

RAPPORT

# INVESTERINGSBESLUTNINGER I STOR VANNKRAFT



**MENON-PUBLIKASJON NR. 10/2019**

Av Even J.A Winje, Bettina Eileen Engebretsen og Leo A. Grünfeld



## Forord

På oppdrag for Energi Norge har Menon Economics gjort en analyse knyttet til investeringer i stor vannkraft. Mer spesifikt vurderer vi dagens investeringsklima i lys av vannkrafteiernes historiske avkastning. Rapporten er ment som et grunnlag for prosessen knyttet til regjeringens ekspertutvalg som skal vurdere om grunnrenteskatten er utformet i tråd med prinsipper for nøytral beskatning og hvorvidt dagens grunnrenteskatt påvirker vannkraftnæringens investeringsbeslutninger.

Prosjektet har vært ledet av Even J.A. Winje med Bettina Eileen Engebretsen som prosjektmedarbeider. Leo Grünfeld har vært kvalitetssikrer. Menon Economics er et forskningsbasert analyse- og rådgivingselskap i skjæringspunktet mellom foretaksøkonomi, samfunnsøkonomi og næringspolitikk. Vi tilbyr analyse- og rådgivningstjenester til bedrifter, organisasjoner, kommuner, fylker og departementer, og våre medarbeidere har økonomisk kompetanse på et høyt vitenskapelig nivå.

Vi takker Energi Norge for oppdraget og alle aktørene som stilte opp til intervju. Forfatterne står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

---

Mai 2019

Even J.A Winje  
Prosjektleder  
Menon Economics

# Innhold

<b>SAMMENDRAG</b>	<b>3</b>
<b>INNLEDNING</b>	<b>5</b>
<b>DEL 1 - INVESTERINGSTRENDER KNYTTET TIL STOR VANNKRAFT</b>	<b>7</b>
Markedsutviklingen	7
Skatt og regulering	9
Investerings­trender, basert på aktørens virkelighetsbeskrivelse.	10
Fem caser knyttet til investering i vannkraftverk	11
<b>DEL 2 -AVKASTNING I VANNKRAFT 2008-2017</b>	<b>14</b>
Definisjoner, mål og avgrensninger	14
Hvordan definere næringen?	14
Datagrunnlag	14
Tre mål på avkastning i næringen	15
Tre statistiske metoder for beregning av avkastning	15
Beregnet avkastning og lønnsomhet	16
Totalkapitalrentabilitet	16
Egenkapitalrentabilitet	16
Historisk utvikling	17
Normalavkastningskrav	18
<b>DEL 3 - HISTORISK AVKASTNING OG DAGENS INVESTERINGSKLIMA</b>	<b>19</b>
Generelt om alder og målt avkastning	19
Nærmere om reinvestering i eksisterende kraftverk	20
Potensielle konsekvenser, som følge av dagens investerings­trender	21
<b>VEDLEGG;</b>	<b>22</b>
Formler for utregning av ulike avkastningskrav	22
Intervjuobjekter;	23
Populasjon avkastningsanalyse;	23
<b>REFERANSELISTE</b>	<b>25</b>

## Sammendrag

I denne rapporten ser vi nærmere på vannkraftnæringens investeringer i produksjonsanlegg over 10 MW. Statistikk på utbygging viser at det nå investeres relativt lite i «stor» vannkraft sammenlignet med nye vindkraftprosjekter, og sett i lys av et stort reinvesteringsbehov i en aldrende kraftverkspark. Rapporten belyser hva årsakene til dette kan være.

Analysene viser at den gjennomsnittlige avkastningen for næringen, sett over de ti siste årene, ligger omlag på nivå med øvrig næringsliv etter skatt, og noe over vårt beregnede normalavkastningskrav. For en investor vil imidlertid det avgjørende være hvilken avkastning man forventer å få på den *nye kapitalen* man investerer i. Den lave investeringsaktiviteten kan derfor henge sammen med at avkastningen på nye prosjekter ligger betydelig lavere enn den historiske avkastningen.

For å belyse denne sammenhengen har vi intervjuet ti av de største norske kraftselskapene. Samtlige aktører rapporterer om at lønnsomheten knyttet til nye prosjekter er utfordrende slik investeringsklimaet er i dag. Flere selskaper viste til en fallende trend i «aktive» vannkraftprosjekter, og at de i dag i stor grad søker å utsette større reinvesteringer mest mulig, selv om det er et betydelig potensial for å øke inntekter og effektiviteten via opprusting og/eller utvidelse.

Foruten en krevende markedssituasjon peker samtlige aktører på rammebetingelsene for vannkraften, og grunnrenteskatten spesifikt, som et hinder for å gjennomføre større investeringer. I dagens grunnrenteskattemodell tar staten i praksis en eierandel i vannkraftverk i bytte mot periodiserte avskrivninger over investeringsens levetid pluss en løpende friinntekt. Dette kan sammenlignes med at investor gjennom vannkraftprosjektet forplikter seg til å gi staten et langsiktig lån på 67 år, hvor avskrivningene representerer avdragene, og friinntekten er renten på lånet.

I intervjuene viser aktørene til det markante avviket mellom deres egne finansieringskostnader og friinntektsrenten (det er denne som danner grunnlaget for skattefradrag knyttet til investeringskostnader som ikke er avskrevet). Avviket demper investeringsviljen. Denne virkelighetsbeskrivelsen reflekteres også i utbyggingsstatistikken, og reflekterer en lavere marginalavkastning enn det vi ser i dagens kraftverkspark som i stor grad ble bygget ut i tiårene etter krigen og frem til 1980-tallet.

Finansdepartementet hevder på sin side at tilbakebetalingen av «lånet» er uten risiko og at «renten» derfor skal tilsvare en risikofri kapitalplassering. Thema og Menon (2018a) argumenterer imidlertid for at det er en politisk risiko knyttet til en lånekontrakt av en så langsiktig karakter der staten (som motpart) i prinsippet har mulighet til å endre betingelsene for «kontrakten» gjennom endringer i reguleringen. Det settes også et spørsmålsteget ved metoden for å beregne risikofri rente, som er sentral for beregning av friinntektsrenten, uavhengig av vurdering av risiko knyttet til «lånebetingelsen» i den teoretiske kontrakten mellom stat og kraftselskap. Rapporten konkluderer med at friinntektsrente er for lav, noe som kan påvirke investeringsbeslutningene, både knyttet til nye og produktivetsforbedrende prosjekter.

Regjeringen har i løpet av de siste årene lagt frem flere stortingsmeldinger og strategier som omhandler omstilling av økonomien, grønn konkurransekraft, og et uttalt mål om å ta kraften i bruk. I denne sammenhengen står vannkraftens særegne egenskaper, og evnen til å lagre fornybar energi sentralt. Om man skal «*legge til rette for at vi kan videreutvikle konkurransefortrinnene de fornybare energiresursene gir oss<sup>1</sup>*», er man avhengig av at

---

<sup>1</sup> Meld. St. 25 (2015-2016); Kraft til Endring (Energimeldingen)

eierne av dagens kraftverk finner det attraktivt å investere og videreutvikle porteføljen i takt med utviklingen i markedet. Basert på aktørenes virkelighetsbeskrivelse og våre analyser risikerer man imidlertid følgende tilpasninger, knyttet til produksjonsanlegg over 10 MW, som fra et samfunnsøkonomisk ståsted ikke er optimale;

1. Investorene vil søke å unngå eller skyve på større reinvesteringer til tross for mulighetene til å øke produktiviteten i eksisterende kraftverk.
2. Investorene vil velge å bygge ut mindre anlegg (under innslagspunktet for grunnrenten), som ikke i tilstrekkelig grad utnytter den tilgjengelige vannressursen, selv om lønnsomhet før skatt er høyere over innslagspunktet.
3. Investorene vil investere for lite i regulerbar vannkraft sammenlignet med uregulerbare teknologier som vindkraft, herunder eksisterende kraftverk, sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.
4. Investorene velger å investere i andre næringer (i konsernet) selv om vannkraftprosjekter er mer lønnsomme før skatt.

Våre betraktninger rundt næringens gjennomsnittavkastning etter skatt preges av det faktum at gjennomsnittsalderen på norske vannkraftkraftverk (over 10 MW) er 49 år. Mange kraftverk vil derfor på lang vei være regnskapsmessig avskrevet. Videre har kostnadene økt betydelig. Samlet innebærer dette at dagens kraftverkspark vil ha en høyere målt avkastning enn hva man kan forvente å oppnå i nye prosjekter. Med utgangspunkt i NVEs estimater for reinvesteringer vil også bokført kapital for næringen som helhet øke betydelig i årene fremover, mens inntektssiden i mindre grad blir påvirket. Gjennomsnittsavkastningen, slik det er estimert i denne rapporten forventes derfor å falle markant på sikt.

## Innledning

I denne rapporten presenterer vi vår analyse knyttet til investeringer i stor vannkraft. Mer spesifikt vurderer vi dagens investeringsklima i lys av vannkrafteierens historiske avkastning. Bakteppet for analysen er den pågående prosessen knyttet til ekspertutvalget som blant annet skal vurdere hvorvidt dagens skattesystem påvirker vannkraftnæringens investeringsbeslutninger.

Det skapes store verdier i den norske vannkraftnæringen. I 2017 sto de norske vannkraftverkene for 96 prosent av den samlede norske kraftproduksjonen, som tilsvarer en verdi på om lag 40 milliarder kroner basert på gjennomsnittlig kraftpris over året. Av dette utgjorde eksport om lag 5,5 milliarder. «*Egenskapene ved den norske vannkraften Norge representerer også et fortrinn for norsk industri og særlig for næringen der energi inngår som en av de største innsatsfaktorene i produksjonen<sup>2</sup>*». Vannkraften har lave produksjonskostnader, ingen utslipp og den store fleksibiliteten gjør at det er lave kostnader knyttet til å balansere kraftsystemet. Sistnevnte er spesielt viktig for å sikre en effektiv og sikker kraftforsyning i møte med et stadig mer komplekst og dynamisk energisystem. Regjeringen har et uttalt mål om å ta vare og videreutvikle kraftverk med disse egenskapene<sup>3</sup>.

Vannkraftinvesteringer kan deles inn i to hovedkategorier; Nye kraftverk og reinvestering i eksisterende produksjonspark. Reinvesteringer omfatter effektivisering og/eller utvidelse av dagens produksjonskapasitet, men også investeringer rettet mot å opprettholde dagens produksjonsegenskaper. De ulike «kategoriene» innen reinvesteringer henger imidlertid tett sammen og vurderingene som gjøres i forhold til lønnsomhet vil i stor grad være den samme. I mange tilfeller vil investeringer som er nødvendige for å opprettholde produksjon og reguleringsevne *samtidig* gi muligheter for utvidelse i form av økt vanntilførsel mm. På den andre siden kan en eier, på grunn av utfordrende lønnsomhet, velge å kun reinvestere i en av to turbiner, noe som blant annet vil påvirke reguleringsmulighetene.

En stor del av de norske vannkraftverkene ble bygd i årene etter krigen og frem mot slutten av 1980-tallet. Det er derfor et økende behov for nødvendige reinvesteringer i de eldre anleggene. Ifølge NVE må det investeres om lag 150 milliarder kroner i maskin- og elektrotekniskutstyr i norske vannkraftanlegg sett over de neste 40 årene. I tillegg kommer eventuelle kostnader knyttet til vannveier, dammer og øvrig infrastruktur. Potensialet knyttet til opprusting og utvidelse i form av «ny» energi, er betydelig.

Norge var tidlig ute med å innføre markedsbasert omsetning av kraft. Etter en lengre periode med vekst, snudde trenden i kraftmarkedet mot slutten av forrige tiår. Likevel investeres det store beløp i fornybar kraftproduksjon i Norge i dag. Investeringsbildet domineres imidlertid av vindkraftprosjekter, noe figur 1 illustrerer.

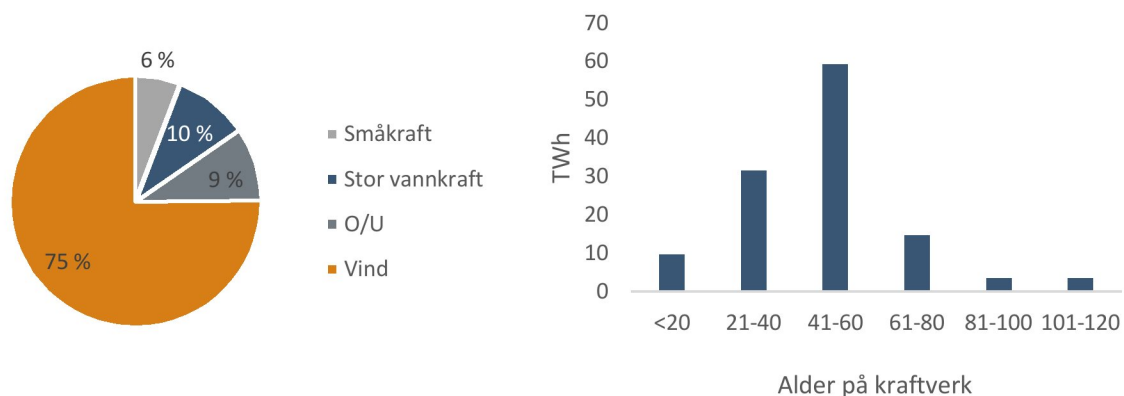
---

<sup>2</sup> Meld. St. 27 (2016-2017); *Industrien – grønnere, smartere og mer nyskapende (industrimeldingen)*

<sup>3</sup> Meld. St. 25 (2015-2016); *Kraft til Endring (Energimeldingen)*



Figur 1: Produksjonskapasitet under utbygging ved utgangen av 2018 (venstre) og normalårsproduksjon i vannkraftverk over 10 MW fordelt på kraftverks alder. Kilde: NVE



Regjeringen har i løpet av de siste årene lagt frem flere stortingsmeldinger og strategier som omhandler omstilling av økonomien, grønn konkurransekraft, og et uttalt mål om å ta kraften i bruk. Om man skal «legge til rette for at vi kan videreutvikle konkurransefortrinnene de fornybare energiressursene gir oss<sup>4</sup>», er man imidlertid avhengig av at eierne av dagens vannkraft av finner det attraktivt å investere og videreutvikle porteføljen i takt med utviklingen i kraftsystemet.

I denne rapporten ser vi på vannkraften som næring ved å ta utgangspunkt i eierens investeringsvurderinger og den historiske gjennomsnittsavkastningen. Først vurderer vi dagens investeringstrender i lys markedsutviklingen, diskusjonen rundt skattesystemet, økonomisk teori og aktørenes egne beskrivelser innhentet gjennom intervjuer. I del 2 analyserer vi den historiske avkastningen sett over de ti siste årene og sammenligner dette med mål for øvrig næringsliv og et estimert normalavkastningskrav. Til slutt diskuterer vi sammenhengen mellom historisk og forventet avkastning og mulig konsekvenser av dagens investeringstrender (del 3).

<sup>4</sup>Meld. St. 25 (2015-2016); Kraft til Endring (Energimeldingen)

## Del 1 - Investeringstrender knyttet til stor vannkraft

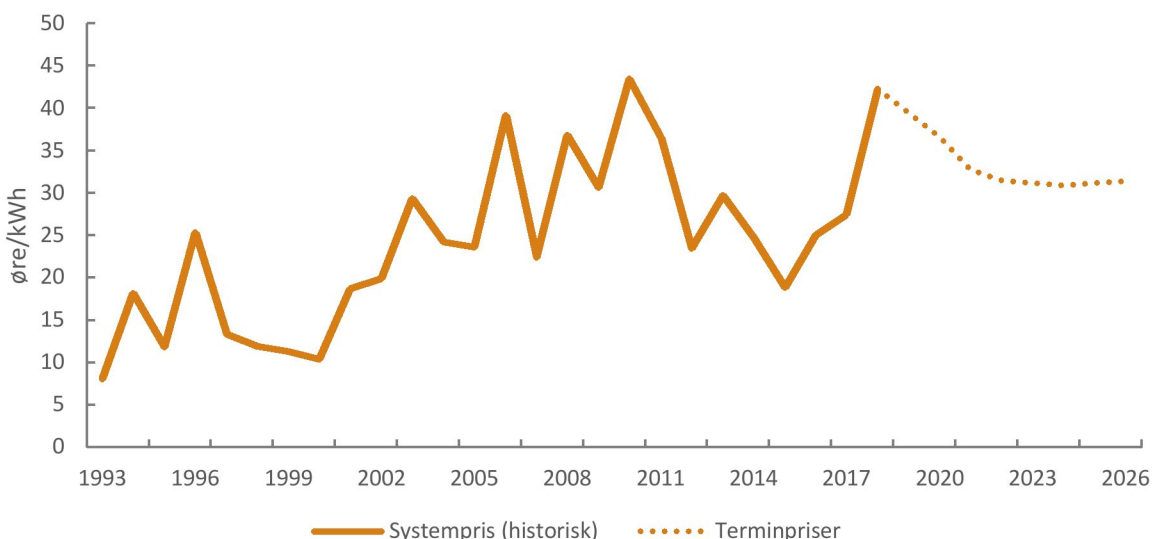
For å kartlegge dagens investeringstrender knyttet til stor vannkraft har vi intervjuet ti kraftselskap. Kraftverkene disse selskapene eier, eller er medeier i, står for om lag 80 prosent av Norges samlede produksjonskapasitet (vannkraft over 10 MW). Samtlige aktører rapporterer at det er utfordrende å skape lønnsomhet i større prosjekter slik investeringsklimaet er i dag, noe som også reflekteres i utbyggingsstatistikken. Foruten en krevende markedssituasjon pekte samtlige aktører på reguleringen av vannkraften, og grunnrenteskatten spesifikt, som et sentralt hinder for å gjennomføre større investeringer. Under følger en overordnet gjennomgang av disse to elementene samt en diskusjon av potensielle konsekvenser i lys av aktørenes virkelighetsbeskrivelser.

### Markedsutviklingen

Lønnsomheten i nye investeringer er hovedsakelig knyttet til prisutviklingen i markedet, eller mer presist forventinger om fremtidig kraftpris.

Norge har lenge vært tett integrert med våre nordiske naboer og øvrige Europa og påvirkes derfor i stor grad av den overordnede markedsutvikling i systemet som helhet. I Europa dominerer fortsatt fossil kraftproduksjon prissettingen, noe som bidrar til at prisen på kull, gass og utslippskvoter i stor grad smitter over i det nordiske systemet. Den underliggende kraftbalansen og variasjon i tilsig bidrar til variasjon relativt til utviklingen i Europa. Effekten på kapitalavkastning fra prisendringer som skyldes variasjon i nedbør vil imidlertid begrenses av at produksjonsvolumet også påvirkes i slike perioder.

Figur 2: Historiske utvikling i kraftpriser og markedspriser for kraft med levering frem til 2026<sup>5</sup>. Kilde: Noordpool og Nasdaq



Figuren over illustrerer hvordan kraftprisene har variert betydelig siden man innførte markedsbasert omsetning for kraft. Etter dereguleringen i 1991 fulgte en periode med et relativt lavt prisnivå. På 90-tallet hadde man et vedvarende overskudd av kraft som bidro til å presse prisen i Norge. På 2000-tallet var kraftmarkedet preget av vekst, med økende brensel- og kvotepriser. Siden 2010 og frem til nylig var markedet preget av et betydelig

<sup>5</sup> Per 24.04.2019



prisfall i de europeiske energimarkedene, stor utbygging av fornybar kraft i Norden, svak vekst i etterspørselen og høyt tilsig til vannkraften

Det siste året har en kombinasjon av svak hydrologisk balanse og økte priser på kontinentet bidratt til en betydelig prisoppgang. Selv om gjennomsnittsprisen i 2018 nesten matcher rekorden fra «tørråret» 2010, er imidlertid de langsiktige prisforventningene relativt moderate. Som figuren viser ligger markedsprisen for kraft levert fram mot 2026 på om lag 30 øre/kWh. Dette er imidlertid en betydelig forbedring sammenlignet med situasjonen for tre år siden da vedvarende fall i energi- og kvotepriser presset markedsforventningene ned til rundt 20 øre/kWh for tilsvarende kontrakter. En kraftpris på 30 øre/kWh er dog fortsatt lavt om man skal investere i vannkraft.

Det er stor usikkerhet knyttet til den langsiktige utviklingen. NVE og Statnetts markedsanalyser er noe mer optimistiske enn dagens prisforventninger i markedet. Usikkerhet knyttet til Energipolitiske målsetninger, markedsdesign, teknologisk utvikling, og videre integrering mellom Norden og Europa bidrar imidlertid til et betydelig utfallsrom rundt fremtidig prisutvikling og ikke minst prisstruktur både over døgn, uker og sesonger.

Med utgangspunkt i generell likevektsteori vil kraftprisen (som settes av den til enhver tid dyreste energienheten), konvergere mot den langsiktige grensekostnaden til den prissettende teknologien. Dette innebærer at fallende kostnader for fornybare teknologier på mange måter fungerer som et tak i engrosmarkedene. Alt annet likt vil med andre ord nye investeringer i norsk vannkraft i stor grad konkurrere med øvrige fornybare teknologier, og evt. vannkraft blant annet i Sverige. Ifølge NVE ligger utbyggingskostnaden for ny stor vannkraft i snitt omtrent på nivå med ny landbasert vind i dag<sup>6</sup>. NVEs forventninger til videre kostnadsreduksjoner betyr imidlertid at nye vindkraftprosjekter vil ha høyere inntjening per kWh enn nye vannkraftverk.

Energipolitikken og øvrig økonomisk utvikling fungerer som en joker både på opp- og nedsiden i dette rammeverket. I dagens markeder drives investeringer i stor grad frem av støttesystemer for fornybar. Kraftprisene domineres av *marginalkostnaden* til fossil kraftproduksjon og flere land har opprettet kapasitetsmarkeder for å opprettholde den regulerbare produksjonskapasiteten de fossile kraftverkene representerer.

Hvordan kraftmarkedene ser ut om over et halvt århundre er det ingen som vet. De fleste markedsanalyser ser som regel 20 år frem i tid. Nye investeringer i vannkraft avskrives over 67 år, noe som innebærer at lønnsomheten vil avhenge av utviklingen frem mot år 2090.

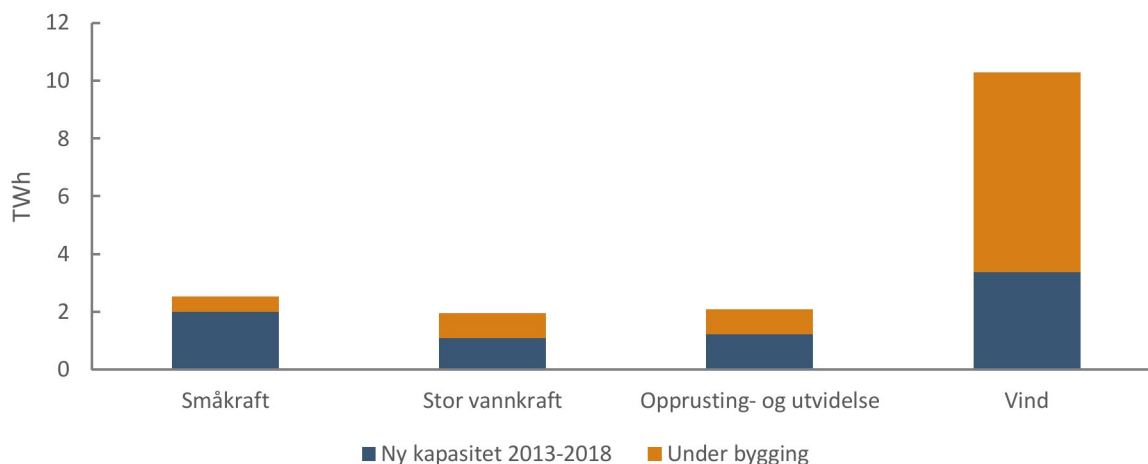
Samtidig er det viktig å påpeke at Norge er inne i en periode der det investeres mer i fornybar kraftproduksjon enn det er gjort på over 20 år. Investeringsbildet domineres imidlertid ikke av vannkraftprosjekter, noe figuren under illustrerer. Videre, sett i lys av at av omfanget av eldre kraftverk<sup>7</sup>, virker investeringsraten i opprusting og utvidelse lav.

---

<sup>6</sup> <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kostnader-i-energisektoren/>

<sup>7</sup> Jamfør figur 1 er det 80 TWh som er over 40 år, og over 20 TWh over 60 år

Figur 3: Normalårsproduksjon i kraftverk under utbygging ved utgangen av 2018 Kilde: NVE



Utbyggingen i denne perioden er i stor grad drevet frem av elsertifikatsystemet som ble innført i 2012. Som figuren over viser har imidlertid Investeringene vridd seg mot vindkraftprosjekter, som nyter godt av fallende utbyggingskostnader, god tilgang på rimelig kapital samt fleksibiliteten som magasinkraftverkene tilfører systemet. Med dagens utbyggingstakt kan andelen i 2022 ligge på rundt 10 prosent. Videre er det forventninger om betydelig vindkraftinvesteringer også frem mot 2030.

Flere av de aktørene vi har snakket med viser til en fallende trend av «aktive» vannkraftprosjekter, og at man ofte velger mindre rehabilitering av eldre kraftverk fremfor større oppgraderinger (O/U). Eksempelvis har BKK, som er en av Norges største vannkraftprodusenter, redusert sin prosjektportefølje fra 26 til 6 siden bare siden 2014. 20 er stoppet, 3 gjennomført hvorav 1 av disse er solgt, og 3 ligger til behandling hos myndighetene (2 i egenregi og 1 hvor de eier 50%). Flere av de andre aktørene vi har snakket med viser til tilsvarende trend.

## Skatt og regulering

Om lag samtidig som trenden i kraftmarkedet snudde i 2007 ble også innretningen i grunnrenteskatten endret. Fra virkeåret 2007 ble risikopåslaget i friinntektsrenten<sup>8</sup> fjernet. Fjerningen ble fra myndighetenes side begrunnet med at de investeringsbaserte fradragene i grunnrenteinntekten, herunder avskrivning og friinntekt, var å betrakte som en sikker inntekt etter endringer i regelverket.

Per i dag er ordningen slik at positiv grunnrenteinntekt skattes med 37 prosent. Kraftselskapene kan videre føre negativ grunnrenteinntekt i enkeltprosjekter mot eventuelle overskudd i andre kraftprosjekter. I år med negativ konsolidert grunnrenteinntekt på selskapsnivå utbetaler staten 37 prosent av underskuddet til kraftselskapet. Staten tar med andre ord i praksis en eierandel i vannkraftverk tilsvarende skattesatsen

<sup>8</sup> Friinntekten er en rente som skjermer deler av avkastningen fra grunnrentebeskatning. Bakgrunnen for risikopåslaget var i utgangspunktet å skjerme normalavkastningen til vannkraftverk fra ekstra beskatning.

For at grunnrenteskatten skal være nøytralt utformet må det imidlertid også være slik at staten tar sin andel av investeringskostnadene<sup>9</sup>. I motsetning til fradrag tilknyttet løpende driftskostnader får imidlertid ikke eierne av kraftselskapet kompensert for investeringskostnadene umiddelbart, men i form av periodiserte avskrivninger over investeringsens levetid.

Dagens grunnrenteskattmodell kan sammenlignes med at investor gjennom vannkraftprosjektet forplikter seg til å gi staten et langsiktig lån over 67 år. Staten betaler avdrag på lånet ved å gi selskapet fradrag for avskrivninger. I tillegg skal staten betale renter på lånet. Rentene beregnes som produktet av den delen av investeringen som ikke allerede er avskrevet og en rentesats. Dette er friinntekten.

Det er i dag stor uenighet mellom myndigheter og aktører hvorvidt grunnrenteskatten påvirker investeringsbeslutningen eller ikke. Sagt med andre ord: om den er nøytral eller ikke. I intervjuene viser aktørene til at forskjellen mellom deres egen finansieringskostnad og renten de får på «lånet» til staten bidrar til at prosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme før skatt blir ulønnsomme etter skatt. Myndighetene hevder på sin side at dagens grunnrenteskatt er utformet slik at selskapene har full sikkerhet for å få fradrag til full verdi av investeringene og at friinntekten derfor skal fastsettes som en risikofri rente.

Thema og Menon (2018) peker imidlertid på tilbakebetalingen av «lånet» til staten ikke oppfyller kravene for å være risikofri, slik myndighetene hevder. Vi argumentere for at det er politisk risiko knyttet til en lånekontrakt av en så langsiktig karakter der staten (som motpart) i prinsippet har mulighet til å endre betingelsene for «kontrakten» gjennom endringer i reguleringen. Det stilles også spørsmålsteget med metoden for å beregne risikofri rente, som er sentral for beregning av friinntektsrenten, uavhengig av vurdering av risiko knyttet til «lånebetingelsen» i den teoretiske kontrakten mellom stat og kraftselskap.

Basert på vår analyse vil vi forvente at nivået på lånekostnaden knyttet direkte til friinntekt og avskrivninger vil være høyere enn statsrenter som ligger til grunn for i dag, men lavere enn kraftselskapenes faktiske lånekostnader som reflekterer den samlede risikoen knyttet vannkraftinvesteringer.

Til syvende og sist er slik at det er vannkrafteierne som skal investere. Deres vurderinger rundt investeringsbeslutninger er derfor relevant om man skal vurdere virkningene av vannkraftreguleringen. Under følger en gjennomgang av investeringstrendene slik de ble beskrevet av aktørene i intervjuene.

### **Investerings­trender, basert på aktørens virkelighetsbeskrivelse.**

Ifølge NVE ligger det om lag 2 TWh med konsesjonssøkte prosjekter knyttet til stor vannkraft (O/U og nye kraftverk) som enda ikke har startet utbyggingen. Mange av prosjektene med konsesjon ble prosjektert under mer optimistiske markedsforventninger og er enten utsatt, stoppet eller søkt endret.

Et gjennomgangstema i intervjuene vi gjennomførte var hvordan kapitaltilgang (og i noen tilfeller ressursbegrensinger) gjør at selskapene må prioritere hvilke prosjekter de vil investere i. Flere pekte på at det i dag var mer attraktivt å investere iblant annet vindkraft, som ikke er omfattet av grunnrenteskatten, som gitt argumentasjonen i Thema og Menon (2018a), bidrar til relativt sett bedre lønnsomhet. Investeringen i vindkraft

---

<sup>9</sup> Nøytralitetsprinsippet i den periodiserte grunnrenteskatten etter dagens modell forutsetter at nåverdien av den periodiserte tilbakebetalingen av «investeringslånet» har samme nåverdi som dersom staten hadde dekket «sin» andel av investeringskostnaden på det tidspunktet investeringen faktisk ble gjennomført.

avskrives også raskere, noe som vil frigjøre kapital til andre prosjekter. Videre pekte flere på at investeringsbeslutningen skjer på konsernnivå, noe som bidrar til konkurranse om kapitalen fra andre virksomhetsområder.

Alle aktørene peker på hvordan innslagspunktet for grunnrenteskatten gir bedriftsøkonomiske insentiver til å bygge under grensen på 10 MW. Dette gjelder både i rehabilitering av gamle kraftverk og nye prosjekter. Den samme problematikken oppstår når det trekkes frem tilfeller der aktørene ser på muligheten til å flytte en vannressurs inn i et stort kraftverk. Slike investeringer kan gi økt regulerbar produksjon og høyere markedsverdi per GWh, men innebærer som regel at innteksstrømmen går fra å være unntatt, til omfattet av, grunnrenteskatt.

Flere av de aktørene vi intervjuet sier de i dag i stor grad søker å utsette eller forenkle reinvesteringer mest mulig, selv om det er potensiale for å øke inntjeningen og effektiviteten via opprusting og/eller utvidelse. En av årsakene aktørene peker på er at vedlikehold ikke krever skattemessig aktivering og kan trekkes direkte på skattegrunnlaget, mens en større investering vil innebære en avskrivning på lik linje med annen stor vannkraft.

Enkelte viset også til de relative forskjellene i rammebetingelsene mellom ulike nordiske land. Med et tett integrert nordisk marked vil man i stor grad forholde seg til den samme prisutviklingen. En, relativt sett, gunstigere beskatning vil kunne bidra til en skjev konkurranse mellom landene.

## Fem caser knyttet til investering i vannkraftverk

Under presenteres fem konkrete «caser» knyttet til investering i vannkraftverk basert på intervjuer med de aktuelle kraftselskapene. Casene er en empirisk, subjektiv beskrivelse av problemstillingene.

### Godfarfoss kraftverk – Glitre Energi Produksjon – Nedskalering av nytt kraftverk

I 2006 begynte man å prosjektere et nytt kraftverk i øvre del av Numedalslågen ved Dagali i Hol og Nore og Uvdal kommuner i Buskerud. Godfarfoss Kraftverk var planlagt som et elvekraftverk med en installert kapasitet på 19 MW. Utbygging av det opprinnelige prosjektet ville gitt en normalårsproduksjon på 56 GWh, noe som tilsvarer årsforbruket til 2.800 norske husholdninger. Kraftverket fikk sin endelige konsesjon i 2015. NVE vurderte kraftverket til å ha relativt begrenset konsekvenser knyttet til miljø, naturressurser og samfunn.

Det konsesjonssøkte prosjekter ble imidlertid aldri påbegynt. Ifølge utbygger er det ikke lønnsomhet i prosjektet slik det ble skissert i konsesjonssøknaden fra 2012. Glitre Energi Produksjon trekker frem tre hovedårsaker til at de nå har søkt om en nedskalert versjon på under 10 MW og en beregnet normalårsproduksjon på 40 GWh.

- Lavere forventinger til den langsiktige utviklingen i prisen på kraft.
- Mer kostnadseffektivt utbyggingsalternativ, som bedrer lønnsomheten
- Ikke grunnrenteskatt på inntektene knyttet til kraftproduksjonen.

Endring i forventinger om kraftpris blir trukket frem som det viktigste elementet, samtidig som man i den reviderte utbyggingen vil få en mer kostnadseffektiv utbygging og dermed mer kraftproduksjon per investerte krone. Men selv med en mer kostnadseffektiv utbygging er man ifølge utbygger avhengig av å komme under innslagspunktet for grunnrenteskatten for at prosjektet skal være gjennomførbart. Ettersom aktøren posisjonerer seg rett under innslagspunktet for grunnrenteskatten tilsier dette at grunnrenten, sett fra utbyggers ståsted, påvirker utformingen av kraftverket og de bedriftsøkonomiske vurderingene knyttet til utnyttelsen av den tilgjengelige vannressursen.

### **Bredvatn kraftverk - SFE Produksjon AS – Utsettelse av opprusting og utvidelse**

Rett nord for Ålfotbreen ligger kraftverket Åskåra 1 som ble bygget i 1971. Åskåra 1 har en installert kapasitet på 90 MW, og normalårsproduksjon på 390 GWh. Dette tilsvarer forbruket til om lag 20.000 norske husholdninger.

SFE har prosjektert et nytt kraftverk ved siden dagens aldrende anlegg, tilknyttet den samme vannressurs. Bredvatn kraftverk vil, som dagens kraftverk, ha en installert kapasitet på 90 MW og overta mellom 50 og 60 prosent av tilsiget som i dag går til Åskåra 1. Nettoøkning i normalårsproduksjonen tilsvarer 67 GWh (samlet for de to kraftverkene).

Grunnen til at den samlede produksjonen øker er at et nytt Bredvatn kraftverk vil utnytte et fall som ikke har vært utnyttet til kraftproduksjon, noe NVE også trekker frem som positivt i sin konsesjonsbehandling. Ifølge utbygger vil man også øke magasinkapasiteten noe. I kombinasjon med økt effekt (samlet) vil man derfor i større grad kunne produsere kraft når behovet er størst, og prisen høyest.

Økt fleksibilitet og mindre brukstid i Åskåra 1 vil videre legge til rette for at man kan utsette større rehabiliteringskostnader i det opprinnelige kraftverket. Når man eventuelt velger å oppgradere vil et nytt Bredvatn kraftverk bidra til at tap av vann reduseres betydelig, ettersom begge kraftverkene er tilknyttet samme magasin.

Kraftverket fikk konsesjon i 2017. Ifølge NVE er selve området lite brukt til friluftsliv og det nye kraftverk utløser heller ikke behov for nye kraftledninger. Myndighetene la vekt på at Bredvatn vill gi mer regulerbar produksjon og redusere ressurstapet ved rehabiliteringen av det eksisterende kraftverket.

Utbygger har imidlertid valgt å utsette utbyggingen. Ifølge SFE handler dette om en prioritering av selskapets kapital og ressurser. Uten alternative investeringsobjekter ville man tatt en positiv investeringsbeslutning på Bredvatn. Per dags dato opplever utbygger imidlertid at det er mer attraktivt å investere iblant annet vindkraftprosjekt. En av hovedårsakene til at SFE ser på dette som mer attraktive investeringsobjekter er at vindkraftverkene ikke er underlagt grunnrenteskatt, og nedskrives raskere. Dette bidrar, relativt sett, til bedre lønnsomhet etter skatt og at kapitalen frigjøres raskere til andre prosjekter.

### **Overføring Lyngsvatn – Lyse Produksjon AS – Uregulerbar produksjon fremfor overføring til magasin.**

Kraftverket Lysebotn II ble satt i drift i september 2018 (erstattet kraftverket Lysebotn I). Det utnytter en fallhøyde på 680 meter, har en installert effekt er 370 MW og en normalårsproduksjon på 1 500 GWh. I forlengelsen av dette prosjekter ønsker Lyse å overføre vann fra to nærliggende nedbørsfelt til inntaksmagasinet Lyngsvatn. Dette vil øke produksjon med om lag 19 GWh og ettersom vannet fra nedbørsfeltet føres inn i et stort magasin, vil økning komme i form av regulerbar kraftproduksjon.

Ifølge Lyse er alternativet til deres prosjekt at grunneiere bygger to mindre «flomkraftverk». Det er innvilget konsesjon til et av disse kraftverkene Dalaåna (mens øvre Dalaåna kraftverk ble avslått av OED). Disse kraftverkene vil imidlertid produsere når tilsiget er på sitt sterkeste, noe som normalt sammenfaller med relativt sett lav etterspørsel og lave kraftpriser. Dette står i stor kontrast til produksjonsmønsteret til større magasinkraftverk som Lysebotn som kan følge optimalisere produksjonen etter markedsutviklingen. Vannet har med andre ord en mye høyere samfunnsøkonomisk verdi, alt annet likt, om det overføres til Lysebotn.

Prosjektet har fått konsesjon av OED, men er foreløpig ikke gjennomført. Ifølge utbygger er lønnsomheten utfordrende etter skatt. Lyse peker spesifikt på forskjellen i selve verdsettingen av vannressursen, mellom en selger som ikke er pliktig å betale grunnrenteskatt og en kjøper som er det. Dette bidrar, ifølge utbygger, til at prisen blir for høy og/eller salgspris etter skatt relativt sett for lav, når man ser prosjektet som helhet.



### **Gravdalen kraftverk - Østfold Energi – nedskalering av nytt kraftverk**

Gravdalen kraftverk fikk i 2015 konsesjon til å bygge et nytt kraftverk mellom Kvevotni magasin og Gravdalen bekkeinntak tilhørende Borgund Kraftverk. Det prosjekterte kraftverket vil med andre ord øke ressursutnyttelsen av en allerede regulert vannressurs.

I bekkeinntaket er det også utfordringer knyttet til isdannelse noe som bidrar til noe overløp og produksjonstap. Ved å føre vannet direkte fra Kvevotni (med flere plussgrader), via et nytt Gravdalen kraftverk, vil man også unngå isdannelse og utfordringene knyttet til dette.

Kraftverket var planlagt med en normalårsproduksjon på 57 GWh, tilsvarende nærmere 3000 husstander. Regjeringen slo fast at samfunnsnyttene var betydelig og pekte blant annet på høy andel regulert kraft og vinterproduksjon tilsvarende 80 prosent.

Siden Østfold Energi søkte om konsesjon, helt tilbake i 2008, har imidlertid markedsutsiktene endret seg betydelig. De har nå jobbet frem et mer optimalisert alternativ, som er billigere å bygge ut, men også mindre enn det opprinnelige. Det nye prosjektet har en installert kapasitet på snaut 10 MW og en forventet produksjon på 53 GWh. Det å komme under innslaget for grunnrenteskatt, samt bedret kostnadseffektivitet er, ifølge utbygger, avgjørende for den bedriftsøkonomiske lønnsomheten etter skatt.

### **Maudal kraftverk – Lyse Produksjon AS – Nedskalering av opprusting og utvidelse**

Maudal Kraftverket utnytter et fall på 300 meter mellom Myrtjern og Maudalselva i Bjerkreimsvassdraget sør i Rogaland. Kraftverket er opprinnelig fra 1928 og ble da bygget med 6,5 MW. Siden kraftverket ble modernisert og utvidet på 1940-tallet med 2 ekstra aggregat hvert på 9,5 MW. Installert effekt er i dag om lag 25 MW med tilhørende normalårsproduksjonen på 102 GWh, noe som tilsvarer forbruket til drøyt 50.000 norske husstander. Kraftverket har nå betydelig oppgraderingsbehov. Lyse viser til tre aktuelle alternativer:

- Et nytt kraftverk på 20 MW (100 GWh)
- Ruste opp det gamle kraftverket uten å foreta «nye investeringer»
- To nye kraftverk på snaut 10 MW hver (100 GWh).

Sammenlignet med å opprettholde dagens kraftverk vil man ved å bygge nytt spare betydelig driftskostnader, samt unngå tap av vann i byggeperioden. Når Lyse startet prosjekteringen i 2008 så de på et betydelig mer kostbart alternativ der kraftverket lå i fjellet. Dette alternativet er imidlertid langt fra bedriftsøkonomisk lønnsomt i dag.

Av de to nye alternativene er lønnsomheten knyttet til to separate kraftverk betydelig bedre enn ett stort ifølge utbygger. Dette til tross for at man mister om lag 10% av fallhøyden. Lyse er tydelig på at forskjellen mellom de to ene og alene dreier seg om grunnrenteskatt.

## Del 2 -Avkastning i vannkraft 2008-2017

### Definisjoner, mål og avgrensninger

#### Hvordan definere næringen?

For å beregne den historiske avkastning i næringen har vi benyttet en populasjon av kraftprodusenter med utgangspunkt i NVEs oversikt over eiere og deleiere av vannkraftverk med en installert kapasitet på minimum 10 MW. Populasjonen er videre revidert med hensyn til næringskode og kjernevirksomhet. Analyse omfatter kun virksomheter med næringskode 35.111 «Produksjon av elektrisitet fra vannkraft» i Brønnøysundregisteret. Virksomheter som har en betydelig aktivitet innen andre næringer eller en betydelig andel egenkapital tilknyttet datterselskaper er ekskludert.

Totalt består vår populasjon, heretter «vannkrafteierne», av 60 foretak. Kraftverkene tilknyttet disse foretakene har en installert kapasitet på 29.250 MW og en normalårsproduksjon på 124 TWh. Dette tilsvarer 92 prosent av produksjonskapasiteten til den norske vannkraftnæringen.

#### Datagrunnlag

Vår avkastningsanalyse er basert på Menons regnskapsdatabase, som inneholder historiske regnskapsdata for alle norske bedrifter. Ettersom analysen gjøres på selskapsnivå vil inntektgrunnlaget omfatte alle inntekter som inngår i virksomhetenes regnskap<sup>10</sup>. Med andre ord vil eventuelle inntekter fra finansiell handel og/eller bilaterale avtaler være inkludert i estimatene. Dette kan bidra til å løfte avkastningen sammenlignet med en «ren» kraftprodusent, men representerer samtidig en reel mulighet for å sikre inntektgrunnlag for alle de aktuelle aktørene, om i noe varierende grad. Finansielle inntekter utgjør også en liten andel av inntektgrunnlaget selv for de største aktørene<sup>11</sup>. På den andre siden kan vi ikke utelukke at vi også undervurderer enkelte selskapers avkastning noe, på grunn av egenkapital overført fra datterselskap. I vår «vaskede» populasjon vil dette hovedsakelig gjelde for store kraftselskap med betydelige sum eiendeler i eget selskap, slik at effekten er fra eventuelle datterselskap er begrenset. Vi har gjort sensitivitetsberegninger for de mest aktuelle selskapene uten at det slår nevneverdig ut på næringsestimatene.

Videre vil også mindre kraftverk som selskapene eier omfattes av analysen. Disse kraftverkene utgjør imidlertid kun *tre* prosent av produksjonskapasitet i porteføljen tilknyttet vår populasjon. Vi anser derfor næringsestimatene som representative for eiere av stor vannkraft.

---

<sup>11</sup> Aktivitet i andre næringsområder som for eksempel nettvirksomhet, sluttbrukermarkedet eller hovedkontor skal ikke påvirke resultatet da dette stort sett er skilt ut i egne selskaper. Om ikke er de fjernet fra populasjonen.

## Tre mål på avkastning i næringen

Vi har utarbeidet tre mål for avkastning blant vannkrafteiere, som alle beregnes før og etter skatt<sup>12</sup>:

**Totalkapitalrentabilitet** beregner bedriftens avkastning på totalkapitalen, hvilket betyr at den viser avkastningen på egenkapital og gjeld samlet. Dette avkastningsmålet består av en brøk med ordinært resultat før/etter skatt + betalte renter over brøkstreken og bedriftens gjennomsnittlige totalkapital det siste året under.

**Egenkapitalrentabilitet** før skatt er et mål på hvor stor avkastning aksjonærene får på egenkapitalen de har tilført selskapet. Den består av en brøk, der bedriftens ordinære resultat før skatt settes over brøkstreken og bedriftens gjennomsnittlige egenkapital det siste året settes under. For å beregne egenkapitalrentabilitet etter skatt benyttes årsresultat istedenfor ordinært resultat før skatt over brøkstreken.

**Normalavkastning** er uttrykk for et krav til minimumsavkastning på kapital knyttet til en spesifikk type investering eller næring. I analysene som ligger til grunn for våre vurderinger benytter man den såkalte WACC-modellen. Weighted Average Cost of Capital» (WACC) legger til grunn ulike avkastningskrav for ulike kapitalkilder, avhengig av om det er egenkapital eller lånekapital som finansierer aktiviteten.

En nærmere beskrivelse av de de spesifikke formlene/modellene ligger i vedlegget.

## Tre statistiske metoder for beregning av avkastning

Det er store variasjoner i lønnsomhet fra bedrift til bedrift. Ettersom lønnsomhetsmålene ikke har noen begrensning med henhold til hvor store verdiene kan bli, vil noen få ekstremverdier fort kunne gi betydelig utslag. Vi har derfor valgt å presentere tall for næringen basert på vektete gjennomsnitt av bedriftene, median-verdier og trimmede gjennomsnitt.

Et **vektet gjennomsnitt** er lik et gjennomsnitt hvor hver virksomhet i grunnlaget er tillagt vekt etter omsetning. Foruten om dette er avkastningsmålene estimer som over.

**Medianen** er den midterste observasjonen når populasjonens gjennomsnittlige avkastning over perioden er sortert i stigende rekkefølge. Det er med andre ord den verdi der halvparten av populasjonen ligger over (de med gjennomsnittlig avkastning over medianen) og den andre halvparten ligger under (de med gjennomsnittlig avkastning under medianen).

Ved beregning av et **trimmet gjennomsnitt** har vi fjernet ekstremalverdiene i populasjonens estimerte avkastning, tilsvarende de 5 prosent høyeste og laveste verdiene, før et ordinært gjennomsnitt er regnet ut. Et trimmet gjennomsnitt eliminerer i så måte betydningen ekstremalverdier har på det ordinære gjennomsnitt.

Ettersom lønnsomhetsmålene varierer over tid har vi valgt å fremstille dem ved hjelp av to ulike figurer. Vi benytter en figur som viser snittet av avkastningsmålene i perioden 2008-2017 for de tre statistiske metodene og en figur som illustrerer avkastningsmålenes historiske utvikling av det vektete gjennomsnittet fra 2008 til 2017.

---

<sup>12</sup>Avkastning etter skatt er, som før skatt estimatene, beregnet på grunnlag av regnskapsdata for vannkrafteierene. For øvrig næringsliv var det mest hensiktsmessig å benytte en flat skatt tilsvarende den faktiske selskapskatten i et gitt år over analyseperioden.

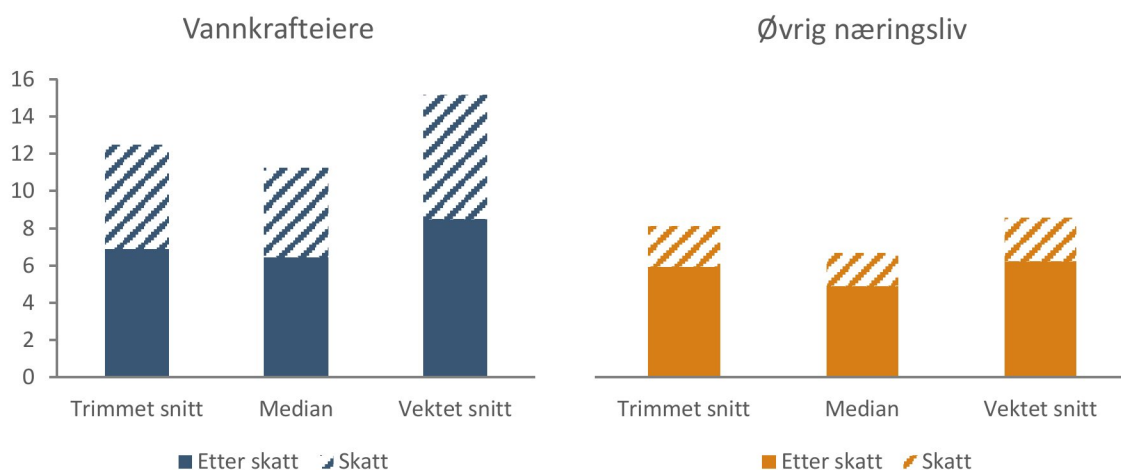
## Beregnet avkastning og lønnsomhet

### Totalkapitalrentabilitet

Figur 4 viser den gjennomsnittlige totalkapitalrentabiliteten i perioden 2008-2017. Estimaten viser liten forskjell i avkastning mellom vannkraftfeier og øvrig næringsliv<sup>13</sup> etter skatt. Avstanden varierer mellom 1 og 2 prosentpoeng avhengig av hvilket av de statistiske målene vi legger til grunn. Videre er det tydelig hvordan forskjellene i skattesystemet slår ut i en betydelig høyere marginalsatt for vannkraftfeierne. Dette innebærer også at avkastningen før skatt ligger godt over øvrig næringsliv, men at denne ekstra inntekten i stor grad tilfaller felleskapet via skattesystemet.

Forskjellen mellom de statistiske målene tilsier at store foretak generelt har høyere avkastning på sine aktiva enn det mindre bedrifter har. Dette gjelder for begge populasjonene, men trenden er noe sterkere for vannkraftfeierne. Ettersom medianen ligger under begge snittene tilsier dette også at fordelingen er høyreskjev. Det vil si at det er flere foretak med avkastning under snittet enn over.

Figur 4: Totalkapitalrentabilitet 2008-2017, snitt



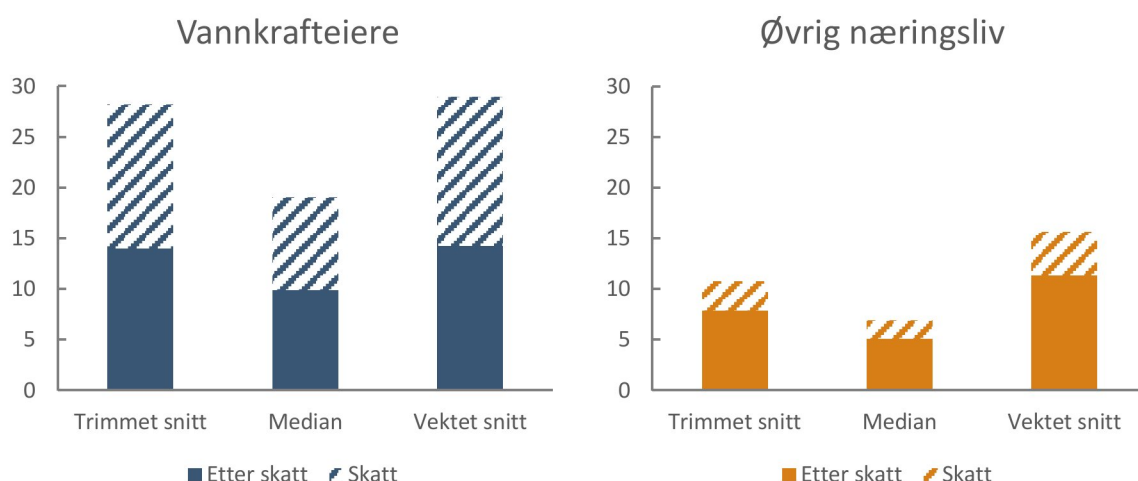
### Egenkapitalrentabilitet

Egenkapitalrentabilitet fra 2008 til 2017 varierer også relativt mye på tvers av de ulike statistiske metodene. Videre har vannkraftnæringen en høyere gjeldsandel per krone egenkapital, noe som reflekteres i en større forskjell mellom total- og egenkapitalrentabilitet. Dette kalles gjerne å «geare» kapitalen. Høyere «gearing» innebærer også høyere risiko og høyere forventet avkastning.

Vannkraftfeiernes avkastning på egenkapitalen ligger også høyere enn øvrig næringsliv. Som for totalkapitalrentabiliteten er imidlertid forskjellene mindre etter skatt. For det vektete snittet skiller det under 3 prosentpoeng. Bakgrunnen for dette er som sagt at vannkraftnæringen betaler mer skatt per krone enn øvrig næringsliv.

<sup>13</sup> Øvrig næringsliv uten finans- og petroleumsnæringen

Figur 5: Egenkapitalrentabilitet 2008-2017, snitt



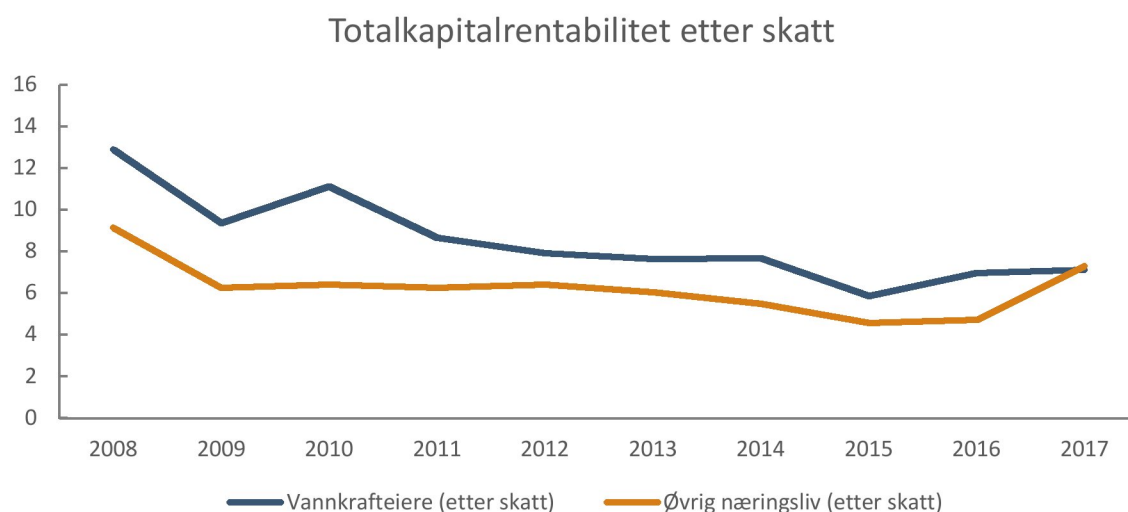
### Historisk utvikling

Figur 6 viser hvordan avkastningen har utviklet seg gjennom analyseperioden, illustrert ved totalkapitalrentabiliteten etter skatt. Vannkrafteierernes høyeste avkastning på totalkapitalen før skatt finner vi i 2008. I perioden 2010-2015 falt derimot avkastningen med om lag 9 prosentpoeng før kurven tok seg noe opp mot slutten av analyseperioden. Likevel lå totalkapitalrentabiliteten etter skatt under øvrig næringsliv i 2017.

Utviklingen i avkastning er naturlig nok tett knyttet til utviklingen i kraftmarkedet, noe også aktørene pekte på i deres vurderinger av dagens investeringsklima. Prisvariasjon som i stor grad skyldes forskjeller i nedbørsmengde dempes imidlertid av lavere/høyere produksjonsvolum. Eksempelvis var kraftprisen, som et snitt over året, 18 prosent høyere i 2010 enn i 2008, mens 2015 var et år med ekstremt lave priser.

Vannkrafteierernes rentabilitet synes i tillegg å være medsyklisk, hvilket betyr at når avkastningen i næringslivet øker/synker så øker/synker også vannkrafteierernes avkastning.

Figur 6: Utvikling i totalkapitalrentabilitet 2008-2017, vektet gjennomsnitt





## Normalavkastningskrav

Normalavkastningskrav er uttrykk for et krav til minimumsavkastning på kapital knyttet til en spesifikk type investering eller næring. De fleste av våre intervjuobjekter oppgir at de bruker et avkastningskrav basert på kapitalverdimodellen og WACC ('Weighted Average Cost of Capital') for å bestemme risikostjustert avkastningskrav til totalkapitalen for nye investeringer.

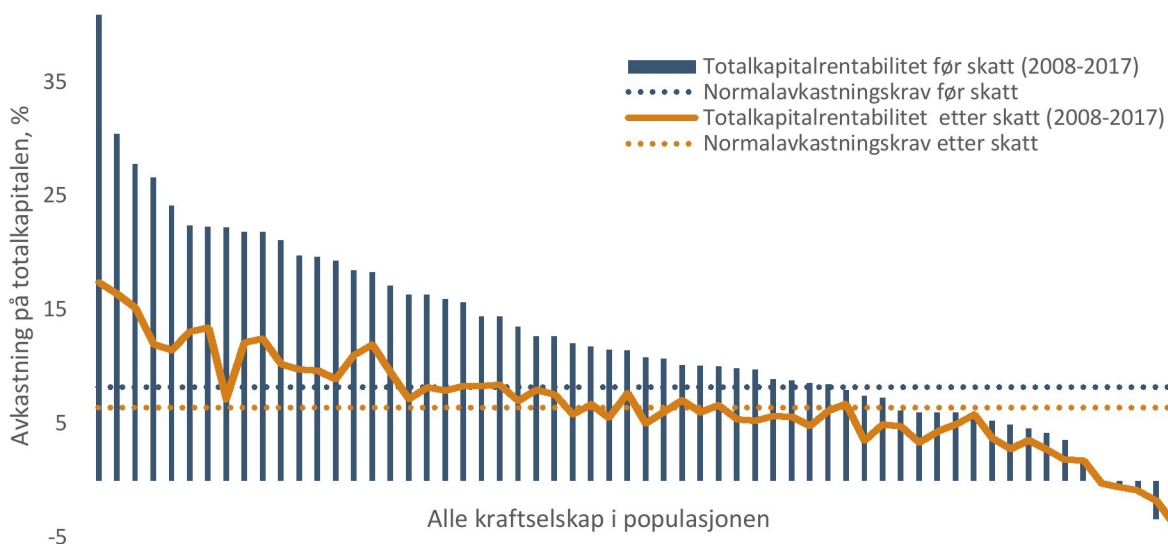
WACC-modellen ble også benyttet da Thema og Menon (2018b) gjorde en vurdering av hva som er et rimelig påslag for forretningsrisiko for investeringer i vannkraftanlegg. Vi anslø en risikopremie på 5,6 prosent før skatt noe som tilsvarer en normalavkastning på om lag 8,1 prosent før skatt og 6,4 prosent etter skatt. I analysen er det blant annet lagt til grunn en gjeldsandel på 45 prosent, forretningsbeta på 0,8 og en nominell risikofri rente på 2,5 prosent og en selskapskatt på 22 prosent<sup>14</sup>.

Drøftingen tar utgangspunkt i rapportene «Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk» skrevet av henholdsvis Johansen og Norli i 2017 på oppdrag for Finansdepartement. Vårt anslag ligger mellom Johansen og Norli. Forskjellene er i stor grad knyttet til nivå på nominell risikofri rente, selv om andre parameterverdier også avviker noe.

Et selskaps faktiske avkastningskrav vil avhenge av den vektete avkastningen som kreves av kreditor og eier samt vurderinger knyttet til parameterne i modellen. Med andre ord vil den faktiske avkastningen variere fra selskap til selskap noe som også bekreftes av intervjuene gjennomført i dette prosjektet.

Avkastningen for totalkapitalen før skatt ligger over vårt anslag for normalavkastningskrav i samtlige år. Figuren under viser imidlertid at det er et betydelig utfallsrom mellom de ulike kraftselskapene. Omlag 70 prosent av vår populasjon har en gjennomsnittlig avkastning før skatt som ligger over beregnet normalavkastning i analyseperioden. *Etter skatt* faller andelen til 50 prosent.

Figur 7: Gjennomsnittlig avkastning på totalkapital per virksomhet. Kilde: NVE



<sup>14</sup> Parameterne og analysen er nærmere beskrevet i vedlegget.

## Del 3 - Historisk avkastning og dagens investeringsklima

Våre analyser viser en gjennomsnittlig total kapitalrentabilitet etter skatt, sett over de ti siste årene, omlag på nivå med øvrig næringsliv. Avkastningen for næringen som helhet ligger også på nivå eller over det estimert normalavkastningskravet, til tross for at en betydelig andel av virksomhetene i vår populasjonen viser en avkastning etter skatt som ligger under. Estimaten for egenkapitalrentabilitet viser noe større forskjell mellom vannkrafteier og øvrig næringsliv.

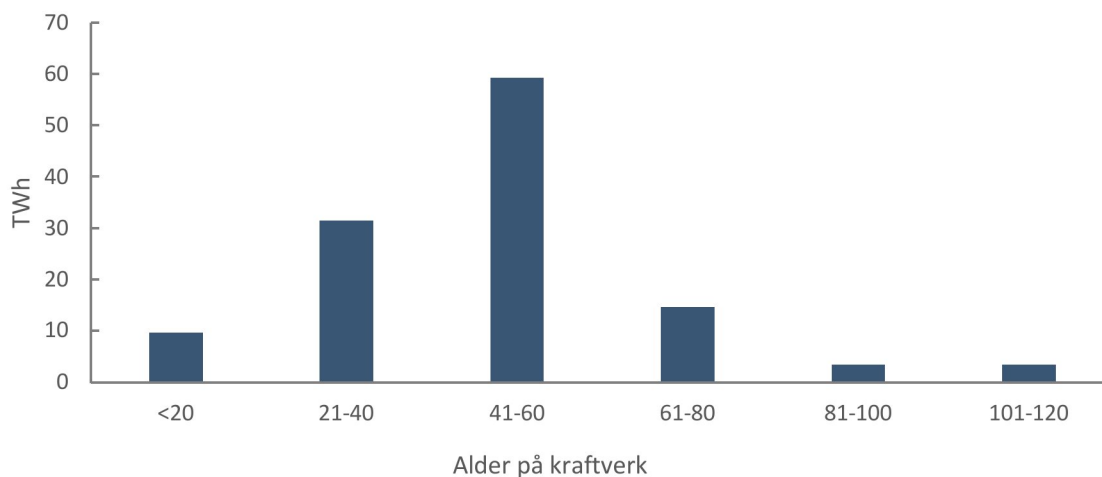
Den historiske analysen står derfor *til dels* i kontrast til investeringstakten og aktørenes tilbakemeldinger. Om man ser den historiske avkastningen i lys av alderen på aktivaene avkastningsanalysen omfatter vil man imidlertid forvente at marginalavkastningen knyttet til nye investeringer<sup>15</sup> ligger lavere enn de historiske estimatene. Videre vil også gjennomsnittsmålene falle ettersom reinvesteringene øker.

Under følger en diskusjon av sammenhengene mellom historisk og forventet avkastning og en vurdering av hvilke konsekvenser dette har i lys av aktørenes virkelighetsbeskrivelse.

### Generelt om alder og målt avkastning

En stor andel av de store vannkraftverkene i Norge ble bygget ut i årene etter krigen og tiårene etter. Gjennomsnittsalderen på dagens kraftverkspark (over 10 MW) er 49 år, og en betydelig andel av de store norske vannkraftverkene vil derfor på lang vei være regnskapsmessig avskrevet.

Figur 8: Normalårsproduksjon i vannkraftverk over 10 MW fordelt på kraftverks alder. Kilde: NVE



Etterhvert som den bokførte kapitalen avskrives øker avkastningen, slik den er målt i denne rapporten, alt annet likt. Matematisk innebærer dette at nevneren i brøken blir liten sammenlignet med ett nytt prosjekt, mens inntektssiden (telleren i brøken) i stor grad holder seg. Den historiske avkastningen vil med andre ord ikke reflektere avkastningen man kan forvente på en ny investering, som skal skrives av over de neste 67 årene. Dette gjelder uavhengig av om man vurderer et nytt kraftverk eller investeringer knyttet opprustning og utvidelse. Videre har kostnaden for å bygge ut vannkraft nesten tredoblet seg siden 80-tallet ifølge NVE. Sett over de ti siste

<sup>15</sup> Uavhengig om det dreier seg som nye kraftverk, opprettholdelse av eksisterende produksjonsegenskaper eller opprusting og utvidelse.

årene har kostnadene økt med om lag 50 prosent. Knapphet på vannressurser tilsier også at de beste ressursene allerede er bygget ut, noe som vil presse lønnsomheten til nye prosjekter ytterligere. Samlet bidrar dette til at den historiske avkastningen for næringen som helhet forventes å ligge betydelig høyere enn marginalavkastningen knyttet til nye prosjekter. Dette er også konsistent med aktørens virkelighetsbeskrivelse.

## Nærmere om reinvestering i eksisterende kraftverk

Det er tilsynelatende et paradoks at den historiske avkastningsanalysen ikke reflekterer avkastningen knyttet til reinvestering i *eksisterende kraftverk*. For en investor vil imidlertid det avgjørende være hvilken avkastning man får ut av den *nye kapitalen* man investerer. Investeringsvurderingen vil derfor i stor grad være den samme uavhengig om man vurderer å utvide ett kraftverk eller hvorvidt man skal å opprettholde dagens produksjonsegenskaper. I mange tilfeller vil investeringer som er nødvendige for å opprettholde produksjon og reguleringsevne *samtidig* gi muligheter for utvidelse i form av økt vanntilførsel mm. På den andre siden kan en eier, på grunn av utfordrende lønnsomhet, velge å kun reinvestere i en av to turbiner, noe som blant annet vil påvirke reguleringsmulighetene.

I praksis kan en investeringsbeslutning knyttet til eksisterende kraftverk omhandle alt fra å bytte ut enkelte komponenter til å bygge et tilnærmet nytt kraftverk knyttet til samme vannressurs. Et eksempel på det siste er nye Lysebotn II, som erstattet det gamle kraftverket fra 1953. Lysebotn I hadde en bokført verdi på sum eiendeler tilsvarende 317 millioner kroner, mens Lysebotn II står med 2 129 millioner kroner etter ferdigstilling. Dette reinvesteringsprosjektet bidro med andre ord til at den bokførte kapitalen nesten 7 doblet seg. Dette til tross for at man kunne benytte et betydelig avskrevet reguleringsanlegg fra det opprinnelige kraftverket. Til sammenligning økte normalårsproduksjonen med omlag 14 prosent. Alt, annet likt, vil avkastningen basert på bokførte verdier være mye lavere for Lysebotn II enn det gamle kraftverket.

Tar man utgangspunkt i NVEs anslag for fremtidige reinvesteringsbehov for maskin- og elektroteknisk utstyr tilsvarer dette en reinvesteringkostnad på omlag 1,2 millioner per GWh. Anslagene fra NVE omfatter ikke kostnader knyttet til dammer, bygningsmasse eller annen infrastruktur, og er derfor naturlig nok lavere enn kostnadene for Lysebotn hvor man bygde en helt ny kraftstasjon. Forventet produksjonsøkning knyttet til investeringene NVEs estimerer bygger på er også begrenset til 3-5 prosent<sup>16</sup>. Videre omtales Lysebotn av utbygger som er et av de mest kostnadseffektive vannkraftverket i Norge fordi forholdene ligger godt til rette fra naturens side. Gjennomsnittkostnaden knyttet til tilsvarende prosjekter i den øvrige «kraftverksporteføljen» vil derfor ventes å være høyere.

Nyttesiden i et rehabiliteringsprosjekt er imidlertid ikke begrenset til produksjonsøkning. Som regel innebærer et mer moderne anlegg også lavere driftskostnader, redusert avbruddsrisiko, samt at nye turbiner/økt sluktevene kan bidra til en at man øker inntjeningen per kWh, gitt at man har reguleringsmuligheter. Videre vil økt driftssikkerhet bidra til mindre tap av vann og inntekt<sup>17</sup>. Vi har ikke gjort noen anslag på kostnadsnivået eller nytteeffektene knyttet til reinvesteringer i vannkraftverk i Norge. Men basert på snittanslagene fra NVE og eksempelet fra Lysebotn kan man konkludere med at marginalavkastningen på den nye kapitalen vil ligge betydelig lavere enn den historiske. Et resultat av dette er at også avkastningen i næringen som helhet vil falle etter som andelen reinvesterte kraftverk øker.

---

<sup>16</sup> Som følge av økt virkningsgrad i kraftverkene.

<sup>17</sup> Spesielt for kraftverk uten lagringsmuligheter.

## Potensielle konsekvenser, som følge av dagens investeringstrender

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er det sentrale spørsmålet om aktørene, velger de løsningene som gir mest rasjonelle ressursutnyttelser. Videre har regjeringen et uttalt mål om å opprettholde og videreutvikle de særegne egenskapene som den norske vannkraften tilfører kraftsystemet. Dette inkluderer, men er ikke begrenset til, å utløse potensialet knyttet til opprusting og utvidelse av dagens kraftverk.

Samtlige aktører vi har snakket med rapporterer om at lønnsomheten knyttet til nye prosjekter er utfordrende slik investeringsklimaet er i dag. Flere selskaper viser til en fallende trend i «aktive» vannkraftprosjekter, og at de i dag i stor grad søker å utsette større reinvesteringer mest mulig, selv om det er et betydelig potensial for å øke inntjeningen og effektiviteten via opprusting og/eller utvidelse. Denne virkelighetsbeskrivelsen reflekteres i utbyggingsstatistikken, men er også konsistent med avkastningsanalysen som preges av det faktum at dagens kraftverkspark i stor grad ble bygget ut i tiårene etter krigen og frem til 1980-tallet. Sistnevnte innebærer at den bokførte kapitalen på lang vei er avskrevet slik at målt avkastning blir høy, men også at den norske vannkraftnæringen står foran en periode med store reinvesteringsbehov.

Basert på aktørenes virkelighetsbeskrivelse, våre analyser, og med utgangspunkt i at grunnrenteskatten ikke gir tilstrekkelig avkastning på det teoretiske «lånet» til staten, risikere man følgende tilpasninger som fra et samfunnsøkonomisk ståsted ikke er optimale;

- 1. Investorene vil søke å unngå eller skyve på større reinvesteringer til tross for mulighetene til å øke produktiviteten i eksisterende kraftverk.**
- 2. Investorene vil velge å bygge ut mindre anlegg (under innslagspunktet for grunnrenten),** som ikke i tilstrekkelig grad utnytter den tilgjengelige vannressursen, selv om lønnsomhet før skatt er høyere over innslagspunktet.
- 3. Investorene vil investere for lite i regulerbar vannkraft sammenlignet med uregulerbare teknologier som vindkraft, sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.** Dette omfatter både opprettholdelse av eksisterende produksjonsegenskaper, opprusting og utvidelse, samt nye kraftverk i den grad det er tilgjengelig nye store regulerbare prosjekter.
- 4. Investorene velger å investere i andre næringer (i konsernet) selv om vannkraftprosjekter er mer lønnsomme før skatt.**

## Vedlegg;

### Formler for utregning av ulike avkastningskrav

#### Egenkapitalrentabilitet

$$\text{Egenkapitalrentabilitet før skatt} = \frac{\text{Ordinært resultat før skatt}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital}}$$

$$\text{Egenkapitalrentabilitet etter skatt} = \frac{\text{Årsresultat}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital}}$$

$$\text{Gjennomsnittlig egenkapital} = \frac{\text{Egenkapital pr 1.1} + \text{egenkapital 31.12}}{2}$$

#### Totalkapitalrentabilitet;

$$\text{Totalkapitalrentabilitet før skatt} = \frac{\text{Ordinært resultat før skatt} + \text{betalte renter}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital}}$$

$$\text{Totalkapitalrentabilitet etter skatt} = \frac{\text{Ordinært resultat etter skatt} + \text{betalte renter}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital}}$$

$$\text{Gjennomsnittlig total kapital} = \frac{\text{Total kapital pr 1.1} + \text{total kapital 31.12}}{2}$$

#### Normalavkastning:

Normalavkastningene som det refereres til denne rapporten er basert en vurdering av hva som er et rimelig påslag for forretningsrisiko for investeringer i vannkraftanlegg gjennomført av Thema og Menon (2018a). Drøfting tar utgangspunkt i rapportene «Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk» skrevet av henholdsvis Johansen og Norli i 2017 på oppdrag for Finansdepartementet.

Risikopremien for før-skatt kapitaliseringsrente for beregning av eiendomsskatt for kraftverk er av finansdepartementet definert som forskjellen mellom kapitaliseringsrenten og risikofri rente. Formelen er gjengitt i Johnsen (2017):

$$\begin{aligned} \text{Risikopremie} &\equiv \text{WACC}^{\text{f.skatt}} - \text{RF} \\ &= \beta_A \cdot \text{MP} / (1-s^*) + \gamma / (1-s^*) + s^* \cdot \text{RF} / (1-s^*) \\ &= (\text{Forretningsrisiko}) + (\text{Lånekost-just.}) + (\text{Skatt risikofri rente}) \end{aligned}$$

Samtlige intervjuobjekter oppgir at de bruker et avkastningskrav basert kapitalverdimodellen og WACC ('Weighted Average Cost of Capital') for å bestemme risikojustert avkastningskrav til total kapitalen. Ved å ta utgangspunkt i formelen over kan vi derfor beregne en normalavkastning før skatt basert på analysen som;  $\text{WACC}^{\text{f.skatt}} = \text{Risikopremie} + \text{RF}$  Tabellen under viser parameterne som ligger til grunn for beregningen gjort av Thema og Menon;



Parameter	Estimat
Nominell risikofri rente	2,5%
Markedets risikopremie	5,0%
Risikopåslag for gjeld	1,63%
Forretningsbeta	0,8%
Skattesats	22%
Gjeldsandel	45%
Tillegg for forretningsrisiko (betarisiko)	5,13%
Justering for kredittpåslaget for gjelden	-0,2%
Skatt på risikofri rente	0,71%
<b>Risikopremie</b>	<b>5,61%</b>
<b>Normalavkastning før skatt</b>	<b>8,1%</b>

### Intervjuobjekter;

BKK, Lyse, Eidsiva, SFE, Østfold Energi, Statkraft Energi, E-CO, Glitre Energi, Agder Energi og Sunnhordaland Kraftlag,

### Populasjon avkastningsanalyse;

AGDER ENERGI VANNKRAFT AS	NORD-SALTEN KRAFT AS
AKTIESELSKABET SAUDEFALDENE	NORSJØKRAFT AS
AS EIDEFOSS	NTE ENERGI AS
AS NORDLANDSKRAFT	OPPLAND ENERGI AS
BKK PRODUKSJON AS	OPPLANDSKRAFT DA
BYRKJELO KRAFT AS	OSLO LYSVERKER AS
DALANE KRAFT AS	PASVIK KRAFT AS
E-CO ENERGI AS	REPVÅG KRAFTLAG SA
EIDSIVA VANNKRAFT AS	RØLDAL-SULDAL KRAFT AS
EMBRETSFOSSKRAFTVERKENE DA	SARP KRAFTSTASJON AS
FIRDAKRAFT AS	SELBU ENERGIVERK AS
GLITRE ENERGI PRODUKSJON AS	SFE PRODUKSJON AS
GLOMMA KRAFTPRODUKSJON AS	SIRA KVINA KRAFTSELSKAP
GRUNNÅI KRAFTVERK AS	SISO ENERGI AS
GUDBRANDSDAL ENERGI PRODUKSJON AS	SKAGERAK KRAFT AS
HAFSLUND PRODUKSJON AS	SKIEN KRAFTPRODUKSJON AS
HALDEN KRAFTPRODUKSJON AS	SKS PRODUKSJON AS
HELGELAND KRAFT VANNKRAFT AS	STATKRAFT ENERGI AS
HELLEFOSS KRAFT AS	SUNNFJORD ENERGI AS
HOLMEN KRAFT AS	SUNNHORDLAND KRAFTLAG AS
HYDRO ENERGI AS	SVELGEN KRAFT AS
HYDRO VIGELANDSFOSS AS	TAFJORD KRAFTPRODUKSJON AS
INNVIK KRAFTVERK AS	TROMS KRAFT PRODUKSJON AS
ISTAD KRAFT AS	TRØNDERENERGI KRAFT AS
JØRPELAND KRAFT AS	TUSSA ENERGI AS

KJØSNESFJORDEN KRAFTVERK AS  
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS  
LYSE PRODUKSJON AS  
NIINGEN KRAFTLAG AS  
NORDKRAFT MAGASIN AS

VARDAR VANNKRAFT AS  
VOSS ENERGI PRODUKSJON AS  
ØSTERDALEN KRAFTPRODUKSJON AS  
ØSTFOLD ENERGI AS  
ØVRE HALLINGDAL KRAFTPRODUKSJON AS

## Referanseliste

Thema og Menon (2018a): Notat Fastsetting av friinntektsrente i grunnrenteskattmodellen

Thema og Menon (2018b): Notat risikotillegg i normalavkastningsmodellen

Thema og Menon (2018c): Notat risikofri rente

NVE (2015): Kostnader i energisektoren

NVE (2019): Kostnader i energisektoren, <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren/>

NVE (2018): Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030

Statnett (2018): Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2018–2040

Johnsen, T. (1996): Avkastningskrav ved vurdering av lønnsomheten i statlig eiet forretningsvirksomhet. Rapport 90/96, Stiftelsen for samfunns- og næringslivs-forskning.

Johnsen, T. (2017): Risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk. August 2017.

Norli, Ø. (2017): Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk. 4. august 2017.

Pöyry (2016); Langsiktige konsekvenser av dagens vannkraftbeskatning

Meld. St. 25 (2015–2016), Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030

Meld. St. 27 (2016–2017), Industrien – grønnere, smartere og mer nyskapende

Regjeringens strategi for grønn konkurransekraft (2017): Bedre vekst, lavere utslipp – regjeringens strategi for grønn konkurransekraft

Eierstatistikk for norske vannkraftverk (NVE)

NVEs konsesjonsdatabase

Menons regnskapsdatase



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked. Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside [www.menon.no](http://www.menon.no).

+47 909 90 102 | [post@menon.no](mailto:post@menon.no) | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | [menon.no](http://menon.no)