektene per innbygger moderate.

For de 32 kraftkommunene med kraftinntekter og skatteinntekter etter skatteutjevning over 40 000 kroner summerer kraftinntektene seg til i underkant av 2 mrd. kroner for 2017. Det tilsvarer

om lag 40 pst. av samlede kommunale kraftinntekter i 2017. Innbyggertallet i disse 32 kraftkommunene utgjør 1,4 pst. av Norges befolkning. Kommunenes skatteinntekter fra kraftforetak er dermed skjevdelt. Enkelte kommuner får høye inntekter uavhengig av utgiftsbehovet.

Figur 4.10 viser de 15 kommunene som har de høyeste kraftinntektene og skatteinntekter per innbygger etter skatteutjevning. Disse kommunene har inntekter per innbygger på mellom 590 og 180 pst. av landsgjennomsnittet. Kommunene har 0,4 pst. av innbyggerne i Norge og fikk samtidig omlag 23 pst. av de samlede kommunale kraftinntektene i 2017.



Figur 4.10 Illustrasjon av de 15 kommunene med høyest kraftinntekter og skatteinntekter etter skatteutjevning per innbygger for 2017. Kroner per innbygger

Det er lagt til grunn en eiendomsskattesats på 7 promille. Verdien av konsesjonskraft er regnet som differansen mellom spotmarkedspris og konsesjonskraftpris. Det er ikke offentlig tilgjengelige tall for hvor stor andel av konsesjonskraften som tilfaller henholdsvis kommunene og fylkeskommunene. Beregningsteknisk er det lagt til grunn at  $\frac{2}{3}$  av konsesjonskraften går til kommunene.

Kilde: Utvalget.

## Kapittel 5

# Skattlegging av vannkraft i våre naboland

### 5.1 Innledning

---

Det norske kraftmarkedet er tett integrert med de andre nordiske landene. I dette kapittelet gis det en overordnet oversikt av skattevilkår og støtte-system for fornybar kraftproduksjon på kommersiell skala i de andre nordiske landene. Tabell 5.1 gir en kortfattet oppsummering av vilkårene. Rammevilkår for mindre kraftproduksjon til privat forsyning i husholdninger med videre er ikke omtalt.

De nordiske landene har varierende fornybarandel i kraftproduksjonen. Kraftsystemene er sammenvevd der kraftproduksjonen i hovedsak består av vannkraft, kjernekraft, vindkraft og annen termisk kraft. Sverige og Finland har i likhet med Norge store vannkraftressurser som blir brukt til kraftproduksjon. Norge har imidlertid en høyere andel vannkraftproduksjon, og den er til dels mer regulerbar enn ressursene i Sverige og Finland.

Norge har over lang tid hatt egne inntektsordninger for vannkraft og det offentlige tar en høyere andel av overskuddet enn i de andre nordiske landene. Vannkraftproduksjon er basert på stedbundne ressurser som gir opphav til en grunnrente, jf. omtale under punkt 4.3. Med nøytrale overskuddsskatter på stedbundne virksomheter vil selskapene over tid ha insentiv til å bygge ut lønnsom kraftproduksjon uavhengig av skattleggingen i naboland og tilgrensende markeder. Derfor er skattekonkurranse og konkurranse-nøytralitet ikke relevante moment i vurderingen av de norske skatteordningene, jf. punkt 6.3. Det kan likevel være interessant å se hvordan våre naboland beskatter kraftproduksjon.

### 5.2 Sverige

---

#### 5.2.1 Innledning

Skatteordningene for svensk kraftproduksjon treffer produksjonsteknologiene ulikt. Det er store innslag av både vannkraft og vindkraft i den sven-

ske kraftforsyningen. De betaler selskapsskatt, statlig eiendomsskatt og får elsertifikater for ny fornybar kraftproduksjon som ble satt i drift etter 2003.

#### 5.2.2 Selskapsskatt

All kraftproduksjon betaler i likhet med annen næringsvirksomhet selskapsskatt på 21,4 pst. Selskapsskatten skal settes ned til 20,6 pst. i 2021.

Avskrivningsreglene i Sverige har forskjellige regler for ulike driftsmidler. Det skilles mellom maskiner og inventar, bygninger og markanlegg. De ulike kategoriene driftsmidler er ikke direkte sammenlignbare med norske kategorier, men det er mulig å gjøre noen generelle sammenligninger.

For maskiner og inventar er reglene fleksible, da det er forskjellige måter selskapene kan avskrive. Kategorien maskin og inventar vil for vannkraft blant annet inkludere maskin- og elektroteknisk utstyr som turbiner, generatorer m.m.

Selskapene kan velge å benytte regnskapsmessige avskrivninger, og da må skattemessige avskrivninger tilsvare regnskapsmessige avskrivninger. Hovedregelen er da saldoavskrivninger med maksimalt 30 pst. årlig.

For at det skal være mulig å få driftsmidlene helt avskrevet finnes også det som kalles kompletteringsregelen der driftsmidlene avskrives lineært med 20 pst. av verdien over fem år. Regnskapsverdien må være lik skattemessig verdi.

Velger selskapene derimot å avskrive verdiene slik at den regnskapsmessige verdien ikke tilsvarer den skattemessige verdien, finnes ordningen som kalles restverdiavskrivning. Skattemessig avskrives da verdiene med saldoavskrivninger med maksimalt 25 pst. per år.

For bygninger på næringsseiendom er det ulike avskrivningsregler avhengig av type kraftverk. I vannkraftanlegg avskrives de skattemessige verdiene lineært over 50 år. Vindkraftbygninger regnes som en del av maskiner og inventar i vindkraftverket og avskrives dermed etter regnskapsmessig metode med lineære avskrivninger over fem år.

Tabell 5.1 Oversikt over fornybar kraftverksbeskatning i de nordiske landene

	Norge	Sverige	Finland	Danmark
<i>Selskapsskatt</i>	22 pst.	21,4 pst.	20 pst.	22 pst.
<i>Eiendomsskatt</i>	Kommunal 0,1–0,7 pst. av skattegrunnlaget Vindkraft: Skatte- grunnlag lik teknisk verdi Små vannkraft: Skattegrunnlaget lik skattemessig verdi Stor vannkraft: Skattegrunnlaget lik formuesverdi, maks. og min.	Statlig Vannkraft: 0,5 pst. av skattegrunn- laget som baseres på årsproduksjon og avkastning i et normkraftverk Vindkraft: 0,2 pst. av skattegrunn- laget som baseres på installert effekt, lønnsomhet av kraftproduksjon og gjenanskaffelses- verdi	Kommunal Kraftverk under 10 MVA: 0,93–2 pst. Kraftverk over 10 MVA: 0,93–3,1 pst. Skattegrunnlaget er basert på gjen- anskaffelsesverdi	Kommunal 0,16–0,34 pst. av eiendomsverdien som takseres til markedsverdi
<i>Annet</i>	Stor vannkraft: Grunnrenteskatt 37 pst., naturres- sursskatt 1,3 øre, konsesjonskraft 10 pst. og conse- sjonsavgift 0,5 øre			
<i>Støttesystem</i>	Elsertifikater frem til 2021	Elsertifikater frem til 2021 og nye elsertifikater for 18 TWh ny produksjon fra 2022 til 2030	Auksjonsbasert feed-in-premium for 1,4 TWh i 2018–2020	Auksjonsbasert, teknologinøytral ordning frem mot 2024, i tillegg til egen auksjon for 2400 MW havvind

Kilde: Skatteverket, 2019, Finlex, 2019, Skatteförvaltningen, 2019, Skatteministeriet, 2019, Skatteforvaltningen, 2019, Retsinforma-  
tion, 2019

Markanlegg avskrives lineært med fem prosent av anskaffelsesverdien over 20 år. Markanlegg tilsvarer om lag de delene av et vannkraftverk som i Norge avskrives over 67 år.

### 5.2.3 Eiendomsskatt

Svensk eiendomsskatt omfatter både vann- og vindkraft og betales til staten. Vannkraftanlegg skal fra og med 2020 betale 0,5 pst. av eiendomsskattegrunnlaget. I Energiöverenskommelsen fra 2016 besluttet de svenske regjeringspartiene å gradvis redusere eiendomsskatten på vannkraft fra 2,8 pst. og ned til 0,5 pst. over en fireårsperiode. Vindkraft betaler 0,2 pst. eiendomsskatt.

Eiendomsskattegrunnlaget for vannkraftverk baseres på beregning av avkastningen i et normkraftverk som angis i kroner per kWh. For enkeltkraftverkene blir eiendomsskatteverdien deretter regnet ut på bakgrunn av normalårsproduksjonen i kraftverket og verdien av normkraftverket med noen tilpasninger. Eiendomsskattegrunnlaget skal utgjøre 75 pst. av eiendomsskatteverdien.

For vindkraftverk er eiendomsskatteverdien basert på en beregning av installert effekt multiplisert med verdien av den installerte effekten. Verdien av den installerte effekten vil variere med gjenanskaffelsesverdi og lønnsomheten for den totale kraftproduksjonen i landet. Eiendoms-

skattegrunnlaget skal være om lag 75 pst. av eiendomsskatteverdien slik som for vannkraft.

#### 5.2.4 Elsertifikatsordningen

Sverige og Norge har felles støtteordning for ny fornybar kraftproduksjon frem mot 2021, jf. boks 3.4. Elsertifikatordningen i Sverige startet i 2003, og ulikt Norge har de satt et mål om 18 TWh ny årlig fornybar kraftproduksjon mellom 2021 og 2030. Nyinvesteringer i svenske vindkraftverk som blir satt i drift etter 2021 kan dermed motta støtte gjennom elsertifikatordningen.

### 5.3 Finland

---

#### 5.3.1 Innledning

I Finland betales det selskapsskatt og eiendomsskatt på kraftproduksjon. Det finnes også en støtteordning for ny kraftproduksjon som nylig er lagt om.

#### 5.3.2 Selskapsskatt

I følge den finske selskapsskatteloven skal næringsvirksomhet inkludert kraftproduksjon betale en selskapsskatt på 20 pst.

Avskrivningsreglene i den finske selskapsskatten tar utgangspunkt i anskaffelseskostnad og skiller mellom avskrivninger på mark, bygg og konstruksjoner og maskiner og inventar. Mark avskrives ikke. Bygg og konstruksjoner avskrives etter saldometoden og kraftstasjoner avskrives med 7 pst. årlig. Maskiner og inventar avskrives etter saldometoden med maksimum 25 pst. årlig.

#### 5.3.3 Eiendomsskatt

Finsk kraftproduksjon betaler en kommunal eiendomsskatt. Den enkelte kommune bestemmer hvor høy eiendomsskattesatsen skal være og har adgang til å sette egen skattesats for kraftverk. For kraftverk med installert effekt under 10 megavoltampere (MVA) er skattesatsen mellom 0,93 og 2 pst. For større vann- og vindkraftverk med installert kapasitet over 10 MVA kan eiendomsskatten være opp til 3,1 pst. av eiendomsskatteverdien.

Eiendomsskatten beregnes med utgangspunkt i gjenanskaffelsesverdien til et kraftverks land, bygg og konstruksjoner med fradrag for aldersavskrivninger. Maskin- og elektroteknisk utstyr som turbiner, generatorer med mere inngår ikke i eiendomsskatteverdien. For vannkraftverkene

beregnes gjenanskaffelsesverdien til 75 pst. av de opprinnelige byggekostnadene eller kostnadene for et tilsvarende bygg justert med en byggekostnadsindeks.

Avskrivningsreglene og de ulike klassene for eiendeler i eiendomsskatten sammenfaller delvis med reglene i selskapsskatten. Mark avskrives for eksempel ikke. Bygg og konstruksjoner i vannkraftverk avskrives med 1 pst. per år, mens tilsvarende for vindkraft avskrives med 2,5 pst. per år. Beskatningsverdien for kraftverk skal være minst 40 pst. av gjenanskaffelsesverdien.

#### 5.3.4 Støtteordninger

Finland har nylig lagt om støttesystemet for fornybar kraftproduksjon til en auksjonsbasert ordning. I perioden 2018–2020 skal det utlyses teknologinøytrale auksjoner for å fremskaffe en årlig produksjon på om lag 1,4 TWh. Størrelsen på subsidien kraftprodusenten vil motta avhenger av differansen mellom deres tilbudte premie, i tillegg til kraftprisen, og kraftprisen. Premien vil mottas i sin helhet så lenge den gjennomsnittlige kraftprisen over tre måneder er under 30 EUR per MWh. Hvis kraftprisen er høyere enn dette, vil premien reduseres slik at totalinntekten til kraftprodusenten ikke blir høyere enn 30 EUR per MWh pluss premien. Hvis kraftprisen blir høyere enn 30 EUR per MWh pluss tilbudt premie, mottas ingen premie. Det er innført et anbudstak for premie som kraftprodusentene kan tilby på 53,5 EUR per MWh, slik at premie pluss kraftpris maksimalt kan bli 83,5 EUR per MWh. Subsidien vil maksimalt mottas over en periode på 12 år.

### 5.4 Danmark

---

#### 5.4.1 Innledning

I Danmark skiller skattlegging av kraftproduksjon seg lite fra annen næringsvirksomhet. Kraftselskapene betaler selskapsskatt, eiendomsskatt og har en auksjonsbasert støtteordning for ny fornybar kraftproduksjon.

#### 5.4.2 Selskapsskatt

Ifølge den danske selskapsskatteloven betaler kraftselskap i likhet med annen næringsvirksomhet, en overskuddsbasert selskapsskatt på 22 pst.

Avskrivningsreglene er beskrevet i en egen avskrivningslov, og det er en egen avskrivnings-sats for faste anlegg for varme- og elproduksjon med installert kapasitet over 1 MW. Disse avskri-



### Boks 5.1 Grunnrenteskatt i andre land

#### Innhenting av grunnrente i kraftproduksjon

Grunnrente oppstår gjerne ved utnyttelse av stedbundne ressurser, og er derfor gode skatteobjekter, jf. punkt 6.4. I mange land er imidlertid innhenting av grunnrente i kraftproduksjon ofte knyttet til utbytte i statseide produksjonsselskap. Bruk av royalties og andre avgifter som kompensasjon for miljøinngrep med mere, både på lokalt og statlig nivå, er også utbredt. Det ser man blant annet i Sveits, USA, Canada, Brasil og Kina.

I andre grunnrentenæringer som for eksempel petroleumsnæringen, er det vanligere med privat eierskap og grunnrentebeskatning gjennom overskuddsskatter. Slike overskuddsskatter kan inneholde kontantstrømelementer.

#### Kontantstrømelementer i andre grunnrenteskatter

Nøytral grunnrenteskatt kan utformes som kontantstrømskatt, jf. punkt 6.5. I denne boksen vil en kort omtale noen grunnrenteskatter i ressursnæringer utformet som kontantstrømskatter. Disse er i all hovedsak blitt utformet for petroleumsnæringen. Omtalen er i hovedsak basert på European Commission (2015).

Storbritannia hadde tidligere en feltbasert «Petroleum Revenue Tax» som var basert på kontantstrømmer. Felt utbygd etter 1993 ble fritatt for denne særskatten, og senere ble denne feltbaserte skatten avskaffet i sin helhet. I 2002

ble det innført en «Supplementary Charge» i tillegg til ordinær selskapsskatt på 30 pst. Disse skattene beregnes på selskapsbasis, men skattegrunnlaget er avgrenset for selskapenes oppstrømsaktivitet. Ved innføring av Supplementary Charge ble det tillatt med en 100 pst. utgiftsføring av investeringer både i grunnlaget for Supplementary Charge og i det ordinære skattegrunnlaget på sokkelen. Skattegrunnlaget ble dermed tilnærmet likt løpende kontantstrøm før finansposter. Senere ble det i grunnlaget for Supplementary Charge innført feltvise fradragselementer, og fra 2015 ble de fleste av disse erstattet av et ekstra investeringsfradrag. Skattesatsen for Supplementary Charge er for 2019 10 pst.

Australia har siden 1987 hatt en Petroleum Resource Rent Tax som har elementer av en kontantstrømskatt med fremføring av underskudd. Investeringer kan utgiftsføres løpende. Dersom skattegrunnlaget blir negativt kan underskuddet fremføres til senere år med et rentetillegg. Skattesatsen for Petroleum Resource Rent Tax er 40 pst.

Polen innførte en Special Hydrocarbon Tax fra 2016. Skattegrunnlaget er akkumulert kontantstrøm fra virksomheten med økende skattesats når akkumulerte inntekter går over bestemte nivå sammenlignet med akkumulerte utgifter (R-faktor). Frem til R-faktoren er 1,5 er skattesatsen null, for deretter å øke gradvis opp til 25 pst. når R-faktoren er 2 eller større.

ves med 15 pst. etter saldometoden. Øvrige driftsmidler avskrives med 25 pst. etter saldometoden og bygninger og installasjoner avskrives lineært med opptil 4 pst. av anskaffelsessummen per år.

#### 5.4.3 Eiendomsskatt

All næringsvirksomhet betaler en kommunal eiendomsskatt på en eiendoms landverdi. Skatten kan være mellom 0,16 og 0,34 pst. av eiendomsverdien. Gjennomsnittet i 2018 var 0,26 pst. Eiendomsverdien skal reflektere eiendommens markedsverdi.

#### 5.4.4 Støtteordninger

Et samlet dansk folketing inngikk i mai 2018 en energiavtale som blant annet skal legge til rette for at alt strømforbruk dekkes av fornybare ressurser, og kull skal fases ut innen 2030. Det skal settes av et samlet beløp på 4,2 mrd. danske kroner til teknologinøytrale auksjoner i perioden 2020–2024 der solceller, landbasert vindkraft, kystnær havvind samt bølge- og vannkraft kan konkurrere. Videre skal det auksjoneres ut støtte til 2 400 MW havvindkraft gjennom tre havvindparker, den første i 2019/2020. Driftsstøtte til eksisterende biokraftproduksjon, som skal dekke merkostnaden ved å bruke grønt brensel, videreføres.

## Kapittel 6

# Prinsipper for utforming av skattesystemer

### 6.1 Innledning

---

I dette kapittelet vil utvalget gi en oppsummering av anerkjente prinsipper for utforming av skattesystemer. Utvalget har sett på internasjonal økonomisk teori og prinsipper som er slått fast av tidligere skatteutvalg.

Skattesystemets hovedoppgaver er å finansiere offentlig virksomhet og overføringer, påvirke fordeling av inntekt og formue mellom personer og fremme effektiv ressursbruk. Utformingen av skatte- og avgiftssystemet bør bidra til at disse hovedmålene oppnås mest mulig effektivt. Skattesystemets rolle og utforming er omtalt i punkt 6.2.

Kraftskattesystemet bør så langt som mulig bidra til at investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme før skatt, også er lønnsomme etter skatt. Nøytralitetshensyn i beskatningen omtales under punkt 6.3.

Vannkraftnæringen står overfor noen skatter som avhenger av lønnsomheten i virksomheten og andre skatter som er uavhengige av lønnsomheten. Disse skattene vil ha ulik virkning på selskapenes investeringsinsentiv. Det faglige grunnlaget for hvordan ulike skatter virker inn på selskapenes insentiv til å investere er omtalt i punkt 6.4.

Under punkt 6.5 gjennomgås det faglige grunnlaget for nøytrale grunnrenteskatter. Utvalgets vurderinger av skattesystemet for vannkraftnæringen fremgår av kapittel 7 til 12.

### 6.2 Generelt om skattesystemets rolle og utforming

---

#### 6.2.1 Innledning

Skattesystemet finansierer offentlige goder, tjenester og overføringer. I Norge har vi et relativt høyt nivå av offentlig finansierte velferdsgoder, noe som krever høye skatte- og avgiftsinntekter. For å sikre tilstrekkelige inntekter med minst mulig skadevirkninger for økonomien, må skatte- og avgiftssystemet innrettes på en mest mulig effektiv måte. Dette er nærmere redegjort for

under punkt 6.2.2. Samtidig er skattesystemet utformet for å påvirke fordelingen av inntekt og formue mellom personer. Noen skatter og avgifter kan også fremme mer effektiv ressursbruk ved å korrigere for markedssvikt, for eksempel miljøavgifter. Skattesystemet spiller dessuten en rolle i konjunkturreguleringen ved å bidra til automatisk stabilisering av økonomien. Dette skjer når skatteinnbetalingene øker i gode tider og synker i dårlige tider.

Skattesystemets oppgave med å sikre inntekter til det offentlige på en effektiv måte, kan komme i konflikt med ønsker om å bruke skattesystemet til å oppnå andre politiske mål. For et gitt nivå på offentlige inntekter vil skattelettelser til noen grupper innebære at skattene for andre må øke. Dette kan øke de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til skattesystemet.

#### 6.2.2 Retningslinjer for utforming av et godt skattesystem

Det offentliges inntekter bør hentes inn på en måte som gir lavest mulig samfunnsøkonomisk kostnad. Etersom skattesystemet påvirker arbeidstilbud, forbruk, sparing og investeringer, kan det skape vridninger i produsenters og konsumenters atferd. Slike vridninger gir et samfunnsøkonomisk tap ved beskatning. For at ressursene skal utnyttes mest mulig effektivt, er det viktig at skattesystemet utformes i tråd med noen grunnleggende prinsipper. Skatte- og avgiftssystemet har siden skattereformen i 1992 bygget på prinsipper om brede skattegrunnlag, lave satser og likebehandling av ulike investeringer, næringer, virksomhetsformer og finansieringsmåter. Et system basert på disse prinsippene bidrar til å holde kostnadene ved beskatning nede og til at skattyterne behandles så likt som mulig. Endringene i skattesystemet som del av skattereformen i 1992 og endringer i etterfølgende år har utvidet skattegrunnlaget slik at skattbar inntekt bedre samsvarer med faktisk inntekt. Prinsippet om brede skattegrunnlag og

lave satser ble videreført ved skattereformene i 2006 og 2016.

De fleste skatter og avgifter påvirker personers og bedrifters atferd. For eksempel kan skatt på arbeid føre til at folk jobber mindre, slik at samfunnets ressurser ikke utnyttes effektivt. Et effektivt skattesystem er kjennetegnet ved at det i minst mulig grad vrir personers og bedrifters valg.

I noen tilfeller kan en skatt føre til *bedre* bruk av samfunnets ressurser. I slike tilfeller er det nettopp intensjonen at skatten skal påvirke atferden i en ønsket retning for samfunnet. En del aktiviteter påfører samfunnet kostnader uten at de som er ansvarlig for aktivitetene må betale for ulempen. Eksempler på dette er forurensende utslipp eller naturinngrep, der de som utfører den miljøskadelige aktiviteten som regel ikke har noe økonomisk insentiv til å ta hensyn til skader de påfører miljøet. Denne differansen mellom samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk kostnad kalles eksterne kostnader, og er en form for markedssvikt som fører til at det konsumeres mer av en vare enn det samfunnsøkonomisk optimale. Korrekt utformede miljøavgifter bidrar til mer effektiv ressursbruk ved at forurenser stilles overfor eksterne kostnader de påfører samfunnet. På den måten kan markedsprisene på miljøskadelige aktiviteter samsvare med de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene ved ressursbruken. Avgifter på alkohol og tobakk er andre eksempler på avgifter som korrigerer for eksterne kostnader.

Nøytralt utformede skatter vil ikke påvirke beslutningene til personer og bedrifter, og medfører dermed ikke et samfunnsøkonomisk tap. Da vil investeringer som er lønnsomme før nøytrale skatter, også være lønnsomme etter nøytrale skatter. Høye nøytrale skatter på mobile skattegrunnlag kan imidlertid gi selskapene insentiv til å flytte virksomheten til et annet land med lavere gjennomsnittsskatt og vil derfor ikke virke nøytralt for lokaliseringsbeslutninger. En riktig utformet grunnrenteskatt på stedbundne ressurser kan derimot virke nøytralt både for marginale investeringsbeslutninger og for lokaliseringsbeslutninger, jf. omtale under punkt 6.5.

På bakgrunn av grunnleggende økonomiske prinsipper kan det trekkes opp enkelte retningslinjer for hvordan skatte- og avgiftssystemet bør utformes, jf. omtale i NOU 2003: 9 og NOU 2014: 13:

- Først benyttes markedskorrigerende skatter, for eksempel miljøavgifter, fordi det bidrar til mer effektiv ressursbruk. I tillegg kan det gi inntekter til det offentlige.

- Deretter benyttes nøytrale skatter så langt det er mulig, dvs. skatter som ikke påvirker produsenters og forbrukeres økonomiske valg. Ett eksempel er nøytrale grunnrenteskatter på stedbundne ressurser. Investeringer som er lønnsomme før grunnrenteskatt, vil da også være lønnsomme etter grunnrenteskatt.
- Til slutt brukes vridende skatter for å oppnå det ønskede nivået på skatteinntekter og inntektsfordeling.

I praksis kommer en ikke utenom vridende skatter for å dekke finansieringsbehovet til det offentlige og for å oppnå den ønskede omfordeling av inntekter. Vridende skatter og avgifter har samfunnsøkonomiske kostnader ved at de fører til at prisen som kjøper må betale for en vare eller tjeneste, er høyere enn de reelle kostnadene ved å produsere denne tjenesten. Denne differansen (skattekiln) bidrar til at utnyttelsen av arbeidskraft, kapital og naturressurser påvirkes av skatter og avgifter, og ikke styres av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Ressursene blir dermed utnyttet mindre effektivt enn om de ikke ble skattlagt.

Med utgangspunkt i økonomisk teori er det trukket opp noen generelle retningslinjer for hvordan de vridende skattene bør utformes for å holde de samfunnsøkonomiske kostnadene så lave som mulig (NOU 2003: 9 og NOU 2014: 13):

- Det bør være høyere skatter og avgifter i markeder der tilbud og etterspørsel i liten grad påvirkes av skatten, enn i markeder der de skattemessige tilpasningene kan være store.
- Det er bedre å ha lave skattesatser på flere ulike og relativt brede skattegrunnlag enn å ha høye skattesatser på få og smale skattegrunnlag. Det skyldes at effektivitetstapet ved beskatning øker mer enn proporsjonalt med skattesatsen.
- Skatter og avgifter bør i minst mulig grad påvirke produksjonsbeslutningene. Produksjonen bør innrettes slik at den samlede verdiskapingen blir størst mulig for en gitt tilgang på innsatsfaktorer.

Det første strekpunktet i punktlisten over tilsier for eksempel lavere skatt på skattegrunnlag som lett kan flyttes over landegrensene enn på lite mobile skattegrunnlag. Det andre strekpunktet kan være et argument for å unngå for mange særordninger og unntak i skattesystemet. Det tredje strekpunktet innebærer blant annet at en bør legge stor vekt på nøytralitet i beskatningen. Nøytralitet i beskatningen omtales nærmere under punkt 6.3 til 6.5.

## 6.3 Nøytralitetshensyn i beskatningen

### 6.3.1 Nøytralitet

Likebehandling av investeringsobjekter vil sørge for at kapital og andre innsatsfaktorer går til prosjekter som kaster mest av seg i samfunnsøkonomisk forstand. Da blir den samlede verdiskapningen størst mulig. Så lenge avkastningen før skatt på et investeringsobjekt gir et godt bilde på den samfunnsøkonomiske avkastningen, er det vanskelig å se gode grunner til at skattesystemet skal behandle investeringsobjekter ulikt.

Selv om det skulle foreligge positive eller negative eksterne virkninger av en bestemt investering, vil det oftest ikke være kapitalbruken som sådan som skaper disse.<sup>1</sup> Eventuelle eksterne virkninger bør derfor håndteres gjennom spesielle avgifter og subsidier direkte på aktivitetene som skaper disse virkningene, og ikke gjennom kapitalbeskatningen. Det generelle utgangspunktet bør være at kapitalavkastning skatlegges mest mulig likt, uavhengig av hvilken virksomhet eller hvilket driftsmiddel investeringen gjøres i.

Prinsippet om effektiv ressursutnyttelse tilsier at det bør være skattemessig nøytralitet og likebehandling av ulike typer kapital og næringer. Dette kan omtales som *næringsnøytralitet*. Næringsnøytralitet oppnås ved en uniform kapitalskatt for alle virksomheter der avskrivninger i størst mulig grad samsvarer med økonomisk verdifall. Da vil skatten ikke vri selskapenes investeringsbeslutninger, og kapital og andre innsatsfaktorer vil fordeles dit avkastningen for samfunnet er høyest.

Et viktig vurderingstema for utvalget er om dagens skatte- og inntektsordninger for vannkraft virker nøytralt på selskapenes investeringsbeslutninger. Dette er også fremhevet i mandatet for utvalget der det står at «*Hovedoppgaven er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning hindrer at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i vannkraftsektoren blir gjennomført*». Med investeringsnøytrale skatter vil selskaper som maksimerer overskudd og nåverdier etter skatt, ha insentiv til å investere i lønnsomme ressurser.

Prinsippet om næringsnøytralitet er ikke til hinder for å benytte nøytrale grunnrenteskatter. Stedbunden virksomhet som gir opphav til grunnrente, kan isolert sett skatlegges uten at det vil

påvirke investerings- eller lokaliseringsbeslutninger. Fellesskapet kan dermed få en høyere del av avkastningen i virksomheten samtidig som selskapene har insentiv til å investere i lønnsomme ressurser. Næringsnøytraliteten vil heller ikke svekkes om det innføres en nøytral grunnrenteskatt i tillegg til ordinær selskapsskatt i en næring. Selskapet vil fortsatt ha insentiv til å gjennomføre investeringer som er lønnsomme for samfunnet, selv om det offentlige tar en større del av kostnader og inntekter enn i andre næringer. Nøytrale grunnrenteskatter er nærmere omtalt i punkt 6.5.

I enkelte sammenhenger trekkes det frem et ytterligere nøytralitetshensyn omtalt som *konkurransenøytralitet*. Dette innebærer at rammebetingelsene for hver enkelt næring bør tilsvare rammebetingelsene for de samme næringene i land det er naturlig å sammenligne seg med. Både Skatteutvalget fra 2014 (NOU 2014: 13) og tidligere skatteutvalg har avvist konkurransenøytralitet som et hensyn i utformingen av skattesystemet. Det ble blant annet pekt på at det ville gi næringer insentiv til å fremstå som konkurransutsatte for å oppnå mer gunstige skattevilkår. Samtidig uthules skattegrunnlaget, noe som igjen betyr at andre skatter må økes for å opprettholde et gitt proveny. Videre kan en næringsdiskriminerende politikk føre til en ineffektiv næringsstruktur enten ved at man fryser eksisterende næringsstruktur eller ved at man forsøker å plukke fremtidens vinnernæringer.

Nøytrale skatter bør utformes slik at de gir selskapene insentiv til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Investeringbeslutninger kan imidlertid også påvirkes av utenforliggende forhold som kan være like relevante for samfunnet som for investoren. Eksempler på det kan være at en på sikt vil ha bedre informasjon om viktige risikoforhold eller at det i en tidsperiode er begrenset kapasitet i kraftnettet. Dersom slike utenforliggende forhold begrenser gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter, bør det løses med tiltak direkte rettet mot det aktuelle problemområdet. Det ligger ikke innenfor skattesystemets oppgave å vurdere eller kompensere for slike forhold. Skattereglene bør være forutsigbare, objektive og prinsipielt forankret, og dette oppnås best ved at skattesystemet utformes i tråd med faglige prinsipper.

### 6.3.2 Nøytrale selskapsskattemodeller og utfordringer med dagens selskapsskatt

Skatteutvalget pekte i NOU 2014: 13 på flere utfordringer med den norske selskapsskatten, og

<sup>1</sup> Eksterne virkninger, eller eksternaliteter, er samfunnsøkonomiske kostnader eller gevinster som ikke er reflektert i bedriftenes og husholdningenes kalkyler og som den enkelte private aktør derfor ikke legger tilstrekkelig vekt på.

at den svekker incentivene til å investere i Norge. For det første gir relativt høye *effektive* skattesatser i Norge et incentiv til å investere i andre land som har lavere skatt.<sup>2</sup> For det andre favoriseres gjeld fremfor egenkapital på selskapets hånd. Det skyldes at rentekostnader er fradragsberettiget, mens kostnader ved egenkapitalfinansiering ikke kan fradragsføres. For det tredje gir en forholdsvis høy *formell* skattesats flernasjonale konsern incentiv til å flytte overskudd til andre land. Dette kan for eksempel skje gjennom å fordele en uforholdsmessig stor andel av gjeld og rentekostnader til høyskatteland eller ved skattemotiverte internpriser. Selskapsskattesatsen i Norge lå uendret på 28 pst. i perioden 1992–2013. Etter at Skatteutvalgets anbefalinger ble lagt frem, har selskapsskattesatsen blitt redusert, og er 22 pst. i 2019.

Ettersom dagens selskapsskatt skaper vridninger, er det ønskelig å vurdere selskapsskattemodeller som kan være nøytrale med hensyn til både marginale investeringsbeslutninger og lokaliseringsbeslutninger. En nøytral grunnrenteskatt på stedbundne virksomheter vil oppfylle disse kravene, jf. punkt 6.5.

## 6.4 Overskuddsbaserte skatter versus bruttoskatter

Skatter og avgifter kan utformes slik at de avhenger av lønnsomheten i virksomheten (overskuddsbaserte) eller slik at de er uavhengige av lønnsomheten (herunder bruttoskatter). Dette vil ha stor

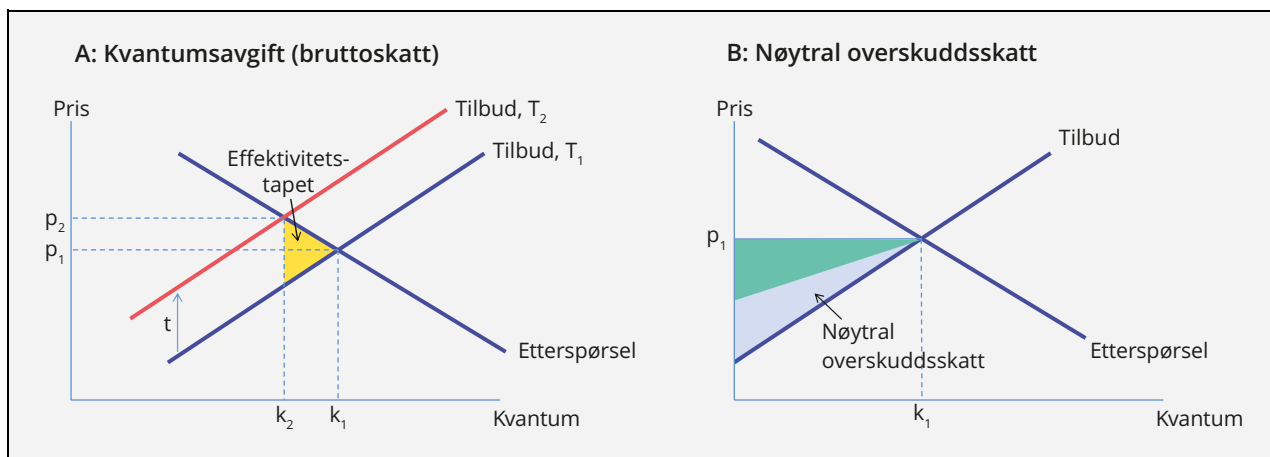
<sup>2</sup> Effektive skattesatser er et mål på hvordan skattesats og skattegrunnlag virker sammen.

betydning for virkningene på selskapenes investeringsincentiver.

En skatt på netto overskudd kan utformes som en nøytral skatt, jf. punkt 6.5. Når et selskap maksimerer verdien av virksomheten, vil en proporsjonal skatt på denne verdien ikke endre selskapets tilpasning. Investerings- og driftsbeslutninger som er lønnsomme før skatt, vil da også være lønnsomme etter skatt.

En bruttoskatt kan i noen grad fange opp variasjoner på inntektssiden, avhengig av hvordan skatten er utformet, men bruttoskatter avhenger ikke av lønnsomheten i virksomheten. En produktionsavgift er et eksempel på en bruttoskatt og kan utformes som en verdiavgift eller som en kvantumsavgift. En verdiavgift vil påvirkes av kvantum og priser, men vil være uavhengig av kostnader og lønnsomhet. En kvantumsavgift vil være helt uavhengig av oppnådde priser, kostnader og lønnsomhet. Ressurser som er lønnsomme å utnytte, kan da bli ulønnsomme for selskapene som må betale avgiften uavhengig av den faktiske lønnsomheten. Dette medfører at selskapene vil vurdere investerings- og driftsbeslutninger annerledes med avgift enn i en situasjon uten avgift. Størrelsen på det samfunnsøkonomiske tapet vil blant annet avhenge av nivået på avgiften. At avgiften må betales selv om virksomheten går med underskudd, gjør det vanskelig å ha en høy avgift. Det kan også være krevende å holde avgiften fast i perioder med store endringer i lønnsomhet. Det vil gjøre rammevilkårene uforutsigbare for næringen.

Figur 6.1 illustrerer hvordan henholdsvis en kvantumsavgift, som er en form for bruttoskatt, og en nøytral overskuddsskatt påvirker tilpasningen i markedet. Figur 6.1 A viser en kvantumsavgift. I fravær av skatt vil tilbudet og etterspørselen



Figur 6.1 Tilpasning ved bruttoskatt og nøytral overskuddsskatt

Kilde: Utvalget.

tilpasses slik at den sist produserte enheten av en vare akkurat er nok til å dekke produksjonskostnaden (det produsentene er villige til å selge produktet for). Markedsløsningen vil da gi kvantum  $k_1$  til pris  $p_1$ . Dersom en introduserer en kvantumsbasert bruttoskatt,  $t$ , vil tilbudskurven flyttes oppover i skjemaet. Det skyldes økte produsentkostnader på  $t$  for alle kvantum. I denne markedsløsningen vil prisen øke til  $p_2$  og produsert kvantum vil falle til  $k_2$ . Konsumenter med lavere betalingsvillighet enn  $p_2$  vil ikke lenger kjøpe produktet samtidig som produsenter reduserer tilbudet. Dette gir et effektivitetstap (dødvectstap) illustrert ved det gule feltet.

Figur 6.1 B viser en nøytral skatt på produsentenes overskudd. En nøytral overskuddsskatt er illustrert ved det blå triangelet, som er en andel av produsentoverskuddet. Det grønne triangelet er produsentoverskuddet etter skatt. En nøytral overskuddsskatt vil ta en del av overskuddet, men vil ikke endre produsentens tilpasning, og tilbudskurven er derfor uendret. Figuren viser at markedet gir kvantum  $k_1$  og pris  $p_1$  både før og etter skatt. Siden tilpasningen til konsumenter og produsenter er den samme før og etter skatt, vil en nøytral overskuddsskatt ikke gi et effektivitetstap.

Utforming av skatten vil også påvirke risikofordelingen mellom selskapene og staten. Forenklet vil det være slik at bruttoskatter, som for eksempel en kvantumsavgift, vil gi lavere risiko for staten og tilsvarende høyere risiko for selskapene enn en nøytral overskuddsskatt. Det skyldes at en bruttoskatt påløper uavhengig av lønnsomheten i prosjektet. Risikofordelingen kan påvirke selskapenes investeringsvilje dersom de må bære en større andel av risikoen enn den andel de mottar av avkastningen i virksomheten.

## 6.5 Nøytral grunnrenteskatt – metoder for å innhente grunnrente

### 6.5.1 Renprofitt, grunnrente og grunnrenteskatt

*Renprofitt*, meravkastning eller ekstraordinær avkastning tilsvarer det overskuddet som eventuelt oppstår etter at alle variable innsatsfaktorer, herunder kapital og arbeidskraft, er blitt avlønnet med det som kreves for at de skal bli stilt til disposisjon jf. NOU 2000: 18 punkt 2.3. Alternativt kan dette beskrives som avkastning på en investering utover investors alternativavkastning, se boks 6.1.

Renprofitt kan oppstå av flere årsaker. Eksempelvis viser Osmundsen og Sunnevåg (1995) til at den ekstraordinære avkastningen ved utvinning

av petroleum kan deles inn i tre komponenter; grunnrente, ressursrente og monopolrente. Det legges der til grunn at *grunnrenten* er knyttet til meravkastningen av knappe naturressurser, enten de er fornybare eller ikke, ved at noen ressurser kan produseres til en lavere kostnad enn andre. Dermed gir utnyttelse av ressurser med lav kostnad en renprofitt fordi markedsprisen reflekterer marginalkostnaden ved å produsere den mest kostbare ressursen.

Videre legger Osmundsen og Sunnevåg til grunn at *ressursrenten* er knyttet til meravkastning ved utvinning av ikke-fornybare ressurser. Slike ressurser vil få en økende knapphet etter hvert som reservene tømmes og vil derfor ha en høyere pris enn langsiktige marginalkostnader. Det er imidlertid også eksempler i litteraturen på at ressursrente brukes synonymt med grunnrente.<sup>3</sup>

Dersom det er offentlige reguleringer som gir opphav til knappheten, for eksempel et begrenset antall konsesjoner, kan man alternativt kalle den ekstraordinære avkastningen *reguleringsrente*.

*Monopolrenten* er knyttet til at enkelte selskaper kan ha markedsrett, og dermed sette en pris høyere enn marginalkostnaden. Andre kilder til renprofitt kan være teknologiforskjeller, tilgang på arbeidskraft med særskilt kompetanse (så lenge dette ikke reflekteres fullt ut i lønnskostnaden) eller geografisk nærhet til store markeder (så lenge dette ikke reflekteres fullt ut i tomtekostnader). Infrastruktur og næringsklynger kan også gi grunnlag for renprofitt, jf. NOU 2014: 13.

Rødseth-utvalget la i NOU 1992: 34 til grunn følgende definisjon av grunnrente i vannkraftproduksjon:

«Den kapitalavkastningen utover avkastningen i andre næringer som oppstår fordi det er en gitt tilgang på utbyggbare vassdrag, kalles grunnrente.»

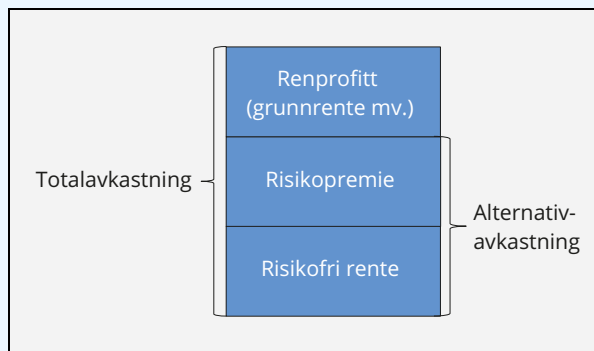
Ofte brukes begrepet grunnrente om alle komponentene som gir opphav til renprofitt ut over investors alternativavkastning. Dette ble blant annet lagt til grunn av Petroleumsskatteutvalget (NOU 2000: 18) og Skatteutvalget (NOU 2014: 13). I likhet med Petroleumsskatteutvalget og Skatteutvalget vil også dette utvalget bruke begre-

<sup>3</sup> For eksempel vises det i NOU 2016: 26 til at grunnrente brukes om avkastning fra jord eller grunn, men at innholdsmessig er grunnrente og ressursrente det samme.

### Boks 6.1 Begreper i selskaps- og kapitalbeskatningen

I omtale av virkningen av selskapsskatten benyttes ofte begreper som normalavkastning, alternativavkastning, risikopremie, renprofitt og grunnrente. I denne boksen defineres disse begrepene slik utvalget bruker dem.

Totalavkastningen kan dekomponeres på følgende måte, jf. figur 6.2:



Figur 6.2 Dekomponering av totalavkastning

Kilde: Utvalget.

*Risikofri rente* tilsvarer den avkastningen investor kan oppnå ved å plassere kapital i en risikofri investering. *Risikopremien* er kompensasjonen for å bære risiko. For en veldiversifisert investor skal risikopremien avspeile den systematiske risikoen, dvs. den delen av risikoen som ikke elimineres gjennom en diversifisert investeringsportefølje.

Investors *alternativavkastning* tilsvarer avkastningen en investor kunne opptjent på en

annen investering med tilsvarende risiko i markedet. For en risikofri plassering er alternativavkastningen den risikofrie renten. For en investering med risiko er alternativavkastningen risikofri rente pluss den aktuelle risikopremien for investeringen.

*Renprofitt* eller *ekstraordinær avkastning* tilsvarer avkastning på en investering ut over investors alternativavkastning. Renprofitt kan også ha andre betegnelser som grunnrente, ressursrente, monopolrente eller reguleringsrente. Utvalget vil bruke begrepet grunnrente om alle komponentene som gir opphav til renprofitt.

I nøytrale skatter vil selskapene få fullt fradrag for kostnader, og skatten vil ta samme andel av resultatet uavhengig av om det blir overskudd eller underskudd. Når skatten behandler underskudd og overskudd symmetrisk, reduseres risikoen i investors avkastning etter skatt. Siden en nøytral grunnrenteskatt vil ha samme egenskaper som en passiv partner som tar en lik andel av kostnader og inntekter, vil en grunnrenteskatt også inneholde kompensasjon for denne risikoen. Det vil si at grunnrenteskatten tar en andel av totalavkastningen. Statens inntekter fra grunnrenteskatt vil dermed bestå av både statens andel av alternativavkastningen og statens andel av grunnrenten. Siden den første delen kompenserer for risikoen i prosjektet, er det bare statens andel av grunnrenten som representerer reell merinntekt for staten.

pet grunnrente om alle komponentene som gir opphav til renprofitt.

I petroleumssektoren og kraftsektoren har myndighetene lagt vekt på å trekke inn en stor del av grunnrenten til fellesskapet. Begrunnelsen har blant annet vært at:

- Inndragning av grunnrente i petroleum- og kraftsektoren har stor legitimitet fordi avkastningen skriver seg fra bruken av en begrenset ressurs som samfunnet stiller til disposisjon.
- Med internasjonale kapitalmarkeder og mobile skattegrunnlag må en større del av skattebyrden bæres av de mer immobile faktorene, hvorav naturressursene utgjør en helt immobil del.

- Grunnrentenæringer kan gi fellesskapet høye skatteinntekter uten samfunnsøkonomisk tap. Inntekter fra nøytrale grunnrenteskatter reduserer også behovet for skatter som ville medføre et samfunnsøkonomisk tap.

Det faglige grunnlaget for nøytral grunnrentebeskatning gjennomgås nærmere under punkt 6.5.2.

#### 6.5.2 Faglig rammeverk for grunnrentebeskatning

Utvalgets hovedoppgave er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning hindrer at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i vannkraftsektoren blir gjennomført. En riktig utformet grunnrenteskatt



vil virke nøytralt på selskapenes investeringsbeslutninger. Dette gjelder både beslutninger om gjennomføring av nye investeringsprosjekt, avveining mellom drift og investering, rangering av gjensidig utelukkende investeringsprosjekt og selskapenes risikovurdering av nye prosjekt. Når selskapene maksimerer verdien av virksomheten, vil en proporsjonal skatt på denne verdien ikke endre selskapenes tilpasning.

Nøytralitet krever at alle utgifter trekkes fra med beløp som i nåverdi tilsvarer utgiften, og at alle inntekter beskattes til en verdi som tilsvarer nåverdien av inntekten. Da vil grunnrenteskatten virke symmetrisk ved at den tar en lik del av utgiftene og inntektene, og den relative avkastningen vil ikke svekkes. Investerings- og driftsbeslutninger som er lønnsomme før grunnrenteskatt, vil da også være lønnsomme etter grunnrenteskatt. Grunnrenteskatten vil dermed ikke påvirke selskapenes insentiv til allokering av kapital og andre innsatsfaktorer.

Ved utforming av nøytrale skatter legges det til grunn følgende forutsetninger:

- Rasjonelle, profittmaksimerende aktører. Forutsetningen innebærer blant annet at selskapene verdsetter kontantstrømmer på en fullstendig og korrekt måte.
- Velfungerende kapitalmarkeder med veldiversifiserte investorer uten eierskapsbegrensninger.
- Ingen risiko for mislighold fra staten og sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene.

I kapittel 8 diskuterer utvalget om det er forhold som tilsier at disse forutsetningene ikke holder, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utforming av grunnrenteskatten.

Gitt forutsetningene listet over, samt at en klarer å avgrense skattegrunnlaget på riktig måte, er det en rekke modeller for grunnrenteskatt som vil virke nøytralt på selskapenes beslutninger. Både en kontantstrømskatt og en riktig utformet overskuddsskatt vil tilfredsstille disse kravene. Fordelingen av skattene over tid vil være forskjellig, men nåverdien av samlede skatteinntekter vil være den samme.

Det finnes også andre alternativer for å innhente en del av grunnrenten uten å svekke selskapenes insentiv til å investere i lønnsomme ressurser. Auksjon kan virke nøytralt dersom auksjonskriteriene utformes godt. Staten kan da få tidlige inntekter uten å ta risiko for realisert avkastning i prosjektene, men vil heller ikke få del av en eventuell verdiøkning etter at auksjonen er gjennomført. Videre kan staten delta

med en direkte eierandel i virksomheten, slik tilfellet er ved statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten og i noen grad ved eierandeler i Statkraft og Equinor. Imidlertid er hoveddelen av vannkraften i Norge allerede bygget ut, og offentlige selskap har tidsubegrensede konsesjoner. Disse alternativene for innhenting av grunnrente drøftes derfor ikke nærmere i denne utredningen.

Profittmaksimerende selskap har insentiv til å investere i prosjekter som er lønnsomme etter skatt. Med velfungerende kapitalmarkeder vil gjennomføring av en investering ikke påvirke prisen på kapital for en annen investering. Selskapenes insentiv til å investere i vannkraftnæringen vil da ikke påvirkes direkte av investeringer i vindkraft eller andre næringer. Vannkraftinvesteringer som er lønnsomme etter en nøytral grunnrenteskatt, vil på sikt gjennomføres selv om staten tar en større del av overskuddet enn i andre næringer.

#### Kontantstrømskatt

Den første modellen for nåverdibeskatning av renprofitt eller grunnrente var en kontantstrømskatt lansert av Brown (1948). Skattegrunnlaget i denne modellen er kontantstrømmen før finansielle strømmer, det vil si gjeldsopptak, avdrag, renteutgifter og renteinntekter. Kontantstrømmen er definert som salgsinntekter fratrukket driftskostnader og investeringsutgifter, med tillegg av inntekter fra salg av realkapital. Skattegrunnlaget er dermed kontantoverskuddet knyttet til skatteobjektets totale realkapital.

Det er i hovedsak to forskjeller fra det vanlige overskuddsbegrepet. For det første inngår ikke renteutgifter og renteinntekter i skattegrunnlaget. For det andre utgiftsføres investeringskostnadene i sin helhet det året utgiften påløper, og fordeles ikke over levetiden gjennom avskrivninger. Når finansielle strømmer holdes utenfor skattegrunnlaget, vil kontantstrømmen normalt bli negativ i investeringsperioden siden alle kostnader utgiftsføres direkte.

Fordelen med dette skattegrunnlaget, sammenlignet med en tradisjonell overskuddsskatt, er at alle deler av skattegrunnlaget er basert på faktiske transaksjoner. En slipper dermed å periodisere investeringsutgiften for å komme frem til skattemessige avskrivninger.

Nåverdien av kontantstrømmen knyttet til bedriftens virksomhet angir størrelsen på renprofitten, siden alle kostnader per forutsetning er fanget opp. Nåverdien fremkommer ved å diskontere ned alle inntekter minus utgifter med et avkast-



ningskrav lik alternativavkastningen. Nåverdien er positiv hvis og bare hvis avkastningen på kapitalen i bedriften (internrenten) er større enn alternativavkastningen. For marginalt lønnsomme investeringer vil nåverdien være null. Nåverdien av grunnrenteskatten vil da også være null.

Det offentlige «skyter inn» en andel av investeringskostnaden gjennom umiddelbare investeringsfradrag, samtidig som det «trekkes inn» en tilsvarende andel av de fremtidige nettoinntektene som investeringen gir. Denne skatten vil ha samme egenskaper som en passiv partner som tar en lik andel av kostnader og inntekter, slik at størrelsen på selskapets investering etter skatt nedskaleres. For selskapet vil imidlertid avkastningen per investert krone være den samme før og etter en kontantstrømskatt. Internrenten etter kontantstrømskatt blir da også den samme som før kontantstrømskatt, og skatten virker nøytralt på bedriftens kapitalbruk. Selskap som maksimerer nåverdien av investeringer etter kontantstrømskatt, vil dermed ha insentiv til å investere i prosjekter som har forventet nåverdi lik null eller større.

Virkningen av en kontantstrømskatt er illustrert under i 6.3. For å holde eksempelet enkelt har en sett bort fra at selskapet også vil stå over-

for ordinær selskapsskatt og andre skatter eller avgifter. Det er videre forutsatt en kontantstrømskattesats på 50 pst.

Vi ser først på en investering på 1 000 kroner som gir inntekter over to perioder og som er lønnsom før skatt, jf. den andre kolonnen i figur 6.3. Ved en kontantstrømskatt tar staten 50 pst. av kostnader og inntekter etter hvert som de oppstår, med utbetaling av negative skatter. Dette innebærer at staten og selskapet deler investeringen og netto nåverdi av inntekter likt mellom seg. Avkastningen per krone investert er den samme for selskapet før og etter kontantstrømskatten, og internrenten er uendret. Den eneste effekten av kontantstrømskatten er en halvering både av selskapets investeringsbeløp etter skatt, og størrelsen på selskapets netto nåverdi etter skatt, siden staten står for den andre halvdel.

I de neste kolonnene i figur 6.3 er det illustrert at en kontantstrømskatt virker nøytralt også for marginale og ulønnsomme investeringer. For den ulønnsomme investeringen vil kontantstrømskatten tilsvare halvparten av nåverdien av tapet, og staten får samme relative avkastning som selskapet. For den marginale investeringen blir nåverdien både av kontantstrømskatten og selskapets nåverdi etter skatt lik null. Den marginale

Investeringsprosjekt uten skatt	Lønnsom investering			Ulønnsom investering			Marginal investering		
	0	1	2	0	1	2	0	1	2
1. Investering	-1 000			-1 000			-1 000		
2. Overskudd		605	665,5		495	544,5		550	605
3. Dagens verdi av overskudd år 1	550			450			500		
4. Dagens verdi av overskudd år 2	550			450			500		
<b>5. Netto nåverdi (renprofitt) (1.+3.+4.)</b>	<b>100</b>			<b>-100</b>			<b>0</b>		
<b>6. Internrente</b>	<b>17,3 %</b>			<b>2,6 %</b>			<b>10,0 %</b>		

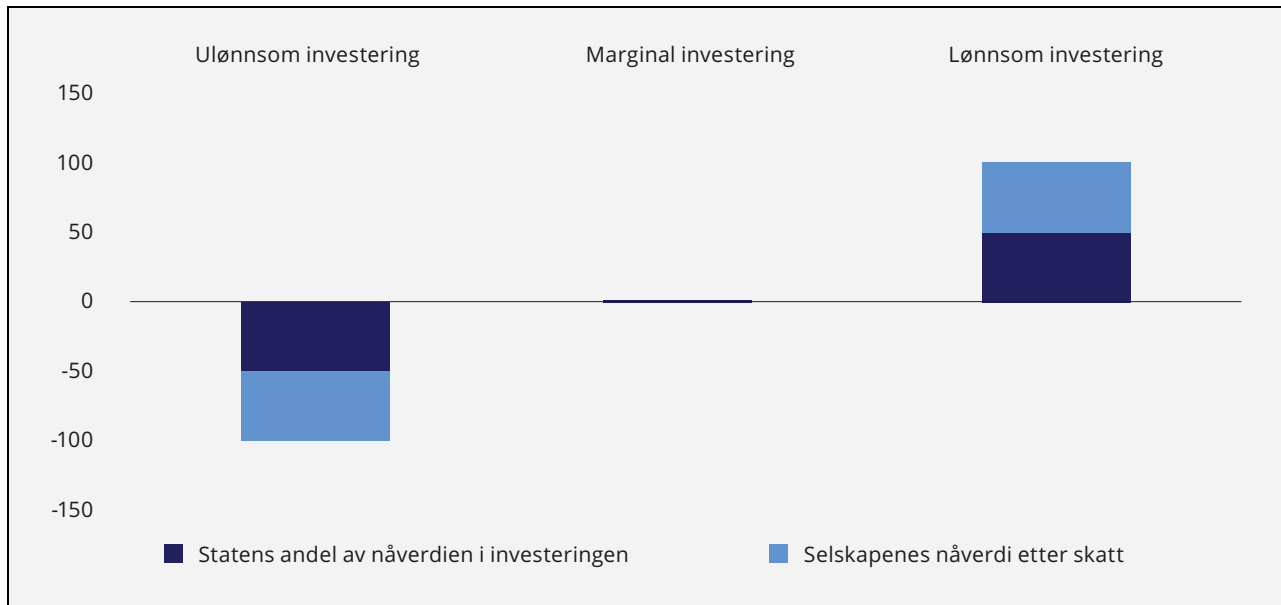
  

Investeringsprosjekt med kontantstrømskatt på 50 pst.	Lønnsom investering			Ulønnsom investering			Marginal investering		
	0	1	2	0	1	2	0	1	2
1. Investering	-1 000			-1 000			-1 000		
2. Overskudd		605	665,5		495,0	544,5		550,0	605
3. Skatt (utbetalinger (+) og innbetalinger (-))	500	-302,5	-332,8	500	-247,5	-272,3	500	-275,0	-302,5
4. Netto investering	-500			-500			-500		
5. Overskudd etter skatt		302,5	332,8		247,5	272,3		275,0	302,5
6. Dagens verdi av overskudd år 1	275			225			250		
7. Dagens verdi av overskudd år 2	275			225			250		
<b>8. Netto nåverdi (renprofitt) (4.+6.+7.)</b>	<b>50</b>			<b>-50</b>			<b>0</b>		
<b>9. Internrente</b>	<b>17,3 %</b>			<b>2,6 %</b>			<b>10,0 %</b>		

Figur 6.3 Kontantstrømskatt – staten tar samme del av kostnader og inntekter, uavhengig av lønnsomhet

Forutsetninger: 50 pst. skattesats og 10 pst. avkastningskrav for usikre kontantstrømmer.

Kilde: Utvalget.



Figur 6.4 Illustrasjon av nøytral kontantstrømskatt på 50 prosent

Kilde: Utvalget.

investeringen vil dermed fortsatt være marginalt lønnsom for selskapet.

Regneeksemplene illustrerer videre at en kontantstrømskatt virker nøytralt på investeringsbeslutninger også når det er usikkerhet om hvilken avkastning som vil oppnås. Dette er også vist i figur 6.4 som illustrerer at staten vil ta en lik andel av nåverditapet ved en ulønnsom investering som staten tar av nåverdigevinsten ved en lønnsom investering. Dette er nødvendig for at kontantstrømskatten skal virke nøytralt på investeringsbeslutninger under usikkerhet.

I kontantstrømskatten deles risikoen mellom staten og selskapet med en fordeling tilsvarende skattesatsen. Inntektene fra kontantstrømskatten opp til avkastningskravet er en kompensasjon for statens risikotaking. For virksomheter der en ikke kan forvente renprofitt over tid vil en kontantstrømskatt ha liten reell funksjon, siden forventet netto nåverdi for marginale prosjekter vil være null. Det er bare skatteinntekter ut over avkastningskravet, der nåverdi er positiv, som vil være reelt merproveny for staten, jf. boks 6.1.

Under forutsetningene presentert i dette avsnittet kan kontantstrømsbeskatning av grunnrente utformes slik at den er nøytral med hensyn til bedriftenes investeringsbeslutninger.

I Browns opprinnelige modell var det forutsatt at staten betalte ut eventuell negativ skatt når virksomheten har negativ kontantstrøm. Ut fra hensynet til en stabil økonomi kan en argumentere for at det er uheldig at skatteinntektene varierer

negativt med investeringsetterspørselen. En alternativ innretning av en kontantstrømskatt innebærer at eventuell negativ skatt ikke utbetales, men i stedet fremføres med rentetillegg. En slik modell ble lansert av Garnaut og Ross (1975) og omtales som «Resource Rent Tax». Skattegrunnlaget er reell kontantstrøm før finansielle poster, men her fremføres eventuell negativ inntekt med et tillegg av renter.

Det finnes også alternative utforminger av kontantstrømskatten som inkluderer finansielle strømmer, jf. Meade-komiteen (Meade, 1978), og «S-base» der skattegrunnlaget er netto kontantstrøm fra bedriften til aksjonærene i stedet for kontantstrømmen i virksomheten. Disse variantene har mindre relevans for utforming av grunnrenteskatter for enkelt næringer og omtales derfor ikke nærmere i denne utredningen.

I alle variantene av kontantstrømskatt må skattesatsen ligge fast over investeringsens levetid for at skatten skal virke nøytralt. De tidlige fradragene mot en bestemt skattesats er bare berettiget dersom den samme satsen også blir gjort gjeldende for inntektene. En utfordring med ulike kontantstrømskattmodeller der investeringene kan utgiftsføres løpende, er at det kan oppstå press i retning av lavere skattesatser når selskapene har kommet i skatteposisjon etter å ha foretatt tunge investeringer. Dette vil typisk skje når selskapene har kommet inn i en høstingsfase etter at tunge investeringer er foretatt, det vil si når lav skatt på inntektene har større betydning

enn verdien av fradragene. Et slikt press kan oppstå i alle skattesystemer som gir tidlige fradrag for utgifter.

#### Periodisert grunnrenteskatt

En nøytral periodisert grunnrenteskatt bygger på det samme faglige grunnlaget som en nøytral kontantstrømskatt. Staten må ta en symmetrisk del av kostnader og inntekter uavhengig av om investeringen blir lønnsom eller ulønnsom.

Som for kontantstrømskatten tar en periodisert grunnrenteskatt utgangspunkt i markedsverdien av produksjonen fratrukket alle relevante kostnader. Som kostnader regnes løpende driftskostnader samt investeringskostnader.

Hovedforskjellen fra en kontantstrømskatt er at investeringene ikke kommer til fradrag umiddelbart. I stedet fordeles fradragene over levetiden gjennom avskrivninger. Selskapet må da kompenseres for verditapet ved avskrivninger over tid sammenlignet med en situasjon med løpende utgiftsføring. Det må da gis et tilleggsfradrag som sikrer at nåverdien av investeringsfradragene er lik investeringskostnaden. På nåverdibasis vil selskapene da ha fått samme fradrag for investeringskostnaden som i en kontantstrømskatt. Den periodiserte grunnrenteskatten vil da på lik linje med kontantstrømskatten virke nøytralt på selskapenes investeringsbeslutninger.

Tilleggsfradraget beregnes med utgangspunkt i skattemessig nedskrevet verdi av investeringene ved inngangen til inntektsåret. Dette grunnlaget multipliseres med en rente som skal sikre at tilleggsfradraget kompenserer for kostnaden ved å «vente på» avskrivningene. Den korrekte størrelsen på denne renten, herunder om den skal ha et risikopåslag, vil avhenge av hvordan grunnrenteskatten ellers er utformet. I grunnrenteskatten for vannkraft brukes benevnelsen *friinntekt* om dette tilleggsfradraget.

En nøytral kontantstrømskatt vil som omtalt behandle underskudd og overskudd symmetrisk, og staten vil dele all variabilitet i inntekten med selskapene. Staten står da overfor den samme forretningsrisiko som selskapet og tar samme del av realavkastningen uavhengig av om denne blir høy eller lav. Det samme kan oppnås i en periodisert grunnrenteskatt dersom selskapene gis sikkerhet for full verdi av skattefradragene. Under denne forutsetningen skal det ikke kompenseres for risiko i friinntektsrenten, og den nøytrale friinntektsrenten vil være den risikofrie renten. Dette prinsippet er omtalt av Fane (1987), Bond og Devereux (1995 og 2003) samt i Mirrlees Review

(Mirrlees m.fl., 2011) og International Monetary Fund (2012).

I det følgende legges det til grunn at forutsetningene om at selskapene gis sikkerhet for full verdi av skattefradragene, er oppfylt. Denne forutsetningen diskuteres nærmere i kapittel 8.

Virkemåten til en nøytral periodisert overskuddsskatt som gir selskapene sikkerhet for fullt fradrag for investeringskostnader, er illustrert i figur 6.5, analogt til figur 6.3 under avsnittet om kontantstrømskatt. Selskapet får avskrivninger over to år med like beløp. For at selskapene skal få fradrag for investeringer som i nåverdi tilsvarer investeringskostnaden, gis det i tillegg fradrag for en friinntekt lik skattemessig gjenstående verdi ved inngang til inntektsåret multiplisert med en risikofri rente. Risikofrie investeringsfradrag må neddiskonteres med en risikofri rente for å få en korrekt verdsetting. Nåverdien av avskrivning og friinntekt blir da lik investeringskostnaden, og nåverdien av selskapenes investering etter skatt er den samme som ved kontantstrømskatt. Skattemessig behandling av driftsoverskuddet blir den samme som i en kontantstrømskatt. Når investeringsfradragene først verdsettes separat med en risikofri rente, blir også internrenten etter skatt av den resterende kontantstrømmen lik internrenten før skatt, det vil si samme resultat som for kontantstrømskatten.

En nøytral periodisert grunnrenteskatt vil være ekvivalent med en kontantstrømskatt også for en marginal eller en ulønnsom investering. Et skattesystem som behandler både gunstige og ugunstige utfall symmetrisk, vil være nøytralt med hensyn til risiko. Ved tap vil staten bære en andel av tapet tilsvarende skattesatsen. På samme måte tar staten en andel lik skattesatsen dersom overskuddet blir høyere enn forventet. Grunnrenteskattens egenskaper under usikkerhet blir dermed de samme som omtalt for kontantstrømskatt.

Friinntektsrenten skal være en risikofri rente dersom selskapet har sikkerhet for å få utnyttet den fulle verdien av skattefradragene. En måte å sikre selskapene full verdi av fradragene er at staten løpende utbetaler skatteverdien av negativt underskudd. Dette er tilfelle i dagens grunnrenteskatt med utbetaling av skatteverdien av eventuelt negativt grunnlag for grunnrenteskatt etter samordning. En alternativ måte å gi sikkerhet for utnyttelse av skattefradrag er fremføring av underskudd med rente. Da må selskapene også gis sikkerhet for å få utbetalt skatteverdien av eventuelle gjenstående underskudd når virksomheten opphører. Alternativt må det åpnes for at et foretak som har akkumulert negativ grunnrente-

Investeringsprosjekt med periodisert grunnrenteskatt på 50 pst.	0	1	2
1. Investering	-1000		
2. Avskrivning		500	500
3. Friinntekt 2 pst.		20	10
4. Skatteverdi av fradragene		260	255
5. Dagens verdi av investeringsfradrag år 1	254,9		
6. Dagens verdi av investeringsfradrag år 2	245,1		
7. Netto investering (1.+5.+6.)	-500		
8. Overskudd		605,0	665,5
9. Skatt		302,5	332,8
10. Overskudd etter skatt (8.+9.)		302,5	332,8
11. Dagens verdi av overskudd år 1 etter skatt	275		
12. Dagens verdi av overskudd år 2 etter skatt	275		
12. Netto nåverdi (renprofitt) etter skatt (7.+11.+12.)	50		
13. Internrente <sup>1</sup>	17,3 %		

Figur 6.5 Periodisert overskuddsskatt – selskapet får fullt fradrag for investeringskostnader med samme andel som staten tar av driftsoverskuddet

Forutsetninger: 50 pst. skattesats og 10 pst. avkastningskrav for usikre kontantstrømmer samt risikofritt avkastningskrav på 2 pst. som også er friinntektsrenten.

<sup>1</sup> Investeringsfradragene er først regnet som nåverdi i år null ved risikofritt avkastningskrav. Deretter beregnes internrenten av (-500; 302,5; 332,8)

Kilde: Utvalget.

inntekt og avviker virksomheten, kan overføre skattefradragene ved salg eller fusjon med et annet foretak.

Uten slike ordninger i modellen for grunnrenteskatt ville selskapene stå overfor en risiko for ikke å få utnyttet den fulle verdien av skattefradragene. I slike tilfeller vil en periodisert grunnrenteskatt kun virke nøytralt dersom friinntektsrenten har et risikotillegg. Risikotillegget skal i så fall reflektere den systematiske risikoen for ikke å få utnyttet den fulle verdien av skattefradragene. Denne risikoen vil variere mellom etablerte selskaper som har stor sikkerhet i skatteposisjonen og mindre aktører som har en usikker skatteposisjon. I praksis vil det ikke være mulig å fastsette differensierte risikotillegg, se nærmere omtale under punkt 8.2.1.

Frem til 2007 hadde selskapene ikke sikkerhet for full verdi av skattefradragene, jf. boks 8.2. Før 2007 var det et felles risikotillegg i friinntektsrenten på 4 pst. Grunnrenteskatten ble beregnet per kraftverk uten mulighet for samordning mellom kraftverk eid av samme selskap eller utbetaling av negativ grunnrenteskatt. For å forbedre nøytraliteten i grunnrenteskatten ble det innført samordning og utbetaling av skatteverdien av eventuelt

negativt grunnlag for grunnrenteskatt etter samordning. Samtidig som selskapene fikk sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene, ble risikotillegget i friinntektsrenten fjernet.

I den overskuddsbaserte grunnrenteskatten kan en forsøke å fastsette det økonomiske overskuddet riktig i hver periode. Dette krever blant annet at en klarer å periodisere alle inntekter og kostnader riktig. Avskrivningene må da tilsvare det økonomiske verdifallet. Fordelen med denne modellen er at en skatlegger overskuddet etter hvert som det oppstår, og overskuddsskatten vil virke nøytralt selv om skattesatsen endres i løpet av investeringens levetid. Dette krever imidlertid at selskapet er i skatteposisjon i hele produksjonsperioden, eller at fremførte underskudd justeres for å ta hensyn til endringer i skattesatsen, jf. Bond og Devereux (1995).

En periodisert overskuddsskatt kan utformes nøytralt uavhengig av om avskrivningene tilsvarer økonomisk verdifall. Så lenge friinntekten beregnes med utgangspunkt i skattemessige verdier, kan avskrivningsperioden i grunnrenteskatten velges fritt. For høye avskrivninger motsvares av at friinntekten blir lavere, og vice versa, jf. for eksempel Boadway m.fl. (1989). Summen av

avskrivninger og friinntekt skal i nåverdi tilsvare investeringskostnaden, og overskuddsskatten virker da nøytralt. Valg av avskrivningsperiode vil bestemme periodiseringen av skatteinntektene, mens nåverdien av samlede skatteinntekter over tid vil være uendret. Imidlertid vil muligheten til å endre skattesats begrenses dersom avskrivningene ikke tilsvarer økonomisk verdifall. Som for kontantstrømskatten vil fradrag mot en bestemt skattesats bare være berettiget dersom samme skattesats også blir gjort gjeldende for inntektene. Det er da en forutsetning for nøytralitet at skattesatsen ligger fast over tid. Effekten av en endring i skattesatsen er mindre for en periodisert grunnrenteskatt enn en kontantstrømskatt fordi investeringskostnadene kommer til fradrag over avskrivningsperioden i stedet for å komme til fradrag når investeringskostnadene påløper.

#### Periodisert grunnrenteskatt i tillegg til ordinær selskapsskatt

I avsnittene over er det omtalt hvordan en nøytral grunnrenteskatt kan utformes når dette er den eneste skatten på selskapets overskudd. I dette punktet omtaler en hvordan grunnrenteskatten må justeres når overskuddet også beskattes med ordinær selskapsskatt. Siden ordinær selskapsskatt ikke er en strengt nøytral skatt, vil en kombinasjon av de to skattene heller ikke kunne bli helt nøytral. Formålet blir da at de to skattene til sammen ikke fører til større vridninger enn det som følger av ordinær selskapsskatt. Det er i hovedsak to alternative måter å kombinere grunn-

rente- og selskapsskatt som oppfyller dette formålet.

Det første alternativet er at ordinær selskapsskatt ilegges først og at selskapsskatten er fradragsberettiget i grunnrenteskatten. Da vil det være renten etter ordinær skatt som er den relevante friinntektsrenten. Disse to forholdene innebærer at grunnlaget for grunnrenteskatten settes lik det økonomiske resultatet *etter* ordinær selskapsskatt, og med en friinntekt som gir fradrag for skattemessig gjenstående verdi multiplisert med renten *etter* ordinær skatt.

Det andre alternativet er at grunnrenteskatten beregnes parallelt med ordinær selskapsskatt. I grunnrenteskatten for kraftverk er skattegrunnlaget det økonomiske resultatet *før* ordinær selskapsskatt, men med et friinntektsfradrag for gjenstående skattemessige verdier multiplisert med renten *før* skatt. I dette systemet reduseres ikke grunnrenteinntekten med hele den ordinære selskapsskatten (inkludert ordinær skatt på grunnrente), men bare med skatt på friinntekten. Grunnrenteskattesatsen kan dermed settes lavere enn når ordinær selskapsskatt er fradragsberettiget i særskattegrunnlaget.<sup>4</sup> Med en korrekt justering av grunnrenteskattesatsen vil imidlertid de to systemene gi samme økonomiske resultat. I Lund (2000) og Hagen og Åvitsland (2000) er det redegjort nærmere for dette.

<sup>4</sup> Sammenhengen mellom skattesatsene er gitt ved  $s = s^* (1 - r)$  der  $r$  er den ordinære skattesatsen,  $s^*$  er skattesatsen når ordinær skatt er fradragsberettiget i grunnlaget for grunnrenteskatt og  $s$  er skattesatsen når det i stedet gis fradrag for skatt på friinntekten.

## Kapittel 7

# Insentivene ved dagens skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift

I dette kapittelet gir utvalget en overordnet vurdering av investeringsinsentivene ved dagens skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift for vannkraft. Deretter vurderes de enkelte skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift nærmere i de påfølgende kapitlene.

Hovedoppgaven for utvalget er å vurdere om ordningene hindrer gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift bør legges til rette for at selskapene har insentiv til å gjennomføre prosjekter som er lønnsomme for samfunnet. På den annen side bør selskapene ikke få insentiv til å gjennomføre prosjekter som er ulønnsomme.

Det er ønskelig å velge skatteformer som i minst mulig grad hindrer selskapenes gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Selskapene har da insentiv til å maksimere overskuddet slik at det blir høyest mulig verdier å fordele mellom myndigheter og investorer. Deretter kan en fordele de offentlige inntektene mellom sentrale og lokale myndigheter ved egne ordninger for omfordeling, enten gjennom naturressursskatten eller gjennom direkte inntektsfordeling. I henhold til mandatet har utvalget i begrenset grad vurdert fordeling av inntekter mellom sentrale og lokale myndigheter.

Videre bør en vurdere begrunnelsen for særlige skatter, konsesjonskraft eller konsesjonsavgift for denne næringen. Dersom det ikke foreligger klare begrunnelser for særlige vilkår i denne næringen, bør vilkårene samsvare med vilkårene for andre næringer.

### 7.1 Inntekter fra skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift

Vannkraftnæringen står overfor flere skatteordninger, samt ordningene med konsesjonskraft og

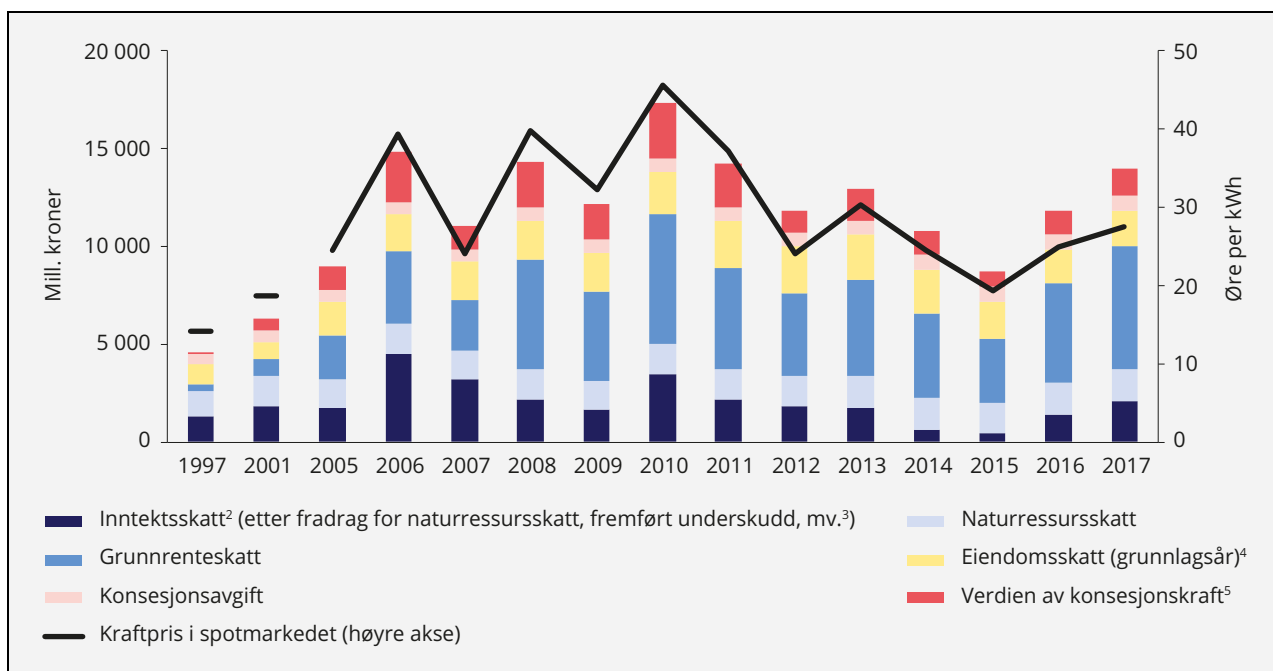
konsesjonsavgift. Disse ordningene har ulik virkning på selskapenes investeringsinsentiv og bidrar til ulik fordeling av inntekter mellom kommuner, fylkeskommuner og staten.

Hovedprinsippene bak skatteordningene har ligget fast siden kraftskattereformen i 1997. Figur 7.1 viser utviklingen i inntektene fra de ulike ordningene siden 1997. De siste ti årene har inntektene variert mellom om lag 8 og 18 milliarder kroner. Samlet påløpt skatt i næringen var i 2017 om lag 14 milliarder kroner. I 2018 var den gjennomsnittlige kraftprisen 40 øre per kWh sammenlignet med 27 øre per kWh i 2017. Inntektene fra lønnsomhetsbaserte skatter og konsesjonskraft var dermed trolig vesentlig høyere i 2018.

Det er særlig inntektene fra de statlige skatteordningene som varierer med kraftprisen, siden de er baserte på netto overskudd. For de kommunale og fylkeskommunale ordningene har det vært et ønske om stabilitet i inntektene. Konsesjonsavgift, naturressursskatt og eieendomsskatt varierer i mindre grad med årlig kraftpris, mens verdien av konsesjonskraften varierer med kraftprisen.

Skatteinntektene bør ses i sammenheng med det samlede økonomiske resultatet fra vannkraftproduksjon før skatteordninger, konsesjonskraft og konsesjonsavgift, som vist i figur 7.2.

Resultatet før skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift gir anslag på det samlede årlige økonomiske resultatet. Dette inkluderer både ordinær avkastning på investert kapital samt grunnrenten i virksomheten. Dette samsvarer med at staten gjennom grunnrenteskatt og selskapsskatt vil ta en del av det samlede resultatet i virksomheten, jf. omtale i boks 6.1. Denne resultatstørrelsen er dermed beregnet på et annet grunnlag enn anslaget for beregnet grunnrente omtalt under punkt 3.7. Den viktigste forskjellen er at det ikke gjøres fullt fratrukk for kapitalkostnaden i beregning av resultatet i figur 7.2, slik det gjøres i anslagene for grunnrente.



Figur 7.1 Påløpte inntekter fra skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift fra kraftforetak<sup>1</sup>. Mill. løpende kroner

<sup>1</sup> Tabellen er basert på inntektsåret da skatten beregnes, men skatten betales året etter, med unntak av eiendomsskatten, som betales to år etter.

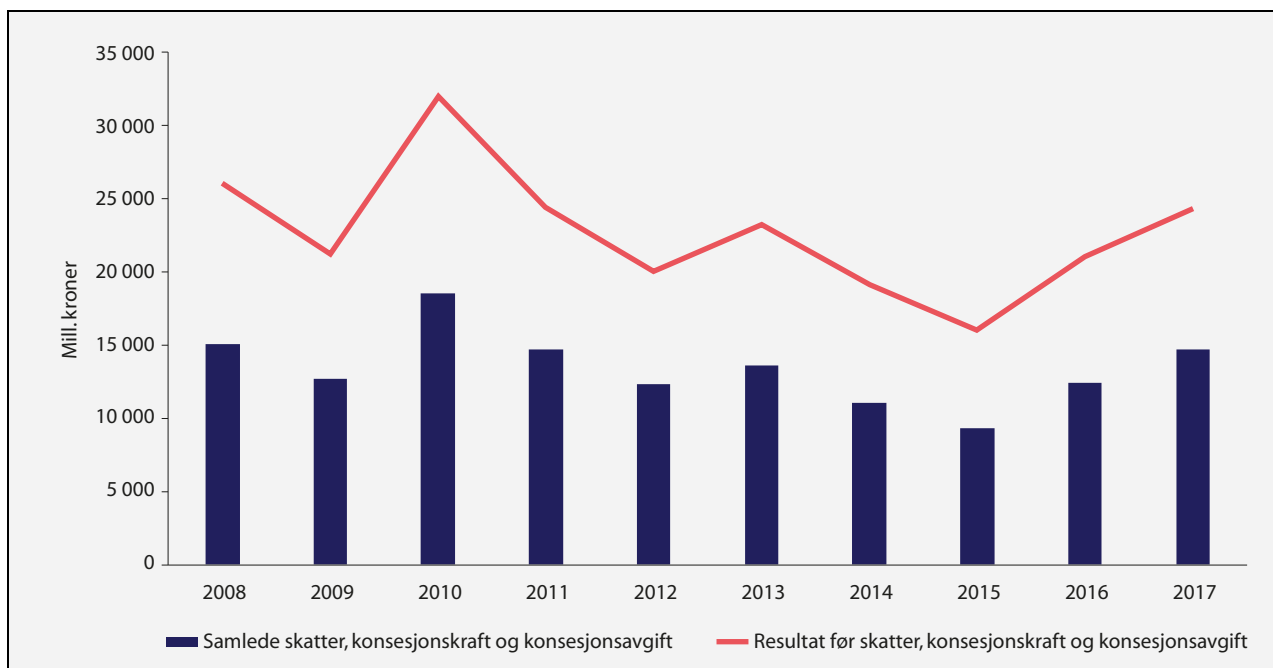
<sup>2</sup> Beløpet inkluderer samlet inntektsskatt for foretak som driver produksjon, overføring eller distribuering av kraft og kan dermed avvike fra inntektsskatt knyttet til kraftproduksjon. Beløpene er netto etter skattefradrag, jf. punkt 5.

<sup>3</sup> Godtgjørelsesfradrag, kredittfradrag, fradrag for naturressursskatt og tidligere betalt skatt samt fradrag for FoU.

<sup>4</sup> I anslaget er det lagt til grunn en eiendomsskattesats på 7 promille.

<sup>5</sup> Anslag som ikke tar hensyn til innmatingskostnader for kommunene eller kommunenes uttaksprofil for konsesjonskraft.

Kilder: Statistisk sentralbyrå, Skattedirektoratet, Energi Norge, LVK og Finansdepartementet.

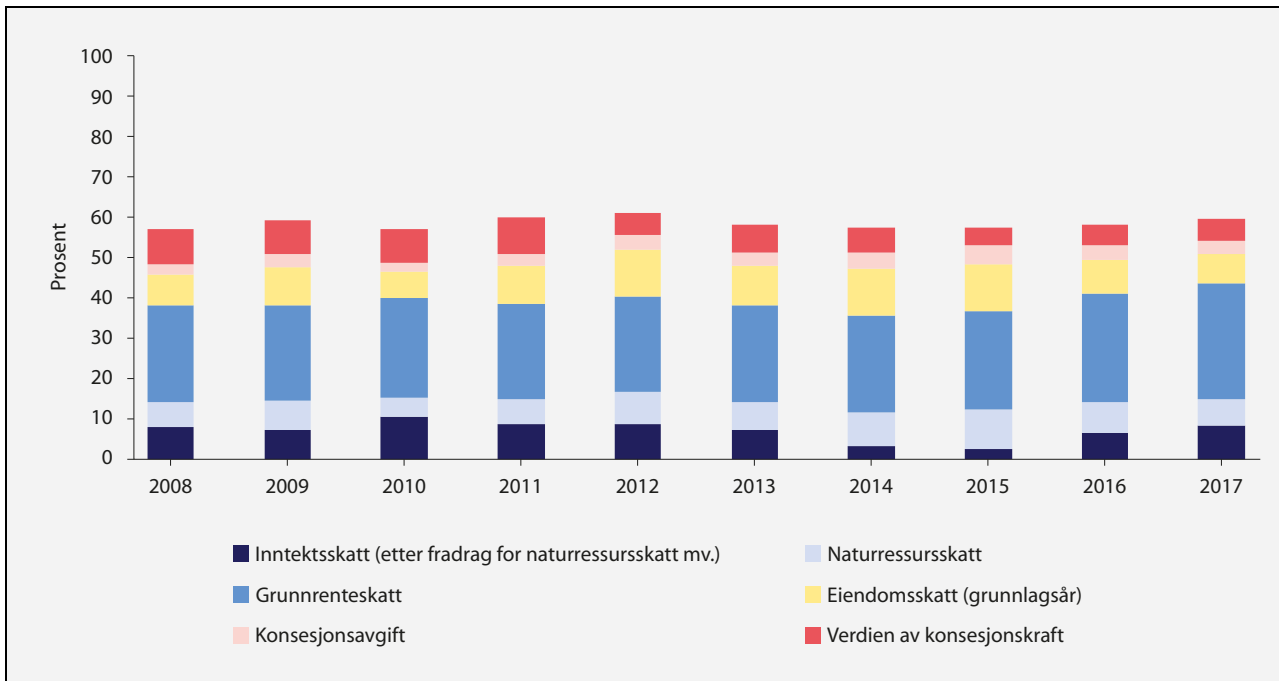


Figur 7.2 Samlede skatteinntekter og resultat før skatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Mill. løpende kroner

Se fotnotene til figur 7.1 for forklaringer.

Resultat før skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift er anslått med utgangspunkt i grunnlaget for grunnrenteskatt justert for fradrag for benyttet negativt grunnlag fra før 2007.

Kilder: Statistisk sentralbyrå, Skattedirektoratet, Energi Norge, LVK og Finansdepartementet.



Figur 7.3 Inntekter fra skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift som andel av resultat før skatt og konsesjonsordninger

Se fotnoter til figur 7.1 for forklaringer.

Kilder: Statistisk sentralbyrå, Skattedirektoratet, Energi Norge, LVK og utvalget.

Det offentlige mottar en vesentlig del av resultatet i næringen gjennom skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Figur 7.3 viser inntekter til det offentlige delt på resultatanslaget i figur 7.2. De siste årene har samlede inntekter fra skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift ligget relativt stabilt, på rundt 60 pst. av resultatet før skatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift.

## 7.2 Virkning på investeringsinsentiv

De ulike skattene, konsesjonskraft og konsesjonsavgift har ulik virkning på investeringsinsentivene. Tabell 7.1 oppsummerer om de ulike ordningene har egenskaper som bruttoavgift eller overskuddsskatt. Som omtalt under punkt 6.4 vil bruttoavgifter og netto overskuddsskatter ha ulik virkning på selskapenes investeringsinsentiv. Bruttoskatter vil medføre økte kostnader for selskapene, som svekker insentivene til å investere i marginalt lønnsomme prosjekt. På den annen side vil staten gjennom nøytrale overskuddsskatter ikke endre den relative avkastningen for selskapene og dermed ikke svekke selskapenes insentiv til å gjennomføre i lønnsomme investeringer.

Virkningene på selskapenes lønnsomhetsvurderinger kan illustreres ved å se hvilken effekt de

ulike skattene samt konsesjonskraft og konsesjonsavgift har for selskapenes balansepris etter skatt. Balanseprisen er den kraftprisen som er nødvendig for at selskapet skal få dekket alle kostnader samt en markedsmessig avkastning på investert kapital. Forventet kraftpris må være lik eller høyere enn balanseprisen for at det skal være lønnsomt for selskapene å gjennomføre investeringen. Bruttoskatter som virker som en kostnad for selskapene, vil føre til økt balansepris etter skatt. Virkningen er illustrert i figur 7.4 som

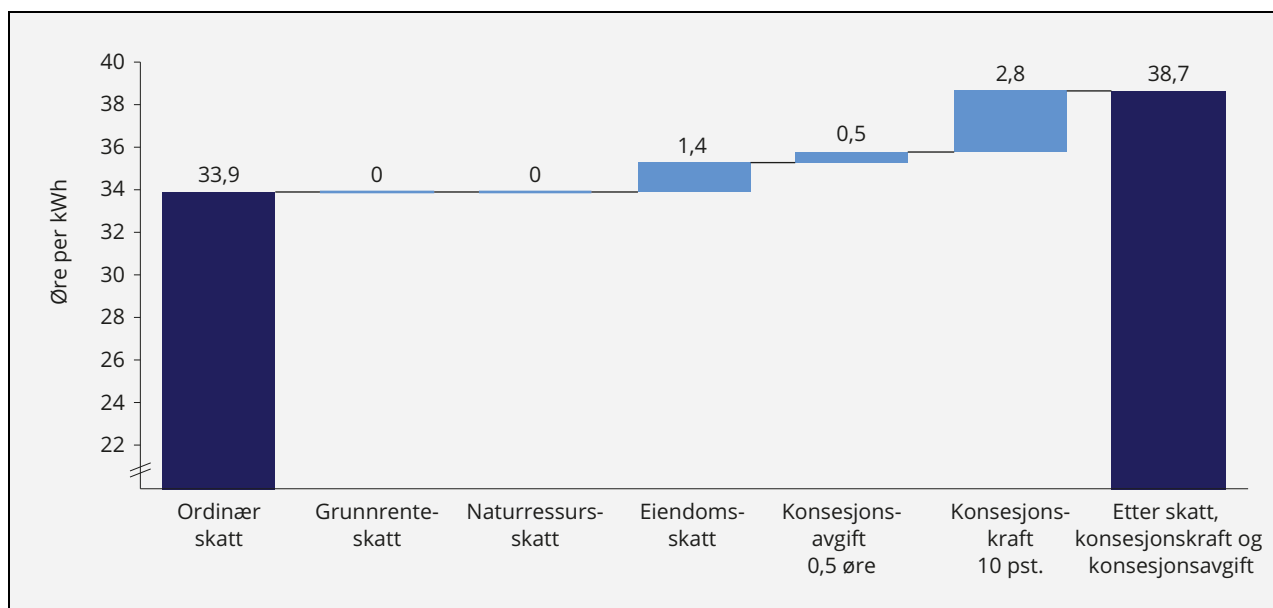
Tabell 7.1 Egenskaper som henholdsvis bruttoelement eller netto overskuddsskatt

Bruttoelement	Netto overskuddsskatt
Eiendomsskatt	
Konsesjonskraft	
Konsesjonsavgift	
	Selskapsskatt
	Grunnrenteskatt

Naturressursskatt omfordeler skatt fra stat til kommuner og fylker og har derfor normalt ingen virkning på selskapenes investeringsinsentiv, jf. punkt 11.1.

Kilde: Utvalget.





Figur 7.4 Illustrasjon av virkning av skatter, konesjonskraft og konesjonsavgift på balanseprisen for selskapene. For investering i stort vannkraftverk. Øre per kWh

Kilde: Utvalget.

viser effekten på balansepris etter skatt, konesjonskraft og konesjonsavgift for et modellkraftverk over 10 000 kVA som står overfor alle skatter samt konesjonskraft og konesjonsavgift. For å få dekket investerings- og driftskostnader, samt en markedsmessig avkastning etter ordinær skatt, har prosjektet i utgangspunktet en balansepris på 33,9 øre per kWh.

Grunnrenteskatten virker nøytralt på selskaperens investeringsbeslutninger og endrer dermed ikke balanseprisen. Naturressursskatten er en omfordeling av inntekter fra staten til kommuner/fylkeskommuner som normalt ikke påvirker selskaperens lønnsomhet, jf. punkt 11.1. Dagens eiendomsskatt for vannkraft, konesjonskraft og konesjonsavgift virker derimot som bruttoavgifter som medfører en tilleggs kostnad for selskapene. Dette øker balanseprisen etter skatt. Virkningene er størst for eiendomsskatt og konesjonskraft. Samlet vil balanseprisen for selskapene øke fra 33,9 til 38,7 øre per kWh. Investeringer som kan være lønnsomme for samfunnet ved en forventet kraftpris på for eksempel 35 øre per kWh vil dermed være klart ulønnsomme for selskapene.

For å vurdere virkningen av de ulike skattene, konesjonskraft og konesjonsavgift har en også illustrert fordelingen av nåverdier mellom de ulike skattene, konesjonskraft og konesjonsavgift. Illustrasjonen er gjort for investeringer med ulik lønnsomhet, ved å variere kraftprisen. I midtre kolonne i tabell 7.2 er det tatt utgangs-

punkt i et prosjekt som ville vært marginalt lønnsomt dersom det bare sto overfor ordinær selskapskatt. Årlig produksjon i modellkraftverket er 35 GWh og samlet investeringskostnad om lag 170 mill. kroner. Skattene, konesjonskraft og konesjonsavgift som har egenskaper som bruttoavgifter, vil medføre en kostnad for selskapene selv for marginale prosjekt. Grunnrenteskatten vil virke nøytralt og for et prosjekt som er marginalt med nåverdi lik null før skatt, vil nåverdien av grunnrenteskatten også i utgangspunktet være null. Imidlertid er bruttoelementene fradragsberettigede i grunnrenteskatten slik at staten dekker en vesentlig del av eiendomsskatt, konesjonskraft og konesjonsavgift. Nåverdien av grunnrenteskatten blir negativ for et marginalt lønnsomt prosjekt etter ordinær skatt. Selskapene får dermed en lavere belastning av bruttoelementene enn de ville ha fått i en situasjon uten grunnrenteskatt.

I tabell 7.2 illustreres også fordelingen av tap og overskudd ved en lavere og en høyere kraftpris. Selv for et svært ulønnsomt prosjekt vil bruttoelementene medføre vesentlig belastning for selskaperens resultat. Eiendomsskatt og konesjonsavgift er lite påvirket av endringen i lønnsomhet. Verdien av konesjonskraften vil variere med kraftprisene, men selv for et ulønnsomt prosjekt vil den medføre en vesentlig belastning for selskaperens lønnsomhet. Grunnrenteskatten er som tidligere omtalt nøytralt utformet, og når inntektene reduse-

Tabell 7.2 Verdifordeling av skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift ved ulik lønnsomhet. Mill. kroner

	Ulønnsomt (18,7 øre per kWh)	Marginalt (33,9 øre per kWh)	Høy lønnsomhet (47,6 øre per kWh)
<i>Nåverdi etter ordinær skatt</i>	-80	0	70
Eiendomsskatt	-8	-10	-11
Konsesjonsavgift	-4	-4	-4
Konsesjonskraft	-6	-18	-27
Grunnrenteskatt	+37	+16	-12
<i>Selskapets nåverdi etter skatt</i>	-58	-16	18

Kilde: Utvalget.

res vil også grunnrenteskatten reduseres vesentlig. Staten tar dermed en betydelig del av risikoen ved et negativt utfall på samme måte som skatteinntekter øker ved høy lønnsomhet. For et prosjekt med høy lønnsomhet vil særlig verdien av konsesjonskraften og grunnrenteskatt øke.

Utvalget har mottatt flere innspill om endring av grunnrenteskatten, men få innspill om behovet for endringer i eiendomsskatt, konsesjonskraft eller konsesjonsavgift. Imidlertid er det mottatt innspill om at det kan gis fradrag krone for krone for disse ordningene i statlige overskuddsskatter. Innspillene reflekterer at bruttoordninger har uheldige virkninger. Etter utvalgets vurdering er det da mer målrettet å gjøre endringer i bruttoordningene i stedet for å kompensere ved fradrag krone for krone i statlige skatter. Det vil gjøre den totale verdiskapingen i kraftnæringen større, og derved også gi rom for større skatteinntekter til fordeling mellom sentrale og lokale myndigheter.

Vannkraftnæringen bidrar med betydelige inntekter til det offentlige. Hovedoppgaven til utvalget er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning

hindrer gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i vannkraftsektoren. Dette tilsier en omlegging av dagens ordninger med større vekt på overskuddsbaserte skatter og mindre vekt på ordninger som har egenskaper som bruttoavgifter. I tråd med dette mener utvalget at det særlig er konsesjonskraft, eiendomsskatt og konsesjonsavgift som bør reduseres for å gi selskapene insentiv til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme kraftinvesteringer.

Bruttoordningene ble i sin tid innført for å sikre fellesskapet en del av overskuddet. En nøytral grunnrenteskatt kan sikre fellesskapet en tilsvarende andel av overskuddet uten å svekke selskapenes investeringsinsentiv. Deretter kan inntektene fordeles mellom sentrale og lokale myndigheter gjennom egne fordelingsordninger, jf. omtale under punkt 12.4.

I de påfølgende kapitlene går utvalget nærmere gjennom de enkelte skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Til slutt vurderes virkningen av utvalgets forslag på samlede skatteinntekter og på fordelingen mellom lokale og sentrale myndigheter.

## Kapittel 8

# Grunnrenteskatt

### 8.1 Innledning

Det faglige grunnlaget for utforming av en nøytral grunnrenteskatt er omtalt i punkt 6.5. Ved en nøytral grunnrenteskatt kan fellesskapet få en del av grunnrenten samtidig som selskapene har insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer. Det generelle prinsippet for en nøytral grunnrenteskatt er at den må være proporsjonal med virksomhetens nåverdi. Selskap som maksimerer investeringens nåverdi etter skatt, vil da ha insentiv til å ta beslutninger som maksimerer nåverdien av investeringen før skatt. Kravet til nøytralitet er at alle kostnader trekkes fra med beløp som i nåverdi tilsvarer kostnaden og at alle inntekter beskattes til en verdi som tilsvarer nåverdien av inntekten. I en nøytral grunnrenteskatt vil staten ta sin fulle andel av risikoen både på innteks- og kostnadssiden. Staten vil dermed også ta sin del av tapet for en investering som viser seg å bli ulønnsom.

En nøytral grunnrenteskatt kan utformes både som en kontantstrømskatt og som en periodisert grunnrenteskatt. Virkningen på selskapenes investeringsbeslutninger vil være tilsvarende, og nåverdi av skatteinntektene over tid vil være like. Hovedforskjellen mellom en kontantstrømskatt og en periodisert grunnrenteskatt består i hvordan investeringsfradragene periodiseres. I en kontantstrømskatt kommer investeringene til fradrag umiddelbart, mens i en periodisert grunnrenteskatt kommer investeringene til fradrag gjennom avskrivninger over levetiden.

Dagens regler for fastsettelse av grunnrenteskatt bygger på en periodisert grunnrenteskatt og er omtalt under punkt 4.3. I tillegg til ordinær selskapsskatt på 22 pst. beregnes det for vannkraftverk en grunnrenteskatt på 37 pst. Grunnlaget for grunnrenteskatten fremgår av boks 8.1.

I en nøytral grunnrenteskatt vil selskapene få fullt fradrag for kostnader, og grunnrenteskatten vil ta samme andel uavhengig av om prosjektet går med overskudd eller underskudd. Selskapenes andel av kostnader og inntekter blir redusert

#### Boks 8.1 Grunnlaget for grunnrenteskatt

Markedsverdi av kraftverkets produksjon i inntektsåret

- Driftskostnader (inkludert konsesjonsavgift og eiendomsskatt)
- Avskrivninger
- Friinntekt

= Grunnlag for grunnrenteskatt

med samme andel slik at den relative avkastningen for selskapene vil være uendret.

I dette kapitlet vurderer utvalget om dagens grunnrenteskatt er utformet i tråd med de faglige prinsippene for utforming av en nøytral periodisert grunnrenteskatt som er omtalt under punkt 6.5.2.

Under punkt 8.2.1 og 8.2.2 drøfter utvalget om dagens grunnrenteskatt er nøytral gitt at forutsetningene for nøytralitet er oppfylt, herunder hvilken friinntektsrente som bør benyttes. Utvalget drøfter så under punkt 8.2.3 om det er forhold som tilsier at disse forutsetningene ikke er oppfylt, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utformingen av grunnrenteskatten. Utvalgets vurdering av friinntektsrenten følger i punkt 8.2.4.

Videre vurderer utvalget under punkt 8.3 om det er alternative utforminger av en nøytral grunnrenteskatt som kan være bedre egnet, for eksempel en kontantstrømskatt. Under punkt 8.4 vurderer utvalget de skattemessige konsekvensene av nedstengning av kraftverk, hvilke kostnader og inntekter som bør inngå i grunnlaget for grunnrenteskatt og om grunnlaget bør fastsettes per kraftverk eller for selskap samlet. Under punkt 8.5 drøfter utvalget den nedre grensen for grunn-

renteskatt. Utvalgets anbefalinger om grunnrenteskatten er oppsummert under punkt 8.6.

## 8.2 Vurdering av friinntektsrenten

### 8.2.1 Det prinsipielle grunnlaget for en friinntektsrente

En periodisert overskuddsskatt må ha et tilleggsfradrag, kalt friinntekt, for å sikre nøytralitet for investeringsbeslutningene, jf. punkt 6.5.2. Friinntekten skal kompensere for at avskrivninger over tid vil ha lavere nåverdi enn ved umiddelbar utgiftsføring. Summen av friinntekt og avskrivninger skal i nåverdi tilsvare investeringskostnaden. Da vil det periodiserte skattegrunnlaget i nåverdi tilsvare skattegrunnlaget i en kontantstrømskatt.

For at selskapene skal ha sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene, må staten enten utbetale skatteverdien av eventuelt negativt grunnlag for grunnrenteskatt (eventuelt etter samordning) eller åpne for fremføring av negativt grunnlag for grunnrenteskatt med et rentetillegg. Ved fremføring må selskapet i tillegg ha sikkerhet for å få

utbetalt skatteverdien av gjenstående negativt grunnlag for grunnrenteskatt når virksomheten opphører, eller det må åpnes for at det ved avvikling av foretaket kan negativt grunnlag for grunnrenteskatt overføres til et annet foretak. Utvalget peker i punkt 8.4.1 på at det bør avklares i lov at det også skal gis fullt fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt for skattemessig gjenstående verdi av driftsmidler i de tilfeller kraftverk stenges ned.

Med sikre investeringsfradrag tar staten sin fulle del av forretningsrisikoen siden grunnrenteskatten tar en lik del av prosjektverdien ved alle utfall, både positive og negative. Når fradragene er sikre, skal det ikke kompenseres for risiko i friinntektsrenten. I dagens regler for grunnrenteskatt kan selskapene samordne negativt og positivt grunnlag for grunnrenteskatt på tvers av kraftverk som selskapet eier. Skatteverdien av negativt grunnlag for grunnrenteskatt som eventuelt gjenstår etter samordning, refunderes årlig i skatteoppgjørene. Omfanget av utbetalingsordningen vil variere avhengig av kraftpris og lønnsomheten i næringen.

Dersom skattesystemet *ikke* hadde hatt slike ordninger som gir sikkerhet for full fradragverdi, ville selskapene stått overfor en risiko for ikke å få

### Boks 8.2 Omlegging av grunnlaget for grunnrenteskatt i 2007

Før 2007 var det risiko for at selskapene ikke fikk fradrag for alle kostnader i tapsprosjekter. Grunnrenteskatten ble beregnet per kraftverk uten mulighet for samordning mellom kraftverk eid av samme selskap eller utbetaling av skatteverdien av negativt grunnlag for grunnrenteskatt. For å virke nøytralt måtte friinntektsrenten da ha et risikotillegg som reflekterte den systematiske risikoen for redusert skatteverdi av investeringsfradragene. Det var derfor et sjablongmessig risikotillegg i friinntektsrenten på 4 pst. i tillegg til risikofri rente beregnet som gjennomsnittet av de siste tre års statsobligasjonsrenter med tre års løpetid.

For å forbedre nøytraliteten i grunnrenteskatten fikk selskapene mulighet til å samordne nytt, negativt grunnlag for grunnrenteskatt mellom kraftverk i samme skattekonsern, samtidig som staten utbetaler skatteverdien av resterende, negativt grunnlag for grunnrenteskatt etter samordning. Selskapene fikk da sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene og risikotillegget i friinntektsrenten ble fjernet. Samtidig ble beregningen av den risikofrie ren-

ten endret slik at denne fastsettes som årsgjennomsnittet av renten på 12 måneders statskassaveksler, jf. omtale under punkt 4.3.5.

Med et korrekt fastsatt risikopåslag ville modellen som gjaldt før 2007 også virke nøytralt. Imidlertid vil den reelle risikoen i investeringsfradragene variere mellom investeringsprosjekter, mellom selskaper og mellom ulike tidsperioder. Et korrekt utformet risikotillegg i friinntekten måtte derfor også variere. I praksis vil det ikke være mulig å fastsette et slikt differensiert risikotillegg i friinntektsrenten. En forenklet modell der en forsøker å fastsette et gjennomsnittlig risikotillegg i friinntektsrenten vil være krevende. For det første fordi en må fastsette størrelsen på et relevant gjennomsnittlig risikotillegg. For det andre vil et gjennomsnittlig risikotillegg overkompensere prosjekter og selskaper med lav risiko og underkompensere prosjekter og selskaper med høy risiko. Dermed vil det skapes investeringsvridninger i grunnrenteskatten. Etter at selskap har fått sikkerhet for full verdi av skattefradragene fra 2007, skal ikke friinntektsrenten lenger ha et risikotillegg.

### Boks 8.3 Begrepsbruk om grunnrenteskatt

I innspill utvalget har mottatt er det vist til at normalavkastningen må skjermes for grunnrenteskatt og at friinntekten derfor må reflektere normalavkastningen. I denne boksen forsøker en å klargjøre begrepsbruken slik at en får bedre forståelse for hvordan en nøytral periodisert grunnrenteskatt fungerer.

En nøytral grunnrenteskatt vil ta en lik andel av tapet i et ulønnsomt prosjekt som den vil ta av nåverdien i et prosjekt med høy lønnsomhet. Grunnrenteskatten reduserer størrelsen på selskapets investeringer med skattesatsen og tar en tilsvarende del av driftsoverskuddet. Dette ble også omtalt av Skatteutvalget i NOU 2014: 13 punkt 5.3.

Grunnrenteskatten vil da ha samme egenskaper som en passiv partner som investerer i virksomheten på like vilkår som selskapene. Dermed nedjusteres selskapets andel av investering og nåverdien av driftsoverskuddet like mye. Det betyr at staten og selskapet får beholde hele avkastningen på sine andeler i prosjektet. Selskapets andel av prosjektet er redusert med grunnrenteskattesatsen, men den *relative avkastningen* for selskapet etter grunnrenteskatt vil være uendret. For en investering som er marginal, dvs. nåverdi null før grunnrenteskatt, vil

både selskapets nåverdi etter skatt og nåverdien av grunnrenteskatten være null. Grunnrenteskatten virker da nøytralt på selskapenes investeringsbeslutninger, og selskapene vil ha insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer.

I en periodisert grunnrenteskatt skal friinntekten sikre at verdien av investeringsfradragene (avskrivning og friinntekt) har samme nåverdi som investeringskostnaden. Dersom selskapene har sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene, skal friinntektsrenten tilsvare en risikofri rente. Den risikofrie renten gir da uttrykk for den alternative eller normale avkastningen for en risikofri investering.

Selv uten sikkerhet for full verdi i investeringsfradragene vil det ikke være grunnlag for at friinntektsrenten skal være lik selskapets alternativavkastning for hele kraftinvesteringen. Da skal friinntektsrenten reflektere den systematiske risikoen for at selskapene ikke får full verdi av skattefradragene.

Det er dermed ikke faglig grunnlag for at friinntektsrenten skal tilsvare selskapets avkastningskrav for risikable kraftinvesteringer. Det relevante er den alternative avkastningen for en investering med samme systematiske risiko som investeringsfradragene.

utnyttet den fulle verdien av skattefradragene. Dette var tilfellet for grunnrenteskatten før endringen i 2007, se boks 8.2.

Dersom en grunnrenteskatt ikke er utformet i tråd med disse prinsippene, vil den ikke virke nøytralt på investeringsbeslutninger, men skape vridninger. Da kan eksempelvis et prosjekt som er ulønnsomt før skatt, bli lønnsomt etter skatt. Det vil også kunne bli vridninger i rangeringen mellom prosjekter med ulik kapitalintensitet. Lav pris på kapital gjennom store fradrag gir for mye bruk av kapital også i utformingen av enkeltprosjekter. Selskapene kan også ta for høy risiko dersom nåverdien av investeringsfradragene er høyere enn investeringskostnaden.

For å bevare systemegenskapene og bidra til forutsigbare skatteregler bør friinntektsrenten ha en faglig forankring og knyttes opp mot en observerbar størrelse i rentemarkedet.

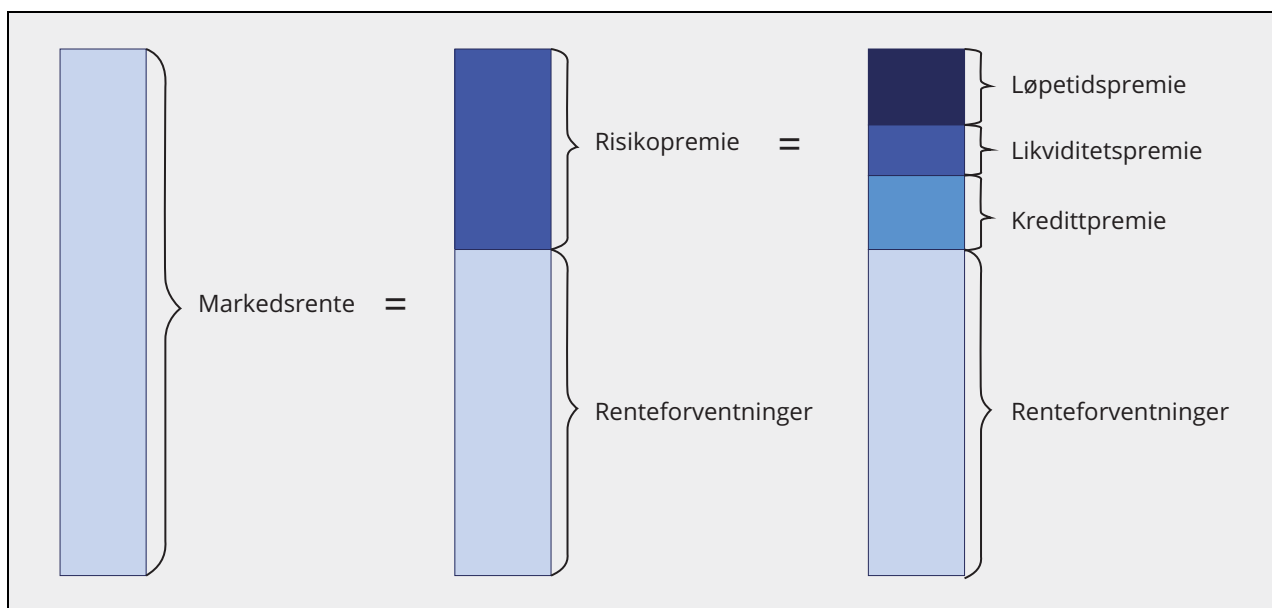
I neste punkt drøftes det hvilken risikofrie rente det er mest hensiktsmessig å ta utgangs-

punkt i gitt forutsetningene om profittmaksimerende aktører, velfungerende kapitalmarkeder, ingen risiko for mislighold fra staten og sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene. Under punkt 8.2.3 drøfter utvalget om det er forhold som tilsier at disse forutsetningene ikke holder, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utforming av grunnrenteskatten. Utvalgets vurdering av friinntektsrenten følger under punkt 8.2.4. I boks 8.3 drøftes begrepsbruk om grunnrenteskatt.

#### 8.2.2 Hvilken risikofrie rente bør ligge til grunn for friinntektsrenten

##### Innledning

Etter dagens regler fastsettes friinntektsrenten ut fra gjennomsnittlig rente på statskasseveksler med 12 måneders løpetid. I innspill til utvalget er det argumentert med at friinntektsrenten bør



Figur 8.1 Elementene i markedsrenten

Kilder: Norges Bank og utvalget.

baseres på rentepapirer med lengre horisont fordi investeringene også er langsiktige. Det vises til at en kort rente ikke vil reflektere relevant avkastning for prosjekter med lange investeringshorisonter, og at dagens modell implisitt kan medføre en negativ realrente. Videre nevnes det at blant annet hensynet til stabilitet taler for å legge til grunn en fast positiv realrente i friinntektsrenten. I innspill til utvalget er det også vist til at med dagens modell blir den implisitte realrenten negativ og svinger relativt mye på kort tid. Videre er det vist til at friinntektsrenten generelt, uavhengig av risikodiskusjonen, skal reflektere investors alternativkostnad ved å binde kapital. Det pekes på at det ikke er rimelig å legge til grunn en negativ risikofri realrente som utgangspunkt ved fastsettelse av avkastningskrav til langsiktige investeringer som vannkraft, verken for den samlede kontantstrømmen eller enkeltelementer som skattefradrag. I innspillene er videre hensynet til stabilitet trukket frem som et argument for å legge til grunn en fast positiv realrente for friinntektsrenten, og det vises til kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftanlegg.

Dagens historisk sett lave friinntektsrente er en følge av at avkastningen på øvrige risikofrie plasseringer er lav. Den risikofrie renten er markedsbestemt og reflekterer alternativavkastningen for en investor som binder kapital i en risikofri plassering. Under punkt 8.2.3 redegjøres det for hvorfor friinntektsrenten ikke må forveksles

med selskapenes avkastningskrav for risikable investeringer. Friinntektsrenten kan derfor heller ikke sammenlignes med kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten. Friinntekten er videre del av et nominelt skattesystem, og må derfor fastsettes som en nominell rente.

Risikopremien i markedsrentene kan bestå av flere elementer, blant annet løpetidspremie, likviditetspremie og kredittpremie, jf. figur 8.1. Løpetidspremien skal kompensere for renterisikoen (inkludert inflasjonsrisiko), likviditetspremien skal kompensere for risikoen forbundet med å eie et mindre likvid renteinstrument, mens kredittpremien skal kompensere for risikoen for at motparten ikke kan gjøre opp for seg.

I det følgende drøftes betydningen av løpetidspremie og hvorvidt friinntektsrenten bør være fast eller flytende. Betydningen av likviditetspremie og kredittpremie er omtalt under punkt 8.2.3.

#### Løpetidspremie – forskjellen på korte og lange renter

Det finnes flere teorier som søker å forklare sammenhengen mellom lange og korte renter. En vanlig forklaring er at lange renter reflekterer fremtidige renteforventninger pluss en risikopremie. Risikoaverse aktører som binder seg til en renteplassering med lang løpetid, vil kreve en premie (såkalt løpetidspremie) som kompensasjon for renterisikoen (inkludert inflasjonsrisiko), det vil si risikoen for at rentenivået skal utvikle seg ugun-



stig for investor i løpet av perioden renteinstrumentet eies. Empirisk er det klare indikasjoner på at rentene inneholder en løpetidspremie. Det er samtidig indikasjoner på at løpetidspremiene ikke er faste, men variable over tid.

For å vurdere grunnlaget for å fastsette friinntektsrenten kan vi ta utgangspunkt i et enkelt eksempel. Anta at det investeres 1 800 i et prosjekt i år 0 som har en levetid på 3 år. Grunnrenteskattesatsen er for illustrasjon satt til 50 pst. Staten tar gjennom skattesystemet en like stor andel av løpende overskudd og underskudd, mens investeringsbeløpet avskrives skattemessig med like store beløp hvert år over levetiden. Dette er ekvivalent med at investor gir et lån til staten på 900 i år 0 ( $1\,800 \cdot 0,5$ ) som staten betaler tilbake i like avdrag i årene 1 til 3. I praksis gir investor da et lån på 300 med en løpetid på 1 år, et lån på 300 med løpetid på 2 år og et lån på 300 med løpetid på 3 år.

Spørsmålet er hvilken rente staten må gi på disse lånene for at skattesystemet skal være nøytralt, det vil si for at investor skal være indifferent mellom å fradragføre hele investeringsbeløpet umiddelbart og å fradragføre investeringsbeløpet gradvis. Denne lånerenten kan fastsettes enten som en fast rente eller som en flytende rente.

#### Fast rente

Vi ser først på et tilfelle der staten tilbyr en fast rente. Det er nærliggende å sammenligne eksemplet over med et tilfelle der investor alternativt plasserer tilsvarende beløp i statspapirer med samme løpetider. Vi antar først at det er fullt samsvar mellom statsrentens løpetid og tilbakebetalingen av lån. Anta at  $r_{0,t}$  betegner renten på en plassering på tidspunkt 0 i et rentepapir med løpetid  $t$ , og at staten tilbyr rentepapirer til enhver tid med løpetider på henholdsvis 1, 2 og 3 år. Figur 8.2 illustrerer rentene som oppnås ved å plassere penger i rentepapirer med ulike løpetider.

Friinntektsrenter i tråd med figur 8.2 på den bundne kapitalen i prosjektet vil gi investor samme avkastning som ved plassering i statspapirer.

Dersom det fastsettes tilsvarende faste friinntektsrenter, må det på tidspunktet for den enkelte investeringen fastsettes friinntektsrenter for hvert fremtidige avskrivningsår. Staten fastsetter da friinntektsrenten til henholdsvis  $r_{0,1}$ ,  $r_{0,2}$  og  $r_{0,3}$  for de nevnte avskrivningene. Dette tilsvarer en plassering av 300 i statspapirer med disse fastrentene. Fastrentene for de ulike løpetidene må da låses på investeringstidspunktet og skal ikke endres selv

om rentenivået over tid endrer seg. En slik rentestruktur vil være nøytral fordi nåverdien av avskrivningene og renteinntekten tilsvarer lånebeløpet. En slik modell vil være svært krevende å gjennomføre i praksis, da det på investeringstidspunktet må fastsettes en rentestruktur i tråd med figur 8.2 for hvert enkelt prosjekt og hver enkelt påkostning.

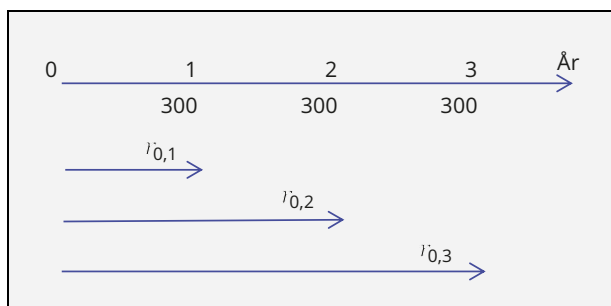
En mer praktisk tilnærming vil være å ta utgangspunkt i en vektet gjennomsnittstid til forfall på lånet gitt til staten, dvs. durasjonen. I denne modellen fastsettes det da én friinntektsrente på investeringstidspunktet som vil følge investeringen gjennom hele levetiden. I eksemplet vil gjennomsnittlig tid til forfall være om lag to år. Friinntektsrenten for denne investeringen vil da fastsettes til renten på statsobligasjoner med to års løpetid. Dersom en bruker en gjennomsnittlig rente som ikke reflekterer relevant alternativavkastning, vil modellen ikke virke helt nøytralt.

For driftsmidler i vannkraft med lang levetid er det et praktisk problem for fastrentemodeller at det ikke finnes markedsrenter for norske statspapirer med lengre løpetider enn 10 år.

#### Flytende rente

Det andre alternativet er at friinntektsrenten bestemmes av en flytende markedsrente. Friinntektsrenten fastsettes da for hvert år i tråd med markedsrenter på statspapirer som løpende tar innover seg endringer i inflasjon og realrente, slik som i dagens metode for fastsetting av friinntektsrenten. Også denne rentestrukturen kan i prinsippet gi en god tilnærming for å sikre at nåverdien av avskrivningene og renteinntekten tilsvarer investeringsbeløpet, og modellen vil dermed være nøytral.

I en modell med flytende rente, der friinntektsrenten ikke låses på investeringstidspunktet, bør



Figur 8.2 Illustrasjon av plassering i statspapirer med lånebeløp og tilhørende rente for aktuell løpetid

Kilde: Utvalget.

en ta utgangspunkt i renter på statspapirer med korte løpetider. Statspapirer med lange løpetider inneholder premier for inflasjons- og renterisiko, og disse premiene øker med rentepapirets løpetid. En flytende rente vil løpende oppdateres for endringer i inflasjon og renteforventninger, og skal dermed ikke ha et ekstra påslag som kompenserer for risikoen for slike fremtidige endringer.

Utvalgets mindretall, medlemmene *Kaarbø*, *Mæland* og *Sanderud*, har en annen vurdering av dette og viser til særmerknad under punkt 8.2.4.

### 8.2.3 Betydning av forutsetninger for utvalgets vurderinger

#### Innledning

Under punkt 8.2.1 har utvalget vist til at når grunnrenteskatten er utformet slik at selskapene har sikkerhet for full verdi av skattefradragene, er korrekt friinntektsrente en risikofri rente. At selskapene har sikkerhet for full verdi av skattefradragene skyldes i hovedsak at staten vil utbetale skatteverdien av negativt grunnrenteskatt grunnlag etter samordning.

Prinsippene for utforming av grunnrenteskatter og utvalgets vurderinger av dagens grunnrenteskatt har i avsnittene over bygget på forutsetninger om profittmaksimerende aktører, velfungerende kapitalmarkeder, ingen risiko for mislighold fra staten og sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene. Under punkt 8.2.1 viser utvalget til at friinntektsrenten bør være en risikofri rente gitt at disse forutsetningene er oppfylt. I dette avsnittet drøfter utvalget om det er forhold som tilsier at disse forutsetningene ikke er oppfylt, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utformingen av grunnrenteskatten.

#### Rasjonelle, profittmaksimerende aktører

Utvalgets vurderinger bygger på forutsetninger som redegjort for under punkt 6.5, blant annet rasjonelle, profittmaksimerende aktører. Forutsetningen innebærer blant annet at selskapene verdsetter kontantstrømmer på en fullstendig og korrekt måte.

I innspill til utvalget er det pekt på at vannkraftprodusenter generelt ikke tar hensyn til ulik risiko i ulike deler av kontantstrømmen fra et vannkraftprosjekt, men neddiskonterer en nettokontantstrøm med et felles risikojustert avkastningskrav.

I det følgende drøfter utvalget om det er forhold som tilsier at forutsetningen om profittmaksimerende aktører ikke er oppfylt, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utformingen av grunnrenteskatten.

merende aktører ikke er oppfylt, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utformingen av grunnrenteskatten.

#### *Kostnadsbevissthet og kostnadseffektivitet*

Et spørsmål er i hvilken grad høyere skattesats i seg selv bidrar til å svekke selskapenes kostnadsbevissthet og motiver for kostnadseffektivitet.

Spørsmålet er om selskapene alltid vil strebe etter høyest mulig verdiskaping til fordel for sine eiere uten å ta hensyn til ledelsens egeninteresser. Det er neppe noen bedriftsledelse som bare søker å gjøre overskuddet størst mulig i alle situasjoner. Med lang avstand mellom eier og ulike ledernivåer kan det være atferd som ikke maksimerer verdiene for eierne, men som er rasjonell for lederne. Slik atferd kan trolig pågå i et visst omfang over en viss tid, men det er klare grenser for hvor langt denne type «sløsing» kan drives i et konkurransemarked.

Problemstillingen kan være annerledes i selskap som vedvarende har tilgang på monopol- eller grunnrente, og derfor ikke står under et stadig konkurransepress for å presse marginer. Dersom manglende kostnadsbevissthet av denne typen er et problem, er hovedvirkemiddelet sterkere eierstyring for å sikre at overskuddet maksimeres til beste for eierne og skatteinnkrever.

En annen utfordring relatert til kostnadsbevissthet er at selskapene kan hevde at de ikke vil anstrenge seg for å holde kostnadene nede, fordi de bare vil sitte igjen med en liten del av besparelsen etter skatt. For eksempel kan det dreie seg om å pådra seg kostnader i dag for å redusere fremtidige kostnader. Med en nøytral grunnrenteskatt vil selskapene bare dekke en del av innsatskostnaden i dag, og sitte igjen med en tilsvarende del av fremtidige kostnadsreduksjoner. Det vil da være rasjonelt for selskapene å operere så kostnadseffektivt som mulig. Hvis tiltaket er lønnsomt før skatt, vil det også være lønnsomt med en nøytral grunnrenteskatt. Blant annet fordi perfekt nøytralitet ikke er mulig å oppnå, er det imidlertid grenser for hvor høyt skattesatsene bør settes.

#### *Verdsetting av skattefradrag*

Vurderinger av grunnrenteskattens virkning for selskapenes investeringsintensitet avhenger av hvordan lønnsomhetsanalyser gjennomføres. Vannkraftinvesteringer er svært langsiktige, og nåverdianalyser er nødvendige for å vurdere virkninger over en lang rekke år.



Netto nåverdi av et investeringsprosjekt beregnes ved å sammenstille alle fremtidige kontantstrømmer, diskontert til dagens verdi. En positiv eller null netto nåverdi innebærer at investeringen minst dekker avkastningskravet og dermed er lønnsom. For å gjennomføre en slik analyse må en fastsette det risikojusterte avkastningskravet. Dette krever at investor tar stilling til den systematiske risikoen som ikke forsvinner ved diversifisering, og som en veldiversifisert investor derfor vil kreve kompensasjon for å bære. Avkastningskravet skal avspeile denne systematiske risikoen.

Selskaper kan ha næringsvirksomheter med ulik systematisk risiko. Et kraftselskap kan for eksempel ha virksomhet innenfor avkastningsregulert kraftnett, vannkraftproduksjon, vindkraft eller bredbånd. Selskapet må da ta stilling til nivået på det risikojusterte avkastningskravet som reflekterer den systematiske risikoen for de ulike virksomhetene. Dersom det samme avkastningskravet benyttes for prosjekter med ulik systematisk risiko, kan det føre til at det gjennomføres for mange prosjekter med høy systematisk risiko og for få prosjekter med lavere risiko. Resultatet er at samlet lønnsomhet blir lavere, se blant annet Krüger, Lander og Thesmar (2015) og Lund (2013).

Det kan også være ulik systematisk risiko mellom prosjekter innenfor det samme virksomhetsområdet eller for deler av kontantstrømmen i et prosjekt. Dersom et selskap eksempelvis sikrer driftsinntektene gjennom en langsiktig salgskontrakt, kan avkastningskravet for driftsinntektene nedjusteres for å ta hensyn til redusert systematisk inntektsrisiko. Den resterende delen av kontantstrømmen vil imidlertid fortsatt variere med markedsporteføljen som kan tilsi en høyere systematisk risiko. Korrekt verdsetting er viktig for at selskapene skal ta gode investeringsbeslutninger som maksimerer verdiene for eier.

For kraftprosjekter utgjør grunnrenteskatten en vesentlig del av kontantstrømmen, og fullstendig verdsetting av skattefradragene er viktig for investeringsanalysen. Dette kan enten gjøres ved en oppdeling av kontantstrømmene i prosjektet, kjent som APV-metoden («Adjusted Present Value»), med separat diskontering av kontantstrømmer med ulik risikoprofil. Alternativt kan hele kontantstrømmen i prosjektet verdsettes samlet ved å benytte et vektet avkastningskrav som tar hensyn til fordelingen mellom sikre skattefradrag og usikrede realstrømmer for investeringen. Fastsettingen av det vektete avkastningskravet ville kreve en vurdering av størrelsen på sikre skattefradrag i det enkelte prosjektet. Nåverdien skal være den samme uavhengig av valg av

verdsettingsmetode, såfremt riktig avkastningskrav benyttes.

Verdsetting av fremtidige skattefradrag er også et generelt spørsmål utenfor nøytrale grunnrenteskatter. I prosjektanalyser vil usikkerheten ved skattefradrag ofte være lavere enn usikkerheten i realprosjektet. Dette er også understreket i flere lærebøker i finanst teori. Blant annet viser Berk og DeMarzo (2017) til at å bruke et felles avkastningskrav leder til gale beslutninger:

«Using the same cost of capital for projects that have different riskiness is, of course, a mistake, and will result in the firm taking on too many risky projects and too few safer projects. That is, when the same cost of capital is used for all investment opportunities, regardless of their riskiness, riskier projects will be discounted at too low a cost of capital, making negative NPV investments appear to be positive NPV and accepted. Similarly, less risky projects will be discounted at too high a cost of capital, and so may be erroneously rejected.»

I Fabozzi m.fl. (2011) er det også eksempel på at en må behandle ulike deler av kontantstrømmen ulikt ut fra graden av risiko. Der argumenteres det med at en bør ta hensyn til at skatteverdien av avskrivninger kan ha en annen risiko enn øvrige deler av kontantstrømmen:

«If the firm is large and profitable, and the project small in comparison, the ability of the firm to claim the depreciation tax shield is likely unrelated to the outcomes of the particular project and may be regarded as risk free. [...] The main purpose in separating the cash flows into components is to display their particular influences on the risk of the combination. Whenever the tax shield is less risky than the project itself, the appropriate discount rate for the tax shield will be different from that for the project.»

Dagens grunnrenteskatt gir selskapene sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene gjennom adgangen til samordning mellom kraftverk og ved at staten utbetaler skatteverdien av eventuelt negativt grunnrenteskattegrunnlag etter samordning. Det innebærer at selskapenes mulighet til å utnytte investeringsfradragene vil være uavhengig av utfallet for investeringsprosjektet. Det faglig korrekte avkastningskravet for å verdsette skattefradragene er da den risikofrie renten, gitt forutsetningene omtalt under punkt 6.5.2. Dersom verdien av skatte-

fradragene verdsettes med et felles risikojustert avkastningskrav som ikke tar hensyn til sikre skattefradrag, vil en undervurdere verdien av skattefradragene. Investeringer som er lønnsomme før grunnrenteskatt, kan da fremstå som ulønnsomme etter grunnrenteskatt. I dagens grunnrenteskatt fordeles investeringsfradragene over en lang periode med avskrivninger og friinntekt i inntil 67 år etter investering. Korrekt verdsetting av investeringsfradragene har dermed stor betydning.

I innspill til utvalget er det pekt på at vannkraftprodusenter generelt ikke tar hensyn til ulik risiko i ulike deler av kontantstrømmen fra et vannkraftprosjekt, men neddiskonterer en netto kontantstrøm med et felles risikojustert avkastningskrav. Dersom investeringsbeslutninger ikke tas på basis av fullstendig og korrekt verdsetting, vil ikke alle lønnsomme vannkraftressurser bli utnyttet og selskapene vil ikke maksimere verdien for eierne. I en konkurranseøkonomi vil ineffektive selskaper over tid bli utkonkurrert. Investeringsprosjekter vil overtas av mer effektive selskaper som er bedre i stand til å vurdere og gjennomføre lønnsomme investeringer. I en vurdering av friinntektsrenten i petroleumsvirksomheten viser Lund (2013) til at å legge skattyternes beregningsmetoder til grunn for skattesystemet vil være et nytt og tvilsomt prinsipp.

Et stabilt skattesystem må ta utgangspunkt i at selskaper over tid vil maksimere overskudd og nåverdier til beste for eierne og samfunnet. Skattesystemet bør ikke kompensere for at enkelte selskaper eventuelt ikke verdsetter fremtidige kontantstrømmer på en fullstendig og korrekt måte. Grunnrenteskatten bør utformes i tråd med faglige prinsipper som gir effektive selskaper insentiver til å investere i samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser.

Velfungerende kapitalmarkeder med veldiversifiserte investorer

Utforming av nøytrale grunnrenteskatter bygger på visse forutsetninger, blant annet velfungerende kapitalmarkeder med veldiversifiserte investorer uten eierskapsbegrensninger. I dette avsnittet drøfter utvalget om det er forhold som tilsier at denne forutsetningen ikke er oppfylt, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utformingen av grunnrenteskatten.

#### *Likviditetspremie*

Når investor igangsetter et prosjekt, kan avskrivningsprofilen ses på som en langsiktig fordring på

staten med løpetider tilsvarende avskrivningsprofilen, jf. punkt 8.2.2. Siden skatteverdien av investeringsutgiften ikke utbetales umiddelbart, men skjer gjennom avskrivninger over flere år, kan det stilles spørsmål ved om friinntektsrenten bør inneholde en likviditetspremie.

Markedsrenter på statspapirer kan i noen grad inneholde likviditetspremier, avhengig av hvor omsettelige disse papirene er. Rentepapirer med lange løpetider kan generelt ha større innslag av likviditetspremier enn de med korte løpetider. I en modell med fastrente som omtalt over, vil det derfor i noen grad være kompensasjon for lavere likviditet. En relevant likviditetspremie i grunnrenteskatten ville imidlertid ikke være parallell til likviditetspremien i rentepapirer. For grunnrenteskatten vil relevant likviditetspremie avhenge av om skatteposisjonen kan gjøres likvid gjennom omplasseringer i kapitalmarkedet.

Den langsiktige fordringen på staten kan løses opp ved omplasseringer i investors aktiva:

- En veldiversifisert investor kan ut fra sin risiko-preferanse tilpasse egen sammensetning av investeringsporteføljen. Fordringen på staten utgjør en risikofri plassering for investor som muliggjør en rebalansering av investeringsporteføljen der øvrige risikofrie plasseringer omplasseres til risikable investeringer, jf. boks 8.4. En veldiversifisert investor kan også rebalansere forholdet mellom likvide og illikvide investeringer.
- Når kraftselskapets eiere er kjent med at investeringsfradraget er en risikofri fordring på staten, bør dette gjenspeiles i eiernes avkastningskrav til selskapet.
- Dersom investor ikke ønsker den risikofrie plasseringen, kan plasseringen også gjøres likvid gjennom lånemarkedet. Med velfungerende kredittmarkeder bør kredittpremien tilpasses når sikre skattefradrag utgjør en vesentlig del av selskapets kontantstrøm.

I teorien kan det finnes innslag av likviditetspremie i investeringsavskrivningene. I praksis er likviditetspremien trolig lav og vil variere noe over tid.

Utvalget har mottatt innspill om at dagens kraftverkseiere har begrenset tilgang på kapital, og at banker vil kreve en høyere rente enn risikofri rente for å finansiere sikre skattefradrag. Dersom det er slike ineffektiviteter i kapitalmarkedet, bør disse løses der begrensningene oppstår og ikke ved å kompensere for dette i skattesystemet.

### Boks 8.4 Omplussing av investeringsportefølje

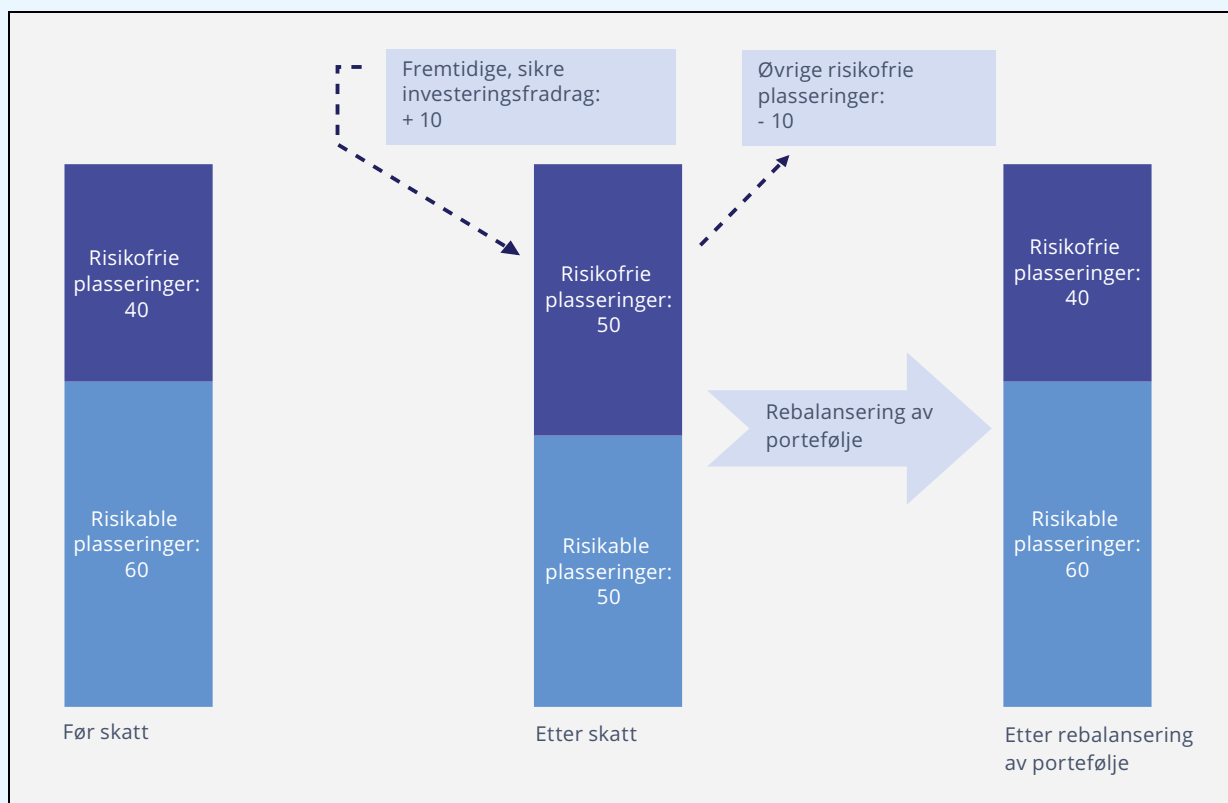
Ved utforming av skattesystemer legges det til grunn velfungerende kapitalmarkeder. Videre legges det til grunn en veldiversifisert investor som ut fra sin risikopreferanse har fordelt investeringskapitalen på risikofrie plasseringer og risikable investeringer med ulik grad av risiko.

Ved en vannkraftinvestering vil investoren stå overfor to kontantstrømmer med svært ulik risikoprofil. Investeringsfradragene i grunnrenteskatten vil utgjøre en sikker plassering, mens realinvesteringen i kraftverket vil ha en usikker avkastning som samvarierer med markedsporteføljen. For de sikre investeringsfradragene kan investoren rebalansere andre sikre plasseringer eller ta opp lån med bakgrunn i den, slik at investeringsporteføljen igjen blir i tråd med risikopreferansen.

Figur 8.3 viser et eksempel med en veldiversifisert investor som har fordelt investeringskapitalen på risikofrie plasseringer og risikable investeringer. Investorens portefølje består av

40 pst. risikofrie plasseringer og 60 pst. risikable investeringer, og vannkraft utgjør en andel av de risikable investeringene. I søylen til venstre i figuren er det sett på en situasjon uten grunnrenteskatt.

Vi ser så på hvordan investeringsporteføljen endres når det innføres en grunnrenteskatt. Investeringsfradragene i grunnrenteskatten utgjør en sikker plassering. I figuren er dette illustrert ved at investorens andel av risikofrie plasseringer øker med 10 prosentenheter og utgjør 50 pst. av porteføljen i den midterste søylen i figuren. Ettersom dette er en høyere andel enn investors risikopreferanse, kan investor rebalansere porteføljen ved å selge en tilsvarende andel av sine øvrige risikofrie plasseringer. Søylen til høyre viser porteføljen etter rebalansering, som er identisk med den opprinnelige porteføljen og i tråd med investors risikopreferanse.



Figur 8.3 Illustrasjon av omplussing av investeringsportefølje. Andel

Kilde: Utvalget.

Boks 8.4 forts.

Tilsvarende vil en veldiversifisert investor kunne rebalansere forholdet mellom likvide og illikvide plasseringer for å oppnå ønsket likviditet i porteføljen. I den grad investeringsfradragene i grunnrenteskatten utgjør en mindre likvid plassering enn de øvrige risikofrie plasseringene, kan investoren endre fordelingen mellom likvide og illikvide papirer i den øvrige porteføljen. En veldiversifisert investor vil ikke nødvendigvis ha vesentlige krav til kompensasjon for lavere likviditet i investeringsfradragene.

Investoren skal kun kompenseres for eventuelle kostnader ved å rebalansere. Dersom investoren gjennom grunnrenteskatten får et til-

leggsfradrag ut over nødvendig kompensasjon, vil dette utgjøre en merverdi av de risikofrie investeringsfradragene. Investoren kan da akseptere en lavere avkastning for den risikable delen av vannkraftinvesteringen. Dermed ville investoren få insentiv til å gjennomføre ulønnsomme investeringer.

I en næring uten eierskapsbegrensinger er det veldiversifiserte investorer som over tid vil ha høyest betalingsvilje for investeringsprosjektene. Dersom mindre diversifiserte eiere ikke er villige til å gjennomføre investeringer med lav lønnsomhet, vil veldiversifiserte investorer være villige til å overta prosjektet eller eventuelt overta hele selskapet.

### *Tilgang til kapital*

I innspill til utvalget er det vist til at kapitalmarkedet for norsk vannkraft fungerer annerledes enn for andre kapitalintensive næringer. Den viktigste årsaken er at myndighetsbestemte eierskapsbegrensninger i konsolideringsmodellen setter krav til to tredjedels offentlig eierskap, som begrenser omsettelighet av eierandeler, og samtidig definerer norske kommuner og staten som eneste kontrollerende eiere. Ifølge innspill til utvalget har denne gruppen eiere egenskaper som gjør at vannkraftselskapenes tilgang til egenkapital er svakere enn i andre deler av næringslivet. Videre viser innspill til at vannkraftaktørene blir svært avhengige av lånefinansiering samt overskudd fra løpende drift for å finansiere investeringer.

Næringslivets tilgang til kapital er blant annet vurdert av Kapitaltilgangsutvalget (NOU 2018: 5):

«Utvalgets utgangspunkt er, som også tidligere utredninger har vist, at det norske kapitalmarkedet i hovedsak er velfungerende i den forstand at lønnsomme prosjekter har tilgang til kapital til en riktig pris, og at kostnadene ved feilallokering av kapital er moderate. (...) Det er vanskelig å vurdere om omfanget av eierskapet og eierstyringen i de kommunalt eide forretningsmessige selskapene er et utstrakt problem. De mange eksemplene fra kraftsektoren, tyder imidlertid på at eierstyringen i enkelte tilfeller kan medføre at tilgangen på kapital til risikofylte, ulønnsomme prosjekter

blir for stor og i andre tilfeller at lønnsomme prosjekter kan få for lite finansiering på grunn av høye løpende utbyttekrav.»

Det ligger utenfor mandatet å vurdere om konsolideringsmodellen er hensiktsmessig eller om kapitalmarkedet er velfungerende. Problemer som følger av konsolideringsmodellen eller kapitalmarkedene for øvrig, bør imidlertid ikke rettes opp gjennom særlige ordninger i skattesystemet.

### *Bør friinntektsrenten reflektere selskapenes lånerente?*

I innspill til utvalget er det videre pekt på at det ikke tas hensyn til finansieringskostnader i fastsettelsen av friinntektsrenten i dagens grunnrenteskatt. Det pekes på at dagens friinntektsrente ikke er tilgjengelig i kapitalmarkedet for en vannkraftinvestor, selv for prosjekter med minimal risiko.

Bakgrunnen for utforming av friinntektsrenten er omtalt i punkt 6.5. Dagens grunnrenteskatt tar utgangspunkt i resultatet før finansieringskostnader. Dette samsvarer med at friinntekten beregnes på basis av hele skattemessig gjenstående verdi og ikke bare den delen av skattemessig gjenstående verdi som er egenkapitalfinansiert. Dette er bakgrunnen for at det ikke gis fradrag for lånekostnader i grunnlaget for grunnrenteskatt.

Videre argumenteres det for at selskaper som ønsker å lånefinansiere deler av investeringen, vil stå overfor en høyere lånerente enn den risikofrie

statsrenten, og at dette må hensyntas i friinntektsrenten. Banker eller obligasjonseiere vil ikke ha et direkte krav på staten. Videre vil utlåner stå overfor kapitalkrav og finansieringskostnader som vil medføre et tillegg i utlånsrenten.

Selskapets lånerente inneholder en kredittpremie som kompenserer långiver for risiko i virksomheten og muligheten for konkurs. En slik kredittpremie er ikke relevant i en grunnrenteskatt som gir selskapene sikkerhet for full verdi av skattefradragene uavhengig av om de er lånefinansiert eller egenkapitalfinansiert. Dersom en inkluderer en slik kredittpremie, må en ta bort sikkerheten for den delen av skattemessige verdier som blir lånefinansiert, jf. omtale av en ACE-modell i NOU 2014: 13 punkt 5.3.2. Dette ville innebære en langt mer komplisert utforming av grunnrenteskatten for vannkraft.

Selskapenes lånerente er ikke en relevant størrelse når en skal fastsette friinntektsrenten. Når selskapene har sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene i grunnrenteskatten, skal friinntektsrenten tilsvare den markedsmessige avkastningen for en risikofri plassering.

#### Kredittrisiko og regulatorisk risiko

I punkt 8.2.1 har utvalget vist til at når grunnrenteskatten er utformet slik at selskapene har sikkerhet for full verdi av skattefradragene, er korrekt friinntektsrente en risikofri rente. At selskapene har sikkerhet for full verdi av skattefradragene, følger av at skatteverdien av eventuelt negativt grunnlag for grunnrenteskatt etter samordning utbetales. Utvalgets analyser bygger på visse forutsetninger, blant annet at det ikke er risiko for mislighold fra staten og at det er sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene. I dette punktet drøfter utvalget om det er forhold som tilsier at disse forutsetningene ikke er oppfylt, og i så fall om det er grunnlag for å ta hensyn til dette i utformingen av grunnrenteskatten.

#### *Kredittrisiko*

Risikoen for at den norske stat misligholder sine forpliktelser (kredittrisiko) er generelt lav. En eventuell risiko for at staten misligholder sine forpliktelser vil kunne fanges opp i renten på statspapirer, men kredittrisikoen vil være knyttet til den perioden rentepapiret løper over. Siden friinntektsrenten i dag fastsettes på bakgrunn av renter med kort løpetid, vil friinntektsrenten gjenspeile risikoen for mislighold over den samme korte perioden.

Selv om det teoretisk ikke kan utelukkes at langsiktige investeringer skulle vært kompensert med et risikopåslag for kredittrisiko, er det lite trolig at det er en vesentlig risiko for at den norske staten misligholder sine forpliktelser i overskuelig fremtid. Det er heller ikke praksis for å inkludere kredittpremier i andre elementer i skattesystemet.

#### *Regulatorisk risiko*

I innspill til utvalget er det vist til at fradragene likevel ikke vil være helt sikre fordi skattesystemet kan endres i fremtiden, og at dagens grunnrenteskatt ikke kompenserer for denne regulatoriske eller politiske risikoen. Som illustrasjon pekes det blant annet på at grunnrenteskatten har blitt økt de siste årene, samt endringer i friinntektsrenten og fradragsmuligheter. Argumentasjonen synes å tilsi at friinntektsrenten bør inneholde et risikotillegg for at grunnrenteskatten skal fungere nøytralt.

Over tid er grunnrenteskatten utviklet i mer nøytral retning og hovedtrekkene i dagens grunnrenteskatt er i tråd med faglige prinsipper for utforming av en nøytral grunnrenteskatt. De senere årene har det vært satsomvekslinger mellom ordinær selskapsskatt og grunnrenteskattene med målsetning om uendret proveny. Skattesystemet har vært relativt stabilt, og en nøytral grunnrenteskatt vil være den beste forutsetningen for stabile skattevilkår for fremtiden.

Videre er dagens grunnrenteskatt for vannkraftverk en overskuddsskatt med mål om å skattlegge det løpende overskuddet. Det er dermed en balanse mellom periodiseringen av kostnader og inntekter. En endring av skattesats ville da ha mindre virkning på investeringsinsentivene siden den ville virket symmetrisk på kostnads- og inntektsiden, jf. punkt 6.5.2. Økt grunnrenteskattesats vil øke skattleggingen av produksjonsinntekten, men også øke fradragsverdien av resterende avskrivninger og friinntekt.

Gitt at en skulle ta hensyn til risikoen for fremtidige skatteendringer, vil det være krevende å fastsette risikotillegget. De fleste investorer er risikoaverse, noe som medfører at de legger større vekt på negative enn positive utfall. Det er den systematiske risikoen som er relevant, og det er ikke sikkert om den systematiske risikoen for skatteendringer ville vært positiv eller negativ. Dette er fordi det ikke er klart hvordan eventuelle endringer i skattevilkår skulle samvariere med markedsporteføljen. Det ville være krevende å

fastsette størrelsen på et risikotillegg for regulatorisk risiko. Videre er det heller ikke praksis for å gjøre justeringer for politisk risiko i øvrige deler av skattesystemet.

Friinntektsrente og skjermingsrente i andre skatter

#### *Petroleumsvirksomhet*

I enkelte sammenhenger stilles det spørsmål om vannkraftsektoren beskattes hardere enn petroleumssektoren, særlig for marginale og moderat lønnsomme prosjekter.

Ifølge Finansdepartementet avviker petroleumsskatten imidlertid fra en faglig utformet grunnrenteskatt fordi de investeringsbaserte fradragene (avskrivninger samt friinntekt og rentefradrag i særskatten) er høyere enn i en nøytral skatt, se Meld. St. 1 (2018–2019). Selskapene dekker bare om lag 12 pst. av investeringskostnaden etter skatt, mens de skulle ha dekket 23 pst. med en nøytral petroleumsskatt. For prosjekter med høye investeringer som resulterer i marginal eller moderat lønnsomhet, vil dette medføre relativt lav beskatning, til tross for at skattesatsen i petroleumsvirksomheten er høy (78 pst.).

#### *Aksjonærmodellen*

Friinntektsrenten i grunnrenteskatten har en parallell i skjermingsrenten i aksjonærmodellen. Det er imidlertid en asymmetri i dagens utbytte-skatt som isolert sett kan tale for et visst risikopåslag i skjermingsrenten. Skatteutvalget frarådet imidlertid å innføre et risikopåslag i skjermingsrenten fordi dette kunne føre til nye vridninger, jf. NOU 2014: 13 punkt 5.2.1.

Personlige aksjonærer eller deltakere som mottar utbytte eller utdeling fra selskap, gis skjermingsfradrag i fastsatt alminnelig inntekt. Tilsvarende gis eiere av enkeltpersonforetak fradrag for skjerming i beregning av personinntekt. Skjermingsrenten skal tilsvare renten etter skatt på en sikker investering og beregnes med utgangspunkt i observert rente på statskasseveksler med tre måneders løpetid.

Fra 2017 ble det lagt til 0,5 prosentenheter på skjermingsrenten før skatt. Dette ble anslått til å være om lag en langsiktig differanse mellom NIBOR og renten på statskasseveksler. Bakgrunnen var et anmodningsvedtak fra Stortinget der regjeringen ble bedt om å komme tilbake med forslag til hvordan en økt skjermingsrente bør fastsettes.

I de årlige nasjonalbudsjettene regnes tillegget på 0,5 prosentenheter i skjermingsrenten som en

skatteutgift. For 2018 er denne skatteutgiften anslått til 240 mill. kroner, jf. Prop. 1 LS (2018–2019).

#### *Relevans for friinntektsrenten i grunnrenteskatten*

Etter utvalgets vurdering er friinntektsrenten i petroleumsskatten og skjermingsrenten i aksjonærmodellen ikke relevante for utformingen av en faglig, nøytral grunnrenteskatt for vannkraft. Det er utvalgets prinsipielle holdning at grunnrenteskatten for vannkraft bør utformes i tråd med de faglige prinsippene redegjort for i kapittel 6. Avvik fra en faglig nøytral grunnrenteskatt i andre sektorer bør eventuelt løses ved forbedringer i de enkelte skattene.

#### **8.2.4 Utvalgets vurdering av friinntektsrenten**

Utvalget mener at når grunnrenteskatten er utformet for å gi selskapene sikkerhet for full verdi av skattefradragene, skal friinntektsrenten være en risikofri rente. I dagens regler for grunnrenteskatt kan selskapet samordne negativt og positivt grunnlag for grunnrenteskatt på tvers av kraftverk som selskapet eier. Dersom eieren ikke har andre kraftverk å samordne med, eller dersom grunnlaget fortsatt er negativt etter samordning, vil staten årlig utbetale skatteverdien av negativt grunnrenteskattgrunnlag ved skatteoppgjøret. Som omtalt i punkt 8.4.1 bør det avklares i lov at det også skal gis fradrag for skattemessig gjenstående verdi av driftsmidler ved eventuell nedstengning av kraftverk, slik at det blir klart at selskapene har sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene også i de tilfellene et kraftverk legges ned.

Med utvalgets forslag vil selskapene ha sikkerhet for å få utnyttet full verdi av skattefradragene. Etter utvalgets vurdering skal friinntektsrenten da være en risikofri rente. Utvalgets medlemmer har ulike tilrådninger om hvordan den risikofrie friinntektsrenten bør fastsettes, jf. nedenfor.

Utvalgets drøfting av prinsippene for utforming av grunnrenteskatter i punkt 8.2.1 bygget på forutsetninger om profittmaksimerende aktører, velfungerende kapitalmarkeder, ingen risiko for mislighold fra staten og sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene.

Etter utvalgets vurdering må en ved utforming av skattesystemet ta utgangspunkt i at selskaper over tid vil maksimere overskudd og nåverdier til beste for eierne og samfunnet. Grunnrenteskatten bør utformes i tråd med faglige prinsipper som gir

effektive selskaper insentiver til å investere i samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser.

Investeringsbeslutninger kan også påvirkes av andre forhold, for eksempel at en på sikt vil ha bedre informasjon om viktige risikoforhold eller at det i en tidsperiode er begrenset kapasitet i kraftnettet. Dersom slike forhold begrenser gjennomføring av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter, bør det eventuelt løses med tiltak rettet mot det aktuelle problemområdet. Etter utvalgets vurdering ligger det ikke innenfor skattesystemets oppgave å kompensere for slike forhold.

Utvalget har ansett det som utenfor sitt mandat å vurdere om kapitalmarkedet er velfungerende eller om konsolideringsmodellen er hensiktsmessig. Utvalget mener at problemer som følger av konsolideringsmodellen eller kapitalmerkene for øvrig, ikke bør rettes opp gjennom særlige ordninger i skattesystemet.

Etter utvalgets vurdering skal ikke friinntektsrenten ha et risikotillegg som reflekterer kreditt risiko eller risiko for fremtidige endringer av skattesystemet. Det er heller ikke praksis for å gjøre justeringer for slik risiko i øvrige deler av skattesystemet. Videre ville det også være krevende å fastsette størrelsen på et risikotillegg for kredittrisiko eller regulatorisk risiko.

Nøytrale skatter bør utformes slik at de gir selskapene insentiv til å investere i samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak. Skattereglene bør være forutsigbare, objektive og prinsipielt forankret, og dette oppnås best ved at skattesystemet utformes i tråd med faglige prinsipper.

Utvalget er samstemt i at når selskapene har sikkerhet for full verdi av skattefradragene, skal friinntekten fastsettes som en risikofri rente.

Utvalget er delt i hvordan den risikofrie friinntektsrenten bør fastsettes:

Utvalgets flertall, medlemmene *Folkvord, Havnes, Rattsø og Schreiner*, mener friinntektsrenten, av praktiske hensyn, bør fastsettes som en årlig, flytende rente. Den risikofrie friinntektsrenten bør dermed settes lik renten på ettårige statskasseveksler.

Selv om det i teorien kan finnes innslag av likviditetspremie i verdsettelsen av fremtidige skattefradrag, mener utvalgets flertall at friinntektsrenten ikke bør ha noe påslag som reflekterer en likviditetspremie. Flertallet mener at en eventuell likviditetspremie i praksis vil være svært liten. Dessuten vil det være svært krevende å fastsette størrelsen på premien på en slik måte at grunnrenteskatten i størst mulig grad virker nøytralt på investeringsbeslutninger.

Utvalgets mindretall, medlemmene *Kaarbø, Mæland og Sanderud*, er samstemt med øvrige medlemmer i at skattefradragene i form av framtidige avskrivninger må omgjøres til nåverdi med en diskonteringsfaktor (friinntektsrente) som reflekterer en risikofri investering. For å oppnå reell investeringsnøytralitet er det viktig at avviket mellom den risikofrie renten som benyttes i skattesammenheng og hva selskapene møter av risikofri rente i markedet blir minst mulig.

Disse medlemmene mener at den risikofrie friinntektsrenten bør reflektere de lange avskrivningstider på driftsmidler i vannkraftbransjen, enten ved at den settes lik renten på 10-årig statsobligasjon, eller lik renten på 12 måneder statskasseveksel pluss et påslag som reflekterer gjennomsnittlig forskjell mellom rentene på 12 måneder statskasseveksel og 10-årig statsobligasjon. Ved begge alternativer justeres friinntektsrenten årlig. Begrunnelsen for valget av 10-årig statsobligasjonsrente er at dette er statsobligasjonen med lengst løpetid og representerer derfor den markedsbaserte risikofrie renten som best reflekterer når fremtidige avskrivninger kommer til fradrag.

Disse medlemmene mener at friinntektsrenten også bør inkludere et påslag fordi statspapirer vil være langt lettere omsettelige enn nåverdien av fremtidige skattefradrag innenfor vannkraftsektoren. Siden staten gir sikkerhet for full tilbakebetaling av fremtidige skattefradrag skal tillegget utover statspapirrente ikke inkludere selskapsrisiko, og skal derfor være lavere enn kredittpremie for kraftobligasjoner.

### 8.3 Skattlegge årets overskudd eller kontantstrøm

I innspill til utvalget er det vist til at en investering i et vannkraftverk innebærer store kapitalutlegg i startfasen av prosjektet, som betales tilbake til investor over en lang periode, normalt flere tiår. Det vises videre til at dagens skattesystem innebærer at skattekreditorene får en stor del av verdiskapingen i prosjektene fra starten av, mens investor først får tilbake den investerte egenkapitalen mot slutten av levetiden.

I mandatet er utvalget bedt om å vurdere om det er andre utforminger av en nøytral grunnrenteskatt som kan være bedre egnet, for eksempel en kontantstrømskatt. Nøytral grunnrentebeskatning kan, som påpekt under punkt 6.5, i prinsippet oppnås på flere måter. Det sentrale prinsippet er at grunnrenteskatten må skattlegge nåverdien av virksomheten. Det legges til grunn at selskapene

vil maksimere verdien av virksomheten, og at en proporsjonal skatt på denne verdien ikke vil endre selskapenes tilpasning. I økonomisk forstand er kontantstrømskatt og periodisert grunnrenteskatt likeverdige. Forskjellene mellom de to alternativene består i hvordan investeringsfradragene periodiseres. Nøytralt utformede grunnrenteskatter svekker ikke selskapenes insentiv til å investere i ressurser som er lønnsomme for samfunnet. Det kan likevel være forhold som taler for den ene modellen fremfor den andre. Kontantstrømbaserte skatter innebærer at en slipper å stipulere avskrivninger for ulike investeringer, men har den ulempen at det årlige skattegrunnlaget ikke tilsvare årrets overskudd.

Dagens grunnrenteskatt er utformet som en periodisert overskuddsskatt som forsøker å skattlegge løpende overskudd. Utvalget mener at følgende argumenter taler til fordel for å utforme grunnrenteskatten som en periodisert overskuddsskatt:

- I utgangspunktet er det en fordel å sikre stor grad av tidsmessig samsvar mellom skattlegging av inntekter og fradrag for tilhørende kostnader, blant annet ved å bruke avskrivningsregler som tilsvarer forventet økonomisk verdifall for driftsmidlene. Periodiseringen av skatteinntektene vil da samsvare med utviklingen i grunnrenten i virksomheten. Ved avskrivninger i tråd med økonomisk verdifall ville grunnrenteskatten også vært nøytral selv om skattesatsen endres over tid.
- Periodiserte overskuddsskatter er det vanlige i Norge og de fleste andre land, jf. kapittel 5. Dagens grunnrenteskatt er basert på denne metoden. Videreføring av periodisert overskuddsbeskatning vil være enklere og mer oversiktlig. I den ordinære selskapsskatten er det viktig at avskrivningene i så stor grad som mulig samsvarer med økonomisk verdifall. Da kan det være en praktisk fordel om investeringer avskrives på samme måte i grunnrenteskatten.

Følgende argumenter taler for å utforme grunnrenteskatten som en kontantstrømskatt:

- Hele skattegrunnlaget vil baseres på påløpte størrelser. Det er dermed ikke nødvendig å gjøre forutsetninger om størrelsen på de årlige avskrivningene eller årlig friinntekt.
- De diskusjonene en har hatt om størrelsen på friinntektsrenten vil ikke lenger være kilde til ulike vurderinger av grunnrenteskattens virkning på investeringsinsentiver. Det er enklere å få aksept for at en kontantstrømskatt fungerer nøytralt.

Ved en kontantstrømskatt i sin enkleste form vil det være utbetaling ved eventuell negativ kontantstrøm. Erfaringen med utbetaling og refusjon av skatter og avgifter har vist at dette medfører fare for misbruk. Alternativt kan en utforme kontantstrømskatten med en fremføring av negativt grunnlag for grunnrenteskatt med tillegg av renter. Forholdene som må vurderes for å fastsette størrelsen på dette rentetillegget vil ha likhetstrekk med forholdene som bestemmer fastsettelsen av friinntektsrenten.

Etter en samlet vurdering mener utvalget at grunnrenteskatten for vannkraft fortsatt bør baseres på en periodisert overskuddsskatt. Utvalget legger vekt på at det er ønskelig at avskrivningene i størst mulig grad tilsvarer økonomisk verdifall slik at grunnrenteskatten har samme tidsfordeling som overskuddet. Hensynet til enkelhet taler også for å bruke samme prinsipp for kostnadsføring av investeringer i grunnrenteskatten som i den ordinære selskapsskatten.

## 8.4 Andre vurderinger av grunnrenteskatten

### 8.4.1 Skattemessige konsekvenser ved nedstengning av kraftverk

Dagens grunnrenteskatt for kraftverk er utformet slik at selskapene skal ha sikkerhet for full fradragverdi for investeringskostnaden, jf. punkt 6.5. Dette ligger også til grunn for utvalgets vurderinger av friinntektsrenten i grunnrenteskatten for kraftverk, jf. punkt 8.2.1.

For at selskapene skal ha sikkerhet for full fradragverdi for investeringskostnaden, må staten enten utbetale skatteverdien av eventuelt negativt grunnlag for grunnrenteskatt (eventuelt etter samordning) eller åpne for fremføring av negativt grunnlag for grunnrenteskatt med et rentetillegg. Ved fremføring må selskapet i tillegg ha sikkerhet for å få utbetalt skatteverdien av gjenstående negativt grunnlag for grunnrenteskatt når virksomheten opphører, eller det må åpnes for at foretak som har akkumulert negativt grunnlag for grunnrenteskatt ved avvikling, kan overføre dette til et annet foretak ved salg eller fusjon.

Etter dagens regler for grunnrenteskatt kan et selskap samordne negativt og positivt grunnlag for grunnrenteskatt på tvers av kraftverk som selskapet eier. Skatteverdien av negativt grunnrenteskattgrunnlag som eventuelt gjenstår etter samordning, refunderes årlig i skatteoppgjørene. Selskapene har dermed for de aller fleste tilfeller full



sikkerhet for å få utnyttet full verdi av skattefradragene.

Utvalget vil likevel peke på ett punkt der det ikke er klart om selskapene kan fradragføre alle skattemessige kostnader. Dette knytter seg til eventuell nedstengning av kraftverk. Det kan da oppstå spørsmål om skattemessig behandling av eventuell negativ restverdi for driftsmidlene i kraftverket. Etter utvalgets syn bør kraftforetakene få fullt fradrag i grunnrenteskatten for skattemessig gjenstående verdi i de tilfeller kraftverk stenges ned. Det samme gjelder eventuelle andre relevante utgifter ved nedstengning. Utvalget mener at dette bør avklares i lov, slik at det blir klart at selskapene har sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene også i de tilfellene hvor et kraftverk legges ned.

#### 8.4.2 Markedsverdi av produksjon

Salgsinntektene i grunnrenteskatten fastsettes som hovedregel ut fra spotmarkedsprisen. Spotmarkedsprisen er lik verdien av en marginal enhet kraft og reflekterer dermed den løpende grunnrenten. Videre fungerer dette som en normpris som begrenser skattyters insentiver til å foreta disposisjoner eller tilpasninger ut fra skattemessige hensyn.

Det er noen unntak fra hovedregelen om spotmarkedspriser: for (i) konsesjonskraft, (ii) langsiktige kontrakter til bestemte formål og (iii) kraft som forbrukes i den skattepliktiges produksjonsvirksomhet, jf. nærmere omtale under punkt 4.3.4. I mandatet er det omtalt at utvalget ikke skal vurdere unntakene fra hovedregelen om spotmarkedspriser i grunnrenteskatten. Utvalget har derfor ikke gjort nærmere vurdering av disse unntakene.

I tillegg til salgsinntekter for vannkraften inngår i dag både elsertifikatinntekter og eventuell driftsstøtte i grunnlaget for grunnrenteskatt. Symmetri mellom skattbare inntekter og kostnader som kan fradragføres, er avgjørende for at grunnrenteskatten skal virke nøytralt på investeringsbeslutninger.

EU har innført en ordning der produsenter av fornybar kraft kan selge opprinnelsesgarantier til forbrukere som ønsker et bevis på at kraften er fornybar. Alle produsenter av fornybar kraft, både vannkraft, vindkraft og solkraft, har denne rettigheten. Når opptjeningen fra opprinnelsesgarantier er direkte knyttet til vannkraftproduksjon, bør salgsinntekten inngå i grunnlaget for grunnrenteskatt. Da vil grunnrenteskattgrunnlaget i større grad reflektere den fulle verdien av

kraftproduksjon, og en unngår vridninger der ulønnsomme prosjekt kan bli lønnsomme etter skatt.

Utvalget tilrår at inntekt fra salg av opprinnelsesgarantier tilknyttet vannkraft inkluderes i grunnlaget for grunnrenteskatt for å reflektere den fulle verdien av kraftproduksjon.

#### 8.4.3 Tilordning av kostnader i grunnrenteskatten

For å sikre et nøytralt skattesystem må skattegrunnlaget i nåverdi svare til nåverdien av ressursen når alle kostnader ved investering og drift i kraftproduksjon er trukket fra. Kostnaden skal reflektere verdien i beste alternative anvendelse for å unngå at noen innsatsfaktorer blir særbeskattet eller subsidiert.

Med en grunnrenteskatt vil den samlede skattesatsen (marginalskattesatsen) bli høyere i de aktuelle sektorene enn i øvrig næringsvirksomhet. En høy marginalskatt gir selskapene insentiver til å belaste mest mulig av kostnadene i høyskatteregimet og henføre mest mulig av inntektene til lavskatteregimet. En utfordring er at selskapene i utgangspunktet har mer informasjon enn Skatteetaten.

Problemområder kan være:

- fordeling av konsernbelastning (overhead) mellom virksomheter i høyskatteregimet og lavskatteregimet
- fordeling av poster som ikke kan henføres til en bestemt inntektskilde
- internprisingsproblemer ved tjenester som ytes av beslektet selskap
- internprisingsproblemer ved internt salg av produksjonen
- avgrensingsproblemer mellom grunnrentevirksomheten og ordinær forretningsvirksomhet

En høy marginalskattesats gjør at verdien av fradragene er tilsvarende høy, noe som kan gi insentiv til at aktivitet som gir selskapene generell kompetanseoppbygging tilordnes høyskatteregimet. Eksempler kan være forskning og utvikling og utprøving av ny teknologi som også vil komme selskapets øvrige virksomhet til gode. Tilsvarende insentiver kan gjelde fastsettelse av salgsinntekten.

Det finnes en rekke kostnadselementer som kan være krevende å fordele mellom skattegrunnlag på en objektiv måte. Det gjelder for eksempel tjenester som utføres i morselskapet, som kostnader til administrasjon eller forskning og utvikling.

For slike kostnader brukes gjerne fordelingsnøkler av ulike slag, som fordeling etter antall ansatte, investeringer eller lignende. Da kan selskapene ha insentiv til å bruke en fordelingsnøkkel som belaster skattegrunnlag med høy marginalsatt på nettoinntekt mer. Resultatet vil bli at kraftproduksjon kan fremstå med høyere kostnader enn de som burde vært belastet.

Lokalt eide kraftselskaper kan også ha andre målsetninger enn å maksimere overskuddet, for eksempel å bidra til utvikling lokalt. Dette kan medføre ekstra kostnader som reduserer skattepliktig overskudd. Det er viktig å skille slike kostnader fra den skattepliktige grunnrenten.

Med et nettobasert inntektsskattesystem må fordelingen av kostnader kontrolleres av skattemyndighetene. På bakgrunn av tvistesaker og insentiver til tilpasninger er utvalget i sitt mandat bedt om å vurdere om det er behov for klargjøringer av tilknytningskravet for fradragsposter. Dette er nærmere omtalt i neste avsnitt.

#### *Tilknytningskravet for fradragsposter*

Etter dagens regler må driftskostnader ha tilknytning til produksjonen for å komme til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt, jf. punkt 4.3. Kostnadene avgrenses mot kostnader knyttet til annen type virksomhet enn vannkraftproduksjon. Reglene innebærer en snevrere fradragsrett enn ved beregning av alminnelig inntekt, selv i rene produksjonsselskap som ikke har annet formål enn å drive kraftproduksjon. Utvalget er i sitt mandat bedt om å vurdere om det er behov for klargjøringer i regelverket.

Grunnrente kan oppstå ved utnyttelse av en begrenset naturressurs. Det er utvalgets vurdering at kun de driftskostnadene som oppstår som følge av utnyttelsen av naturressursen, bør komme til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt. Kostnader knyttet til annen type virksomhet, som salg, nettvirksomhet eller andre forretningsområder, skal ikke komme til fradrag. Direkte produksjonskostnader som tjener flere forretningsområder, vil måtte fordeles på en hensiktsmessig måte mellom forretningsområdene. For eksempel vil kostnader forbundet med driftssentral som tjener både vannkraftverk og vindkraftverk, måtte fordeles slik at kostnader forbundet med drift av vindkraftverk ikke føres til fradrag i grunnrenteskattegrunnlaget for vannkraftverk.

Det må gjøres en avgrensning mot driftskostnader som ikke kan regnes som produksjonskostnader, men som det er naturlig at ethvert selskap vil ha som følge av den alminnelige forretnings-

driften. Slike kostnader kan eksempelvis være finansiell revisjon, bedriftsprofilering, styrehonorarer, IT-systemer som ikke er produksjonsrelatert, juridisk rådgivning og andre aktiviteter som ikke knytter seg til selve produksjonen av vannkraft. Dette kommer til fradrag i alminnelig inntekt. Slike kostnader bidrar likevel ikke til inntekten ved utnyttelse av vannkraftressursen, og bør dermed ikke komme til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt.

Enkelte kostnader som ikke er direkte produksjonsrelaterte, kan ha en indirekte tilknytning gjennom den nytten de har for produksjonen, og bør komme til fradrag. Dette kan være kostnader til administrasjon, drift av kjøretøy, renhold, telefon, kontorrekvisita, mv. Slike kostnader må fordeles på en måte som gir uttrykk for hvilken nytte de har for produksjonen. For eksempel må det ses på graden av administrasjon av produksjonsrelaterte forhold, hvor ofte kjøretøy brukes på produksjonsanleggene og hvor mye renhold, telefonkostnader og kontorrekvisita som gjelder vannkraftproduksjon eller vannkraftanleggene. En nøyaktig fordeling av slike indirekte kostnader vil være administrativt krevende, og det må dermed kunne aksepteres en skjønnsmessig fordeling som lar seg gjennomføre i praksis.

I innspill til utvalget er det vist til at det over tid har blitt innført en strengere praksis med hensyn til hva som er fradragsberettiget i grunnlaget for grunnrenteskatt, for eksempel når det gjelder kostnader til leie av fallrettighet. Utvalget bemerker at grunnrenteskattens formål er å beskatte avkastningen som vannkraftproduksjon potensielt kan gi. Fradragspostene må dermed begrenses til kostnader som bidrar til dette, nemlig produksjonskostnader. Når det gjelder leie av fallrettigheter har det aldri vært fradragsrett i grunnlaget for grunnrenteskatt for dette, jf. Prop. 1 LS (2010–2011) punkt 13.2. Det er verdien av vannfallet som i det vesentlige utgjør grunnrenten. Dersom falleien skulle vært fradragsberettiget i grunnrenteskatten for kraftprodusentene, måtte utleier vært grunnrenteskattepliktig for inntektene fra falleie. Fradragsrett for falleie ville ellers innebære en uthuling av skattegrunnlaget ved at deler av grunnrenten ikke kom til beskatning. Når det er kjent at falleie ikke er fradragsberettiget i grunnrenteskatten kan både kraftselskapet og utleier ta hensyn til dette i forhandlinger om falleie. Kraftselskapet vil kreve en lavere falleie fordi den ikke er fradragsberettiget og utleier kan akseptere lavere leieinntekter siden leieinntekten bare blir skattlagt med ordinær skatt. Etter utvalgets vurdering er det derfor gode grunner til at

falleie ikke er fradragsberettiget i grunnrenteskatten.

Om en kostnad har tilstrekkelig tilknytning til kraftproduksjonen til at den kan komme til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt vil i mange tilfeller bero på en konkret vurdering. Etter utvalgets vurdering er det i dag ikke behov for klargjøringer i lov eller forskrift av hvilke kostnader som skal komme til fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt. Utvalget mener at en bør følge utviklingen over tid og løpende vurdere om det er behov for ytterligere presisering av fradragsretten mot kostnader som ikke har tilstrekkelig produksjonsmessig tilknytning.

#### 8.4.4 Beregning av grunnlag for grunnrenteskatt per kraftverk eller per selskap

Grunnlaget for grunnrenteskatt beregnes og rapporteres til Skatteetaten for hvert enkelt kraftverk. Fra 2007 ble det innført nøytral grunnrenteskatt. Dette innebar blant annet at det ble åpnet for å samordne positivt beregnet grunnlag for grunnrenteskatt med negativt beregnet grunnlag for grunnrenteskatt for kraftverk med samme eier. Grunnrenteskatten beregnes for det enkelte verk ut fra grunnlaget for grunnrenteskatt etter samordning. Å beregne grunnrenteskatt for det enkelte kraftverk har også vært nødvendig fordi grunnrenteskatten inngår som en fradragspost ved beregning av eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg.

En nøytral grunnrentebeskatning med samordning mellom lønnsomme og ulønnsomme kraftverk, samt utvalgets forslag til endringer for eiendomsskatt og formuesskatt i kapittel 9, tilsier at det ikke lenger er behov for skattefastsetting på kraftverksnivå når det gjelder grunnrenteskatt.

Ved innføring av samordningsadgangen i 2007 var det en rekke kraftverk med akkumulert negativt grunnlag for grunnrenteskatt. Etter dagens regler skal positivt grunnlag for grunnrenteskatt i det enkelte verk samordnes med negativt grunnlag for grunnrenteskatt fra før 1. januar 2007 før et eventuelt overskytende inngår i samordningsgrunnlaget. Ved utgangen av 2017 var det om lag 18,9 mrd. kroner i fremførbart negativt grunnlag for grunnrenteskatt fra før 1. januar 2007. Dette fordelte seg på 35 selskap og 133 kraftverk eller eierandeler i kraftverk. I en ny ordning med et samlet skattegrunnlag for hvert selskap må det etableres regler for negativt grunnlag for grunnrenteskatt fra før 1. januar 2007.

Fastsettelse av grunnlag for grunnrenteskatt på selskapsnivå istedenfor på kraftverksnivå vil

innebære en forenkling. Kraftforetakene kan få en enklere rapportering til Skatteetaten. I tillegg vil en slik ordning medføre at flere kompliserte regler blir overflødige, slik som reglene om samordning, kontraktsfordeling og kostnadsfordeling.

Dagens regler for grunnlag for grunnrenteskatt og eiendomsskatt samt formuesverdi base-res i stor grad på det samme datagrunnlaget. En full forenklingseffekt for grunnlaget for grunnrenteskatt forutsetter at utvalgets forslag om eiendomsskatt og formuesskatt i kapittel 9 også gjennomføres. Dette fordi grunnrenteskatt for det enkelte kraftverk trekkes fra ved beregning av dagens eiendomsskattegrunnlag.

Dagens grunnlagsrapportering gir Skatteetaten detaljert informasjon om det enkelte kraftverk. Dette er en viktig kilde i etatens kontrollarbeid. Høy grad av kontroll med kraftsektoren har jevnlig blitt trukket frem som viktig, senest i Prop. 1 LS (2017–2018) punkt 41.5. Fastsetting av grunnlaget for grunnrenteskatt på selskapsnivå vil ikke være til hinder for å kunne kreve en mer detaljert rapportering knyttet til det enkelte kraftverk. Det vises i denne forbindelse til petroleumsskatteregimet, som ikke innebærer en feltvis beregning av sokkelinntekt. Likevel skal rapportering av oljesalg, avskrivninger og friinntekt skje per felt.

Ved oppfølgingen av utvalgets rapport bør det vurderes nærmere om det er hensiktsmessig å legge om til selskapsvis beregning av grunnrenteskatt, og på hvilket tidspunkt det er hensiktsmessig med en slik omlegging.

#### 8.5 Nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt

For kraftverk med generatorer som i inntektsåret har en samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA, fastsettes ikke grunnrenteskatt, jf. punkt 4.3.7.

Grensen skaper sterke skattemessige insentiver til å neddimensjonere ytelse i kraftverkene slik at selskapene kan beholde en større del av nåverdien etter skatt. Fordelingen av historiske utbyggingssaker og konsesjonssøknader viser at aktørene tilpasser seg grensen for grunnrenteskatt ved å investere i lavere effekt enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Dette kan gjøres ved at kraftverket får lavere installert effekt enn det optimale, eller ved at det bygges to eller flere mindre kraftverk i stedet for ett større kraftverk.

Utvalget er bedt om å vurdere den nedre grensen for grunnrenteskatt. Herunder skal utvalget vurdere alternative innretninger av nedre grense i grunnrenteskatten som fjerner terskelvirkningene.

Det er i utgangspunktet ingen grunn til at enkelte kraftverk skal fritas for grunnrenteskatt. Tvert imot vil dette skape uheldige investeringsvridninger. Så lenge grunnrenteskatten beregnes per kraftverk kan administrative hensyn likevel tilsi at de aller minste kraftverkene fritas for grunnrenteskatt. Tapet av lønnsom fornybar produksjon og proveny vil da være moderat. Utvalget foreslår derfor at nedre grense for grunnrenteskatt reduseres til 1 500 kVA.

### 8.5.1 Tilpasninger til nedre grense

Nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt gir incentiver til å redusere ytelsen i kraftverkene. Tilpasning kan skje ved at kraftverk installerer generator med ytelse like under nedre grense (nedskalering). Vannressurser kan også bli delt mellom flere småkraftverk fremfor til et større kraftverk (oppdeling). Dette gjelder både for nyinvesteringer og for rehabilitering av eldre kraftverk. Slike tilpasninger vil føre til tap av fornybar kraft, reduserte verdier for samfunnet og reduserte skatteinntekter til fellesskapet. Konesjonsprosessen har kun i mindre grad kunnet kontrollere slike tilpasninger.

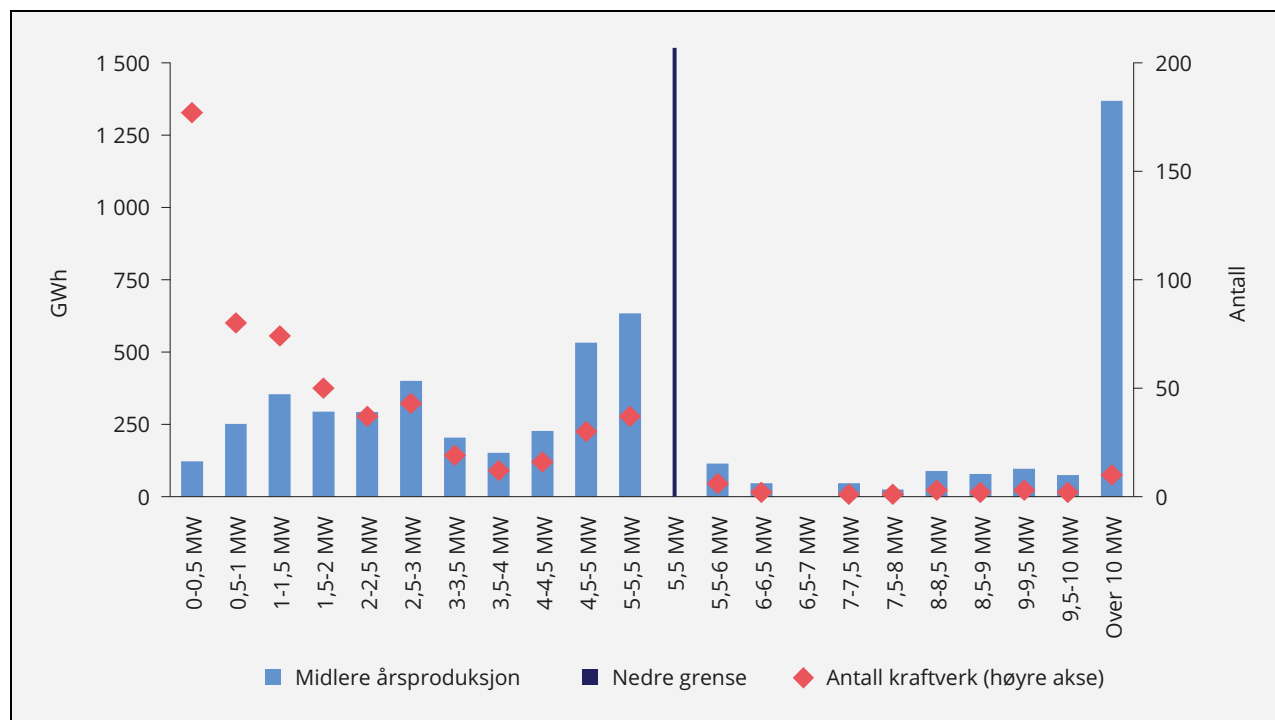
Tall fra historiske utbygginger viser at aktører tilpasser seg grensen. Vannkraftiere har også selv oppgitt å ha plombert kraftgenerato-

ren, unnlatt å øke kapasiteten i småkraftverk eller søkt om å få redusere ytelsen i kraftverk, for å unntas grunnrenteskatt. For å vurdere omfanget av tilpasninger til nedre grense kan en se på ytelsen i kraftverk som har blitt satt i drift, samt søknader om endringer i ytelse (planendringssøknader) og nye konsesjonssøknader. Disse tallene gjengis i figurene 8.4–8.6. I figurene brukes størrelsen megawatt (MW) om ytelse. Størrelsene voltampere (VA) og watt kan ikke sammenlignes direkte, jf. kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (NVE, 2016). At et kraftverk har en effekt på 10 000 kVA innebærer normalt at effekten er litt lavere enn 10 MW.

Tidsperioden fra konsesjonsprosessen begynner til kraftverket er igangsatt kan anslås til mellom fem og syv år. Det kan derfor ta noe tid før endringer i den nedre grensen får effekt for utformingen av nye kraftverk, og dette legger begrensninger på datagrunnlaget for nåværende nedre grense. Det foreligger tilstrekkelig datagrunnlag for å vurdere tilpasninger til den tidligere grensen på 5 500 kVA og grensen på 1 500 kVA.

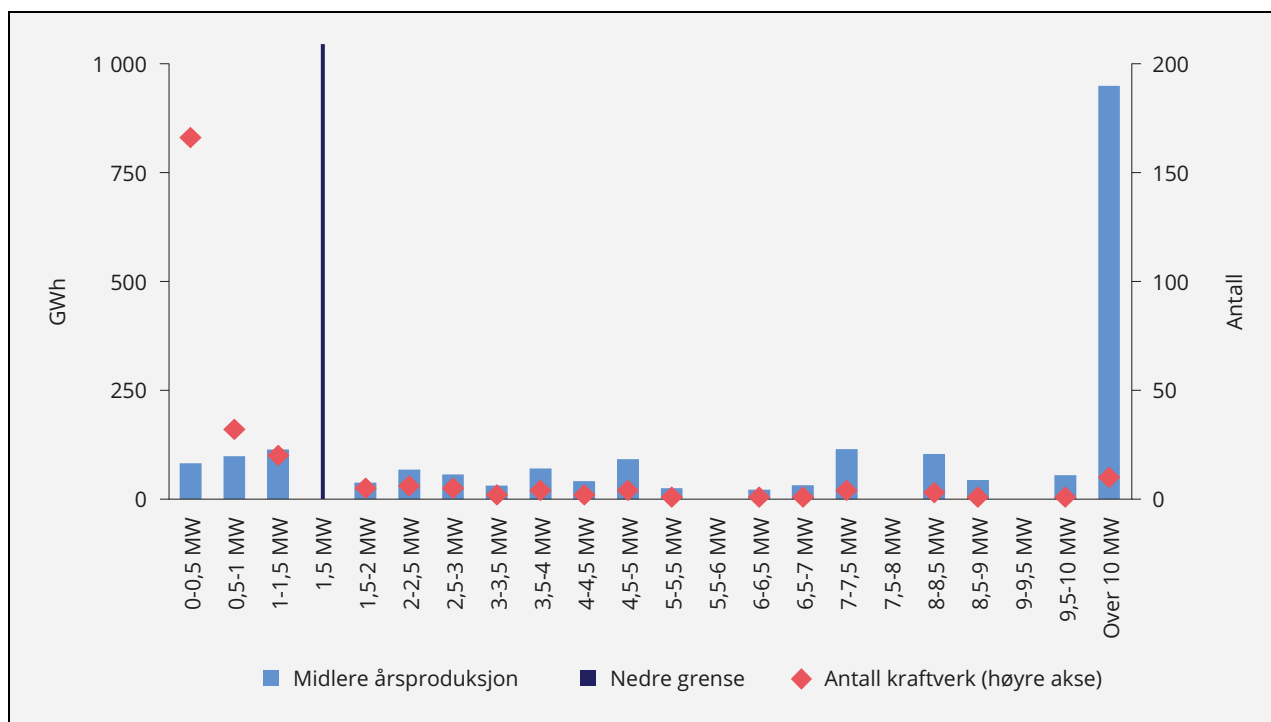
#### Tilpasninger i kraftverk satt i drift – før 2015

Figur 8.4 viser midlere årsproduksjon og antall kraftverk satt i drift da nedre grense var på 5 500 kVA (5,5 MVA). I denne tidsperioden ble det byg-



Figur 8.4 Kraftverk satt i drift mellom 2004 og 2014. Midlere årsproduksjon og antall kraftverk, fordelt etter merkeytelse

Kilder: Norges vassdrags- og energidirektorat og utvalget.



Figur 8.5 Kraftverk satt i drift mellom 1990 og 2003. Midlere årsproduksjon og antall kraftverk, fordelt etter merkektelse

Kilder: Norges vassdrags- og energidirektorat og utvalget.

get svært få vannkraftanlegg med installert effekt mellom 5,5 og 10 MVA. Det er derimot en tydelig opphopning rett under nedre grense, som vanskelig kan forklares av naturlige eller teknologiske forhold.

Dette underbygges av figur 8.5 som viser tilsvarende tall for den foregående perioden 1990 til 2003, da nedre grense var på 1 500 kVA. Det var færre utbygginger i denne perioden. Det fremgår av figuren at det var en opphopning av prosjekter under daværende grense, og en mer normal fordeling av prosjekter rundt 5 500 kVA i denne perioden.

Nye utbygginger fra 2015 og endring i eksisterende konsesjoner og konsesjonssøknader

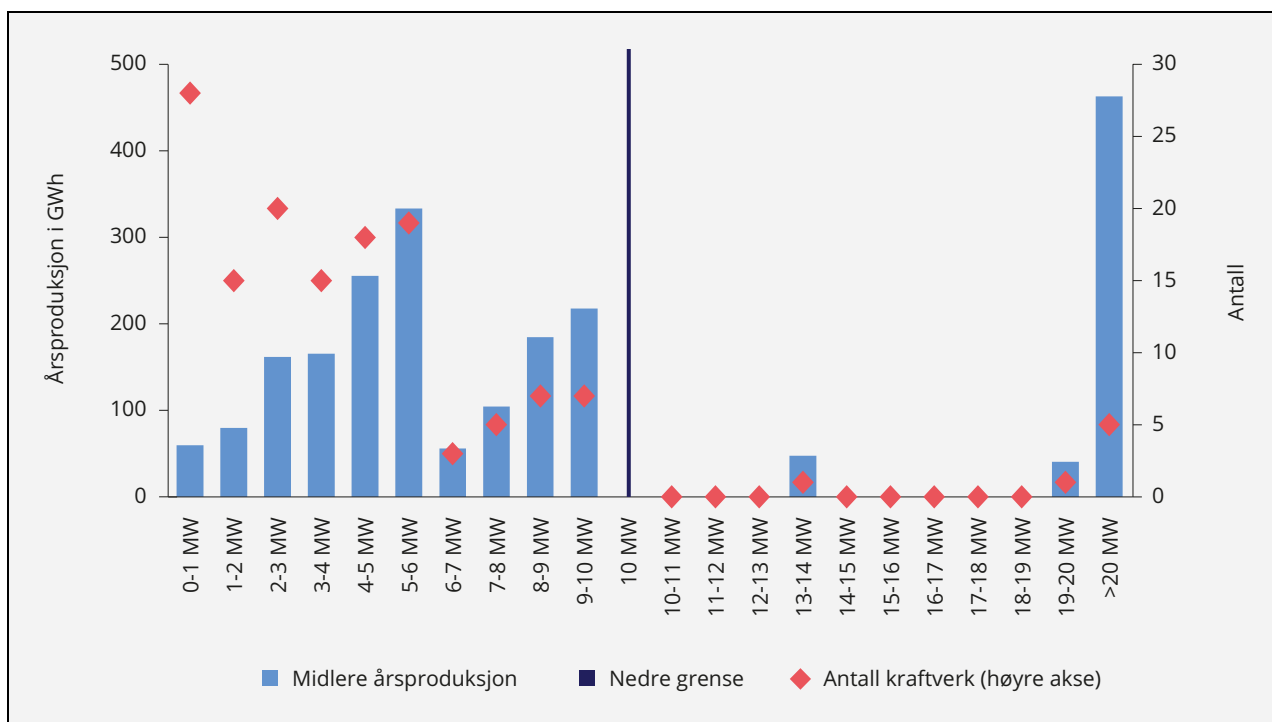
Insentiv til neddimensjonering viser seg i dag ved nedre grense på 10 000 kVA som ble fastsatt i 2015. I perioden 2015–2017 ble det av NVE ikke registrert nye konsesjonssøknader mellom 10 000 og 20 000 kVA, konsistent med at å nedjustere ytelsen lønner seg i dette intervallet.

I perioden 2014 til i dag registrerte NVE et antall søknader om å justere generatorytelsen til under 10 000 kVA, og tapet av midlere årsproduksjon som følge av disse nedjusteringene var om lag 285 GWh. Flere kraftverk som tidligere hadde

registrert maksytelser under den tidligere nedre grensen på 5 500 kVA, søkte i samme periode om å få øke ytelsen til over 5 500 kVA, som ville medføre en økning i midlere årsproduksjon på om lag 25 GWh. Et antall planendringer underveis i konsesjonsprosesser om å øke ytelsen til over 5 500 kVA er også registrert. Faktiske idriftssettelser indikerer også betydelig grad av tilpasninger til dagens grense på 10 000 kVA, jf. figur 8.6. Det er en klar opphopning under 10 MW. Det ble i denne perioden bygget flere kraftverk mellom 5,5 og 10 MW, mot svært få i perioden før 2015 da nedre grense var 5 500 kVA.

### 8.5.2 Volum på kraftverk og kostnadsnivå under nedre grense

De siste tiårene har det vært en betydelig utbygging av mindre kraftverk, jf. figur 3.4. Dette har medført at produksjonsvolumet som er unntatt fra grunnrenteskatt har økt over tid. Denne effekten forsterkes av økningen av nedre grense, jf. tabell 8.1. Per i dag er det i overkant av 10 TWh årlig middelårsproduksjon under nedre grense. Dette utgjør om lag 7,4 pst. av den samlede vannkraftproduksjonen i Norge. Det fremgår av figur 3.3 at det er et betydelig potensial for utbygging av ny kraft under 10 MW.



Figur 8.6 Kraftverk satt i drift 2015–2019. Midlere årsproduksjon og antall kraftverk, fordelt etter merkeklasse  
Kilder: Norges vassdrags- og energidirektorat og utvalget.

Tabell 8.1 Anslag for vannkraftproduksjon ved et utvalg nivåer for nedre grense

Nedre grense	Midlere årsproduksjon per 2019
10 000 kVA	10,7 TWh
5 500 kVA	7,4 TWh
1 500 kVA	1,3 TWh

Antatt effektfaktor lik 1.

Kilder: Norges vassdrags- og energidirektorat og utvalget.

Til sammenligning ble det i 1997 ved innføring av den nedre grensen på 1 500 kVA anslått at om lag 0,3 pst. av middelårsproduksjonen ville bli fritatt for grunnrenteskatt. Unntaket fra grunnrenteskatt ved nedre grense har dermed fått langt større omfang over tid.

Økningen av nedre grense har også gitt unntak for kraftverk av en helt annen størrelsesorden, jf. tabell 8.7. I dag kan et kraftverk på 10 000 kVA ha investeringer på 160 mill. kroner. Til sammenligning kan et kraftverk på den tidligere nedre grensen på 1 500 kVA ha investeringer på i størrelsesorden 25 mill. kroner. Det er altså ikke bare små kraftanlegg eller tilleggsnæringer som i dag unntas fra grunnrenteskatt.

For vurdering av nedre grense er det interessant å se på kostnadsnivå og lønnsomhet i kraftverk under og over nedre grense.

#### Utbyggings-, drifts- og vedlikeholdskostnader

NVE fører oversikt over investeringskostnader for ny vannkraftverk som er bygget ut de siste 15 årene. Data omfatter om lag 360 kraftverk, hvorav 350 er under 10 MW. For kostnader til drift og vedlikehold fører ikke NVE kontinuerlig statistikk for småkraft, men legger til grunn gjennomsnittskostnader basert på kontroll av økonomiske data for småkraftselskaper samt annen tilgjengelig informasjon. Historisk ble trolig de minst kostbare ressursene bygget ut først, og tallene for de siste årene er ikke nødvendigvis representative for de eldre vannkraftanleggene. Videre er det bygget få kraftverk over 10 MW de siste årene og en bør derfor være forsiktig med å trekke sterke konklusjoner på basis av disse.

Som det fremgår av tabell 8.2 har det ikke vært stor forskjell i utbyggingskostnadene under og over 10 MW. Utbyggingskostnaden har heller ikke vært vesentlig høyere for verk ved de tidligere nivåene på nedre grense på 5 500 og 1 500 kVA. Tabell 8.3 viser at NVE legger til grunn noe høyere driftskostnader for små verk enn for

Tabell 8.2 Utbyggingskostnad i kroner per kWh årlig produksjon for verk satt i drift 2004–2018. 2018-priser.

	Under 1 MW	1–5 MW	5–10 MW	Over 10 MW
Median	4,67	4,38	3,94	4,68
Gjennomsnitt	5,33	4,41	3,93	5,04

Gjennomsnittet for verk over 10 MW bygger på få observasjoner. Uvektet gjennomsnitt.  
Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Tabell 8.3 Driftskostnader i øre per kWh for små og store vannkraftverk satt i drift 2004–2018. 2018-priser.

	Under 10 MW	Over 10 MW
Gjennomsnitt	7	4

Kilde: Norges vassdrags- og energidirektorat.

store kraftverk. Stor vannkraft kan også ha lengre levetid enn småkraftverk.

Oppnådd kraftpris i stor vannkraft og småkraft kan være ulik. Stor vannkraft kan være tilknyttet magasiner som gjør det mulig å lagre vann og produsere når kraftprisen er høyest. Småkraft har oftest ikke magasiner og produksjonen er dermed mer avhengig av tilsiget. Småkraft oppnår dermed ikke like høye priser. Særlig vil dette gjelde for småkraftverk som har liten andel av produksjonen i vintermånedene.

Oversikten over kostnadene og oppnådd kraftpris for ny vannkraft bygd de siste 15 årene tilsier at det er noen forskjeller i før-skatt lønnsomhet mellom vannkraftverk over og under nedre grense. Det vil også være store variasjoner i kostnader og lønnsomhet mellom de enkelte kraftverkene både for større kraftverk og for småkraftverk under dagens nedre grense, jf. figur 3.17. Grunnrenteskatt vil ikke hindre investeringer som er lønnsomme før skatt, jf. punkt 8.2. For en marginal investering vil nåverdien av grunnrenteskatten være null og investeringen vil fortsatt være lønnsom for selskapene etter skatt.

### 8.5.3 Insentivene til skattemessig tilpasning av kraftverkene

For et lønnsomt kraftprosjekt vil selskapet ønske å maksimere nåverdien etter skatt. Selskapet kan unngå å dele grunnrenten med fellesskapet ved å velge merkeytelse under nedre grense. Insentivene til nedskalering kan vises ved å beregne selskapenes nåverdi etter skatt med og uten grunnrenteskatt. Ved å nedskalere et kraftverk kan investeringskostnadene reduseres, men pro-

duksjonsinntekter vil også reduseres på grunn av lavere produksjonseffekt. Kommer en under nedre grense unntas imidlertid kraftverket fra grunnrenteskatt, som kan medføre et sterkt skatteinsentiv for et kraftprosjekt med positiv forventet nåverdi. Insentivene vil variere mellom ulike kraftverk avhengig av kostnadseffekter, produksjonseffekter og forventet lønnsomhet i prosjektet, men insentivene til skattemessige tilpasninger er sterke for de fleste prosjekter med positiv forventet nåverdi.

Ved å ta utgangspunkt i et modellkraftverk kan man illustrere insentivet til nedskalering og effektene på produksjon, verdien for samfunnet, skatteinntekt og krafteiers inntekter. Tabell 8.4 angir produksjon, inntekter og skatt for to tenkte kraftverkstørrelser der optimal effekt før skatt er 15 000 kVA.

I eksempelet lønner nedskaleringen seg for eieren, som får en høyere nåverdi etter skatt ved å nedskalere verket til 9 999 kVA. Økningen i nåverdi etter skatt er summen av redusert skattebyrde og tap av netto kraftinntekter som følge av redusert ytelse.

Samfunnsøkonomisk innebærer nedskalering derimot et tap av lønnsom fornybar kraft, reduserte verdier for samfunnet og redusert skatteinntekt.

Hvor langt insentiv til nedskalering vil strekke seg avhenger av vanntilførselen og lønnsomheten i kraftverket. På et nivå vil tapet av kraftinntekter ved nedskalering veie tyngre enn redusert nåverdi som følge av grunnrenteskatt. Modellberegninger viser at kraftverk med optimal ytelse opp mot det dobbelte av nedre grense kan ha insentiver til nedskalering. Med dagens nedre

Tabell 8.4 Illustrasjon av produksjon, inntekter og skatt fra modellkraftverk

Kraftverkets ytelse	Verk med optimal ytelse 15 000 kVA	Nedskalert verk 9 999 kVA
Årsproduksjon (GWh)	47,3	36
Investeringskostnad (kroner per kWh)	4	4,45
Investeringskostnad (mill. kroner)	190	160
Netto nåverdi etter ordinær skatt	135	80
Nåverdi av grunnrenteskatt	30	0
<i>Nåverdi etter skatt</i>	<i>50</i>	<i>60</i>

Ved høy kraftpris (47,6 øre per kWh i startåret). Øvrige skatter og konsesjonsordninger vil også endres når kraftverkstørrelsen endres. Derfor er ikke forskjell i netto nåverdi til eier lik summen av forskjell i verdi før skatt og forskjell i grunnrenteskatt.

Kilde: Utvalget.

grense på 10 000 kVA medfører dette at kraftverk opp mot 20 000 kVA kan bli nedskalert.

I beregningene over er det forutsatt at vannet ikke kan magasineres. Dersom kraftverket har mulighet til magasinering av vannet, vil produksjonstapet bli mindre, og dermed blir insentivene til nedskalering enda sterkere. I tillegg kommer insentivene til oppdeling av kraftverk. Dersom et større kraftverk kan deles opp i to eller flere små for å komme under nedre grense blir insentivene større. Produksjonstapet blir lavere samtidig som en unngår redusert nåverdi etter skatt som følge av grunnrenteskatt. Insentiv til oppdeling i flere kraftverk kan dermed strekke seg vesentlig høyere enn 20 000 kVA.

#### 8.5.4 Provenytap ved ulik størrelse på nedre grense

Fordi kraftverk under nedre grense ikke leverer skjema for grunnlag for grunnrenteskatt foreligger det ikke grunnlag for å beregne hva disse kraftverkene ville betalt i grunnrenteskatt. For å anslå provenyeffekten på skatteinntekten må det derfor gjøres forutsetninger om grunnrenten i kraftverkene under nedre grense.

Dersom en antar at det er samme grunnrente per kWh i småkraft som i store kraftverk kan man benytte skattedata for verk over 10 000 kVA og NVEs tall for årsproduksjon i småkraftverk til å gi anslag over provenyeffekten av å senke eller fjerne nedre grense. Tabell 8.5 anslår provenytapet med utgangspunkt i skattedata for inntektsåret 2017, fremskrevet til 2020. Generelt vil lønnsomheten i småkraftverk, og dermed provenytapet som følge av nedre grense, øke med kraftprisen.

Anslaget i tabell 8.5 er statisk og tar ikke hensyn til produksjonstapet og kostnadsøkninger som følge av tilpasninger til nedre grense. Selskapene vil ha insentiver til nedskalering opp mot det dobbelte av nedre grense, jf. punkt 8.5.3. Ved dagens nedre grense på 10 000 kVA vil selskapene ha insentiv til å nedskalere anlegg opp mot 20 000 kVA. Derimot ville en ved en nedre grense på 1 500 kVA bare ha insentiv til å tilpasse kraftverk opp mot 3 000 kVA. Den dynamiske effekten kan illustreres ved søknader om nedjustering i eksisterende kraftverk. Siden 2014, da forslaget om nedre grense på 10 MVA ble lagt frem, har NVE mottatt søknader om å nedjustere ytelsen i eksisterende kraftverk tilsvarende et midlere årlig produksjonstap på om lag 285 GWh. Samtidig er det søkt om økt ytelse i kraftverk som var under den tidligere nedre grensen på 5,5 MVA. Merproduksjonen som følge av dette utgjør om lag 25 GWh.

Tabell 8.5 Anslag for provenytap i eksisterende verk som følge av nedre grense. Mill. kroner

Nivå på nedre grense	Årlig tap av grunnrenteskatt
10 000 kVA	850
5 500 kVA	600
1 500 kVA	100
1 000 kVA	50
0 (ingen nedre grense)	0

Statisk beregning av dagens kraftverk eksklusiv administrative kostnader.

Kilde: Utvalget.



Det dynamiske produksjons- og provenytapet vil derfor trolig være større ved en høy enn ved en lav nedre grense. Reduksjon av nedre grense til 1 500 kVA vil derfor trolig gi et tilleggsproveny som følge av dynamiske virkninger. På den annen side vil redusert nedre grense medføre økte administrative kostnader som følge av flere skattefastsettelse.

Videre vil det på sikt bygges ut flere kraftverk under nedre grense. Det økte volumet vil bidra til at provenytapet på sikt blir høyere enn anslått i tabell 8.5.

### 8.5.5 Administrative konsekvenser ved redusert nedre grense

Dersom innslagspunktet for grunnrenteskatt senkes, vil flere kraftverk og skattytere bli omfattet av grunnrenteskatt. Dette medfører en utvidelse av skattemeldingen for selskapene siden grunnlaget for grunnrenteskatt rapporteres i eget skjema for hvert kraftverk skattyter eier. Skatteetaten har utarbeidet et skjema for beregning av grunnlag for grunnrenteskatt, naturressursskatt og formuesverdi, RF-1153, som skattytere må levere som vedlegg til skattemeldingen. Tabell 8.6 angir, basert på registrerte ytelser per 2018, antallet skattefastsettelse som vil omfattes av denne skattemeldingen ved ulike nivå for nedre grenser.

Tabell 8.7 illustrerer årlig produksjon, inntekt og investeringsbehov for fem kraftverk med størrelse fra 100 til 10 000 kVA, ved moderat lønnsomhet.

For Skatteetaten vil en endring slik at flere skattepliktige får fastsatt grunnrenteskatt, innebære økt ressursbehov knyttet til behandling og kontroll av skattemeldingene. Grunnrenteskatten er et høyskatteregime, og det har vært ansett som

Tabell 8.6 Antall skattefastsettelse ved ulike nivåer for nedre grense

Nedre grense (kVA)	Antall skattefastsettelse
10 000	497
5 500	585
1 500	1048
1 000	1169
500	1290

Kilder: Skatteetaten og utvalget.

viktig å foreta kontroll på dette området. Skatteetaten har de senere år brukt om lag syv årsverk til behandling av kraftverk underlagt grunnrenteskatt. For inntektsåret 2016 var det om lag 500 fastsettelse av grunnlag for grunnrenteskatt. Årsverkene har også blitt benyttet til administrative forhold og kontroll av eiendomsskatt. Gitt at dagens kontrollnivå skal opprettholdes innebærer en avvikling eller reduksjon av nedre grense at Skatteetaten må bruke større ressurser på kraftbeskatning.

Mange av kraftverkene under 10 000 kVA er mini- og mikrokraftverk som vil gi lavere skatteinntekter enn de større kraftverkene. Kontrollbehovet for de små verkene antas å skille seg fra kontrollbehovet for de større. Samtidig kan mindre administrative ressurser hos eiere av små kraftverk øke kontrollbehovet.

En lavere nedre grense vil også medføre økte administrative kostnader for eiere av kraftverk som blir omfattet av grunnrenteskatt.

Skatteetatens systemer er per i dag ikke dimensjonert for personlige eiere av kraftverk med grunnrenteskatt. Med dagens nedre grense

Tabell 8.7 Illustrasjon av produksjon, inntekt og investering for kraftverk i ulike størrelser

Kraftverkets ytelse (kVA)	Årsproduksjon (kWh)	Investering 4 kroner per kWh (mill. kroner)	Nåverdi av salgsinntekter (mill. kroner)	Nåverdi av grunnrenteskatt over levetid (mill. kroner)
10 000	38 mill.	160	250	17
5 500	21 mill.	90	135	11
1 500	6 mill.	24	37	3
1 000	4 mill.	16	25	2
100	400 000	1,6	2,5	0,2

Forenklet beregning ved reell kraftpris på 40 øre per kWh.  
Kilde: Utvalget.

er det ingen personlige eiere av kraftverk som svarer grunnrenteskatt. En nedjustering av innslagspunktet for grunnrenteskatt vil innebære at også personlige kraftverkseiere må svare grunnrenteskatt. Dette vil innebære at Skatteetaten enten må endre sine systemer eller at personlige kraftverkseiere vil få sine skatter beregnet manuelt. Manuell beregning av skatter vil være tidkrevende og vil innebære at normale rutiner og systemer må overstyres. De fleste kraftverk med personlig eierskap har likevel en merkeytelse under 1 500 kVA. NVEs vannkraftdatabase viser at det er færre enn 10 kraftverk med merkeytelse over 1 500 kVA som har personlige eiere.

En grense på 1 500 kVA vil innebære at antall grunnrenteskattepliktige kraftverk øker fra om lag 350 til 950, en økning på 600 kraftverk. Av disse 600 kraftverkene er det 380 verk som eies av skattepliktige som i dag ikke eier kraftverk med effekt på 10 000 kVA eller mer.

#### **8.5.6 Overgangsregler ved redusert nedre grense for fastsettelse av grunnrenteskatt**

Reduksjon av nedre grense uten overgangsregler kan medføre at enkelte kraftverk blir særlig hardt rammet. Lønnsomme kraftverk som har vært i produksjon noen år kan ha hatt fordel av flere år uten grunnrenteskatt og vil eventuelt bare bli grunnrenteskattepliktig for fremtidige år. Enkelte kraftverk med svak lønnsomhet kan derimot ha hatt negativt grunnlag for grunnrenteskatt i tidligere år. Det kan fremstå som urimelig dersom dette akkumulerte negative grunnlaget ikke hensyntas når kraftverkene blir grunnrenteskattepliktige.

Dette kan unngås ved en frivillig ordning der eier av kraftverk med påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA får mulighet til å beregne og fradragføre akkumulert netto negativt grunnlag for grunnrenteskatt for tidligere driftsår mot fremtidig grunnlag for grunnrenteskatt. Ved forslaget om senkning av nedre grense i 2007 ble det foreslått en slik overgangsordning, jf. Ot.prp. nr. 1 (2007–2008).

Etter forslaget i 2007 skulle skattepliktige som eide eksisterende kraftverk med påstemplet merkeytelse mellom 1 500 og 5 500 kVA gis adgang til å beregne og fastsette negativt grunnlag for grunnrenteskatt for verket per dato de først omfattes av grunnrenteskatten. Ettersom regelen bare ville ha betydning for verk som ville få beregnet netto negativt grunnlag for grunnrenteskatt over de forutgående driftsår og fordi den entydig

ville være til skattyternes fordel, ble det antatt at en obligatorisk regel ikke var nødvendig.

Beregning og fastsetting skulle skje etter reglene i skatteloven § 18–3 annet til fjerde ledd som ble gitt tilsvarende anvendelse så langt de passer. Dette gjelder også reglene om renteberegning av negativt grunnlag for grunnrenteskatt til fremføring. Fastsettingen måtte baseres på rapportering og beregning av rekonstruerte relevante verdier for hvert av de aktuelle tidligere driftsår. Ved denne retrospektive fastsettingen måtte det forutsettes at beregnet negativt grunnlag for grunnrenteskatt for ett av de aktuelle forutgående inntektsår, kan og skal fremføres mot eventuelt positivt grunnlag for grunnrenteskatt beregnet for senere år, jf. § 18–3 fjerde ledd.

Det kan komme innspill i etterkant av utvalgets forslag om at senking av nedre grense til 1 500 kVA kan kreve overgangsordninger for å hensynta historiske avtaler om leie av fallrettigheter eller fastprisavtaler for kraften. Utvalget vil peke på at endring av nedre grense har vært en mulighet som selskapene har vært klar over og kunne tatt hensyn til i forhandlinger med eksterne parter. Videre vil en del av avtalene være inngått mens nedre grense lå på et lavere nivå slik at endringen er i tråd med tidligere avtalevilkår.

Det kan også tenkes forslag om at endringen bare skal gjelde nye kraftverksutbygginger mens eksisterende kraftverk skal få beholde dagens grense på 10 000 kVA. For dette vil utvalget peke på at en stor del av de små kraftverkene allerede er bygget ut, og det er viktig at også disse får nøytrale investeringsvilkår. Det ble heller ikke etablert et skille mellom eksisterende og nye kraftverk da nedre grense ble økt i 2004 og 2015. Videre kan ulike skatteregler for gamle og nye kraftverk være krevende å gjennomføre ut fra statsstøttregelverket i EØS-avtalen. Utvalget vil derfor ikke tilrå overgangsordninger på disse områdene.

#### **8.5.7 Alternative innretninger som reduserer terskelvirkningen**

Utvalget er bedt om å vurdere alternative innretninger av nedre grense i grunnrenteskatten som fjerner terskelvirkningene som gir selskapene insentiv til å tilpasse merkeytelsen i kraftverkene.

Det er i utgangspunktet ikke faglige grunner til at en nøytral grunnrenteskatt skal skille mellom små og store vannkraftverk. Det er bare fjerning av nedre grense som vil gi selskapene korrekte investeringsinsentiver, legge til rette for

Tabell 8.8 Anslått provenytap for et utvalg nivåer på nedre grense

Nedre grense	Midlere årsproduksjon som er unntatt grunnrenteskatt (TWh)	Provenytap ved nedre grense (Mill. kroner)	Antall skattefastsettelse ved ulike nivåer for nedre grense
10 000 kVA	10,7	850	497
5 500 kVA	7,4	600	585
1 500 kVA	1,3	100	1048
1 000 kVA	0,6	50	1169
500 kVA	≈0	≈0	1290
100 kVA	≈0	≈0	1394

Kilder: Norges vassdrags- og energidirektorat, Skatteetaten og utvalget.

lønnsom fornybarproduksjon og gi fellesskapet en del av grunnrenten i alle kraftverk.

Andre alternativer som kan redusere dagens terskeeffekter kan være å senke dagens grense, innføre bunnfradrag eller en gradvis innfasing av grunnrenteskattesatsen. Alle disse alternativene vil imidlertid medføre uheldige insentiver.

Utover insentiveffekter og proveny bør administrative kostnader tas med i vurderingen. Skattefastsettelsen er noe mer komplisert for kraftverk som er omfattet av grunnrenteskatt. Om flere verk omfattes av grunnrenteskatten vil det derfor medføre merkostnader både for eiere og skattemyndigheter. En eventuell omlegging av skattefastsettelsen der grunnrenteskatten beregnes per selskap, jf. punkt 8.4.4, vil påvirke avveiningene om nedre grense.

#### Senke nedre grense

Å sette en ny, lavere nedre grense kan være et kompromiss mellom å redusere terskeeffekten, øke skatteproveny og begrense administrative kostnader for næring og skattekreditor. Tabell 8.8 kombinerer informasjonen fra tidligere tabeller.

Senkes nedre grense, vil skatteprovenyet øke som følge av at flere verk omfattes. Videre kan en redusere vridningene slik at produksjons- og provenytapet blir mindre ved en lavere grense. Om en legger til grunn at nedskalering lønner seg opptil det dobbelte av nedre grense, flyttes for eksempel nedskaleringsintervallet fra 10–20 MVA med dagens grense, til 1,5–3 MVA ved en nedre grense på 1,5 MVA. Dette vil bidra til at produksjons- og provenytapet blir vesentlig mindre ved en lav nedre grense.

#### Gradert grunnrenteskatt over ny, lav nedre grense

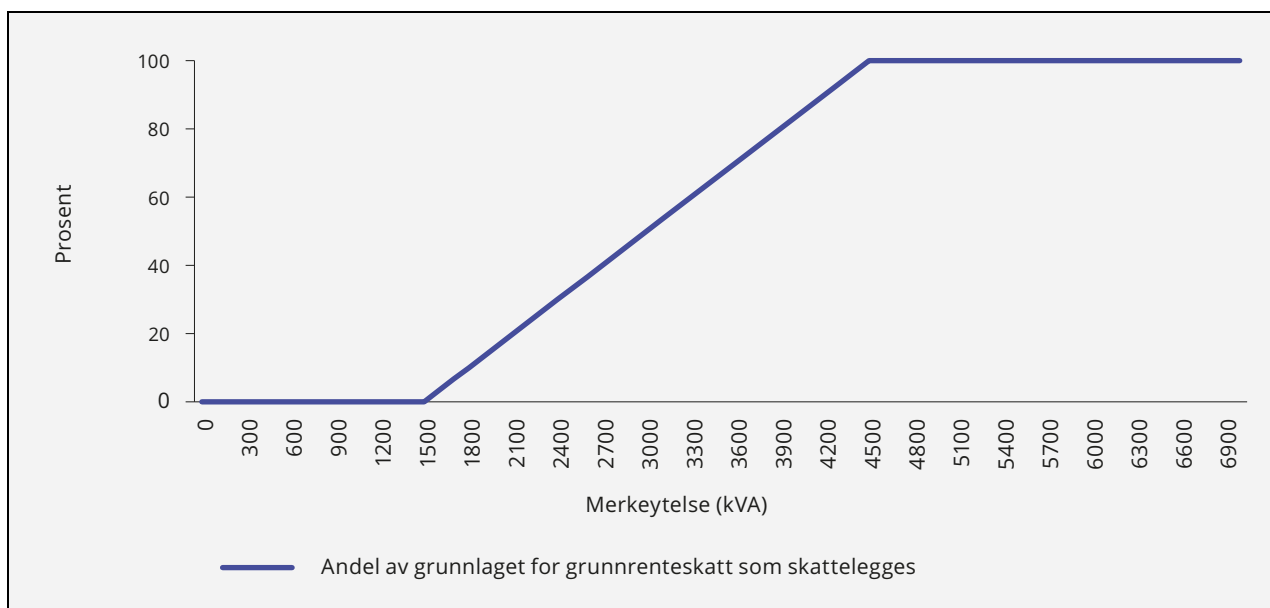
Et alternativ som kunne redusere terskeeffekten er en gradert, økende innfasing av grunnrenteskatt for kraftverk over en ny, lav nedre grense. Dette kan oppnås ved en lineær innfasing mellom to nivåer, eksempelvis 1 500 kVA og 4 500 kVA. En lineær innfasing mellom disse nivåene tilsier at et kraftverk under 1 500 kVA ikke ilegges grunnrenteskatt, og verk over 4 500 kVA ilegges full grunnrenteskattesats. Verk i intervallet 1 500 – 4 500 kVA får sin grunnrenteskatt beregnet som følger:

$$\text{Grunnlag for grunnrenteskatt} * \frac{\text{merkeytelse i kVA} - 1\,500\text{ kVA}}{4\,500\text{ kVA} - 1\,500\text{ kVA}} * \text{grunnrenteskattesats}$$

Med en slik gradering vil eksempelvis et kraftverk med påstemlet merkeytelse på 3 000 kVA ilegges grunnrenteskatt for 50 pst. av beregnet grunnlag for grunnrenteskatt, som med dagens regelverk ville tilsi en effektiv grunnrenteskattesats på 18,5 pst. Andelen av grunnrenteskattgrunnlaget som vil være gjenstand for grunnrenteskatt i en slik graderingsmodell er illustrert i figur 8.7.

En slik gradering vil redusere terskeeffekten, men det vil fortsatt være insentiver til nedskalering eller til å dele opp produksjonen i flere kraftverk. Sammenlignet med å redusere nedre grense uten innfasing medfører innfasing redusert skatteinntekt for et gitt nivå for nedre grense.

Ved at graderingen gjøres etter at grunnlag for grunnrenteskatt er fastsatt unngår man å skape vridninger i skattegrunnlaget. Et ekstra fradrag i skattegrunnlaget kan medføre insentiver til ulønnsomme investeringer, jf. omtale i neste avsnitt.



Figur 8.7 Andel av inntektsgrunnlaget som vil være gjenstand for grunnrenteskatt ved lineær innfasing

Kilde: Utvalget.

#### Bunnfradrag i grunnrenteskatten

Enkelte har foreslått bunnfradrag i stedet for nedre grense, jf. blant annet omtale i Prop. 1 LS (2012–2013). Det er ikke faglige holdepunkter for bunnfradrag i en selskapsskatt eller nøytrale grunnrenteskatter siden dette ville bryte med symmetrien mellom skattepliktige inntekter og fradragsberettigede kostnader. Bunnfradrag vil også være mer administrativt krevende enn dagens ordning.

Et bunnfradrag kan utformes på flere måter som et ekstra fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt. Et bunnfradrag for alle kraftverk vil medføre et vesentlig provenyrtap for kraftverk som ligger over nedre grense. Derfor kan det være akutelt å fastsette en øvre størrelsesgrense slik at store kraftverk ikke får bunnfradrag.

Et bunnfradrag kan redusere terskelvirkningen ved nedre grense. Imidlertid vil det oppstå nye incentiver til tilpasninger. For det første kan det bli lønnsomt å dele opp nye utbygginger for å oppnå flere bunnfradrag. Videre ville en øvre størrelsesgrense for bunnfradraget gi selskapene incentiv til å nedjustere kraftverkene som ligger over grensen for bunnfradrag.

Et ekstra fradrag i grunnlaget for grunnrenteskatt vil bryte med symmetrien i en nøytral grunnrenteskatt. De uheldige investeringsincentivene vil forsterkes dersom ubenyttet bunnfradrag kan fremføres, samordnes mellom kraftverk eller refunderes av staten. Selv om en motvirker disse uheldige virkningene ved å nekte fremføring,

samordning og refusjon, vil bunnfradraget virke som en skattelette for lønnsomme kraftprosjekter, der verdien av bunnfradraget øker med økende lønnsomhet i prosjektet.

Dersom nedre grense erstattes med et bunnfradrag vil det også ha administrative konsekvenser ved at mange flere eiere av små kraftverk må sende inn skjema for beregning av grunnlag for grunnrenteskatt. Disse må igjen håndteres og kontrolleres i skatteetaten. Alternativt må en beholde en nedre grense på et lavt nivå som uansett ikke ville bli grunnrenteskattepliktig med et bunnfradrag.

#### 8.5.8 Utvalgets vurderinger av nedre grense

Utvalget mener at dagens nedre grense gir sterke incentiver til skattemessige tilpasninger. En nedre grense kan gi utbygger incentiver til å nedskalere prosjekter til like under nedre grense, i situasjoner der utbygging over 10 000 kVA ville gitt høyere verdi for samfunnet. I slike tilfeller vil samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser gå tapt. Videre er dagens grense ikke bare knyttet til små investeringsprosjekter. Investeringskostnadene for et kraftverk på 10 000 kVA kan være i størrelsesorden 150 mill. kroner.

Utvalget er bedt om å vurdere alternative innretninger av nedre grense i grunnrenteskatten som fjerner terskelvirkningene. Den eneste måten å fullstendig fjerne de skattemessige incentivene til tilpasning av merkeytelsen, er å fjerne

nedre grense slik at alle vannkraftverk blir grunnrenteskattepliktige. Fjernes nedre grense vil alle kraftverk omfattes av grunnrenteskatt, og insentivet til tilpasninger som omtalt tidligere i kapitlet forsvinner. Grunnrenteskatten vil ikke lenger ha en uheldig virkning på selskapenes dimensjonering av vannkraftverk, og vil dermed legge til rette for utnyttelse av samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser. En fjerning av nedre grense vil videre gjøre at en større del av overskuddet kommer til beskatning. På den annen side innebærer nedre grense administrative besparelser, noe som taler for å beholde en nedre grense på et lavt nivå.

Utvalget har i vurderingen tatt hensyn til omfanget av samfunnsøkonomisk uheldige tilpasninger, provenyeffekter, administrative kostnader og Norges internasjonale forpliktelser. Etter utvalgets vurdering bør nedre grense reduseres fra 10 000 til 1 500 kVA. Det vil være administrativt krevende å sette en lavere grense så lenge grunnrenteskatten beregnes per kraftverk. Dersom en på sikt legger om til å beregne grunnrenteskatten på selskapsbasis, jf. punkt 8.4.4, vil den administrative begrunnelsen for en nedre grense per kraftverk svekkes.

Med en nedre grense på dette lave nivået vil det samfunnsøkonomiske tapet og provenytapet være langt mer moderat enn ved dagens grense. Det vil da ikke være vesentlige grunner til å vurdere gradering av grunnrenteskatten eller bunnfradrag. Slike ordninger vil være kompliserte og skape nye insentiver til skattetilpasning.

## 8.6 Utvalgets anbefalinger for grunnrenteskatt

Utvalget mener grunnrenteskatten på vannkraftverk i all hovedsak er utformet i tråd med faglige prinsipper for nøytral beskatning. Gjennom grunnrenteskatten tar staten samme andel av markedsverdien av inntektene som staten dekker av kostnadene, og skatten påvirker derfor ikke selskapenes investeringsbeslutninger. Grunnrenteskatten er derfor en hensiktsmessig skatteform som bør videreføres.

I dagens regler for grunnrenteskatt kan selskapene samordne negativt og positivt grunnlag for grunnrenteskatt på tvers av kraftverk som selskapet eier. Dersom eieren ikke har andre kraftverk å samordne med, eller dersom grunnrenteskatten fortsatt er negativt etter samordning, vil staten ved det årlige skatteoppgjøret utbetale skatteverdien av negativt grunnrenteskattgrunnlag. I dag har selskapene dermed, for de aller

fleste tilfeller, sikkerhet for å få utnyttet full verdi av skattefradragene.

Utvalget peker på at det ikke er klart om selskapene etter gjeldende regler kan fradragføre hele den skattemessige gjenstående verdien i tilfeller med nedstengning av kraftverk. Det kan da oppstå spørsmål om skattemessig behandling av eventuell negativ restverdi knyttet til driftsmidlene i kraftverket. Etter utvalgets syn bør kraftforetakene få fullt fradrag i grunnrenteskatten for skattemessig gjenstående verdi i de tilfeller kraftverk stenges ned. Det samme gjelder eventuelle andre relevante utgifter ved nedstengning. Utvalget mener dette bør avklares i lov, slik at selskapene har sikkerhet for full verdi av skattefradragene også i de tilfellene hvor et kraftverk legges ned.

For investeringer får selskapene en friinntekt som sammen med avskrivninger skal sikre at det gis fullt fradrag for investeringskostnader i nåverdiforstand. Friinntekten skal kompensere for at avskrivninger over tid vil ha lavere nåverdi enn ved umiddelbar utgiftsføring. Utgangspunktet for friinntekten er skattemessig nedskrevne verdier av driftsmidlene multiplisert med en friinntektsrente.

Med utvalgets forslag vil selskapene ha full sikkerhet for å få utnyttet full verdi av skattefradragene. Et samlet utvalg mener at friinntektsrenten da skal være en risikofri rente. Utvalgets medlemmer har ulike tilrådninger om hvordan den risikofrie friinntektsrenten bør fastsettes, som omtalt i punkt 8.2.4.

Utvalget har vurdert om en kontantstrømskatt kan være bedre egnet til å hente inn grunnrenten i vannkraftnæringen. Etter utvalgets vurdering bør grunnrenteskatten for vannkraft fortsatt baseres på en periodisert overskuddsskatt.

Utvalget tilrår at inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier tilknyttet vannkraft inkluderes i grunnlaget for grunnrenteskatt. Når opptjeningen er direkte knyttet til kraftproduksjon, bør salgsinntekten inngå i grunnlaget for grunnrenteskatt for å reflektere den fulle inntekten fra vannkraftproduksjon.

Etter utvalgets vurdering bør det i oppfølgingen vurderes nærmere om, og eventuelt når, det er hensiktsmessig å legge om til selskapsvis fastsetting av grunnrenteskatt. Forenklingseffekten dette kan medføre vil blant annet avhenge av gjennomføringen av utvalgets forslag om endring i grunnlaget for eiendomsskatt i kapittel 9.

Et viktig avvik fra en nøytral grunnrenteskatt er den nedre grensen for grunnrenteskatt på 10 000 kVA. Det er ingen faglige grunner til at

grunnrenteskatten skal skille mellom større og mindre vannkraftverk. Det er grunnrente også i kraftverk med effekt under nedre grense. Videre medfører nedre grense sterke skatteinsentiver til å tilpasse kraftverkens ytelse for å unngå grunnrenteskatt. Dette vil påvirke investeringsbeslut-

ningene, medføre tap av lønnsomme vannkraftressurser og redusere skatteinntektene. Utvalget tilrår at nedre grense reduseres fra 10 000 til 1 500 kVA. En lavere nedre grense enn dette vil være administrativt krevende.

## Kapittel 9

# Eiendomsskatt og formuesskatt for kraftanlegg

### 9.1 Innledning

Eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg med en samlet påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer skal etter gjeldende regler beregnes ut fra verdien som anlegget blir satt til ved fastsettelsen av formues- og inntektsskatt året før skatteåret. Metoden er basert på kraftanleggets lønnsomhet og er nærmere beskrevet under punkt 4.5. Boks 9.1 illustrerer beregningmåten for eiendomsskattegrunnlaget.

Eiendomsskattegrunnlaget for vannkraftanlegg med generatorer som i inntektsåret har en samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA, settes til skattemessig verdi per 1. januar i skattefastsettingsåret. For disse kraftanleggene er eiendomsskattegrunnlaget dermed anskaffelseskostnad redusert med akkumulerte avskrivninger for driftsmidler som er avskrivbare.

Eigedomsskattelova opererte tidligere med to kategorier næringsseiendom: «Verk og bruk» og «annen næringsseiendom». Fra og med eiendoms-

skatteåret 2019 faller begrepet verk og bruk bort som kategori i eigedomsskattelova, jf. Prop. 1 LS (2017–2018) punkt 7.1. Bakgrunnen er at produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner i hovedregelen skal fritas for eiendomsskatt. Det skal fortsatt beregnes eiendomsskatt av grunn og bygninger for de eiendommer som tidligere ble kategorisert som verk og bruk. Eiendommer som tidligere ble kategorisert som verk og bruk, regnes etter de nye reglene som næringsseiendom. Begrepet næringsseiendom omfatter også forretningsbygg, utleieboliger i næring mv.

Kategorien verk og bruk omfattet vannkraftanlegg. Vannkraftanlegg skal imidlertid ikke omfattes av endringen i eigedomsskattelova, og produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner i slike anlegg kan derfor fortsatt eiendomsbeskattes. Hvilke eiendeler som inngår i eiendomsskattegrunnlaget, skal for disse eiendommenes vedkommende avgjøres etter de samme reglene som tidligere.

Ettersom produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner i andre næringer fremover vil fritas for eiendomsskatt, kan skatteleggingen av slike driftsmidler i vannkraftanlegg skape vridninger i investeringene. Utvalget foreslår at bare de eiendelene som inngår i eiendomsskattegrunnlaget for andre typer næringsseiendom skal inngå i eiendomsskattegrunnlaget for vannkraftanlegg. Ettersom produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner er fritatt for eiendomsskatt i andre næringer, er det ikke grunnlag for å opprettholde eiendomsskatt på produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner i vannkraftanlegg.

For grunn og bygninger som ikke er produksjonsutstyr eller produksjonsinstallasjoner vil det med utvalgets forslag fortsatt kunne ilegges eiendomsskatt. For slike eiendeler bør grunnrenten i hovedsak ikke inngå i eiendomsskattegrunnlaget, fordi grunnrenten beskattes gjennom grunnrenteskatten. Verdien av fallrettighetene er i det vesentlige knyttet til grunnrente, og slike rettigheter skal derfor etter utvalgets forslag ikke inngå i eiendomsskattegrunnlaget.

#### Boks 9.1 Eiendomsskattegrunnlaget for vannkraftanlegg med samlet påstemplet maksytelse på 10 000 kVA eller mer

---

Gjennomsnittlige salgsinntekter

- Gjennomsnittlige driftskostnader
- Gjennomsnittlig grunnrenteskatt

---

= Kontantstrøm fra driften

÷ Kapitaliseringsrente (4,5 pst.)

---

= Nåverdi av kontantstrøm over uendelig tid

- Fremtidige utskiftningskostnader (minste gjenstående levetid)

---

= Formuesverdi

---

Forslaget om å ta produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter ut av eiendomsskattegrunnlaget innebærer at dagens lønnsomhetsbaserte verdsettelsesmetode ikke lenger kan brukes. Utvalget foreslår derfor at eiendomsskatten ikke lenger skal beregnes med utgangspunkt i lønnsomhet, men heller med utgangspunkt i anskaffelseskostnaden. Dette bidrar til at eiendomsskatten for vannkraftanlegg vil samsvare mer med eiendomsskatten for andre næringer.

Dersom den lønnsomhetsbaserte metoden erstattes med taksering til markedsverdi eller teknisk verdi, vil det innebære betydelige administrative byrder for de skattepliktige og kommunene. Taksering vil også kunne gi ubegrunnede forskjeller i verdsettelsen fra kommune til kommune.

Utvalget foreslår derfor at verdsettelsen skal bygge på driftsmidlenes skattemessige verdi per 1. januar i året før eiendomsskatteåret. Denne løsningen vil innebære en forenkling sett i forhold til dagens verdsettelsesmetode for kraftanlegg.

Utvalgets forslag innebærer at det ikke lenger vil være noen forskjell mellom verdsettelsesreglene for kraftanlegg med generatorer som har en samlet påstemplet merkeytelse på mindre enn 10 000 kVA og verdsettelsesreglene for kraftanlegg med generatorer som har en samlet påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer.

Dagens lønnsomhetsbaserte metode for fastsetting av eiendomsskattegrunnlaget benyttes bare dersom verdien ligger mellom beregnede minimums- og maksimumsverdier. Minimums- og maksimumsverdiene beregnes ut fra gjennomsnittlig produksjon multiplisert med bestemte satser. Verdiene hindrer at eiendomsskatten varierer over eller under visse nivåer. En konsekvens av den foreslåtte overgangen til skattemessig verdi som eiendomsskattegrunnlag vil være at verdsettelsen ikke lenger beror på kraftpriser. Selv om skattemessig verdi endres i takt med skattemessige avskrivninger og påkostninger, vil variasjonen fra år til år bli mindre enn med dagens lønnsomhetsbaserte metode. Begrunnelsen for minimums- og maksimumsverdier gjør seg dermed gjeldende i mindre grad. Utvalget foreslår at disse ordningene ikke videreføres ved overgang til skattemessig verdi. Det er ikke slike ordninger i eiendomsskatten for andre næringer.

Verdsettelsen av kraftanlegg for eiendomsskatteformål bygger etter gjeldende regler på verdsettelsen for formuesskatteformål. For å oppnå forenklingene i eiendomsskatten må også formuesskatten knyttes til skattemessige verdier.

Utvalget foreslår:

- Produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter skal ikke lenger inngå i grunnlaget for eiendomsskatt på vannkraftanlegg.
- Eiendeler i vannkraftanlegg skal verdsettes i samsvar med skattemessig verdi for eiendomsskatteformål.
- Formuesskattegrunnlaget for vannkraftanlegg skal svare til skattemessig verdi av driftsmidlene, inkludert produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter.

For kommunene sett under ett vil utvalgets forslag til endringer i eiendomsskattereglene innebære lavere inntekter fra eiendomsskatten. Utvalget legger til grunn at en ønsket fordeling av inntekter mellom kommuner, fylkeskommuner og staten kan gjennomføres ved andre fordelingsordninger, jf. omtalen under punkt 12.4.

Dersom den lønnsomhetsbaserte verdsettelsesmetoden skal videreføres, mener utvalget at kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftanlegg bør økes til et markedsmessig avkastningskrav på 6,5 pst., jf. punkt 9.8.

## 9.2 Eiendomsskattens virkning på selskapenes investeringsinsentiver

Eiendomsskatt ble vurdert i Mirrlees Review (2011) der det ble foreslått en skatt på grunnrenten av land (grunn). Grunn er ikke en produsert innsatsfaktor; tilbudet er fast og blir ikke påvirket av en skatt. En skatt på verdien av grunnen, som bygger på riktig verdsettelse og som er uavhengig av hva grunnen brukes til, vil så å si ikke ha vridningseffekter. Skatten skulle ifølge rapporten kun omfatte verdien av grunn, og ikke verdien av næringsbygninger og andre installasjoner. Næringsseiendom er en innsatsfaktor i produksjonsprosessen som av effektivitetshensyn ikke bør skattlegges. I Mirrlees-rapporten pekes det også på at det kan være gode grunner til å skattlegge boliger i tillegg til verdien av grunnen. Den norske eiendomsskatten er omtalt i NOU 2014: 13 punkt 2.5 og 12.10.1.

Eiendomsskatten for kraftanlegg er høyere enn for produksjonsvirksomhet generelt. Verdien av produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner skal som en hovedregel ikke inngå i eiendomsskatten for næringsseiendom fra og med eiendomsskatteåret 2019, se punkt 9.3. For kraftanlegg inngår slike eiendeler fortsatt. Denne forskjellen kan isolert sett gi selskapene insentiv til å



vri kapitalallokeringen bort fra vannkraftproduksjon og mot øvrig næringsvirksomhet.

I dag fastsettes eiendomsskatten for kraftanlegg med påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer med utgangspunkt i nåverdien av fremtidige estimerte nettoinntekter og utskiftingskostnader. Kostnaden til å bygge eller erverve kraftanlegg trekkes imidlertid ikke fra. Dermed kan et marginalt kraftanlegg med netto nåverdi lik null få en vesentlig belastning fra eiendomsskatten. Eiendomsskatten virker dermed som en bruttoavgift som svekker selskapenes insentiv til å investere i kraftressurser som er lønnsomme før skatt.

Dette kan illustreres ved å se på eiendomsskattens virkning på investeringens balansepris, jf. omtalen under punkt 7.2. Eiendomsskatten vil virke som en bruttoavgift som påfører selskapet økte kostnader. Kraftprisen må derfor være høyere for at prosjektet skal være lønnsomt for selskapene. Av illustrasjonen i figur 7.4 fremgår det at eiendomsskatten øker balanseprisen for selskapene med 1,4 øre.

### 9.3 Hvilke eiendeler som skal inngå i grunnlaget for eiendomsskatt

I forbindelse med statsbudsjettet for 2018 ble det vedtatt at produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner som hovedregel skulle fritas for eiendomsskatt. Endringen fikk virkning fra og med eiendomsskatteåret 2019. Endringen omfattet ikke vannkraftanlegg.

Utvalget foreslår at produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner ikke lenger skal inngå i grunnlaget for eiendomsskatt på kraftanlegg. Eiendomsskatt på produksjonsmidler skaper vridninger og svekker selskapenes insentiver til å investere i prosjekter som kan være lønnsomme for samfunnet, jf. omtalen under punkt 9.2. Avviklingen av eiendomsskatten på produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner er derfor etter utvalgets vurdering et tiltak som kan forbedre selskapenes investeringsinsentiver i vannkraftsektoren.

Selv om det finnes prosjekter i vannkraft og øvrig energisektor med høy lønnsomhet, finnes det også prosjekter som er marginalt lønnsomme. Dette gjelder både nye vannkraftprosjekter med høye utbyggingskostnader og tiltak for opprustning og utvidelse. Eiendomsskatten virker som en bruttoavgift på eiendomsverdien og reduserer dermed selskapenes lønnsomhet etter skatt. Prosjekter som er lønnsomme for samfunnet kan dermed bli ulønnsomme for selskapene etter skatt.

Videre vil ulike eiendomsskatte regler for produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner i ulike næringer medføre vridninger i allokeringen av innsatsfaktorer.

Forslaget om at produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner skulle fritas for eiendomsskatt fra og med 2019 ble fremmet i Prop. 1 LS (2017–2018). I proposisjonens punkt 7.1 er produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner omtalt slik:

«Begrepet «produksjonsutstyr» er ment å omfatte eiendeler som utøver en funksjon i produksjonsprosessen, for eksempel maskinell bearbeiding av råvarer. Begrepet omfatter alt produksjonsutstyr uten hensyn til graden av fysisk integrasjon. Det vil si at både mer eller mindre frittstående utstyr og utstyr som er fysisk integrert i grunnen eller i et bygg, skal omfattes av begrepet.

Begrepet «produksjonsinstallasjoner» skal omfatte faste innretninger med varig forankring som har en funksjon i produksjonsprosessen. Ved vurderingen av om noe er å anse som produksjonsinstallasjon eller eiendom som skal eiendomsbeskattes, må det i første omgang tas hensyn til tilknytningen til produksjonsprosessen. Har installasjonen (nær nok) tilknytning til produksjonsprosessen, skal den etter forslaget falle utenfor eiendomsskattegrunnlaget selv om den har slik varig forankring at den etter gjeldende regler inngår i det faste anlegget. Departementet legger til grunn at begrepet vil omfatte vesentlige deler av store industrianlegg, og at det for slike anlegg hovedsakelig vil være bygninger og grunnarealer som blir igjen i eiendomsskattegrunnlaget.»

Utvalget foreslår at eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg gjøres mer samsvarende med de ordinære reglene om eiendomsskattegrunnlaget for næringsseiendom. Utvalget foreslår at det som kan defineres som grunn, bygg og faste anlegg skal inngå i grunnlaget. Det omfatter etter utvalgets vurdering også dammer og tunneler, rørgater (unntatt rør) og kraftstasjoner (inkludert atkomst-tunneler).

Fallrettigheter inngår etter gjeldende regler i eiendomsskattegrunnlaget. Dette gjelder også for kraftanlegg med påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA. I kraftanlegg med påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer vil verdien av fallrettigheten inngå i eiendomsskattegrunnlaget også i tilfeller der fallrettigheten er innleid, etter som det ikke gis fradrag for leiebetalinger ved

beregning av eiendomsskattegrunnlaget etter den lønnsomhetsbaserte metoden.

Grunnrenteskatten er en mer nøytral skatteordning enn dagens eiendomsskatt. Dette fordi grunnrenteskatten sikrer fellesskapet inntekter uten å skape vridninger i selskapenes investeringsbeslutninger. Utvalget mener at grunnrenten i vannkraftanlegg ikke bør inngå både i grunnlaget for grunnrenteskatt og i grunnlaget for eiendomsskatt. Beskatningen av grunnrenten bør være nøytral. Eiendomsskatten for vannkraftanlegg må derfor innrettes slik at grunnrenten ikke er en del av eiendomsskattegrunnlaget. Utvalget foreslår derfor at fallrettigheter ikke skal inngå i eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg.

#### 9.4 Valg av verdsettelsesmetode for eiendomsskattegrunnlaget

Utvalget foreslår at produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter ikke lenger skal inngå i grunnlaget for eiendomsskatt på kraftanlegg, jf. punkt 9.3. Det innebærer at den lønnsomhetsbaserte verdsettelsesmetoden ikke lenger kan brukes.

Formålet med innføringen av dagens regler var å verdsette kraftanlegget til markedsverdi, samt å redusere antall tvister om beregningen. Det sistnevnte knytter seg til at metoden ikke innebærer kommunal taksering av eiendommene. Vannkraftanlegg er den eneste typen næringsseiendom der en særlig, lønnsomhetsbasert metode brukes for å beregne markedsverdien. På enkelte punkter kan det reises spørsmål om beregningsmetoden faktisk medfører at markedsverdien reflekteres.

Dagens verdsettelsesmetode tar utgangspunkt i historiske størrelser for kraftpriser og kostnader. Fordelen med en slik beregningsmåte er at de historiske størrelsene er dokumenterbare og ikke mer eller mindre usikre estimater for fremtiden. I motsetning til historiske tall vil antatt salgsværdi være avhengig av forventninger til fremtidige kraftpriser, produksjon og kostnadsutvikling for det konkrete anlegget.

Ved bygging av nye kraftanlegg kan den gjeldende verdsettelsesmetoden medføre at beregnet markedsverdi blir lavere enn hva en kan forvente at kraftanlegget kunne blitt omsatt for. Et nytt kraftanlegg vil generere inntekter fra det tidspunkt det settes i drift. Med mindre kraftanlegget settes i drift tidlig på året vil beregnede brutto salgsinntekter første driftsår ikke representere hva en kan forvente i et normalår. Som følge av at

brutto salgsinntekter beregnes ut fra femårige gjennomsnitt vil denne effekten få betydning for formuesverdien per 1. januar året etter idriftsettelsesåret og de neste fire årene. Det pågår flere saker for rettssystemet om kraftanlegg under bygging.

Ved beregningen av formuesverdien (og dermed også eiendomsskattegrunnlaget) kommer anslått verdi av fremtidige utskiftingskostnader til fradrag. Dette fradraget skal reflektere at driftsmidlene etter hvert må erstattes, noe verdsettingen bør ta høyde for. Utskiftingsverdien påvirkes av bestemmelsen om såkalt «minste gjenstående levetid» for driftsmidlene. Regelen om minste gjenstående levetid vil over tid begrense fradraget for fremtidige utskiftingskostnader.

En ny verdsettelsesmetode for kraftanlegg bør innebære en forenkling. Etter utvalgets vurdering bør kraftanlegg ikke verdsettes etter eiedoms-skattelovas hovedregel om taksering av næringsseiendom til omsetningsverdi eller teknisk verdi.<sup>1</sup> Taksering og eventuelt befaring for å fastslå kraftanleggenes verdi vil være ressurskrevende og kan skape store forskjeller i verdsettelsen av de ulike anleggene. Dette vil gjøre systemet mer komplisert, og det kan skape flere tvister. Utvalget anser derfor denne løsningen som lite hensiktsmessig for kraftanlegg. Utvalget viser også til at begrunnelsen for å innføre egne regler for beregningen av eiendomsskatt på vannkraftanlegg ved kraftskattereformen i 1997 blant annet var å unngå tvister og store forskjeller i verdsettelsen av anleggene.

Vindkraftanlegg og anlegg omfattet av særskattereglene for petroleum skal verdsettes til teknisk verdi, eller avkastningsverdi når det gir best uttrykk for verdien. Bruk av taksert avkastningsverdi vil etter utvalgets oppfatning medføre de samme praktiske ulempene som metoden for næringsseiendommer generelt (befaring og taksering).

Et bedre alternativ er å bruke skattemessige verdier som grunnlag for verdsettingen. Dette er metoden som etter gjeldende regler brukes for kraftanlegg med generatorer som i inntektsåret har en samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA. Det vil si summen av skattemessige verdier for driftsmidlene per 1. januar i skattefastsettingsåret (året før eiendomsskatten skrives ut). Skattemessig verdi for driftsmidler settes til anskaffelseskostnad redusert med akkumulerte

<sup>1</sup> Teknisk verdi (substansverdi) utgjør investeringskostnadene korrigert for slit og elde og generelle verdiendringer mv., jf. NOU 1996: 20 punkt 9.2.1.

avskrivninger for driftsmidler som er avskrivbare. Disse verdiene brukes ved fastsettingen av alminnelig inntekt som grunnlag for inntektsskatt.

Fastsetting av eiendomsskattegrunnlaget i samsvar med skattemessig verdi innebærer en enkel metode, men metoden ble ikke foreslått ved kraftskattereformen i 1997. I Ot.prp. nr. 23 (1995–96) uttales det at skattemessig verdi i mange tilfeller ville treffe markedsverdien dårlig. Bakgrunnen for at den forenklete metoden likevel ble innført for kraftanlegg med merkeytelse under 10 000 kVA var at hovedregelen om den lønnsomhetsbaserte metode opprinnelig forutsatte befaring av kraftanleggene hvert tiende år for å fastslå driftsmidlenes gjenstående levetid.

Verdifall og verdiøkning som ikke samsvarer med avskrivninger og påkostninger vil ikke reflekteres i skattemessige verdier. Administrative hensyn tilsier likevel bruk av skattemessige verdier ved fastsettelsen av eiendomsskattegrunnlaget.

En ytterligere mulighet er å bruke regnskapsmessige verdier. Administrativt er det likevel hensiktsmessig å bruke skattemessige verdier, ettersom disse verdiene innrapporteres til Skatteetaten og er innarbeidet i eksisterende systemer for skattefastsetting. Utvalget antar at det ikke vil ha stor betydning for størrelsen på eiendomsskattegrunnlagene om det velges skattemessige verdier fremfor regnskapsmessige verdier.

Utvalget foreslår etter dette at også vannkraftanlegg med samlet påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer skal verdsettes på grunnlag av skattemessige verdier per 1. januar i året før eiendomsskatteåret. Eiendomsskattegrunnlaget for store og små vannkraftverk vil dermed beregnes etter samme metode.

Kraftanlegg med påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA får allerede i dag beregnet formuesverdien etter skattemessig verdi på driftsmidlene som utgjør kraftanlegget. Disse kraftanleggene får imidlertid også endret eiendomsskattegrunnlaget med utvalgets forslag, ettersom produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter tas ut av eiendomsskattegrunnlaget.

Bruk av skattemessige verdier som grunnlag for eiendomsskatt vil bety en vesentlig forenkling og dermed administrative lettelser for de skattepliktige og Skatteetaten. De administrative utfordringene ved dagens system er nærmere beskrevet under punkt 4.5.

Eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegget fastsettes etter gjeldende regler årlig. Dette i motsetning til andre eiendommer, som i hovedregelen takseres hvert tiende år. I utgangspunktet er det ikke grunn til å ha særlige regler for kraftanlegg

når det gjelder hyppigheten av oppdatering av eiendomsskattegrunnlagene. På den annen side vil det være lite ressurskrevende å oppdatere eiendomsskattegrunnlagene årlig når de bygger på skattemessige verdier.

## 9.5 Minimums- og maksimumsverdier

Dersom beregnet eiendomsskattegrunnlag etter den lønnsomhetsbaserte metoden overstiger en maksgrense (2,74 kr per kWh multiplisert med årsproduksjonen) eller faller under en minimumsgrense (0,95 kr per kWh multiplisert med årsproduksjonen) legges henholdsvis maks- eller minimumssatsen per kWh til grunn for beregningen av eiendomsskatt. Maksimums- og minimumsreglene hindrer at det oppstår store svingninger i eiendomsskatten.

Eigedomsskattelovas regler om minimums- og maksimumsverdi får ikke anvendelse på kraftanlegg med en påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA, ettersom den lønnsomhetsbaserte verdsettelsesmetoden ikke benyttes for disse.

Etter utvalgets vurdering bør regler om fastsetting av eiendomsskattegrunnlag i utgangspunktet være mest mulig sammenfallende for ulike typer fast eiendom. Dette kan tale for at minimums- og maksimumsverdiene oppheves.

Utvalget foreslår at alle vannkraftanlegg skal verdsettes til skattemessig verdi for eiendomsskatteformål. Bruk av skattemessig verdi vil ikke medføre et like varierende skattegrunnlag som den lønnsomhetsbaserte metoden, fordi verdsettelsen ikke lenger vil avhenge av kraftprisen. Selv om skattemessige verdier endres i takt med skattemessige avskrivninger og påkostninger, vil variasjonen fra år til år bli lavere enn med dagens lønnsomhetsbaserte metode.

Eldre kraftanlegg kan ha skattemessige verdier som er langt lavere enn markedsverdien på driftsmidlene. For anlegg med påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA brukes skattemessige verdier som eiendomsskattegrunnlag allerede etter dagens regler, og enkelte av disse kraftanleggene har i dag en skattemessig verdi på 0.

Forskjeller mellom skattemessig verdi og markedsverdi kan blant annet knytte seg til at den skattemessige avskrivningsprofilen ikke samsvarer med faktisk verdifall for de enkelte driftsmidlene. Dette er et utslag av at de skattemessige avskrivningsreglene bygger på sjabloner, ikke faktisk verdifall for enkelt driftsmidler. Forskjeller mellom skattemessig verdi og markedsverdi kan også knytte seg til svingninger i markedsverdi

som følge av endrede forventninger til framtidige kraftpriser. Dersom slike svingninger skal virke inn på eiendomsskattegrunnlaget, må det foretas taksering av kraftanleggene. En viktig grunn til at utvalget foreslår å bruke skattemessige verdier som eiendomsskattegrunnlag, er at en bør unngå regler som gjør det nødvendig med taksering.

Ved utskifting av driftsmidler vil de skattemessige verdiene øke, slik at det igjen blir økt grunnlag for eiendomsskatt.

Utvalget vil på denne bakgrunn ikke foreslå regler om minimums- eller maksimumsverdier når eiendomsskatten skal fastsettes ut fra skattemessig verdi.

## 9.6 Formuesskatt

Under punkt 9.3 og 9.4 er det argumentert for at det bør gjøres endringer med hensyn til hvilke eiendeler som skal inngå i eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg, og med hensyn til hvordan eiendelene skal verdsettes.

Verdsettelsen av vannkraftanlegg for eiendomsskatteformål bygger etter gjeldende regler på verdsettelsen for formuesskatteformål. Reglene er kompliserte og krever betydelige administrative ressurser. Utvalgets forslag om bruk av skattemessige verdier som grunnlag for eiendomsskatt innebærer en administrativ forenkling for de skattepliktige og for Skatteetaten. Dersom denne forenklingen skal oppnås fullt ut må også verdsettelsesreglene i formuesskatten for kraftanlegg endres.

Utvalget foreslår derfor at formuesskattegrunnlaget skal svare til skattemessige verdier for eiendelene i vannkraftanlegg. Dette gjelder allerede i dag for kraftanlegg med samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA. Som for eiendomsskatten vil andre verdsettelsesmetoder, for eksempel omsetningsverdi, teknisk verdi eller avkastningsverdi, medføre et behov for taksering og store administrative byrder.

For aksjer og driftsmidler er det en verdsettelsesrabatt i formuesskatten på 30 pst. Denne generelle rabatten vil med utvalgets forslag også gjelde for aksjer og driftsmidler i kraftanlegg.

Utvalget foreslår at produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner i kraftanlegg ikke lenger skal eiendomsbeskattes. Det samme gjelder for fallrettigheter. Produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter bør imidlertid ikke unntas fra formuesskatt. Disse typene eiendeler inngår i formuesskattegrunnlaget for andre typer bedrifter.

## 9.7 Effekten av de foreslåtte endringene

Utvalgets forslag vil medføre en vesentlig reduksjon i eiendomsskatten. Dette følger av at verdien av grunnrenten (fallrettigheter) samt produksjonsutstyr og produksjonsinstallasjoner ikke lenger skal inngå i eiendomsskattegrunnlaget. Effekten vil være størst for eldre kraftverk der betydelige deler av skattemessig verdi er avskrevet. Det vil over tid være nødvendig med reinvesteringer i disse anleggene, noe som vil øke skattemessig verdi og dermed øke eiendomsskattegrunnlaget.

Utvalgets forslag vil medføre at eiendomsskattegrunnlaget for kraftanlegg blir mer samsvarende med eiendomsskattegrunnlaget for annen næringseiendom. Eiendomsskatten vil likevel fortsatt svekke selskapenes investeringsinsentiver, men det vil være en generell vridning som i mindre grad påvirker allokeringen av kapital mellom næringen.

I årene etter investering vil skattemessig verdi være høy og eiendomsskatten kan bli høyere enn ved dagens metode. Over tid vil skattemessig verdi reduseres og eiendomsskattegrunnlaget vil da også reduseres. Når det blir gjennomført reinvestering vil skattemessig verdi og eiendomsskattegrunnlaget igjen øke.

For kraftverk med samlet påstemplet merkeytelse under 10 000 kVA vil utvalgets forslag medføre redusert eiendomsskatt når produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter tas ut av eiendomsskattegrunnlaget. Dermed vil investeringsinsentivene for små kraftverk forbedres.

En overgang til verdsetting etter skattemessig verdi vil redusere den samlede eiendomsskatten for vannkraftverk. Tabell 9.1 angir eiendomsskatten med gjeldende regler, og anslagsvis hva den ville vært med utvalgets forslag om skatte-

Tabell 9.1 Anslag for eiendomsskatt i vannkraftanlegg med samlet påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer etter gjeldende regler og med utvalgets forslag. Inntektsåret 2016. Millioner kroner

Eiendomsskatt med gjeldende regelverk (mill. kr.)	Eiendomsskatt om skattemessig verdi ble lagt til grunn (mill. kr.)
1580	550

Tabellen forutsetter en eiendomsskattesats på 7 promille i alle kommuner.

Kilde: Skatteetaten og utvalget

messig verdi, for inntektsåret 2016. Skattemessig verdi for driftsmidlene som inngår i eiendoms-skattegrunnlaget med utvalgets forslag utgjør om lag 79 mrd. kroner i 2016 i kraftanlegg med samlet påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer. Siden disse anslagene er gjort for inntektsåret 2016, er de forskjellige fra provenyanslaget i punkt 12.4.

## 9.8 Vurdering av kapitaliseringsrenten

### 9.8.1 Innledning

Metoden for å verdsette kraftanlegg med påstemplet merkeytelse på 10 000 kVA eller mer har som formål å treffe markedsverdien av kraftanlegget. I beregningene av nåverdien for vannkraftanleggene brukes det en kapitaliseringsrente. I mandatet er utvalget bedt om å vurdere hvilke prinsipper som bør ligge til grunn for fastsettelse av renten.

Finansdepartementet er gitt hjemmel til å fastsette kapitaliseringsrenten i forskrift. Det er ikke angitt en konkret metode for hvordan renten skal fastsettes. Kapitaliseringsrenten har siden 2011 vært fastsatt til 4,5 pst.

Utvalget foreslår å endre reglene for beregning av eiendomsskatt for vannkraftanlegg slik at kapitaliseringsrenten ikke lenger inngår. Utvalget vil likevel knytte noen kommentarer til kapitaliseringsrenten.

### 9.8.2 Tidligere vurderinger av kapitaliseringsrenten

I innspill til utvalget er det vist til at grunnlaget for kapitaliseringsrenten bør fastsettes i forskrift, og at rentefastsettelsen bør harmoniseres med fastsettelse av rentene som brukes i grunnrente-beskatningen. Professor Bjarne Jensen (2016) argumenterte i et notat skrevet på oppdrag fra Landssamanslutninga av Vasskraftkommunar, for at risikotillegget bør fastsettes til 2 pst. Det ville heve den beregnede markedsverdien av kraftanleggene og dermed øke eiendomsskatten.

I en rapport utarbeidet av konsulentselskapet Thema (2017) på oppdrag fra Energi Norge er det argumentert for at risikotillegget bør være i størrelsesorden 5 pst. Gjølberg og Johnsen (2007) la til grunn at risikotillegget for vannkraft er 5,7 pst.

Johnsen (2017) og Norli (2017) gjorde på oppdrag fra Finansdepartementet vurderinger av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten. Både Johnsen og Norli beregnet kapitaliseringsrenten basert på børldata om avkastning og risiko for europeiske kraftselskap samt forut-

setninger om blant annet markedspremie, gjeldsgrad og risikofri realrente. For en beskrivelse av metodene vises det til rapportene og til Finansdepartementets oppsummering i Prop. 1 LS (2017–2018) boks 34.1.

Johnsen anbefalte en kapitaliseringsrente på om lag 7 pst., bestående av et risikotillegg på om lag 6 pst. og en risikofri realrente på 1 pst. Norli anbefalte en kapitaliseringsrente på 4 pst., bestående av et risikotillegg på om lag 5 pst. og en risikofri realrente på om lag -1 pst. Hovedforskjellen mellom de to rapportene er at Norli legger til grunn en langt lavere realrente enn Johnsen. Øvrige parametere som ligger til grunn for beregningen, er mer sammenfallende i de to rapportene, og forskjellene gir ikke store utslag i anslått risikotillegg og kapitaliseringsrente.

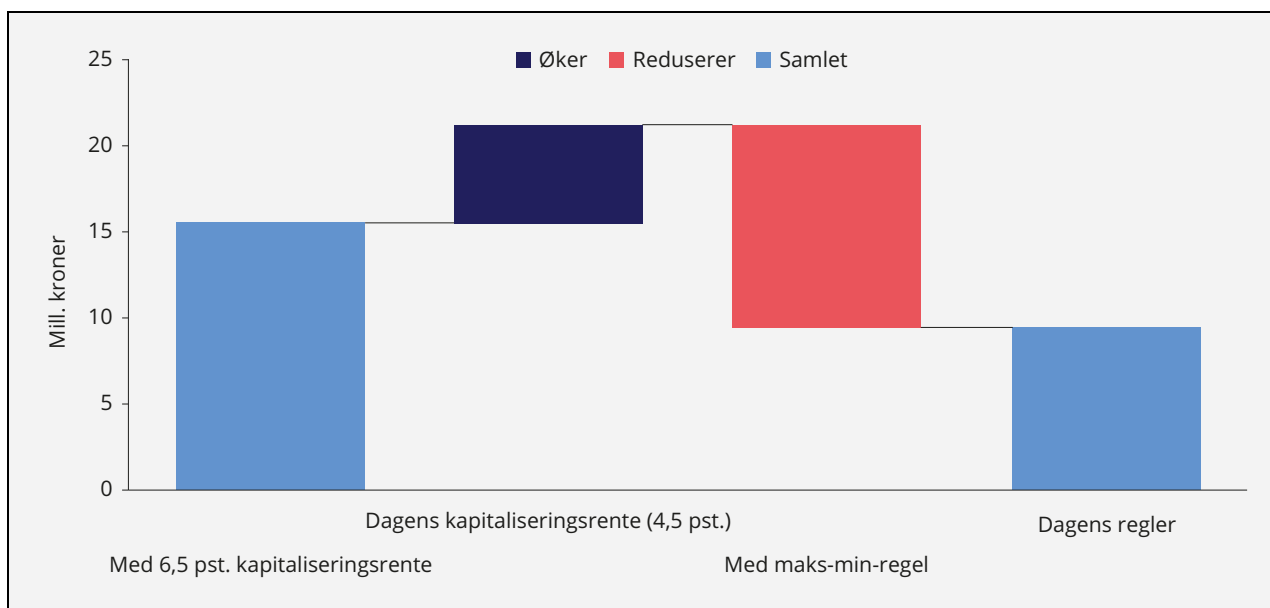
Både risikotillegget og realrenten vil kunne variere med markedsforhold. Johnsen argumenterer for at disse størrelsene er negativt korrelert, det vil si at de varierer i utakt. Lave realrenter vil dermed gi høyere risikotillegg og motsatt. Summen av størrelsene vil være mer stabil over tid.

Finansdepartementet uttalte i Prop. 1 LS (2017–2018) punkt 34.3 at det på lang sikt ville være rimelig å legge en positiv realrente til grunn ved fastsettelsen av kapitaliseringsrenten. Videre viste Finansdepartementet til at dersom renten skal være markedsbasert, slik Norli la til grunn i sin rapport, må også risikotillegget oppdateres hyppig. Finansdepartementet pekte på at det ville være krevende med hyppige oppdateringer, og at det også kunne gi mer ustabilitet for kommunene. Med et fast risikotillegg var det derfor rimelig også å legge en fast realrente til grunn. Finansdepartementet mente derfor at kapitaliseringsrenten bør reflektere en langsiktig rente, og at en fast risikofri rente og et fast risikotillegg innebærer at dette oppnås.

Finansdepartementet mente at det faglig sett var rimelig å anta at et markedsbasert avkastningskrav for vannkraftinvesteringer var om lag 6,5 pst., og at kapitaliseringsrenten dermed også burde vært 6,5 pst. Anslaget var basert på en risikofri realrente på nivå med det som ble lagt til grunn i Meld. St. 26 (2016–2017) og et gjennomsnitt av Johnsen og Norlis øvrige parametere. I proposisjonen ble det likevel ikke foreslått endringer i kapitaliseringsrenten.

### 9.8.3 Virkningen av dagens kapitaliseringsrente

Virkningen av ulik kapitaliseringsrente er illustrert i figur 9.1 for et tenkt kraftverksprosjekt som er marginalt lønnsomt før skatt. Figuren illu-



Figur 9.1 Illustrasjon av dagens eiendomsskatt for marginalt lønnsomt kraftanlegg over 10 000 kVA. Nåverdi av eiendomsskatt over kraftverkets levetid i mill. kroner

Kilde: Utvalget.

strerer også virkningen av maksimumsregelen for dette tilfellet.

Figuren viser nåverdien av eiendomsskatten over kraftanleggets levetid. I første søyle vises belastningen av eiendomsskatten med verdsettelsesreglene som omtalt ved omleggingen av kraftverksbeskatningen i 1997, jf. Ot.prp. nr. 23 (1995–96), ved en kapitaliseringsrente på 6,5 pst. Begrunnelsen for denne renten omtales i Prop. 1 LS (2017–2018) kapittel 34.3, jf. punkt 9.8.2.

Dagens kapitaliseringsrente på 4,5 pst. er betydelig lavere, og dette medfører isolert sett vesentlig høyere eiendomsskatt (mørkeblå søyle angir økningen med forutsetningene i eksempelet). Dette motvirkes imidlertid av dagens regler for maksimumsverdi for eiendomsskatt (rød søyle). Den samlede virkningen av dagens regler blir dermed en eiendomsskatt på i underkant av 10 mill. kroner for en investering på 170 mill. kroner som er marginalt lønnsom før skatt. Med dagens lave kapitaliseringsrente hindrer maksimumsreglene at eiendomsskattegrunlaget fastsettes til langt høyere verdi enn markedsverdien.

#### 9.8.4 Utvalgets vurderinger

Utvalget har fått innspill om at kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftanlegg og

friinntektsrenten i grunnrenteskatten bør harmoniseres. Utvalget vil peke på at kapitaliseringsrenten og friinntektsrenten har to ulike formål. Friinntektsrenten i grunnrenteskatten skal sørge for at investeringsfradragene i nåverdi tilsvarer investeringskostnaden. Når selskapene har full sikkerhet for å få utnyttet skattefradragene, skal dette være en risikofri rente. Utvalget har vurdert friinntektsrenten i kapittel 8. Kapitaliseringsrenten brukes til å fastsette kraftanleggenes markedsverdi. Kapitaliseringsrenten bør derfor tilsvare et markedsbasert avkastningskrav.

Utvalget foreslår i punkt 9.4 en omlegging i verdsettelsen for eiendomsskatteformål med overgang til bruk av skattemessige verdier, slik at det ikke lenger er nødvendig å fastsette en kapitaliseringsrente. Dersom dagens verdsettelsesmetode skulle videreføres viser utvalget til gjennomgangene som er gjort av Johnsen og Norli i 2017, og slutter seg til Finansdepartementets vurderinger om at kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten bør reflektere et langsiktig markedsbasert avkastningskrav. Utvalget viser til vurderingene av Johnsen og Norli og mener at kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten bør økes til 6,5 pst.

## Kapittel 10

# Konsesjonskraft og konsesjonsavgift

### 10.1 Innledning

---

I en tid før markedsbasert kraftomsetning var formålet med konsesjonskraft å sikre utbyggingskommunene kraft til alminnelig elektrisitetsforsyning til en rimelig pris som reflekterte kostnadene ved utbyggingen. I dagens kraftsystem virker konsesjonskraften som en inntektsoverføring fra selskapene til kommuner og fylkeskommuner. Formålet med konsesjonsavgiften var å kompensere stat og kommune for skader og ulemper som følge av kraftutbyggingen, samt sikre stat og kommune en andel av verdiskapningen. Konsesjonskraft og konsesjonsavgift har bidratt til aksept for utbygging av vannkraftverk hos berørte kommuner. De konsesjonsbaserte ordningene må ses i sammenheng med ordningene med naturressurskatt og eiendomsskatt, som også gir kommuner og fylkeskommuner inntekter fra kraftproduksjon.

Det er kraftselskaper med konsesjon etter vannfallsrettighetsloven og vassdragsreguleringsloven som må avstå konsesjonskraft og betale konsesjonsavgift. Disse er typisk store regulerbare vannkraftverk. Kraftverk uten egen regulering eller overføring, men som produserer over 40 GWh må betale konsesjonsavgift, men ikke avstå konsesjonskraft, jf. punkt 4.6.

Den historiske bakgrunnen for og utformingen av konsesjonskraft og konsesjonsavgift er omtalt i punkt 4.6. De konsesjonsbaserte skatteordningene har liknende egenskaper som bruttoavgifter og svekker selskapenes insentiver til å investere i lønnsomme ressurser, jf. omtalen under punkt 6.4 og 7.2.

### 10.2 Virkningen på investeringsinsentiver

---

Det er flere elementer ved utformingen av konsesjonskraft og konsesjonsavgift som gjør at ordningene ikke er investeringsnøytrale. Dette kan svekke selskapenes insentiv til å investere i nye

kraftprosjekter og til å reinvestere i eksisterende kraftverk. De følgende punktene omtaler flere uheldige sider ved ordningene.

#### 10.2.1 Illustrasjon av insentiveffekten i et modellkraftverk

I kapittel 7 er det gitt en samlet vurdering av hvordan skatte- og avgiftsordningene pålagt stor vannkraft påvirker investeringsinsentivene for et tenkt kraftverk. Forutsetningene for beregningene er beskrevet under punkt 7.2 og i vedlegg 1. Figur 10.1 illustrerer hvordan konsesjonskraft og konsesjonsavgift påvirker investeringsinsentivene.

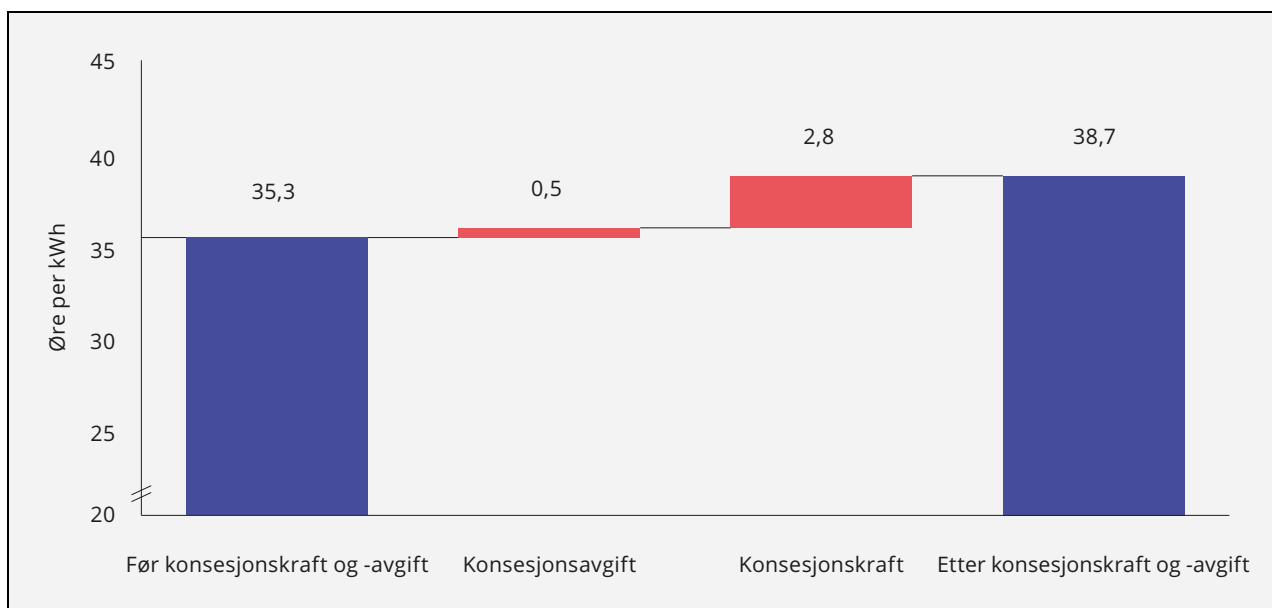
Figuren tar utgangspunkt i hvilken kraftpris som er nødvendig for at investeringen skal være lønnsom for selskapet. Denne kalles balanseprisen. Kraftprisen beregnes her som en fast realpris over levetiden til kraftprosjektet.

Figuren viser at både konsesjonskraft og konsesjonsavgift øker balanseprisen i modellkraftverket. For illustrasjonen er det lagt til grunn en konsesjonsavgift på 0,5 øre per kWh (som tilsvarer landssnittet) og en konsesjonskraftmengde som tilsvarer 10 prosent av kraftverkets produksjon. Konsesjonskraften avregnes med OED-prisen.

Konsesjonsavgiften øker balanseprisen med 0,5 øre per kWh, mens konsesjonskraften fører til en 2,9 øre per kWh økning i balanseprisen. Det kreves en dermed høyere kraftpris for at prosjektet skal være lønnsomt for selskapene. Det er særlig konsesjonskraften som svekker selskapenes insentiv til å gjennomføre investeringer som er lønnsomme for samfunnet.

#### 10.2.2 Beregningsgrunnlaget

Mengden konsesjonskraft og konsesjonsavgift beregnes på bakgrunn av et kraftgrunnlag, jf. punkt 4.6. Kraftgrunnlaget er basert på kraftverkets teoretiske produksjonskapasitet, og fastsettes ut fra fallhøyde og regulert vannføring. Mengden konsesjonskraft og konsesjonsavgift et



Figur 10.1 Illustrasjon av effekten på balansepris av konsesjonskraft og konsesjonsavgift

Kilde: Utvalget.

kraftverk avstår eller betaler er dermed ikke direkte avhengig av kraftverkets faktiske produksjon. Det innebærer at konsesjonskraft og konsesjonsavgifter avstås uavhengig av om kraftverket produserer eller ikke. Lønnsomhet i kraftverket er heller ikke en del av beregningen.

Metodene som ble valgt for å beregne konsesjonskraft og konsesjonsavgift er utformet etter den virkelighet og de behov som fantes da ordningene ble opprettet. Beregning av kraftgrunnlaget knytter for eksempel verdien av et reguleringsmagasin til hvor stor vannføring som kan tappes jevnt i lavvannsperioden. Verdsettelsen bygger dermed på i hvilken grad et kraftverk kan levere jevnt gjennom hele året. Det var svært viktig i de delvis isolerte kraftsystemene som Norge hadde rundt forrige århundreskifte. Metoden reflekterer imidlertid ikke den verdien magasiner har i dagens integrerte kraftmarked. I dag er det i mye større grad mulighetene for fleksibel produksjon i takt med prisvariasjonene som bestemmer verdien av magasinene.

### 10.2.3 Uttak av konsesjonskraft

Uttaket av konsesjonskraft er i hovedsak basert på forbruksprofilen til alminnelig forsyning i den aktuelle kommunen. Forbruksprofilen som kommunen og kraftselskapet blir enige om, kan avvike fra en profil som hadde gitt optimal drift av kraftverket. Det kan bidra til å redusere verdien av produksjonen i kraftverket.

### 10.2.4 Konsesjonskraftprisen

Prisen en kommune må betale for konsesjonskraften fastsettes i konsesjonsvilkårene med mindre partene avtaler noe annet. Historisk har det i grove trekk vært to prisregimer, jf. punkt 4.6. Konsesjoner gitt før 10. april 1959 har som utgangspunkt vilkår om en konsesjonskraftpris basert på en utregning av individuell selvkost i kraftverket med et tillegg på 20 pst. av produksjonskostnadene. Kraftverk som har fått konsesjon 10. april 1959 eller senere har prisvilkår basert på gjennomsnittlig selvkost i et representativt utvalg av kraftverk (OED-pris). Den gjennomsnittlige selvkostprisen fastsettes av Olje- og energidepartementet (OED). I enkelte konsesjoner gitt før 10. april 1959 har det blitt fastsatt OED-pris ved senere revidering av konsesjonsvilkårene. Denne todelingen av konsesjonskraftprisen gir ulike insentiver avhengig av når konsesjon ble gitt.

I dag er det særlig kraftselskaper med konsesjoner med OED-pris som kan få en negativ investeringseffekt av å avstå konsesjonskraft. Disse mottar den gjennomsnittlige selvkostprisen, som kan være lavere enn selvkosten i det aktuelle kraftverket. Flere av kraftverkene som er med i beregningsgrunnlaget for OED-prisen, kan ha avskrevet det meste av kostprisen. Det reduserer den gjennomsnittlige selvkostberegningen. For nybygde og nyrehabiliterede kraftverk innebærer det at prisen de mottar for konsesjonskraften kan være lavere enn produksjonskostnadene. Over tid



kan man anta at denne effekten blir forsterket da mange av de beste og rimeligste vannkraftprosjektene allerede er bygget ut. Den lave salgsinntekten for deler av produksjonen kan føre til at en marginalt lønnsom investering blir ulønnsom for selskapene, jf. punkt 10.2.1.

For de fleste av kraftverkene med konsesjon fra før 10. april 1959, gjelder reglene om individuell selvkostberegning. Da får selskapene en salgpris som tilsvarer selvkosten for konsesjonskraften de må avstå. Imidlertid kan kommunene i slike tilfeller ha incentiver til å gå imot reinvesteringer i kraftverkene siden dette medfører at konsesjonskraftprisen vil øke og kommunale inntekter dermed reduseres.

### 10.2.5 Særlige problemstillinger knyttet til konsesjonskraft og investeringer i eksisterende kraftverk

Ved investeringer i eksisterende kraftverk, for eksempel opprustnings- og utvidelsesprosjekter, kan dagens toprissystem for konsesjonskraften være særlig problematisk. Toprissystemet vil kunne gi tilpasninger som ikke er samfunnsøkonomisk optimale over tid. Det kommer blant annet av at utformingen av ordningene gir ulike incentiver til utbygger og utbyggingskommune, og i valg mellom prosjekter.

Et kompliserende element er at noen kraftverk utnytter flere reguleringskonsesjoner. De kan dermed ha konsesjoner som er gitt både før og etter 1959, noe som resulterer i at det beregnes ulik pris på konsesjonskraft fra de ulike konsesjonene.

Ved investeringer i prosjekter i eksisterende kraftverk der opprinnelig konsesjon ble gitt før 1959, vil selskapet ha incentiver til å holde prosjektet innenfor rammen av den eksisterende konsesjonen. Da vil selskapet motta en ny og høyere individuell selvkostpris på all konsesjonskraft de avstår, når investeringen fører til at den individuelle selvkosten øker.

Alternativt kunne selskapet investert i et større prosjekt som krever ny konsesjon. Får selskapet ny konsesjon, innebærer forvaltningspraksis at det beregnes kraftgrunnlag og konsesjonskraft med OED-pris for den nye konsesjonen. Samtidig vil gammelt kraftgrunnlag og individuell selvkost fra den opprinnelige konsesjonen bestå. Konsesjonskraften vil altså prises ulikt. En del vil prises med individuell selvkost som før, og en del vil prises til OED-prisen. OED-prisen vil for slike reinvesteringer ofte være betydelig lavere enn den individuelle

selvkostprisen i kraftverket. Det innebærer at prisen utbygger mottar for konsesjonskraften ikke nødvendigvis vil dekke produksjonskostnadene for konsesjonskraften som må avstås.

I valget mellom disse to prosjektene, kan selskapet velge det mindre prosjektet fremfor det større, ettersom det kan ha høyere verdi etter avståelse av konsesjonskraft. Dette til tross for at det største prosjektet kan ha større verdi for samfunnet.

## 10.3 Andre forhold ved konsesjonskraft og konsesjonsavgift

Det er også andre forhold ved konsesjonskraft og konsesjonsavgift som tilsier at ordningene ikke fungerer på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det er forhold ved ordningene som gjør at de kan virke urimelige og kompliserte å gjennomføre. Det kan stilles spørsmål ved likebehandling av kraftverk, fordelingsmessige virkninger, administrative forhold ved revisjon av gamle konsesjonsvilkår samt om ordningene oppfyller det opprinnelige formålet.

### 10.3.1 Likebehandling

Toprissystemet i konsesjonskraften viser at det ikke er likebehandling når det gjelder prisen på konsesjonskraft.

Videre er det ikke likebehandling i systemet for konsesjonsavgifter. Selv om man normalt bruker den samme konsesjonsavgiftssatsen for nye konsesjoner, varierer satsene i de eldre konsesjonene betydelig.

Avgiftssatsene ble opprinnelig skjønnsmessig fastsatt ut fra en rekke ulike faktorer, herunder skadeomfang og utbyggingens lønnsomhet. Det betales fortsatt avgifter med hjemmel i eldre konsesjoner. Satsene endres heller ikke ved revisjon, men prisjusteres hvert 5. år. Dermed videreføres ulikheten i satsene.

### 10.3.2 Fordelingsmessige hensyn

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift skal fordeles mellom kommunene som er berørt av kraftutbyggingen. Metoden for fordeling av konsesjonskraft og konsesjonsavgift er utviklet gjennom forvaltningspraksis. Kraften fordeles som hovedregel mellom kommuner med vannmagasiner, overføringskommuner, fallkommuner og elvekommuner, basert på beliggenheten til de ulike komponentene i en utbygging. Der fordeling av konsesjonskraft til en kommune overgår kommunens

alminnelige strømforbruk går det resterende av konsesjonskraften til fylkeskommunen.

Fordelingsordningen gir noen kommuner mye mens andre kommuner, som også blir påvirket av kraftutbyggingen, får mindre.

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift kan også gi u hensiktsmessige fordelingsvirkninger mellom kraftverket og mottakskommunene. De negative investeringsinsentivene som beregningsgrunnlaget for konsesjonskraft- og avgift skaper er beskrevet under punkt 10.2.2. I tillegg til at kraftverkene må avstå den samme mengden konsesjonskraft og konsesjonsavgift uavhengig av lønnsomhet og produksjonsnivå, kan også de kommunale mottakerne bli påvirket av hvordan ytelsene beregnes. Mengden konsesjonskraft og konsesjonsavgift endres ikke ved reinvesteringer som ikke utløser ny konsesjonsplikt, og endres heller ikke ved effektutvidelser i kraftverket som ikke gir økt vannmengde eller fallhøyde. Det vil si at selv om produksjonen og lønnsomheten i kraftverket øker, vil kommunenes inntekter ikke øke. Dersom konsesjonen er fra før 1959 vil også den individuelle selvkostprisen øke slik at kommunenes inntekter fra konsesjonskraften blir lavere.

### 10.3.3 Revisjon

Konsesjoner gitt etter vassdragsreguleringsloven og vannfallsrettighetsloven kan revideres etter 50 år, jf. punkt 3.6. Ved revisjon av eldre konsesjoner kan nye miljøvilkår inntas, for eksempel pålegg om minstevannføring som kan redusere lønnsomheten i kraftverket. Mengden konsesjonskraft og konsesjonsavgift vil derimot ikke endres selv om den totale kraftproduksjonen reduseres ved revisjon. Kommunene får altså samme mengde konsesjonskraft og konsesjonsavgift selv om kraftproduksjonen blir lavere. Kommunene har dermed ikke økonomiske insentiver til å motsette seg redusert produksjon ved revisjon av konsesjoner, men heller å kreve høy minstevannføring.

### 10.3.4 Komplisert forvaltning

Som følge av at alle vassdrag er forskjellige, kan fastsettingen og fordelingen av konsesjonskraft og konsesjonsavgift vanskelig standardiseres. Dette medfører at metodene for å fastsette og fordele konsesjonskraft og konsesjonsavgift er kompliserte og tidkrevende å forvalte. For kommuner og kraftselskaper kan det være til dels svært uoversiktlige og krevende å sette seg inn i hvordan forvaltningen har beregnet konsesjonskraft og konsesjonsavgift for den enkelte konsesjon. Dette

kompliseres ytterligere når det gis flere konsesjoner i samme vassdrag. For konsesjonskraft fastsettes prisen med grunnlag i selvkostberegninger. Alle disse elementene krever mye administrasjon hos både myndigheter, kraftselskaper, kommuner og fylkeskommuner. Uenighet om de ulike beregningene og beregningsmetodene skaper også uenighet som i flere tilfeller har ført til rettsprosesser.

### 10.3.5 Oppfyllelse av formålene med ordningene

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift er gamle ordninger. Organiseringen av det norske samfunnet og kraftforsyningen har endret seg mye siden ordningene ble innført. Konsesjonskraft og konsesjonsavgift kan derfor ha utspilt sin rolle, og ordningenes formål oppnås ikke lenger på en effektiv måte.

Dagens system med konsesjonskraft og konsesjonsavgift ble etablert før kraftmarkedet og et sammenhengende kraftnett i Norge var bygd ut. I dagens kraftmarked er kraftforsyningen i Norge og Europa knyttet sammen i et velfungerende kraftmarked. Dette sikrer god forsyningssikkerhet, ressursutnyttelse og effektiv prisdannelse. Tilgangen på kraft til en rimelig pris til kommunene er ikke lenger et formål som må sikres med konsesjonskraft.

### 10.3.6 Om tilbakevirkning

Dersom ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift skal endres i større eller mindre grad, krever det endringer i vannfallsrettighetsloven §§ 18 og 19 og vassdragsreguleringsloven §§ 14 og 22. I forbindelse med et høringsforslag fra 1989 om å erstatte konsesjonskraftordningen med en avgift uttalte Landssamanslutninga av vassdragskommunar at en slik endring ville virke urimelig og vilkårlig, og dermed være i strid med tilbakevirkningsforbudet i Grunnloven § 97.<sup>4</sup> De aktuelle endringene som var foreslått i høringen ble ikke vedtatt.

Etter det utvalget er kjent med, gjelder den rettspraksis og de administrative uttalelsene som finnes knyttet til konsesjonskraft, konsesjonsavgift og grunnlovens tilbakevirkningsforbud for det vesentlige spørsmål om endringer til ugunst for eiere av kraftverk. Dette spørsmålet kan være

<sup>4</sup> Høringsuttalelsen er referert i Ot.prp. nr. 43 (1989–90) *Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m.* (Energiloven) på side 70–71.

aktuelt også for kommuner og fylkeskommuner. Når det gjelder en avvikling eller endring til ugunst for kommunene av konsesjonskraft og konsesjonsavgift er spørsmålet et annet, nemlig om kommunen har vern som forvaltningsorgan og mottaker av konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Kommunens stilling som vertskommune kan ikke sammenlignes med stillingen til en eier av grunn og naturressurser.

Opprinnelig var hensikten med konsesjonskraft å sikre utbyggingskommunene kraft til alminnelig elektrisitetsforsyning til en rimelig pris som reflekterte kostnaden ved utbyggingen, jf. punkt 10.1. Dette hensynet gjør seg ikke lenger gjeldende. Når konsesjonskraften ikke er avviklet, kan det knytte seg til formål om rimelig fordeling av inntektene fra kraftproduksjonen eller kompensasjon. Det kan også ha hatt betydning at kraftkommunene har sterke interesser i ordningen og at den derfor har vært vanskelig å avvikle.

Konsesjonsavgiftens formål var å kompensere stat og kommune for skader og ulemper som følge av kraftutbyggingen. I tillegg skulle konsesjonsavgiften sikre stat og kommune en andel av verdiskapingen.

I dag fungerer både konsesjonskraft og konsesjonsavgift, på samme måte som naturressursskatt og eiendomsskatt, som mekanismer for å fordele inntekter fra kraftproduksjon til kommunene. Historisk sett har de ulike ordningene sammenheng blant annet med rimelighet, kompensasjon og kommuners aksept for vannkraftutbygging.

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift inngår i kommunenes inntekter og budsjettering, på samme måte som naturressursskatt, eiendomsskatt, andre skatter og avgifter og statlige overføringer. Det er noen forskjeller mellom de ulike ordningene, men slik utvalget ser det er det grunn til å anta at ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift kan avvikles eller endres på samme måte som ordningene med naturressursskatt og eiendomsskatt.

Utvalget antar etter dette at Grunnlovens § 97 ikke begrenser lovgivende myndigheters mulighet til å endre eller avvikle ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift til ugunst for en kommune. Utvalget legger til grunn at det ved oppfølging av utvalgets forslag om avvikling gjøres vurderinger av spørsmålet om tilbakevirkning.

Selv om det ikke er nødvendig å ta stilling til, antar utvalget at dersom en tenkte seg at endringer i ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift utgjorde en relevant form for tilbakevirkning i forbindelse med Grunnloven § 97, ville det likevel ha vært vid adgang for Stor-

tinget til å gjøre endringer. Lovligheten av tilbakevirkningen ville da bero på en interesseavveining.

## 10.4 Utvalgets vurdering og forslag

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift er gamle ordninger med begrunnelser som ikke er utformet i tråd med dagens faglige anbefalinger av hvordan skatter og avgifter bør utformes. De ble heller ikke innført for å fordele overskudd fra produsent til kommunene. Hensikten med konsesjonskraft var å sikre utbyggingskommunene kraft til alminnelig forsyning til en rimelig pris. Konsesjonsavgiften ble innført for å gi kommuner og stat en kompensasjon for generelle skader og ulemper som følge av utbygging av vassdrag samt en rett til en andel av verdiskapingen.

I årene siden konsesjonskraft og konsesjonsavgift ble innført er kraftsystemet sterkt endret, med en sammenhengende kraftforsyning i et integrert nordisk og europeisk kraftmarked. Det historiske formålet med konsesjonskraften gjør seg dermed ikke gjeldende på samme måte i dag.

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift er blant ordningene med størst negativ virkning på selskapenes insentiver til å investere i lønnsomme prosjekter innenfor vannkraft. Ordningene baseres på et beregningsgrunnlag som ikke representerer de verdiene som skapes i kraftverkene. Konsesjonskraftprisen reflekterer ikke markedsprisen for kraft og i mange tilfeller heller ikke selvkostnaden for kraftverket. Videre har ordningene en rekke andre uheldige sider som manglende likebehandling, problemstillinger knyttet til fordeling, insentiver ved revisjoner og komplisert administrasjon.

Utvalget foreslår at konsesjonskraften og konsesjonsavgiften avvikles og eventuelt erstattes av nøytrale overskuddsskatter. Dette vil forbedre investeringsinsentivene slik at selskapene får insentiv til å gjennomføre investeringer som er lønnsomme for samfunnet. Den samlede verdien av vannkraften vil da øke og det blir et større overskudd å fordele mellom kraftselskaper og samfunnet. Det er konsesjonskraften som er viktigst å få avviklet. De lovmessige rammene for avvikling av ordningene bør vurderes nærmere samtidig som en vurderer fordelingshensyn og behovet for overgangsordninger.

Konsesjonskraft og konsesjonsavgift sikrer i dag berørte kommuner og fylkeskommuner inntekter fra vannkraft. Historisk har ordningene spilt en viktig rolle i utbyggingen av norsk kraftproduksjon ved at de har bidratt til lokal aksept for

utbygginger som har kommet hele Norge til gode. Etter utvalgets vurdering kan den ønskede fordelingen av inntekter oppnås mer effektivt gjennom andre eksisterende eller nye fordelingsmekanismer, jf. den nærmere omtalen av fordeling under punkt 12.4. Fordelingshensyn er derfor ikke et argument for å opprettholde ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift.

Virkningene av utvalgets forslag er nærmere omtalt i Kapittel 12. Provenyvirkningene for staten, kommuner og fylkeskommuner av å avskaffe konsesjonskraften vil variere med kraftprisen. I 2017 var provenyet fra konsesjonskraften anslått til om lag 1,4 mrd. kroner, mens den i 2018 er anslått til 2,7 mrd. kroner. Provenyet fra konsesjonsavgiften i 2017 var 837 mill. kroner.

## Kapittel 11

### Andre forhold utvalget har vurdert

I tillegg til skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift som er vurdert i de foregående kapitlene, har utvalget også kort vurdert andre forhold som kan ha betydning for selskapenes investeringer i vannkraft. Punkt 11.1 inneholder utvalgets vurderinger av naturressursskatten. Under punkt 11.2 vurderer utvalget enkelte sider ved selskapsskatten, med vekt på avskrivningsreglene og reglene for begrensning av rentefradrag. I punkt 11.3 vurderer utvalget skattevilkårene for vindkraftverk. Under punkt 11.4 gis det en kort omtale av andre forhold enn skatt som påvirker vann- og vindkraftutbygging.

#### 11.1 Naturressursskatt

##### 11.1.1 Innledning

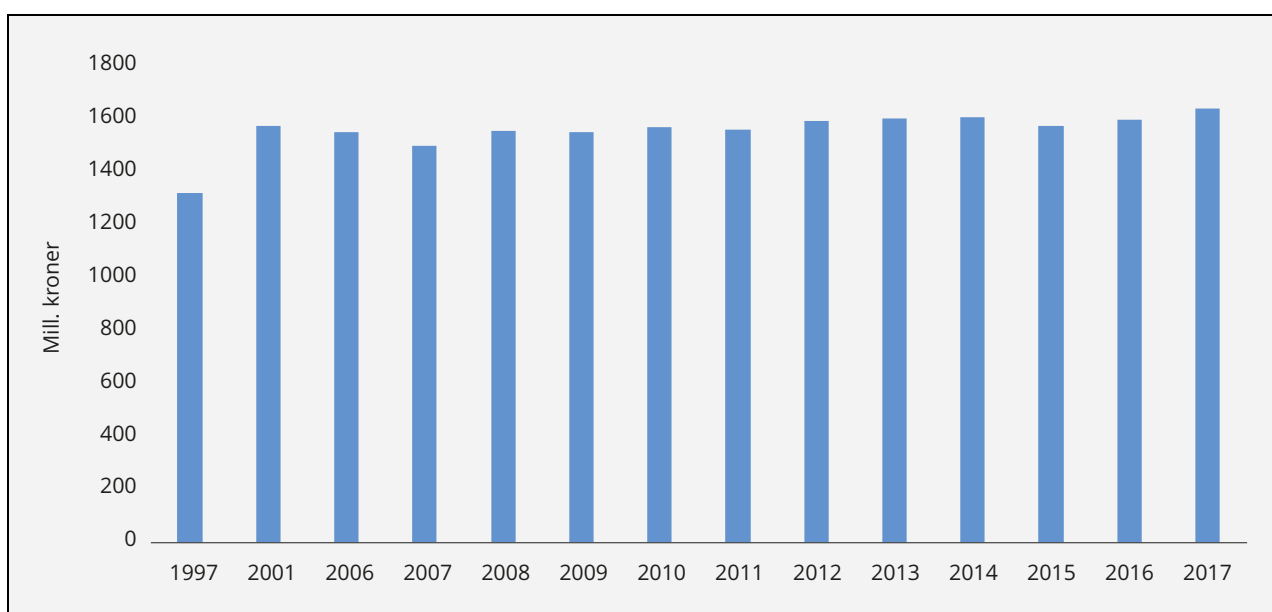
Naturressursskatten er i utgangspunktet utformet som en produksjonsavgift på 1,3 øre per kWh, jf. omtalen under punkt 4.4. For vannkraftverk med samlet påstemplet merkeytelse lavere enn

10 000 kVA fastsettes ikke naturressursskatt. Skatteinntektene går til kommuner og fylkeskommuner, med henholdsvis 1,1 og 0,2 øre per kWh, som er tilordnet kraftformuen etter skatteloven.

Skatten fradras krone for krone i fastsatt selskapsskatt til staten og virker dermed som en omfordeling av grunnrente fra staten til kommuner og fylkeskommuner. Derfor innebærer den normalt ikke en kostnad for kraftselskapene, og påvirker følgelig ikke investeringsinsentivene for selskapene. Som en konsekvens av fradragføring i selskapsskatten virker naturressursskatten ikke som en miljøavgift eller naturavgift.

##### 11.1.2 Nærmere om fradraget i fastsatt selskapsskatt

Satsene i naturressursskatten har ligget fast siden 1998, da satsen til kommunene ble økt fra 1,0 til 1,1 øre per kWh. Vannkraftproduksjonen som inngår i grunnlaget for naturressursskatt har endret seg lite, og provenyet fra skatten har vært stabilt siden



Figur 11.1 Påløpt naturressursskatt for vannkraftverk. Løpende mill. kroner.

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

begynnelsen av 2000-tallet, jf. figur 11.1. For å gi stabile inntekter beregnes naturressursskatten ut fra gjennomsnittlig produksjon de siste syv år. Skatten påvirkes dermed også lite av variasjon mellom våt- og tørrår og er helt uavhengig av kraftprisen.

Forslaget om naturressursskatt ble introdusert av finanskomiteen som del av en større omlegging av kraftskattesystemet, jf. Innst. O. nr 62 (1995–1996). I denne innstillingen ble det lagt opp til at naturressursskatten skulle trekkes fra i grunnrenteskatten. Finanskomiteen sluttet seg senere til forslaget om at naturressursskatten i stedet skulle trekkes fra selskapsskatten, jf. Ot.prp. nr. 22 (1996–97). Bakgrunnen var at en ventet at det for enkelte mindre lønnsomme kraftanlegg ville påløpe lite eller ingen grunnrenteskatt, og at samordning med grunnrenteskatten kunne gjøre det problematisk å beregne eiendomsskatten. Komiteen fremhevet at naturressursskatten måtte anses som en kommunal andel av grunnrenteskatten selv om den kommer til fradrag i selskapsskatten, jf. Budsjett-innst. S. I (1996–1997).

Dersom naturressursskatten et år overstiger selskapsskatten, og selskapet ikke fullt ut får trukket fra naturressursskatten, fremføres det overskytende beløpet til fradrag i senere år, med tillegg av rente. Naturressursskatten er dermed normalt ikke en kostnad for kraftselskapene og fungerer ikke som en naturavgift som prissetter samfunnsøkonomiske miljøkonsekvenser.

En miljøavgift kan fungere som en markeds-korrigerende skatt som bidrar til mer effektiv ressursbruk. Dette fordi selskapenes adferd påvirkes ved å stille dem overfor en kostnad. Grønn skattekommisjon foreslo i NOU 2015: 15 innføring av en naturavgift på alle naturinngrep som reduserer verdien av økosystemtjenester og biologisk mangfold. Grønn skattekommisjon la til grunn at naturavgiften burde utformes som en særavgift som tilfaller statskassen. Forslaget om naturavgift er så langt ikke fulgt opp.

### 11.1.3 Utvalgets vurdering av naturressursskatten

Utvalget vil peke på at naturressursskatten for vannkraft er et virkemiddel for omfordeling av grunnrenteskatt fra staten til kommuner og fylkeskommuner. Naturressursskatten fradragsføres krone for krone i fastsatt selskapsskatt og medfører normalt sett ikke en kostnad for selskapene. Dermed påvirker naturressursskatten ikke selskapenes investeringsinsentiv.

Naturressursskattens funksjon er å omfordele inntekter fra sentrale til lokale myndigheter. Hva

som er rett nivå og rett mekanisme er i første rekke et fordelingsspørsmål. Utvalget har ikke vurdert hvilken omfordeling som er hensiktsmessig og viser til omtalen av fordeling i punkt 12.4.

Det vises til utvalgets forslag om å redusere nedre grense i grunnrenteskatten fra 10 000 til 1 500 kVA under punkt 8.5. Naturressursskatten er en mekanisme for å omfordele grunnrente og ved tidligere endringer i nedre grense for fastsettelse av grunnrenteskatt har derfor grensen for naturressursskatten blitt justert tilsvarende nedre grense for fastsettelse av grunnrenteskatt. I oppfølgingen av utvalgets arbeid bør det derfor vurderes om det er hensiktsmessig å endre grensen for fastsetting av naturressursskatt.

Utvalget har ikke vurdert naturavgift for vannkraftnæringen og legger til grunn at innføring av naturavgift eventuelt bør vurderes samlet på tvers av næringer.

## 11.2 Ordinær selskapsskatt

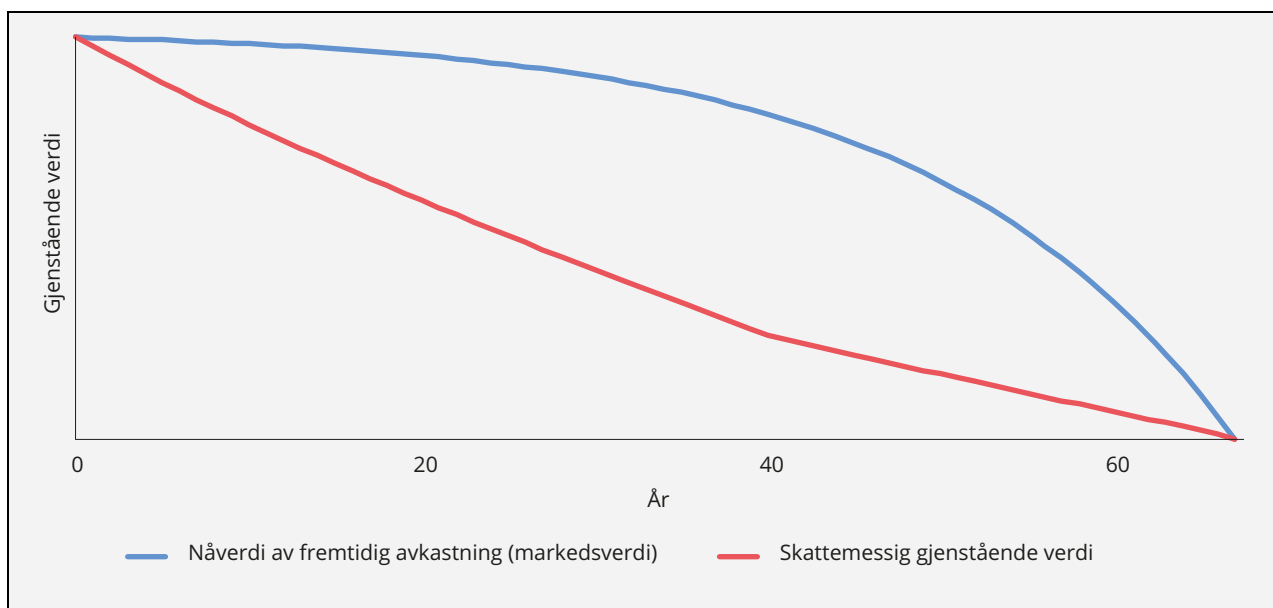
Når det gjelder den ordinære selskapsskatten for kraftforetak har utvalget vurdert to forhold; avskrivningsreglene og rentefradraget.

### 11.2.1 Avskrivninger

Driftsmidler i vannkraftverk avskrives dels med saldoavskrivningsregler og dels med lineære avskrivninger, jf. punkt 4.2.2. For at selskapsskatten i minst mulig grad skal påvirke selskapenes investeringsbeslutninger, bør skattemessige avskrivninger så langt som mulig tilsvare det økonomiske verdifallet, jf. NOU 2014: 13, punkt 10.2. Skattesystemet vil da legge til rette for at kapital og andre innsatsfaktorer fordeles der det gir størst avkastning for samfunnet.

Mange driftsmidler i kraftsektoren vil ha tilnærmet konstant produktivitet over lang levetid. Markedsverdien av slike anlegg vil endre seg lite i første delen av produksjonsperioden for så å falle mot slutten av levetiden. Dette kan tale for progressive avskrivninger, det vil si lave avskrivninger de første årene og økende avskrivninger over driftsmidlets levetid, jf. Ot.prp. nr. 23 (1995–96). Lineære avskrivninger med likt beløp hvert år vil være bedre tilpasset et progressiv verdifall, og bidrar til en jevnere periodisering av skatteinntektene fra vannkraft enn saldoavskrivninger.

Det økonomiske verdifallet kan illustreres ved å se på utviklingen i markedsverdi for et modellkraftverk, anslått som nåverdi av gjenstående konstantstrøm før skatt. Kraftverk vil ha en stabil pro-



Figur 11.2 Illustrasjon av utvikling i markedsverdi og skattemessig verdi

Kilde: Utvalget.

duksjon over levetiden og verdifallet vil dermed være lavt i første del av produksjonsperioden. Figur 11.2 tar utgangspunkt i et modellkraftverk med 67 års levetid. Nåverdien av fremtidig kontantstrøm er sammenlignet med skattemessig gjenstående verdi med dagens avskrivningsregler. Det fremgår at dagens avskrivningsregler gir selskapene tidligere fradrag enn det økonomiske verdifallet.

Utvalget vil peke på at det i ordinær selskapskatt er viktig at driftsmidler så langt som mulig avskrives i tråd med det økonomiske verdifallet. Dette er viktig for at skattesystemet skal virke nøytralt med hensyn til investeringsbeslutninger slik at kapital og andre innsatsfaktorer allokteres dit avkastningen for samfunnet er høyest. Økonomisk verdifall for driftsmidler i vannkraftverk vil være lave i første del av produksjonsperioden. Ordinære saldoavskrivninger ville derimot gi høyest avskrivninger i første del av produksjonsperioden. Etter utvalgets vurdering underbygger dette behovet for egne, langsiktige avskrivningsregler for særskilte driftsmidler i kraftverk slik vi har i dag. Utvalget foreslår ingen endringer i dagens avskrivningsregler.

### 11.2.2 Rentefradragsbegrensning i selskapskatten

Rentefradraget for kraftforetak har blitt vurdert i flere omganger, jf. punkt 4.2.3. For kraftforetak er det to forhold ved fradrag for gjeldsrenter som

skaper særlige utfordringer. For det første innebærer kommuners og fylkeskommuners skattefritak for finansinntekter et incentiv til å gjeldsfinansiere offentlig eide selskap. For det andre gir dagens rentebegrensingsregel større rom for rentefradrag i grunnrentenæringer med høy avkastning.

Kommuner og fylkeskommuner har skatteincentiv til å gjeldsfinansiere kraftselskaper. Kommuner og fylkeskommuner er ikke skattepliktige for renteinntekter, mens kraftselskapene får fradrag for rentekostnader. Internlån skjer oftest ved konvertering av aksjekapital til gjeld. Konverteringen skjer ved nedsettelse av selskapets aksjekapital med utdeling til aksjonær samtidig som aksjonæren låner midlene tilbake til selskapet som ansvarlig lånekapital. Ved utgangen av 2017 utgjorde ansvarlige lån til eierne av kraftforetak drøye 7,7 mrd. kroner og årlig rentekostnad knyttet til disse lånene var om lag 350 mill. kroner. I praksis har det oppstått saker hvor det er uklart om kapitalstørrelsen skattemessig må betraktes som gjeld eller egenkapital. Bli kapitalen klassifisert som egenkapital vil utbetalingene til aksjonær ikke kunne klassifiseres som renter som kan føres til fradrag. Om kapitalen betraktes som gjeld eller egenkapital avhenger av flere forhold, blant annet kapitalens prioritet ved insolvens, om det er tilbakebetalingsplikt og rentebetingelsene. Dersom kapitalen skattemessig klassifiseres som gjeld til aksjonær vil det også kunne oppstå spørsmål om rentebetingelsene er fastsatt på armlengdes vilkår.

Skatteutvalgets flertall foreslo i NOU 2014: 13 at skatteplikt for næringsvirksomhet og kapitalinntekter for kommuner med videre bør vurderes. En arbeidsgruppe nedsatt av Finansdepartementet vurderte i rapporten «*Like konkurransevilkår for offentlige og private aktører*» (2018) likere konkurransevilkår mellom private og offentlige aktører. Arbeidsgruppen pekte på at innføring av skatteplikt for kommunenes kapitalinntekter kan avhjelpe insentivene til å flytte overskudd fra skattepliktige kommunalt eide kraftselskap. Kraftselskapenes rentefradrag i ordinær skatt vil da motsvares av kommunale eieres inntektsskatt for renteinntekter. I påvente av at det blir tatt stilling til spørsmålet om skatteplikt for kommunenes kapitalinntekter, ble det i Prop. 1 LS (2018–2019) under punkt 9.11.4 foreslått at det innføres en regel som gjør at alle fylkeskommunale og kommunale eiere anses som én enhet i vurderingen av om kommunene er nærstående til kraftforetak i reglene for begrenning av rentefradrag. Hensikten var å motvirke at kommuner kan redusere skattbart overskudd i kommunalt eide selskap gjennom å yte lån. Regelen er vedtatt og trådte i kraft med virkning fra og med inntektsåret 2019.

Utvalget viser til de tidligere vurderingene og legger til grunn at skatteplikt for kommuners og fylkeskommuners kapitalinntekter vil redusere insentivene til å gjeldsfinansiere offentlig eide

kraftselskap. Om det bør innføres en slik skatteplikt vil bero på en vurdering av flere forhold.

Inntil videre har kommunene insentiv til skattemessige tilpasninger ved etablering av internlån for å oppnå rentefradrag. Videre vil private og internasjonale eiere uansett ha insentiv til flytting av overskudd ut av landet gjennom rentefradrag.

I Prop. 1 LS (2018–2019) ble det uttalt at rentebegrensingsregelen ikke er like treffsikker for vannkraftselskap med grunnrente. Rentebegrensingsregelen innebærer avskjæring av fradrag for rentekostnader som overstiger 25 pst. av en særskilt fastsatt resultatstørrelse (resultat før renter, skatt, avskrivninger og nedskrivninger, EBITDA). Ved beregningen av rentefradragsrammen tas det utgangspunkt i skattyterens alminnelige inntekt. I grunnrentenæringer der alminnelig inntekt ofte er høy vil også fradragsrammen bli høy, jf. boks 11.1. Det er vanskelig å se noen grunn til at grunnrentenæringer med renprofitt skal ha større mulighet til rentefradrag enn ordinær næringsvirksomhet. For å bidra til like muligheter til rentefradrag på tvers av næringer kan en mulighet være å nedjustere andelen av EBITDA som kan fradragsføres for grunnrentenæringer.

Utvalget tilrår at det vurderes nærmere om det er behov for justeringer av fradragsrammen for rentekostnader i selskap med inntekter fra vannkraftproduksjon.

### Boks 11.1 Illustrasjon av fradragsramme for rentefradrag

I grunnrentenæringer kan rammen for rentefradrag bli høyere enn i andre næringer uten renprofitt. Dette kan illustreres i et enkelt eksempel.

I utgangspunktet kan en legge til grunn to like bedrifter som begge har lån på 100 mill. kroner til 3 pst. rente slik at årlig rentekostnad er 3 mill. kroner. For bedriften i grunnrentenæringen er salgsinntektene høyere enn i den ordinære bedriften, jf. illustrasjonen.

Høyere salgsinntekt i grunnrentevirksomheten gir høyere fradragsramme, i dette eksemplet den dobbelte av fradragsrammen for ordinær virksomhet. Selskapet med grunnrentevirksomhet kan dermed fradragsføre renter for et dobbelt så høyt lån som selskapet med ordinær virksomhet.

Det er vanskelig å se noen grunn til at selskap i grunnrentevirksomhet skal ha behov for

større rentefradrag enn selskap med ordinær virksomhet. Kostnadene for kraftforetakene er ikke høyere og behovet for å lånefinansiere investeringene burde derfor heller ikke være høyere.

Derimot gir den høyere fradragsrammen selskapene med grunnrentevirksomhet større rom for overskuddsflytting og skattetilpasning enn selskap med ordinær virksomhet.

	Ordinær virksomhet	Grunnrentevirksomhet
Salgsinntekt	20	32
- Kostnader	8	8
= EBITDA	12	24
25 pst. fradragsramme	3	6



## 11.3 Skattevilkår for vind- og vannkraft

### 11.3.1 Innledning

Det har vært sterk vekst i vindkraftinvesteringene de siste årene, jf. punkt 3.8. Vindkraft har ikke særlige skatte- eller konsesjonsbaserte inntektsordninger slik vannkraft har. Utvalget har vurdert i hvilken grad ulike skattevilkår kan påvirke selskapenes valg av investering i vann- eller vindkraftprosjekt.

I utgangspunktet vil investeringer i vannkraft, vindkraft eller andre næringer ikke være gjensidig utelukkende. Selskap som maksimerer overskuddet vil ha insentiv til å investere i alle lønnsomme prosjekt uavhengig av om det er vannkraft, vindkraft eller andre næringer. Derfor er det i vurderingen av nøytralitetsegenskaper i kapitlene 6 og 8 lagt stor vekt på skattenes virkning på investeringsbeslutninger før og etter skatt. Nøytralt utformede skatter vil ikke svekke selskapenes insentiv til å investere i lønnsomme prosjekt selv om skattenivået er høyere enn i andre virksomheter. Selskapenes andel av kostnader og inntekter vil være lavere, men avkastningen på den investerte kapitalen etter skatt vil være uendret, jf. punkt 6.5. Skatter og konsesjonsbaserte inntektsordninger som virker som bruttoavgifter vil derimot redusere lønnsomheten etter skatt og svekker selskapenes insentiv til å investere i marginale og moderat lønnsomme prosjekt.

På kort sikt kan det være begrensende sidevilkår som skaper gjensidig påvirkning mellom investeringer i vann- og vindkraft. Det kan være begrensninger i investeringskapital i selskapet, kvalifisert arbeidskraft i selskapene, eller begrenset kapasitet i kraftnettet. Høy utbyggingstakt i vindkraftnæringen kan føre til utsettelse av investeringer i vannkraft. Det er imidlertid ikke gitt at slike begrensninger vil føre til nedprioritering av vannkraftprosjekt som har høyere avkastning. På sikt vil trolig begrensende sidevilkår løses opp, ved at selskapene utvider sin kapasitet, eller ved at investeringsprosjekter overføres til andre selskaper med ledig kapasitet. Kraftselskaper kan for eksempel selge investeringsprosjekt dersom de ikke har mulighet til å bygge dem ut selv. Da vil en igjen være tilbake i en situasjon der lønnsomme investeringer i vannkraft, vindkraft eller andre virksomhetsområder ikke står i fare for å fortrenge hverandre.

Virkningene av forskjeller i skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift, er illustrert ved hjelp av modellberegninger av lønnsomheten for selskapet etter skatt. Analysene er både gjort for

prosjekt med høy lønnsomhet, og for prosjekt med marginal lønnsomhet, jf. punkt 11.3.3.

### 11.3.2 Skattereglene for vindkraftverk

Vindkraft er ikke omfattet av særlige skatter, konsesjonskraft eller konsesjonsavgift. Vindkraftselskaper betaler selskapsskatt, samt eiendomsskatt i de kommuner der dette skrives ut. Kommunene fikk beholde muligheten til å skrive ut eiendomsskatt på vindkraftanlegg som tidligere da verk og bruk fra 2019 ble fjernet som utskrivingsalternativ, jf. punkt 4.5.

Ordinær selskapsskatt – gunstige avskrivningsregler for vindkraft

Driftsmidler i vindkraftanlegg ble tidligere avskrevet i tråd med de ordinære avskrivningsreglene fordelt på saldogruppene d, g og h. Fra 2015 ble det innført særlige avskrivningsregler for vindkraft med lineære avskrivninger over fem år. Frem til da hadde det meste av vindkraftutbyggingen skjedd i Sverige til tross for at det var et felles pliktig elsertifikatmarked for prosjekt i Norge og Sverige. Hovedhensikten med lovendringen var å etablere norske avskrivningsregler som ble tilnærmet like de svenske. Forskjeller i avskrivningsreglene i de to landene skulle isolert sett ikke være avgjørende for om vindkraftverk ble lokalisert i Sverige eller Norge. Reglene ble godkjent som lovlig statsstøtte av ESA 6. juli 2016 med virkning for driftsmidler ervervet fra 19. juni 2015. De særlige avskrivningsreglene for vindkraftverk skal gjelde for driftsmidler ervervet frem til utløpet av godkjenningsperioden for norske el-sertifikatanlegg, det vil si til og med 31. desember 2021, jf. skatteloven § 14-51. Elsertifikatordningen er nærmere beskrevet i boks 3.4.

De hurtige avskrivningene utgjør en fordel for eiere av vindkraftverk fordi nåverdien av skattefradragene øker. Støttebeløpet er avhengig av avkastningskravet, altså verdien av tidligere fradrag. Støttebeløpet kan beregnes som differansen mellom nåverdien av avskrivningene etter ordinært saldossystem, og etter de særlige lineære avskrivningene for vindkraft. Tabell 11.1 beregner slike støttebeløp for avkastningskrav fra 3,0 til 6,0 pst.

Eiendomsskatt for vindkraft

Kategorien verk og bruk ble avvirket fra 2019, men eiendomsskatt for vannkraftanlegg, kraftnett, vindkraftanlegg og petroleumsanlegg med særskatt ble videreført som tidligere. Det er kommunestyret som avgjør om det skal skrives ut eiendoms-

Tabell 11.1 Støttebeløp som følge av gunstige avskrivninger i vindkraft. Med avkastningskrav fra 3,0–6,0 pst. per år

Avkastningskrav (nominelt etter skatt)	Støttebeløp (kroner per mill. kroner investert)
6,0	35 600
4,5	30 900
3,0	24 000

Antatt at 65 pst. av driftsmidlene tilhører saldogruppe d, 5 pst. tilhører saldogruppe g og 35 pst. tilhører saldogruppe h.

Kilde: Utvalget.

skatt. Vindkraftverk skal eventuelt verdsettes til teknisk verdi, som skal tilsvare gjenanskaffelseskostnaden etter fradrag for slit, elde og eventuell utidsmessighet. Egedomsskattelova åpner også for at vindkraftanlegg verdsettes etter avkastningsverdi når denne verdsetningsmetoden best reflekterer verdien. Foreløpig er de samlede eiendoms-skatteinntektene fra vindkraft lave sammenlignet med eiendomsskatt i vannkraftnæringen, men inntektene ventes å øke i årene fremover.

### 11.3.3 Illustrasjon av lønnsomhet under forskjellige skatteregimer

Vannkraften står overfor flere skatter, samt konsesjonskraft og konsesjonsavgift avhengig av størrelsen på kraftverket. Tabell 11.2 gir oversikt over de ulike skatteordningene for vindkraft og vannkraft.

Forskjeller i skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift medfører at et vannkraftverk og et vindkraftverk med tilsvarende lønnsomhet før skatt, har ulik lønnsomhet etter skatt. Videre er det forskjeller i vilkår for vannkraftverk med effekt over og under 10 000 kVA som omtalt i kapittel 4.

I tabellene 11.3 og 11.4 er det gjort modellberegninger med utgangspunkt i lik investeringskostnad og samme lønnsomhet etter ordinær skatt. Modellen for vindkraftverk er nærmere omtalt i vedlegg 1.

For de marginalt lønnsomme prosjektene i tabell 11.3, ser vi at både vann- og vindkraft står overfor skatteordninger som gjør et marginalt verk ulønnsomt. Vannkraftanlegg med effekt på 10 000 kVA eller mer kommer samlet svakest ut, som følge av betydelige bruttoelementer i konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt. Grunnrenteskatten til staten for et marginalt kraftverk er her en positiv størrelse for selskapene. Forklaringen er at de nevnte bruttoordningene er fradragsberettiget i grunnrenteskatten. Det blir dermed et tap i grunnrenteskatten for dette kraftverket som selskapet kan samordne med positivt grunnlag i andre kraftverk selskapet eier. Dersom en ønsker å forbedre investeringsinsentivene for vannkraftanlegg med effekt over 10 000 kVA bør en derfor endre vilkårene for eiendomsskatt, samt avvikle konsesjonskraft og konsesjonsavgift.

Tabell 11.4 viser tilsvarende fordeling for prosjekt med høy lønnsomhet. For vannkraftanlegg med effekt over 10 000 kVA blir konsesjonskraften og grunnrenteskatten betydelig høyere. Eiendomsskatten for vannkraftanlegg med effekt over 10 000 kVA begrenses av maksimumsregelen. Grunnrenteskatten vil sikre fellesskapet en del av overskuddet fra prosjekt med høy lønnsomhet. Vannkraftanlegget har positiv nåverdi etter skatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Selskap som maksimerer overskuddet vil ha insentiv til å gjennomføre prosjekt med positiv nåverdi.

Så lenge avskrivningene tilsvarer økonomisk verdifall vil selskapsskatten ha om lag samme virkning på nåverdien etter ordinær skatt.

Eiendomsskatten reduserer selskapenes avkastning etter skatt og selskapene vil dermed

Tabell 11.2 Oversikt over skatter og konsesjonsordninger i vann- og vindkraft

Vindkraft	Vannkraft under 10 000 kVA	Vannkraft ≥ 10 000 kVA
– Selskapsskatt (lineære avskrivninger over fem år til og med inntektsåret 2021)	– Selskapsskatt (avskrivninger over 40/67 år)	– Selskapsskatt (avskrivninger over 40/67 år)
– Eiendomsskatt (teknisk verdi)	– Eiendomsskatt (skattemessig verdi)	– Eiendomsskatt (lønnsomhetsbasert)
		– Grunnrenteskatt
		– Naturressursskatt
		– Konsesjonskraft
		– Konsesjonsavgift

Kilde: Utvalget.

Tabell 11.3 Illustrasjon av verdifordeling mellom selskap, skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Investering på 170 mill. kroner med marginal lønnsomhet. Mill. kroner

	Vindkraft	Vindkraft (etter 2021)	Vannkraft under 10 000 kVA	Vannkraft over 10 000 kVA
Nåverdi etter ordinær skatt	0	-2	0	0
Eiendomsskatt	-6	-6	-10	-10
Konsesjonsavgift				-4
Konsesjonskraft				-18
Grunnrenteskatt				16
Selskapets nåverdi etter skatt	-6	-8	-10	-16

Oppnådd pris på vindkraft er justert for å gi lik nåverdi etter ordinær skatt.  
Kilde: Utvalget.

ikke ha insentiv til å gjennomføre alle lønnsomme investeringer før eiendomsskatt, jf. nærmere omtale i punkt 9.2. Eiendomsskattegrunnlaget fastsettes på ulik måte for vindkraft, småkraft og stor vannkraft, og virkningen på selskapenes avkastning avhenger av forutsetningene. Med forutsetningene for vannkraften som er lagt til grunn i tabell 11.4, er det relativt liten forskjell på eiendomsskatten for stor og liten vannkraft. Det er imidlertid grunn til å merke seg at kommunene ikke lenger har mulighet til å skrive ut eiendomsskatt for produksjonsutstyr og produksjonsinnstallasjoner i andre næringer når verk og bruk fra 2019 opphører som egen kategori. Dette kan medføre at investeringer på sikt forskyves fra lønnsom kraftproduksjon til annen produksjonskapital, når forskjellen i effektiv eiendomsskattesats mellom kraftproduksjon og andre næringer blir større.

Av særordningene for vannkraft virker naturressursskatten normalt som en omfordeling av grunnrente mellom stat og kommune, og har ikke virkning på selskapenes avkastning. Naturressursskatten er dermed ikke tatt med i tabellene over. En nøytral grunnrenteskatt vil heller ikke svekke selskapenes investeringsinsentiv, jf. punkt 6.5. Selskaper som maksimerer verdiene for eier vil ha insentiv til å gjennomføre alle investeringer som er lønnsomme etter skatt. En nøytral grunnrenteskatten vil da ikke påvirke selskapenes insentiv til investeringer i vann-, vindkraft eller øvrige virksomhetsområder.

#### 11.3.4 Utvalgets vurdering av skatteordninger for vann- og vindkraft

Etter utvalgets vurdering er det eiendomsskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift som har

Tabell 11.4 Verdifordeling mellom selskap, skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Investering på 170 mill. kroner med høy lønnsomhet. Millioner kroner

	Vindkraft	Vindkraft (etter 2021)	Vannkraft under 10 000 kVA	Vannkraft over 10 000 kVA
Nåverdi etter ordinær skatt	72	70	70	70
Eiendomsskatt	-6	-6	-10	-10
Konsesjonsavgift				-4
Konsesjonskraft				-27
Grunnrenteskatt				-12
Selskapets nåverdi etter skatt	66	64	60	18

Oppnådd pris for vindkraft er justert for å gi lik nåverdi etter ordinær skatt.  
Kilde: Utvalget.

størst virkning på selskapenes insentiv til å investere i lønnsomme vannkraftverk. Det er derfor i første rekke disse ordningene som bør endres for å bidra til at selskapene kan gjennomføre investeringer som er lønnsomme for samfunnet.

Investeringer i vannkraft, vindkraft eller andre næringer er i utgangspunktet ikke gjensidig utelukkende. Selskaper som maksimerer overskuddet vil på sikt ha insentiv til å investere i alle lønnsomme prosjekt. Dersom det på kort sikt er begrensende sidevilkår som fører til at et selskap må velge mellom investeringer i vann- eller vindkraftverk, er det etter utvalgets vurdering ingen grunn til at skattesystemet skal kompensere for dette. Det vil eventuelt være mer effektivt med tiltak rettet direkte mot de begrensende sidevilkårene. På sikt vil slike begrensninger opphøre slik at selskap har insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer både i vannkraft, vindkraft og andre virksomheter. Nøytralt utformede grunnrenteskatter vil ikke svekke selskapenes insentiv til å investere i lønnsomme prosjekt selv om skattenivået er høyere i en næring.

Etter utvalgets vurdering er det mange forhold som kan ha medvirket til den sterke veksten i vindkraftinvesteringer. Vindkraft er en teknologi i sterk utvikling med stor ressurstilgang og fallende kostnader. Det er også god tilgang til kapital til vindkraftinvesteringer fra europeiske investorer som vil investere i norsk vindkraft.

Etter utvalgets vurdering bør avskrivningsreglene i selskapsskatten i størst mulig grad følge det økonomiske verdifallet. Dette bidrar til at kapital og andre innsatsfaktorer allokeres dit den kaster mest av seg. Raskere avskrivningsregler for enkelt næringer eller enkelte driftsmidler er derfor uheldig, selv om avskrivningsreglene i andre land er raskere enn i Norge, jf. omtale i NOU 2014: 13, punkt 3.4.7. Utvalget støtter derfor at de særlige avskrivningsreglene for vindkraft avvikles, og at driftsmidler ervervet etter inntektsåret 2021 avskrives i ordinære saldogrupper. Dette vil bidra til likere skattevilkår for investeringer i vind- og vannkraftverk og andre virksomhetsområder.

Den teknologiske utviklingen reduserer nå støttebehovet for vindkraft og kan gjøre vindkraft til en konkurransedyktig teknologi uten støtte. Dersom lønnsomhetsforbedringene for vindkraft fortsetter, som illustrert av NVEs analyser under punkt 3.8.3, kan det på sikt oppstå renprofitt i vindkraft. Man bør derfor følge utviklingen for kostnader for vindkraft og kraftpriser for å vurdere om det kan forventes grunnrente over tid. Vindkraften utnytter, som vannkraft, felles-

ressurser som det er begrenset tilgang til og som det kreves konsesjon for å bygge ut. Utvalget vil derfor tilrå at det gjøres en vurdering av om det bør innføres grunnrenteskatt og naturressurskatt for vindkraft. En nøytral grunnrenteskatt vil ikke svekke selskapenes investeringsinsentiv og selskapene vil fortsatt ha insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer jf. punkt 6.5. Naturressurskatten virker som en omfordeling av grunnrente fra staten til kommuner og fylkeskommuner og påvirker ikke selskapenes investeringsinsentiv.

#### 11.4 Andre forhold som påvirker investeringsvilkårene for kraftprosjekt

Selskapenes vurderinger av investeringer i vann- eller vindkraftverk vil også påvirkes av en rekke andre forhold enn skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Utvalget vil peke på noen av disse.

Vindkraft har god ressurstilgang, mange potensielle investorer, og det forventes fallende gjennomsnittskostnader de kommende årene. Disse forholdene er ikke gjeldende for vannkraft på samme måte. Til gjengjeld har regulert vannkraft fordeler ved at den kan oppnå høyere salgsinntekter for kraftproduksjonen og at investeringer i eksisterende verk kan kreve mindre nettinvesteringer.

Det er mange forhold som påvirker lønnsomheten i vannkraftinvesteringer uten at det skulle tilsi behov for justeringer i skattevilkårene. Det vesentlige er at skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift ikke bør svekke selskapenes insentiv til å gjennomføre investeringer som er lønnsomme før skatt.

##### Ressurstilgang

Tilgang til gode ressurser er avgjørende når en investor skal vurdere kraftproduksjon. Av Norges totale teknisk-økonomiske potensial for vannkraft på 215 TWh, er mye allerede utbygd eller vernet, jf. punkt 3.2.3. For reinvesteringer i eksisterende verk anslår NVE det tekniske potensialet for opprusting til 3,4 TWh. Samlet potensial for opprusting og utvidelse anslås til 5–6 TWh. Potensialet for utvidelse av eksisterende vannkraftverk er stort, men vil ofte innebære naturinngrep. Utvidelsespotensialet vil derfor avhenge av miljømessige vurderinger. En god del opprustings- og utvidelsestiltak har allerede blitt gjennomført i perioden med elsertifikat.

Ressurstilgangen til vind er svært god i Norge, og bedre enn mange andre steder i Europa. Det totale teknisk-økonomiske potensialet er ikke utredet. NVE har laget et forslag til en nasjonal ramme for vindkraft som er et forslag til de mest egnede områdene for vindkraftutbygging med tanke på vindressurser, produksjonskostnader, nettilgang og miljø- og samfunnshensyn. NVE anslår at det vil være om lag 15 TWh vindkraft i Norge i 2022. Det er dermed potensial for betydelige investeringer i vindkraft med gode produksjonsegenskaper.

#### Oppnådd pris for kraftproduksjonen

Oppnådd kraftpris i stor regulerbar vannkraft forventes å være høyere enn for uregulerbar kraft fra vind- og småkraftverk. Stor vannkraft er ofte tilknyttet magasiner som gjør at vannet kan lagres og produseres når kraftprisen er høyest. Regulerbar vannkraft kan også tjene på å selge fleksibilitet i andre markeder, som balansemarkeder, jf. punkt 3.8.2. Stor regulerbar vannkraft kan dermed over tid oppnå høyere salgspriser for kraften.

Vindkraftnæringen kan ikke spare på energiressursene og regulere produksjonen på samme måte. Vindkraften må produsere når det blåser, uavhengig av om kraftprisen er høy eller lav. Dersom det er mye vindkraftproduksjon i et prisområde, og ikke nok nett til å transportere kraften ut, kan kraftprisen i området reduseres. Denne prissvekkelsen vil imidlertid ofte begrenses av at vindkraften har høy andel vinterproduksjon når prisene er høyere, samt at vannkraften ofte vil redusere produksjonen i perioder med høy vindkraftproduksjon og dermed begrense prisfallet.

#### Eierskap og kapitaltilgang

Stor vannkraft er underlagt andre eierskapsrestriksjoner enn vind- og småkraft, som omtalt under punkt 3.5. Dette følger av konsolideringsmodellen, som innebærer at stor vannkraft må kontrolleres av offentlige eiere definert som stat, fylker eller kommuner. Private aktører kan på sikt bare eie inntil en tredel av hvert store norske vannkraftverk. Det er imidlertid ingen slike eierskapsrestriksjoner for vindkraft, solkraft og småkraftverk samt kraftverk i uregulerte vassdrag med årsproduksjon under 40 GWh.

En betydelig del av kapitalen som investeres i vindkraft i Norge er fra utenlandske investorer, jf. punkt 3.5.3. Deler av den utenlandske kapitalen kommer fra investorer som foretrekker langsik-

tige investeringer med lav risiko. I noen tilfeller prissikrer de også kraftproduksjon og har dermed lavere gjenstående risiko i kontantstrømmen. Det er også et økt innslag av internasjonale investorer i selskaper som investerer i små vannkraftanlegg som ikke er omfattet av eierskapsbegrensningen i konsolideringsmodellen.

Investeringer i vindkraft og stor vannkraft skiller seg også fra hverandre gjennom investeringsobjektet. Dagens vindkraftinvesteringer går i stor grad til helt nye anlegg, mens det i vannkraften ofte investeres i eksisterende verk og eiendeler. Ved opprusting og utvidelse kan eksisterende kraftverk måtte stenges ned for å gjennomføre investeringene, som kan utgjøre betydelige inntektstap. Investeringer i opprusting og utvidelse i vannkraft kan også kreve initiativ fra eksisterende eier og et eventuelt samarbeid og enighet med nye investorer. Tilsvarende samarbeidsbehov kreves ikke for vindkraftinvesteringer der det er nye utbyggingsprosjekt.

#### Fallende investeringskostnader for vindkraft

Investeringskostnadene i vindkraft har falt raskt de siste årene, jf. punkt 3.8.3. Det forventes også at utviklingen vil fortsette i årene fremover grunnet bedre teknologi med større turbiner og mindre drifts- og vedlikeholdskostnader. Dette kan gi høyere produksjon og reduserte kostnader i vindkraftanlegg. Vannkraft er en moden teknologi der det ikke forventes liknende kostnadsreduserende teknologiforbedringer, jf. omtale i punkt 3.8.3.

#### Nettilknytning

Kostnader ved nettilknytning kan være en viktig del av investeringskostnadene ved bygging av ny kraftproduksjon. Ved reinvesteringer i stor vannkraft vil kraftnettet ofte allerede være bygd ut. Store effektutvidelser kan likevel kreve oppgradering av eksisterende nettkapasitet. Imidlertid vil det som oftest kreve mindre tid, kostnader og miljøinngrep enn i vindkraftprosjekt.

Nettilknytning er på kort sikt en større utfordring for vindkraften. Hvorvidt gode vindressurser befinner seg i nærheten av strømnnett med kapasitet til å ta imot produksjonen har mye å si for de samlede utbyggingskostnadene. Hvis utbyggingen samlet sett er samfunnsøkonomisk lønnsom, skal investeringene likevel kunne gjennomføres, selv om byggefasen kan ta lengre tid.

NVE vedtok i 2018 forskriftsendringer om hvilke kostnader som skal betales av kunden når det må gjøres tiltak i strømnettet for å legge til

rette for kundens tilknytning (anleggsbidrag). Før forskriftsendringen hadde nettselskapene anledning til å ta anleggsbidrag i distribusjonsnettet og i kundespesifikke anlegg på høyere nettnivå, som for eksempel nettradialer som knytter et kraftverk til strømmettet. De nye reglene innebærer at nettselskapene skal fastsette anleggsbidrag, og bestemmelsen er utvidet slik at reglene også kom-

mer til anvendelse i regional- og transmisjonsnettet, hvor stor vann- og vindkraft gjerne er tilknyttet. Forskriftsendringene innebærer at kraftutbyggere i større grad enn før må være med på å betale for kostnadene de påfører kraftsystemet. På denne måten får aktørene insentiv til å lokalisere kraftanlegg på steder i strømmettet med ledig kapasitet.

## Kapittel 12

# Utvalgets forslag og virkninger av disse

### 12.1 Innledning

---

Utvalget er i mandatet bedt om å gjøre en helhetlig vurdering av kraftverksbeskatningen. Hovedoppgaven er å vurdere om dagens vannkraftbeskatning hindrer at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak i vannkraftsektoren blir gjennomført.

Hovedformålet med skatte- og avgiftssystemet er å sørge for inntekter til fellesskapet. Skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift bør så langt som mulig være innrettet slik at investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme før skatt, også er lønnsomme etter skatt. Videre skal prosjekter som er ulønnsomme før skatt, også være ulønnsomme etter skatt. På den måten vil selskapene ha insentiv til å realisere de prosjektene som er lønnsomme for samfunnet slik at det samlede overskuddet blir størst mulig. Da vil det også skapes større verdier å fordele mellom selskap, kommuner, fylker og staten.

I dette kapitlet gir utvalget en oppsummering av utvalgets forslag, og det gis en vurdering av hvordan forslagene samlet sett vil virke inn på inntektene til det offentlige, inntektsfordelingen mellom sentrale og lokale myndigheter og investeringene i næringen. I tråd med mandatet er utvalgets forslag til endringer om lag provenynøytale sett over en lengre periode.

### 12.2 Oppsummering av utvalgets vurderinger og forslag

---

Skattesystemets viktigste oppgave er å sørge for finansiering av offentlige goder, tjenester og overføringer. Den norske modellen med et høyt nivå av offentlig finansierte velferdsgoder krever et relativt høyt skattenivå. Det offentliges inntekter bør hentes inn på en måte som gir minst mulig skade for ressursbruken i økonomien. Samtidig er skattesystemet utformet for å påvirke fordelingen av inntekt og formue mellom personer, og noen skatter og avgifter kan bidra til

en bedre ressursbruk der markedet ikke selv sørger for dette. Et eksempel på det sistnevnte er miljøavgifter. Et effektivt skattesystem vil først basere seg på skatter og avgifter som bidrar til bedre ressursbruk, deretter nøytrale skatter som ikke påvirker valgene til produsenter og forbrukere og til slutt vridende skatter for å oppnå tilstrekkelige inntekter til fellesskapet og mål om omfordeling, jf. kapittel 6.

Vannkraftsektoren er kjennetegnet ved at en stor del av overskuddet hentes inn av det offentlige gjennom skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Vertskommunene for vannkraftverk skiller seg ut ved at de får en stor andel av inntektene fra næringen gjennom eiendomsskatt og naturressursskatt, samt konsesjonsavgift og konsesjonskraft.

Utvalget mener det er rimelig at fellesskapet får en høy andel av grunnrenten som skapes i vannkraftnæringen ved å utnytte våre felles ressurser. Utvalget mener at dette kan gjøres på en mer effektiv måte, og på en måte som vil øke den samlede verdiskapingen. Fordeling av inntekter mellom stat, kommuner og fylkeskommuner kan gjøres gjennom egne ordninger for omfordeling og ikke gjennom særlige bruttoskatter som svekker selskapenes investeringsinsentiv. Utvalget foreslår derfor en omlegging av kraftskattesystemet slik at det i større grad legger til rette for at lønnsomme ressurser blir utnyttet.

De ulike skattene mv. som næringen står overfor, har ulike virkninger på selskapenes insentiv til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Et viktig skille knytter seg til om skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift har egenskaper som bruttoskatt eller som netto overskuddsskatt.

Ved ordninger med egenskaper som bruttoskatter, det vil si at de ikke avhenger av lønnsomheten i virksomheten, må selskapene betale skatt selv om prosjektene er marginalt lønnsomme eller ulønnsomme. Dette svekker selskapenes investeringsinsentiv. Eiendomsskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgift har egenskaper som

bruttoskatter som medfører at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer blir ulønnsomme etter skatt. Derfor foreslår utvalget for det første å avvikle ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgift. For det andre foreslår utvalget å endre de særlige eiendomsskattereglene for vannkraftanlegg slik at eiendomsskatt for vannkraft blir mer samsvarende med eiendomsskatt for andre næringer. I punkt 12.4.2 omtaler utvalget fordelingen av inntekter mellom stat, kommuner og fylkeskommuner.

En overskuddsskatt vil derimot tilpasse seg lønnsomheten i virksomheten og kan utformes nøytralt. Etter utvalgets vurdering virker grunnrenteskatten nøytralt på selskapenes investeringsbeslutninger. Grunnrenteskatten har samme egenskaper som en passiv partner som investerer på like vilkår som selskapet. Selskapets andel av prosjektet vil reduseres med grunnrenteskattesatsen, men den relative avkastningen for selskapet endres ikke. Investeringer som er lønnsomme før grunnrenteskatt, vil dermed også være lønnsomme for selskapene etter grunnrenteskatt. Der-

med vil grunnrenteskatten ikke svekke selskapenes insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer. Utvalget foreslår å redusere nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt.

Naturressursskatten vil normalt ikke påvirke selskapenes investeringsinsentiv, siden den motregnes krone for krone i statlig selskapsskatt. Skatten er dermed et virkemiddel for omfordeling av grunnrente fra staten til kommuner og fylkeskommuner.

Utvalget mener at grunnrenteskatt og ordinær selskapsskatt bør være hovedvirkemidlene for å hente inn grunnrente til fellesskapet. På den måten kan en sikre inntekter til fellesskapet uten å svekke selskapenes insentiv til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Utfordringer ved at høy norsk skatteandel gir insentiv til å flytte virksomheten til utlandet, gjør seg dessuten ikke gjeldende for stedbundne grunnrentenæringer på samme måte som for mobil næringsvirksomhet. Grunnrentenæringene er basert på naturressurser som tilhører oss alle, og aktiviteten er stedbunden. Nøytrale

### Boks 12.1 Oppsummering av utvalgets anbefalinger

Utvalget har følgende vurderinger av og forslag for skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift:

#### *Grunnrenteskatt:*

- Grunnrenteskatten er en hensiktsmessig skatteform som bør videreføres for vannkraft.
- Med sikkerhet for full verdi av investeringsfradragene skal friinntektsrenten være en risikofri rente. Utvalget har ulike tilrådninger når det gjelder fastsetting av den risikofrie friinntektsrenten.
  - Utvalgets flertall, medlemmene *Folkvord, Havnes, Rattsø og Schreiner*, mener at friinntektsrenten fortsatt bør settes lik en gjennomsnittlig rente på 12 måneders statskasseveksler som oppdateres årlig. Etter disse medlemmenes vurdering bør det ikke være noe påslag på den risikofrie renten som reflekterer en likviditetspremie eller andre forhold.
  - Utvalgets mindretall, medlemmene *Kaarbø, Møeland og Sanderud*, mener at den risikofrie renten bør reflektere de lange avskrivningstidene, enten ved at renten på 10 årig statsobligasjon brukes, eller ved at renten på 12 måneders stats-

kasseveksel med påslag for gjennomsnittlig differanse mellom 12 måneders statskasseveksel og 10 årig statsobligasjon brukes. Friinntektsrenten bør justeres årlig. Videre bør det være et påslag fordi fremtidige skattefradrag vil være mindre omsettelige enn statspapirer. Påslaget skal ikke inkludere selskapsrisiko og skal derfor være lavere enn kredittpremien for kraftobligasjoner.

- Grunnrenteskatten for vannkraft bør fortsatt være en periodisert overskuddsskatt.
- Nedre grense for grunnrenteskatt reduseres fra 10 000 kVA til 1 500 kVA.
- Det klargjøres i skatteloven at kraftforetakene får fullt fradrag i grunnrenteskatten for skattemessig gjenstående verdi og andre utgifter i de tilfeller kraftverk stenges ned.
- Inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier tilknyttet vannkraft inkluderes i grunnlaget for grunnrenteskatt.
- Ved oppfølgingen av utvalgets forslag bør det vurderes nærmere om det er hensiktsmessig å gå over til å beregne grunnrenteskatt på selskapsnivå fremfor på kraftverksnivå, og eventuelt på hvilket tidspunkt en slik omlegging er hensiktsmessig.



Boks 12.1 forts.

*Eiendomsskatt og formuesskatt:*

- Reglene om eiendomsskatt på vannkraftanlegg bør samsvare mer med de generelle reglene om eiendomsskatt på næringseiendom. Produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter skal ikke lenger inngå i grunnlaget for eiendomsskatt på vannkraftanlegg.
- Grunnlaget for eiendomsskatt for vannkraftanlegg verdsettes til skattemessig verdi. Verdsettelsesmetoden for stor og liten vannkraft blir da den samme.
- Formuesskattegrunnlaget for vannkraftanlegg skal svare til skattemessig verdi av driftsmidlene, inkludert produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter.

*Konsesjonskraft og konsesjonsavgift:*

- Konsesjonskraftordningen, som historisk skulle sikre kommunene tilgang til rimelig kraft, avvikles.
- Konsesjonsavgiften, som historisk skulle kompensere for skader og ulemper og sikre det offentlige en andel av verdiene, avvikles.
- Fordelingshensyn og behovet for overgangsordninger bør vurderes nærmere.

*Naturressursskatt:*

- Ved oppfølgingen av utvalgets arbeid bør det vurderes om det er hensiktsmessig å endre grensen for naturressursskatt, jf. utvalgets forslag til reduksjon av nedre grense i grunnrenteskatten.

*Ordinær selskapsskatt:*

- Avskrivninger bør så langt som mulig gjenpeile det økonomiske verdifallet. Dette er

bakgrunnen for dagens lange avskrivningsperiode for vannkraftanlegg.

- Utvalget viser til tidligere vurderinger der skatteplikt for kommuners og fylkeskommuners kapitalinntekter vil redusere skatteinsentivene til å gjeldsfinansiere offentlig eide kraftselskap.
- Det bør vurderes om det er behov for justering av fradragssystemet i rentebegrensingsregelen for selskaper med inntekt fra vannkraftproduksjon.

*Provenyvirkning og fordeling av skatteinntekter:*

- Provenynøytralitet for samlede offentlige inntekter kan oppnås ved økning av grunnrenteskattesatsen med anslagsvis 2 prosentenheter til 39 pst., forutsatt flertallets tilråding for fastsetting av risikofri friinntektsrente.
- Utvalgets forslag vil medføre vesentlige endringer i fordelingen av skatteinntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner. En ønsket fordeling kan oppnås ved egne ordninger for omfordeling, enten gjennom naturressursskatten eller gjennom direkte inntektsfordeling. Fordelingsspørsmålet bør vurderes nærmere ved oppfølgingen av utvalgets forslag.
- Behovet for overgangsregler må vurderes i sammenheng med et forslag om fremtidig fordeling av skatteinntektene mellom stat, kommuner og fylkeskommuner. Utvalget har derfor ikke gått nærmere inn på spørsmålet om overgangsregler.

*Vindkraft:*

- Utvalget tilrår at det gjøres en vurdering av om det bør innføres grunnrenteskatt og naturressursskatt for vindkraftverk.

grunnrenteskatter svekker ikke investeringene og reduserer dessuten behovet for vridende skatter. Utvalgets vurderinger og forslag for skatte- og konsesjonsbaserte ordninger er oppsummert i boks 12.1.

## 12.3 Virkningene av utvalgets forslag på investeringer

Eiendomsskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgifter kan føre til at samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftressurser ikke blir utnyttet. Videre fører nedre grense for fastsetting av

grunnrenteskatt til at selskaper velger å installere lavere ytelse i kraftverk enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Det gir også dårligere utnyttelse av vannkraftressursene.

Utvalgets forslag vil bidra til at det i større grad blir samsvar mellom bedriftsøkonomisk lønnsomhet etter skatt og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Forslagene vil øke selskapenes insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer, både når det gjelder ny kraftproduksjon og når det gjelder reinvesteringer i form av opprustninger og utvidelser. Videre kan det gi selskapene riktigere insentiv i valget mellom ulike investeringsalternativer. Utvalgets forslag vil dermed bidra til økt overskudd i virksomhetene på sikt, slik at det blir større verdier å fordele mellom selskap og det offentlige.

For lønnsomme kraftverk med påstemplet merkeytelse mellom 10 000 og 1 500 kVA vil staten ta en større del av overskuddet gjennom grunnrenteskatten. Grunnrenteskatten er nøytralt utformet og svekker derfor ikke selskapenes investeringsinsentiv. Forslaget om en lavere nedre grense vil redusere uheldige skatteinsentiv og kan føre til økt kraftproduksjon ved at ressursene utnyttes bedre.

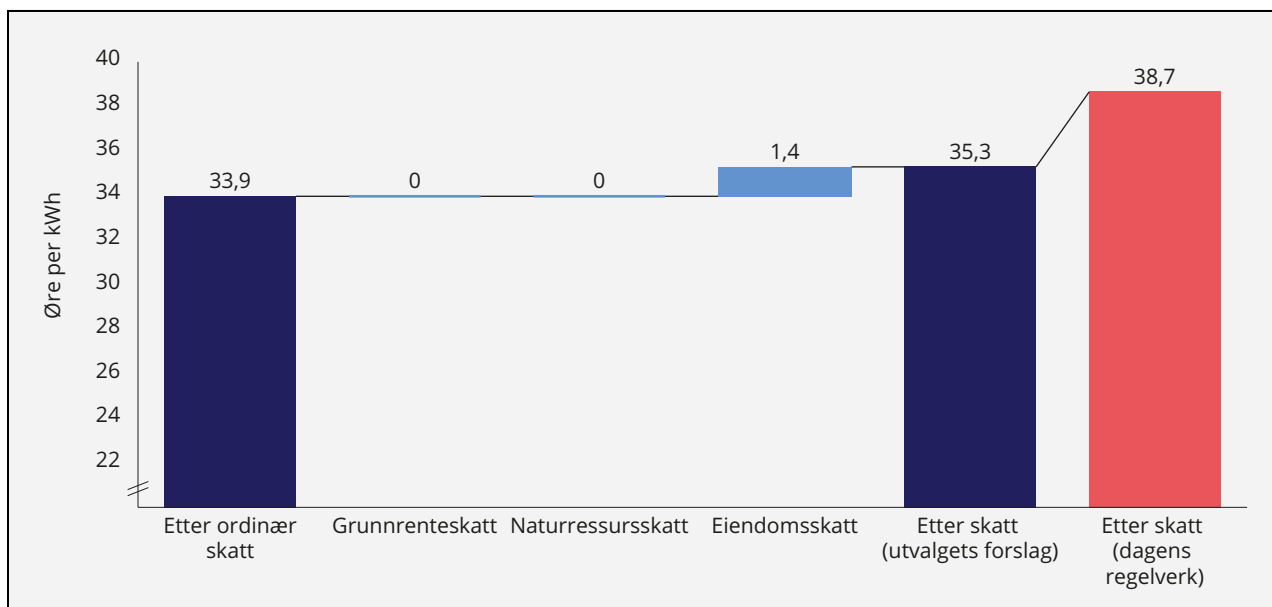
For å illustrere effekten av utvalgets forslag på selskapenes investeringsinsentiv har en gjort en ny beregning av balansepriser for et marginalt modellkraftverk med effekt over nedre grense, med samme forutsetninger som i figur 7.4. Etter som utvalget foreslår å avvikle ordningene med

konsesjonskraft og konsesjonsavgifter, gjenstår kun eiendomsskatten blant de vridende elementene som bidrar til å øke balanseprisen for det marginale kraftverket. Avkastningen i dette eksemplet påvirkes lite av omleggingen av eiendomsskatten. Utvalgets forslag medfører at balanseprisen etter skatt i modellen faller fra 38,7 øre per kWh med gjeldende regler til 35,3 øre per kWh. Det betyr at økningen i balanseprisen som følge av bruttoskatter reduseres fra 4,8 øre til 1,4 øre.

## 12.4 Samlet provenyvirkning

### 12.4.1 Forslagenes samlede provenyvirkning

Utvalgets forslag om avvikling av ordningene med konsesjonsavgift og konsesjonskraft og omlegging av eiendomsskatten for vannkraftanlegg vil redusere konsesjons- og skatteinntektene fra kraftverk. Motsatt vil forslagene om å redusere nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt og å inkludere inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier i grunnrenteinntekten bidra til å øke skatteinntektene. På kort sikt kan disse forslagene anslås å gi et samlet årlig provenytap på om lag 630 mill. kroner samlet. I dette anslaget er det tatt hensyn til at redusert proveny fra konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt vil medføre økt selskaps- og grunnrenteskatt. Konsesjonsavgift og eiendomsskatt er fradragsberettiget i overskudsskattene. Videre vil overgang fra konsesjonskraftpris til markedspris øke skattbare inntekter.



Figur 12.1 Illustrasjon av skattenes virkning på balansepris for selskapene med utvalgets forslag for et kraftverk over 10 000 kVA

Kilde: Utvalget.

Tabell 12.1 Anslåtte provenyvirkninger av utvalgets forslag sammenlignet med dagens regler. Negative tall betyr provenytap for det offentlige. Mill. kroner

Forslag	Samlet
Avvikle konsesjonsavgifter	-320
Avvikle konsesjonskraft	-910
Eiendomsskatt – gå over til skattemessig verdi	-630
Redusere nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt	750
Inkludere inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier i grunnrenteskatten	480
<i>Delsum</i>	<i>-630</i>
To prosentenheter økning i grunnrenteskattesats for provenynøytralitet	630
I alt	0

Det understrekes at anslagene er usikre. Provenyanslagene for de ulike elementene er innbyrdes avhengige.

Kilde: Utvalget.

I mandatet står det at utvalgets forslag til endringer samlet sett skal være om lag provenynøytrale sett over en lengre periode. Utvalget har lagt til grunn at dette skal være det samlede provenyet fra skatter, konsesjonskraft og konsesjonsavgift for vannkraft. Det samlede provenytapet på 630 mill. kroner anslås å tilsvare en økning i grunnrenteskattesatsen med 2 prosentenheter. I disse provenyanslagene er det lagt til grunn vurderingen fra utvalgets flertall om at friinntektsrenten fortsatt skal fastsettes som renten på 12 måneders statskasseveksler uten påslag. Høyere friinntektsrente enn dette vil redusere provenyet. Som illustrasjon vil 1 prosentenheter høyere friinntektsrente redusere den årlige grunnrenteskatten med om lag 300 mill. kroner, noe som tilsvarer en økning av grunnrenteskattesatsen med i underkant av 1 prosentenheter.

Det anslåtte provenytapet fordelt mellom enkeltforslagene er angitt i tabell 12.1. Provenyanslagene for de ulike elementene er imidlertid innbyrdes avhengige. Metoden for provenyanslagene er nærmere omtalt i vedlegg 1.

Tabellen angir det direkte provenytapet for staten, kommuner og fylkeskommuner ved utvalgets forslag. Ettersom det er lagt til grunn at samlet provenyvirkning skal være om lag uendret, legges det til grunn at utbytte til det offentlige fra Statkraft og fra kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftverk også vil være uendret.

For selskapene vil utvalgets samlede forslag forbedre investeringsinsentivene. Ved en provenynøytral omlegging vil samlet skattebetaling for selska-

pene ikke økes. Bruttoordninger som gir uheldige investeringsvridninger vil reduseres, og grunnrenteskatt uten investeringsvridninger får økt vekt. Dette legger grunnlag for bedre investeringsbeslutninger til beste for selskapene og samfunnet.

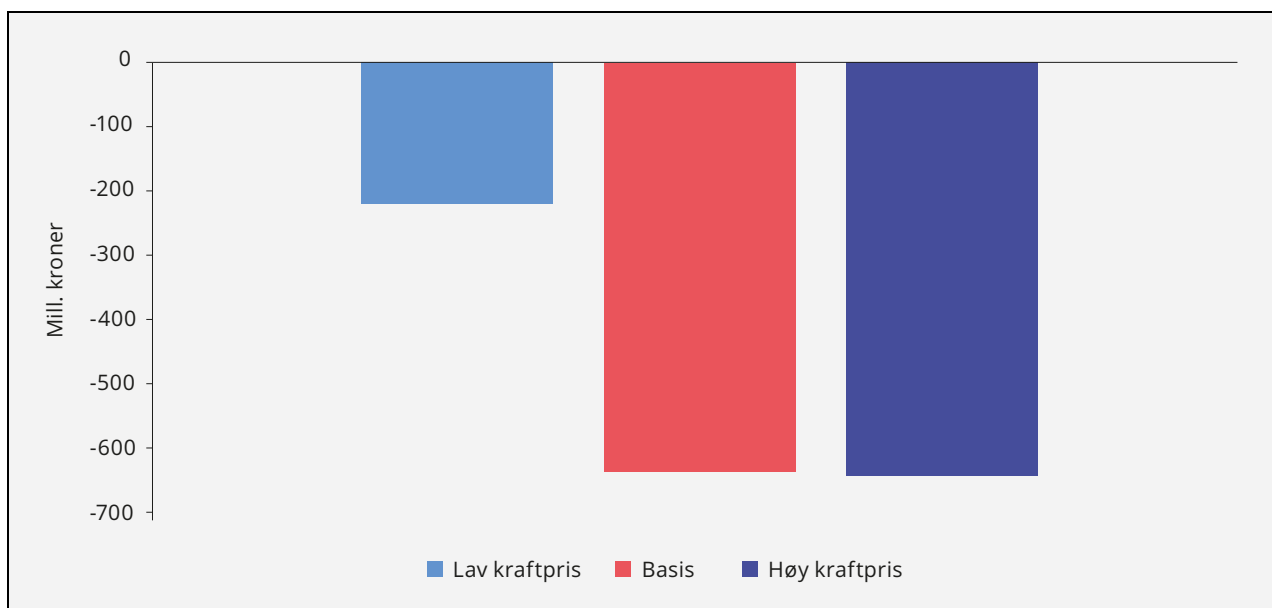
Utvalgets forslag vil gi økt insentiv til å gjennomføre lønnsomme investeringer, både i ny kraftproduksjon og i oppgraderinger og utvidelser. Økt produksjon vil gi høyere inntekter fra selskapsskatt og grunnrenteskatt, og kommunene vil få høyere inntekter fra naturressursskatten.

Inntektene fra grunnrenteskatten, verdien av konsesjonskraften, og til dels inntektene fra eiendomsskatten varierer med endringer i kraftprisen. Anslått provenyvirkning er derfor sensitiv for endringer i kraftprisen. Figur 12.2 viser de samlede provenyvirkningene av utvalgets forslag ved ulike forutsetninger om kraftpris, henholdsvis 21, 37 og 52 øre per kWh. Det er i figuren tatt utgangspunkt i provenyvirkningen før en økning i grunnrenteskattesatsen.

#### 12.4.2 Fordeling av skatteinntekter

I mandatet står det at utvalget kan se bort fra forslagenes virkning på fordeling av skatteinntekter mellom skattekreditorer (staten, kommuner og fylkeskommuner). Utvalget har likevel ønsket å vise effekten utvalgets forslag kan ha for inntektene til kommuner og fylkeskommuner.

Det er sentralt at det offentliges inntekter fra beskatningen av naturressurser kommer fellesskapet til gode. Dette skjer uavhengig av om skat-



Figur 12.2 Provenyvirkninger av utvalgets forslag ved endringer i kraftprisen. Mill. kroner

Kilde: Utvalget.

teinntektene hentes inn via kommunene eller staten. Dersom inntektene hentes inn av staten, kommer de også kommunene til gode gjennom statens overføringer til kommunene. Fordelingen av inntekter mellom sentrale og lokale myndigheter bør vurderes ved oppfølging av utvalgets forslag. Det gjelder både hvor stor andel av inntektene som bør fordeles til lokalt nivå, og hvilken fordeling som er ønskelig mellom ulike kommuner og fylker. Det er et omfattende system for å fordele overføringer og skatteinntekter mellom kommuner og fylker med både utgifts- og skatteutjevning. Imidlertid ligger hoveddelen av de lokale skatteinntektene fra kraftforetak utenfor disse ordningene. Bare naturressursskatten inngår i skatteutjevningen. Dette skaper store forskjeller i budsjetttrammene for kommunene som illustrert i punkt 4.7.3.

I prinsippet bør alle skatte- og konsesjonsinntekter vurderes samlet. Kommuner og fylkeskommuner får i utgangspunkt sine midler gjennom inntektssystemet, som gir grunnlag for et likeverdig tjenestetilbud for innbyggerne og stabile inntekter over tid.

Det er også et viktig prinsipp at næringspolitikken bør være nøytral. Det innebærer at en likebehandler ulike næringer og bedrifter. Dette prinsippet tilsier at det ikke bør være et mål å stimulere kommunene til å legge til rette for én bestemt næring, fordi det innebærer at denne næringen favoriseres på bekostning av andre næringer.

Forordningshensyn bør ikke være styrende for hvilke ordninger som brukes for å sikre inntekter til fellesskapet. Et effektivt skattesystem bør i størst mulig grad bygge på nøytrale overskuddsskatter som ikke svekker selskapenes insentiv til å gjennomføre lønnsomme tiltak. Dette tilsier reduksjon i bruttoelementer som konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt til fordel for nøytral grunnrenteskatt. En ønsket fordeling kan oppnås ved egne ordninger for omfordeling, enten gjennom naturressursskatten eller gjennom direkte inntektsfordeling.

Tabell 12.2 viser provenyvirkninger av utvalgets forslag fordelt på skattekreditorene. Det er her ikke tatt hensyn til en eventuell justering av fordelingen mellom stat, kommuner og fylkeskommuner.

For å illustrere et ytterpunkt for fordeling har utvalget sett på en full omfordeling av provenyeffekten mellom stat, kommuner og fylkeskommuner via naturressursskatten. Det understrekes at dette bare er en illustrasjon og ikke et forslag fra utvalget. For å opprettholde uendret samlet fordeling av inntekter mellom stat, kommuner og fylkeskommuner måtte naturressursskatten økes fra 1,3 til 4,6 øre per kWh. Beregningsteknisk er det også lagt til grunn at grensen for naturressursskatt reduseres til samme nivå som utvalgets forslag om nedre grense for grunnrenteskatt på 1 500 kVA.

Naturressursskatten er fradragsberettiget krone for krone i selskapsskatten, og ubenyttet

Tabell 12.2 Anslåtte provenyvirkninger av utvalgets forslag fordelt på skattekreditor. Før justering i fordelingsordninger. Negative tall betyr provenytap for det offentlige. Mill. kroner

Forslag	Samlet	Staten	Kommuner	Fylkeskommuner
Avvikle konsesjonsavgifter	-320	320	-640	0
Avvikle konsesjonskraft	-910	1 315	-1 485	-740
Eiendomsskatt – gå over til skattemessig verdi	-630	900	-1 530	0
Redusere nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt	750	750	0	0
Inkludere inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier i grunnrenteskatten	480	480	0	0
<i>Delsum</i>	<i>-630</i>	<i>3 770</i>	<i>-3 660</i>	<i>-740</i>
To prosentenheter økning i grunnrenteskattesats for provenynøytralitet	630	630	0	0
I alt	0	4 400	-3 660	-740

Det understrekes at anslagene er usikre. Provenyanslagene for de ulike elementene er innbyrdes avhengige.  
Kilde: Utvalget.

fradrag kan fremføres med rente. Naturressursskatten har dermed normalt ingen virkning på selskapenes samlede skattebetaling, jf. punkt 11.1. Dersom satsen settes høyt, kan det imidlertid føre til at ikke alle selskaper får utnyttet fradraget mot selskapsskatten fullt ut. Naturressursskatten kan da virke som en bruttoskatt som svekker selskapenes investeringsinsentiv, og kan medføre at prosjekter som er lønnsomme før skatt, blir ulønnsomme etter skatt.

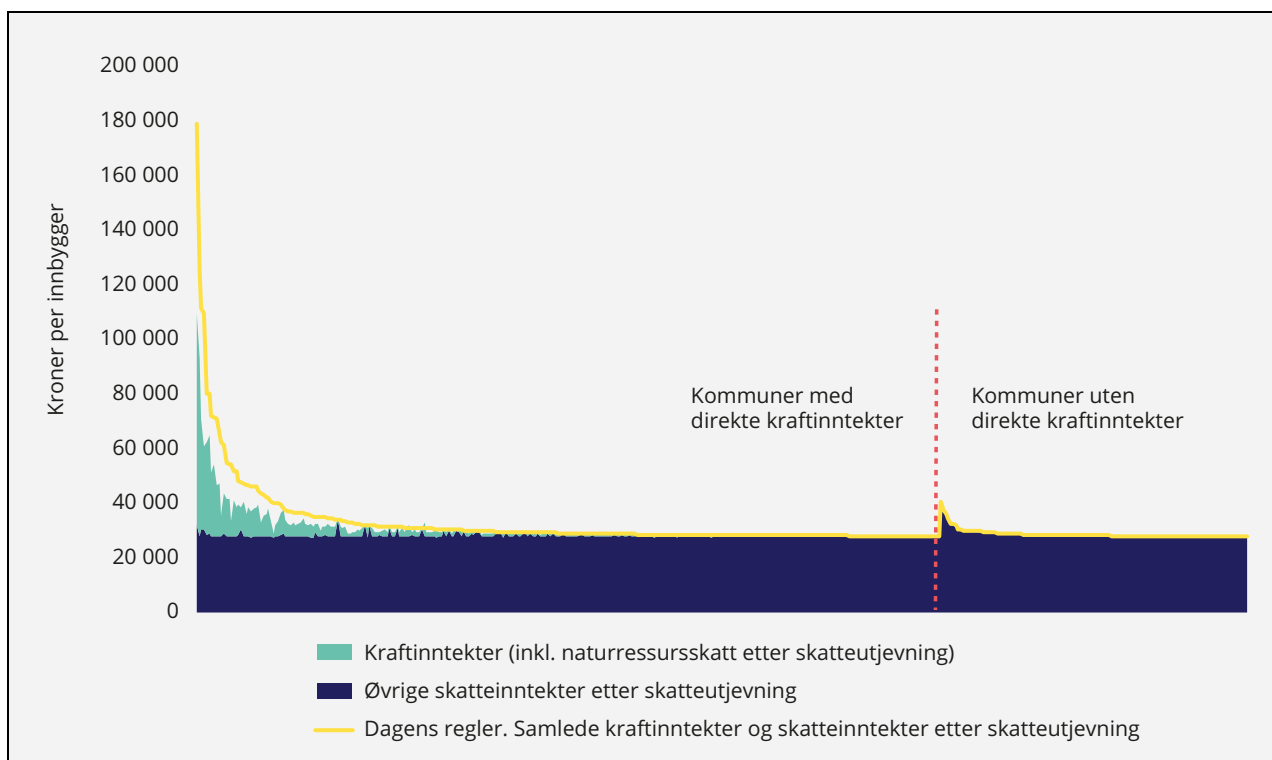
Figur 12.3 viser fordeling av skatteinntekter mellom kommuner dersom utvalgets forslag gjennomføres og hele reduksjonen i kommunenes inntekter kompenseres ved økning i naturressursskatten. Skatteinntektene ved utvalgets forslag er markert med blå og grønne felt. Samlede skatteinntekter ved dagens regler er til sammenligning markert med gul linje. Figuren tilsvarende figur 4.9, og forutsetningene er redegjort for i punkt 4.7.3. Figuren er basert på historiske tall for inntektsåret 2017, og kompensasjonen tilsvarende derfor inntektsbortfallet dette inntektsåret. Ved full omfordeling mellom stat og kommunesektor gjennom økt naturressursskatt vil 295 av 426 kommuner per 2017 få økte inntekter per innbygger. I de 295 kommunene med økte inntekter bor om lag 90 pst. av norske innbyggere. Naturressursskatten inngår i skatteutjevningen, og når naturressursskatten øker vil landsgjennomsnittet av inntektene som inngår i skatteutjevningen øke. Dermed kan både kom-

muner med skatteinntekter under landsgjennomsnittet og kommuner med skatteinntekter over landsgjennomsnittet sitte igjen med høyere inntekter.

Kommunene som i dag har de høyeste direkte kraftinntektene, vil inntektene reduseres. Inntektsbortfallet fra konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt vil for disse være større enn merinntekten fra økt naturressursskatt. Selv om inntektene reduseres for kommunene med høyest direkte kraftinntekter, vil de fortsatt ha svært høye skatteinntekter per innbygger. For eksempel vil kommunen med størst inntektsbortfall fortsatt ha kraftinntekter og skatteinntekter etter skatteutjevning som er 360 pst. av landsgjennomsnittet.

Illustrasjonen viser at det er mulig å kompensere for inntektsbortfallet som følger av utvalgets forslag gjennom økt naturressursskatt. Dette vil medføre en viss utjevning av kraftinntektene mellom kommunene sammenlignet med dagens system. Det vil også være mulig med ordninger for direkte inntektsfordeling dersom det er ønskelig med en annen fordeling mellom kommunene enn den som følger av skatteutjevningen.

I tråd med mandatet har utvalget ikke forslag til fordeling av kraftinntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner. Dette bør vurderes nærmere ved oppfølgingen av utvalgets forslag, både når det gjelder omfang og fordeling mellom kommuner og fylkeskommuner.



Figur 12.3 Illustrasjon av kommunenes inntekter med utvalgets forslag og full omfordeling mellom stat og kommunesektor. Kraftinntekter og skatteinntekter etter skatteutjevning, kroner per innbygger

Kilde: Utvalget.

## 12.5 Administrative konsekvenser

Eiere av vannkraftanlegg er i dag pålagt å gi detaljerte opplysninger om driftsmidlene som inngår i skattegrunnlagene. For større kraftforetak innebærer denne opplysningsplikten at svært store datamengder hvert år må rapporteres til skattemyndighetene. Beregningen av formuesverdi og eiendomsskattegrunnlag etter den lønnsomhetsbaserte metode er komplisert. Skatteetaten bruker en del ressurser til å rette opp feil og til å håndtere tvister om hvordan reglene om beregningsmetoden skal forstås.

Utvalgets forslag innebærer en forenkling i rapporteringsplikten ved at beregningen etter den lønnsomhetsbaserte metoden bortfaller og med det også rapportering av utskiftningskostnader for hvert enkelt driftsmiddel i kraftanleggene. Bruk av skattemessige verdier som eiendomsskattegrunnlag vil ikke medføre en ekstra rapporteringsplikt, da disse størrelsene allerede benyttes i skattemeldingen for beregning av avskrivninger og friinntekt. En mer forenklet beregningsmetode forventes å frigjøre en del av ressursene som i dag brukes på å rette opp feil og følge opp tvister.

En utvidelse av plikten til å svare grunnrenteskatt og naturressursskatt vil medføre mer enn en dobling av antall skattepliktige. Dette vil medføre økt behov for oppfølging av disse skatteordningene i Skatteetaten og økt behov for oppfølging i selskaper som eier vannkraftverk med generatorytelse mellom 10 000 og 1 500 kVA.

Samlet sett forventes det at de administrative konsekvensene av utvalgets forslag om lag vil utligne hverandre.

En avvikling av ordningene med konsesjonskraft og konsesjonsavgifter vil innebære en administrativ besparelse både hos kraftverkseierne og NVE.

Skatt på vannkraftanlegg har også vært tema i flere tvister og rettssaker, og utvalget har notert seg at konfliktnivået for denne bransjen er høyt. Forenklinger i skattesystemet kan bidra til færre retts tvister.

## 12.6 Overgangsregler

Ved gjennomføring av utvalgets forslag kan det bli behov for overgangsregler slik at endringene fases inn over noe tid. I punkt 8.5.6 har utvalget

vurdert behovet for overgangsregler som følge av redusert nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt. Ut over dette er det ikke identifisert behov for særlige overgangsregler.

Utvalgets forslag om avvikling av konsesjonskraft og konsesjonsavgift samt endring av eiendomsskatt vil isolert sett medføre en betydelig inntektsreduksjon til kommunene. Utvalget har

imidlertid ikke tatt stilling til hvordan skatteinntektene skal fordeles mellom stat og kommuner. Behovet for overgangsregler må vurderes i sammenheng med forslaget til fremtidig fordeling av skatteinntektene. Utvalget har derfor ikke gått nærmere inn i vurdering av behovet for overgangsregler for fordelingen av inntekter mellom staten, kommuner og fylkeskommuner.

---

## Referanseliste

- Berk, J., & DeMarzo, P. (2017). *Corporate Finance – 4th Global Edition*. Pearson Education Limited.
- Boadway, R. W., McKenzie, K. J., & Mintz, J. M. (1989). *Federal and provincial taxation of the Canadian mining industry: impact and implications for reform*. Ex Libris Universitatis Albert/Ensis.
- Bond, S. R., & Devereux, M. P. (1995). On the design of a neutral business tax under uncertainty. *Journal of Public Economics* (58(1)), ss. 57–71.
- Bond, S. R., & Devereux, M. P. (2003). Generalised R-based and S-based taxes under uncertainty. *Journal of Public Economics* (87(5-6)), ss. 1291–1311.
- Brown, E. C. (1948). Business-income taxation and investment incentives. I D. m.fl. (Red.), *Employment and Public Policy, Essays in Honor of AH Hansen*. New York: WW Norton & c.
- Fabozzi, F. J., Neave, E. H., & Zhou, G. (2011). *Financial Economics*. John Wiley & Sons.
- Fane, G. (1987). Neutral taxation under uncertainty. *Journal of Public Economics* (Vol. 33, issue 1), ss. 95–105.
- Finansdepartementet. (2010). *Prop. 1 LS (2010–2011) Skatter og avgifter 2011*. Oslo: Finansdepartementet.
- Finansdepartementet. (2017a). *Grunnlag for Finansdepartementets beregninger av skatter og avgifter i statsbudsjettet for 2018. Beregningskonvensjoner 2018*. Oslo: Finansdepartementet.
- Finansdepartementet. (2017b). *Prop. 1 LS (2017–2018) Skatter, avgifter og toll 2018*. Oslo: Finansdepartementet.
- Finansdepartementet. (2018a). *Meld. St. 1 (2018–2019) Nasjonalbudsjettet 2019*. Oslo: Finansdepartementet.
- Finansdepartementet. (2018b). *Prop. 1 LS (2018–2019) Skatter, avgifter og toll 2019*. Oslo: Finansdepartementet.
- Garnaut, R., & Ross, A. (1975). Uncertainty, Risk Aversion and the Taxing of Natural Resource Projects. *The Economic Journal* (85(338)), ss. 272–287.
- Greaker, M., & Lindholt, L. (2019). *Grunnrenten i norsk akvakultur og kraftproduksjon fra 1984 til 2018*.
- Hagen, K. P., & Åvitsland, G. (2000). Grunnrenteskatt, kapitalbeskatning og usikkerhet [Vedlegg 2 til NOU 2000: 18]. I *NOU 2000: 18 Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Oslo: Finansdepartementet.
- International Monetary Fund. (2012). *Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation*.
- IRENA. (2018). *irena.org*. Hentet fra Renewable Power Generation Costs in 2017: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
- Johnsen, T. (2017). *Risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk. Rapport til Finansdepartementet*.
- Krüger, P., Landier, A., & Thesmar, D. (2015). The WACC fallacy: The real effects of using a unique discount rate. *The Journal of Finance* (70(3)), ss. 1253–1285.
- Lund, D. (2000). Nøytralitet i petroleumsskattleggingen [Vedlegg 1 til NOU 2000: 18]. I *NOU 2000: 18 Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Oslo: Finansdepartementet.
- Lund, D. (2013). Kalkulasjonsrente og skatt i petroleumsvirksomhet. *Samfunnsøkonomen* (6), ss. 13–23.
- Meade, J. E. (1978). *The Structure and Reform of Direct Taxation*. London: Allen and Unwin/Institute of Fiscal Studies.
- Mirrlees, J., Adam, S., Besley, T., Blundell, R., Bond, S., Chote, R., . . . Poterba, J. M. (2011). *Tax by Design*. Institute for Fiscal Studies/Oxford University Press.
- Nord Pool. (2019). *nordpoolgroup.com*. Hentet fra <https://www.nordpoolgroup.com>
- Norli, Ø. (2017). *Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk*.
- NOU 1992: 34. (1992). *Skatt på kraftselskap*. Oslo: Finans- og tolldepartementet.
- NOU 2000: 18. (2000). *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Oslo: Finansdepartementet.



- NOU 2003: 9. (2003). *Skatteutvalget – Forslag til endringer i skattesystemet*. Oslo: Finansdepartementet.
- NOU 2014: 13. (2014). *Kapitalbeskatning i en internasjonal økonomi*. Oslo: Finansdepartementet.
- NOU 2016: 26. (2016). *Et fremtidsrettet kvote-system*. Oslo: Nærings- og fiskeridepartementet.
- NOU 2018: 5. (2018). *Kapital i omstillingens tid – Næringslivets tilgang til kapital*. Oslo: Nærings- og fiskeridepartementet.
- NVE. (2018). *Status og prognose for kraftsystemet 2018: rapport 103/2018*. Hentet fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018\\_103.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_103.pdf)
- NVE. (2018). *Kraftmarkedsanalyse 2018 – 2030, NVE rapport 84/2018*. NVE. Hentet fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018\\_84.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_84.pdf)
- NVE. (2019). *nve.no*. Hentet fra Reinvesteringsbehov, opprusting og utvidelse: <https://www.nve.no/energiforsyning/vannkraft/reinvesteringsbehov-opprusting-og-utvidelse/>
- NVE. (2019). *nve.no*. Hentet fra Vannkraft: <https://www.nve.no/energiforsyning/vannkraft/>
- NVE. (2019). *nve.no*. Hentet fra Elsertifikater: <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/?ref=mainmenu>
- NVE. (2019). *nve.no*. Hentet fra Kostnader i energisektoren: <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren/>
- NVE. (2019). *nve.no*. Hentet fra Ny kraftproduksjon: <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/ny-kraftproduksjon/>
- NVE. (2019). *nve.no*.
- Olje- og energidepartementet. (2019). *Energifakta.no*. Hentet fra <https://energifakta.no>
- Oslo Economics. (2018). Utredning om opprinnelsesgarantier og varedeklarasjoner for strøm. *OE-rapport 2018-30, utarbeidet for Olje- og energidepartementet*.
- Osmundsen, P., & Sunnevåg, K. (1995). Beskatning av utvinningsvirksomhet i Nordsjøen. *SNF-rapport nr. 55/95*. SNF.
- Skm. (2019). *skm.se*. Hentet fra Skm Svensk kraftmäklning: <http://skm.se/priceinfo/>
- Thema Consulting Group. (2018). *Informasjon om opprinnelsesgarantiers betydning for norske fylker og kommuner*. Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/36f0bce54359497c88c0066440480392/vedlegg-1--informasjon-om-opprinnelsesgarantiers-betydning-for-norske-fylker-og-kommuner-1.pdf>
- European Commission. (2015). *Taxation papers, Working paper n. 55-2015; Experiences with cash-flow taxation and prospects*. Hentet fra [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/gen\\_info/economic\\_analysis/tax\\_papers/taxation\\_paper\\_55.pdf](https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/gen_info/economic_analysis/tax_papers/taxation_paper_55.pdf)
- Finlex. (2019). *finlex.fi*. Hentet fra <https://www.finlex.fi/sv/>
- Retsinformation. (2019). *retsinformation.dk*. Hentet fra <https://www.retsinformation.dk/>
- Skatteforvaltningen. (2019). *skat.dk*. Hentet fra <https://skat.dk/skat.aspx>
- Skatteförvaltningen. (2019). *vero.fi*. Hentet fra <https://www.vero.fi/sv/foretag-och-samfund/>
- Skatteministeriet. (2019). *skm.dk*. Hentet fra <https://www.skm.dk/>
- Skatteverket. (2019). *skatteverket.se*. Hentet fra <https://www.skatteverket.se/>
-

## Vedlegg 1

# Forutsetninger ved utvalgets beregninger

## 1 Forutsetninger ved illustrasjoner med modellkraftverk

I rapporten er det beregninger og figurer med illustrasjon av effekten for et modellkraftverk. I dette vedlegget redegjøres det for de viktigste forutsetningene.

Beregningene følger de årlige inntektene og utgiftene i kraftverket over 67 år. Det er ingen verdier ved starten eller ved slutten av de 67 årene. I modellberegningene antas det at investoren vil iverksette investeringen dersom nåverdien etter skatt er null eller positiv, eller eventuelt selge prosjektet til en annen investor som vil gjennomføre investeringen.

Kostnader og inntekter er lineære med størrelsen på produksjonskapasiteten. Størrelsen på kraftverket vil dermed ikke ha innvirkning på investeringsbeslutningen, utenom ved størrelsesbestemte fiskale vilkår som konsesjonskraft, konsesjonsavgift og nedre grense i grunnrenteskatten.

### 1.1 Kostnadssiden

Kraftverket har en engangskostnad til investeringer før oppstart, som deles i dammer mv. (59 pst.), maskinteknisk utstyr (24 pst.) og elektroteknisk utstyr (17 pst.). De tre driftsmiddel-gruppene avskrives for seg, i tråd med bestemmelser i skatteloven for inntektsåret 2019.

Det antas videre en driftskostnad per kWh, som er summen av innmatingskostnaden og kostnader til drift og administrasjon. Driftskostnadene øker årlig med samme prosentvise sats som kraftprisen.

### 1.2 Inntektssiden

Kraftverket får inntekter fra salg av kraft. Kraftprisen øker med samme inflasjonssats som kostnadene. I beregningene er det sett bort fra inntekter fra elsertifikater og opprinnelsesgarantier.

### 1.3 Skatter og konsesjonsordninger

I modellen er det tatt utgangspunkt i et verk over nedre grense i grunnrenteskatten. Verket betaler de følgende skattene:

- Selskapsskatt
- Grunnrenteskatt
- Naturressursskatt
- Eiendomsskatt (verdsetting etter lønnsomhetsmetode der ikke annet er oppgitt)
- Kraftverket betaler konsesjonsavgift på 0,5 øre per kWh og avstår konsesjonskraft på 10 pst. av produksjonen til OEDs selvkostpris for 2019. Det er lagt til grunn at selvkostprisen øker i takt med inflasjonen.

Med mindre annet er angitt, er det antatt at skatte-reglene gjennom hele kraftverkets livsløp er i tråd med det gjeldende. Det innebærer blant annet at nivåene i min- og maksimumsreglene og naturressursskatten holdes nominelt uendret. Det tas høyde for reglene om minste gjenstående levetid i beregningen av gjenanskaffelsesverdi i eiendomsskatten.

### 1.4 Omregning til nåverdier og modellering av investeringsbeslutningen

De legges til grunn at kontantstrømmen etter skatt verdsettes med et avkastningskrav som reflekterer relevant systematisk risiko. De sikre skattefradragene, det vil si avskrivninger og friinntekt i grunnrenteskatten, diskonteres med en risikofri rente etter ordinære selskapsskatt tilbake til det året investeringen pådras. Bakgrunnen er nærmere omtalt i punktene 6.5 og 8.2. Videre vil avskrivninger i ordinær selskapsskatt vil ha vesentlig lavere risiko enn de usikre inntekts- og kostnadsstrømmene i prosjektet. Som en forenkling verdsettes også disse med et risikofritt avkastningskrav. Dette har bare virkning på vurderinger av samlede skatter og har ikke virkning på vurderingene av grunnrenteskattens egenskaper.

Når sikre skattefradrag verdsettes separat, må avkastningskravet for usikre inntekts- og kostnadselementer i kontantstrømmen reflektere den systematiske risikoen i denne delen av kontantstrømmen. Ut fra separate beregninger er det anslått at avkastningskravet for de usikre strømmene derfor må økes i overkant av 1 prosentenheter.

Dersom avskrivningene i ordinær selskapskatt er raskere enn det økonomiske verdifallet reduseres grunnlaget for friinntekt i grunnrenteskatten, jf. omtale i NOU 2000:18, vedlegg 2. I beregningene er det justert for denne effekten ved beregningen av verdien etter ordinær selskapskatt siden effekten knytter seg til forserte avskrivninger i ordinær selskapskatt.

Beregningene kan ekvivalent gjøres med en samlet kontantstrøm, der det samlede risikojusterte avkastningskravet vektet mellom andelen sikre og usikre kontantstrømmer. Vektingen må eventuelt gjøres for hver enkelt investeringsanalyse.

### 1.5 Nedre grense for fastsettelse av grunnrenteskatt – brukstid og investeringskostnad i nedskalerte verk

I illustrasjonen av insentivene til nedskalering ved nedre grense for fastsettelse av grunnrenteskatt, modelleres forholdet mellom ytelse, investering og produksjon. Et vannkraftverks brukstid er definert som den tid det ville ta å produsere et års midlere tilsig med full maskinytelse. Et vannkraftverk som har et midlere tilsig på 200 GWh og en installert effekt på 50 MW, har en brukstid på 4 000 timer per år. Driftstiden, som er antall timer i året generatoren produserer, vil dermed være høyere enn brukstiden.

For et gitt tilsig vil en optimalt dimensjonert generator ha lavere brukstid enn en neddimensjonert generator. I modellverket er det forutsatt en brukstid for den optimale generatoren på 3 500 timer. For produksjon som overstiger nedre grense legges det til grunn en brukstid på 2 500 timer, mens produksjonen opp til nedre grense beregnes residualt.

### 1.6 Modellen tilpasset til vindkraftverk

Modellen for vindkraftverk (jf. kapittel 11) er avledet av modellen for vannkraftverk og er tilpasset for å illustrere vindkraftverk. Den kortere levetiden for vindkraftverk er tatt høyde for, og settes lik 25 år. Skattene vindkraftverkene står overfor i modellen er:

- Eiendomsskatt (forenklet beregnet med grunnlag i skattemessig avskrevet verdi)
- Selskapskatt (med beregning både for lineære avskrivninger og ordinære saldoavskrivninger)

Kontantstrømmene diskonteres med det usikre avkastningskravet benyttet i beregningene for vannkraft, med unntak av avskrivningene i selskapskatten, som forenklet verdsettes med risikofritt avkastningskrav. Eiendomsskatten beregnes forenklet etter skattemessig verdi. I praksis verdsettes vindkraftverk etter teknisk verdi i eiendomsskatten.

I beregningene av hhv. marginale og lønnsomme vindkraftverk i tabell 11.3 og 11.4 tilpasses kraftprisen for å gi vindkraft, forutsatt lineære avskrivningsregler, og vannkraft samme lønnsomhet etter ordinær skatt.

## 1.7 Liste over parametere

### Kostnadssiden

Parameter	verdi
Investering (per kWh årlig produksjon)	5,0 kr
<i>Hvorav dammer mv.</i>	2,95 kr (59 pst.)
<i>Hvorav maskinteknisk utstyr</i>	1,20 kr (24 pst.)
<i>Hvorav elektroteknisk utstyr</i>	0,85 kr (17 pst.)
Driftskostnader inklusiv innmatingskostnad (per kWh produsert)	5 øre
<i>Kostnadsinflasjon (pst. per år)</i>	2,5

### Inntektssiden

Kraftpris i år 0, lav prisbane (øre per kWh)	17,8
Kraftpris i år 0, basis (øre per kWh)	35,9
Kraftpris i år 0, høy prisbane (øre per kWh)	47,6
<i>Kraftprisinflasjon (pst./år)</i>	2,5

### Skatter og konsesjonsordninger

<i>Friinntektsrente (pst.)</i>	0,9
Eiendomsskattesats (pst.)	0,7

*Omregning til nåverdier og modellering av investeringsbeslutningen*

Diskonteringskrav (nominelt etter skatt, pst.)	
<i>Usikre strømmer</i>	7,5
<i>Sikre fradrag</i>	0,7

*Relevante for illustrasjoner for nedre grense i grunnrenteskatten*

Forholdstall mellom merkeytelse og effekt ( $\cos(\phi)$ )	0,9
Investeringskostnad (kr per kWh)	
<i>Verk med optimal ytelse (15 000 kVA)</i>	4
<i>Nedskalert verk (9 999 kVA)</i>	4,45
Brukstid (timer)	
<i>Verk med optimal ytelse (15 000 kVA)</i>	3 500
<i>Nedskalert verk (9 999 kVA)</i>	4 000

*Forutsetninger spesifikke for vindkraftverk*

Investeringskostnad (mill. kroner/MW)	10
Utnyttelse (GWh per MW)	2,4
Investeringskostnad (kroner per kWh)	3,16
<i>Hvorav driftsmidler i gruppe d</i>	<i>1,90 (60 pst.)</i>
<i>Hvorav driftsmidler i gruppe g</i>	<i>1,26 (40 pst.)</i>
Driftskostnad (øre per kWh produsert)	10

## 2 Metode for provenyberegninger av utvalgets forslag

Utvalget har benyttet Finansdepartementets metoder for provenyberegninger slik disse er beskrevet i Beregningskonvensjoner 2018 (Finansdepartementet, 2017a). Disse tar utgangspunkt i at det etableres et referansealternativ for provenyet, det vil si et anslag på provenyet dersom skatte- og avgiftsregelverket forblir reelt uendret. Deretter beregnes virkninger av endringer i skatte- og avgiftsregelverket.

Ved utvidelse av skattegrunnlag vil provenyanslaget ofte ta utgangspunkt i eksisterende sta-

tistikk. Statistikken kan være mangelfull og lite tilpasset endringsforslagene. Det kan skyldes at statistikkens avgrensning ikke nødvendigvis samsvarer med avgrensningen i det nye skattegrunnlaget. I tillegg vil det ofte være stor usikkerhet om hvordan innføringen av en ny skatt vil påvirke skattegrunnlagene. Dette gjør at provenyanslag for skatteendringer ofte vil være skjønnsmessige og ekstra usikre. Ofte vil det først i ettertid vise seg hvor stort skattegrunnlaget er. De nye skattegrunnlagene vil da komme inn i referansebanen og usikkerheten i anslagene vil reduseres.

Provenyanslag for grunnrenteskatten og eiendomsskatten på kraftanlegg tar utgangspunkt i kraftselskapenes innrapporterte data for produksjon, inntekter og kostnader til Skatteetaten. I referansebanen for de ulike skattene fremskrives dette grunnlaget med markedsbaserte forutsetninger om blant annet kraftpriser, produksjonsvolum og renter. Anslag på fremtidige kraftpriser er basert på forwardpriser.<sup>1</sup> For produksjonsvolum brukes det anslag fra Norges vassdrags- og energidirektorat. Anslag for risikofrie renter beregnes med utgangspunkt i rentene på statskassveksler og statskasseobligasjoner tilgjengelig på Norges Banks nettsider. Anslagene fremover i tid er heftet med stor usikkerhet. Ved endringer i grenser eller innslagspunkt beregnes endringer i skattegrunnlaget. Anslått provenyvirkning er sammenlignet med videreføring av dagens regler (referansebanen). For eiendomsskatten er den forutsatte kraftprisen lagt til grunn for alle år som inngår i det rullerende gjennomsnittet.

Provenyanslag for eiendomsskatten på kraftanlegg tar utgangspunkt i de særskilte verdsettelsesreglene, som er like på tvers av kommuner. Tilnærmet alle kraftkommuner har høyeste eiendomsskattesats på 7 promille for denne type eiendom. Inntektene fra konsesjonsavgifter varierer lite fra år til år, og provenyanslaget er basert på inntektene fra konsesjonsavgifter i 2017. Provenyanslaget for konsesjonskraft er basert på verdien av konsesjonskraften. I anslaget er det lagt til grunn et volum på 8,7 TWh konsesjonskraft årlig, og verdien er beregnet som differansen mellom spotmarkedspris og konsesjonskraftpris (OED-pris).

Provenyanslaget ved å redusere nedre grense for grunnrenteskatt er basert på særlige forutsetninger som er gjort nærmere rede for i punkt 8.5.4. Provenyvirkningen av å inkludere inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier i grunn-

<sup>1</sup> Forwardmarkedet på Nasdaq commodities.

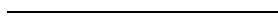
renteinntekten er anslått på bakgrunn av tall fra Oslo Economics (2018) og Thema Consulting Group (2018).

I anslagene er det tatt hensyn til at redusert proveny fra konsesjonskraft, konsesjonsavgift og eiendomsskatt vil medføre økt selskaps- og grunnrenteskatt. Konsesjonsavgift og eiendomsskatt er fradragsberettiget og overgang fra konsesjonskraftpris til spotmarkedspris vil øke skattbare inntekter. Det er ikke tatt hensyn til virkningen på utbyttebetalinger fra Statkraft og kommunalt/fylkeskommunalt eide kraftselskap i anslagene. Det understrekes at anslagene er usikre.

I de kortsiktige provenyberegningene (basisalternativet) er det tatt utgangspunkt i en referansebane for 2020. I mandatet står det at utvalgets forslag til endringer samlet sett skal være om lag provenynøytrale sett over en lengre periode. Inntektene fra grunnrenteskatten, verdien av kon-

sesjonskraften, og til dels inntektene fra eiendomsskatten varierer med endringer i kraftprisen. Anslått provenyvirkning er derfor sensitiv for endringer i kraftpris, og utvalget har sett på provenyvirkningene av forslagene ved endringer i kraftprisen. I provenyberegningene er det forutsatt en kraftpris på 37 øre per kWh i basisalternativet, 21 øre i alternativet med lav kraftpris og 52 øre i alternativet med høy kraftpris.

Utvalgets forslag vil forbedre selskapenes insentiver til å gjennomføre lønnsomme investeringer, både i ny kraftproduksjon og reinvesteringer i oppgraderinger og utvidelser. På sikt vil dette bidra til økt overskudd i virksomheten slik at det blir større verdier å fordele mellom selskap og det offentlige. Det vil ta tid før slike effekter gir utslag i provenyet og det ville være krevende å anslå størrelsesorden. Det er derfor ikke tatt hensyn til slike effekter i provenyanslagene.





# Norges offentlige utredninger

## 2018

**Arbeids- og sosialdepartementet:**

NOU 2018: 6 Varsling – verdier og vern

NOU 2018: 8 Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2018

**Barne- og likestillingsdepartementet:**

NOU 2018: 18 Trygge rammer for fosterhjem

**Finansdepartementet:**

NOU 2018: 1 Markeder for finansielle instrumenter

NOU 2018: 3 Krisehåndtering i forsikrings- og pensjonssektoren

NOU 2018: 7 Ny lov om offisiell statistikk og

Statistisk sentralbyrå

NOU 2018: 9 Regnskapsførerloven

NOU 2018: 10 Nye prospektregler

NOU 2018: 12 Energiaksjer i Statens pensjonsfond utland

NOU 2018: 17 Klimarisiko og norsk økonomi

**Helse- og omsorgsdepartementet:**

NOU 2018: 16 Det viktigste først

**Justis- og beredskapsdepartementet:**

NOU 2018: 14 IKT-sikkerhet i alle ledd

**Kunnskapsdepartementet:**

NOU 2018: 2 Fremtidige kompetansebehov I

NOU 2018: 13 Voksne i grunnskole- og videregående opplæring

NOU 2018: 15 Kvalifisert, forberedt og motivert

**Landbruks- og matdepartementet:**

NOU 2018: 11 Ny fjellov

**Nærings- og fiskeridepartementet:**

NOU 2018: 5 Kapital i omstillingens tid

**Samferdselsdepartementet:**

NOU 2018: 4 Sjøveien videre

Bestilling av publikasjoner

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon  
[www.publikasjoner.dep.no](http://www.publikasjoner.dep.no)  
Telefon: 22 24 00 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på  
[www.regjeringen.no](http://www.regjeringen.no)

Trykk: Departementenes sikkerhets- og  
serviceorganisasjon – 9/2019