

Til:	Småkraftforeninga v/Knut Olav Tveit
Fra:	THEMA Consulting v/Adrian Mekki, Åsmund Jenssen, Lars Byenstuen
Dato:	3. november 2025
Referanse:	Delleveranse i prosjekt om konsekvenser for småkraftverk av redusert nedre grense i grunnrenteskatten for vannkraft

Konsekvenser av redusert nedre grense i grunnrenteskatten for framtidige investeringer i vannkraftverk

Oppsummering

I forbindelse med forslag til statsbudsjett for 2026 sendte regjeringen på høring forslag om at nedre grense i grunnrenteskatten og naturressursskatten på vannkraft reduseres fra 10 000 kVA til 1 500 kVA. Forslaget har omfattende konsekvenser for eiere og investorer i småkraftverk med installert effekt under 10 MW. Et viktig spørsmål er konsekvensene for incentivene til investeringer i småkraftverk.

Det som skiller kraftverk over og under dagens nedre grense er at småkraftverk typisk kompenserer eierne av fallene som utnyttes gjennom falleie. Større kraftverk gjør som hovedregel ikke det. Falleien kan forhandles til et relativt lavt nivå, men vil aldri være null. Fordi kostnaden til falleie ikke er fradragsberettiget i grunnrenteinntekten, vil et marginalt lønnsomt småkraftverk bli ulønnsomt med grunnrenteskatt.

Vi estimerer at mangel på fradragsrett for leie av fall vil medføre at mellom 1,1 og 2,3 TWh av småkraftpotensialet som ellers hadde vært lønnsomt å bygge ut, blir skrinlagt, med 1,7 TWh som et midtpunktestimert. Det utgjør om lag 60 prosent av det økonomiske potensialet vi har tatt utgangspunkt i. Utfallsrommet avhenger av hvor høy minimumspris grunneier krever for å tillate utbygging.

Småkraftverk har også kostnader til prosjektutvikling og administrative kostnader (som handelskostnader) som heller ikke er fradragsberettiget fullt ut. Dette påvirker små kraftverk mer enn større verk fordi disse kostnadene er mindre skalerbare enn øvrige driftskostnader. For å illustrere hvilken virkning manglende fradrag for disse kostnadene har, gjennomfører vi en sensitivitet av analysen. Resultatene viser at mengden lønnsomt småkraft reduseres med ytterligere 0,3 TWh som følge av at disse kostnadene ikke kan trekkes fra i grunnrenteinntekten.

Innledning

Småkraftverk, definert som kraftverk med installert effekt under 10 MW, betaler i dag selskapskatt og eiendomsskatt, men ikke grunnrenteskatt og som hovedregel heller ikke andre særskatter som naturressursskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgifter.

I forbindelse med forslag til statsbudsjett for 2026 sendte regjeringen på høring forslag om å senke nedre grense i grunnrenteskatten og naturressursskatten på vannkraft fra 10 000 kVA til 1 500 kVA. Forslaget er i tråd med anbefalingene fra Kraftskatteutvalget (NOU 2019: 16) og Skatteutvalget (NOU 2022: 20). Ifølge høringsnotatet vil forslaget medføre at om lag 275 kraftverkseiere av 800 kraftverk mellom 1 500 og 9 999 kVA vil bli nye grunnrenteskattepliktige.

Forslaget har omfattende konsekvenser for de berørte eierne og driften av deres kraftverk. Det vil blant annet ha fordelingsvirkninger mellom kommuner, stat, investor og grunneier. I tillegg vil det påvirke den finansielle situasjonen i prosjektene og framtidige investeringer i småkraftverk.

I dette notatet belyser vi spørsmålet om hvilke konsekvenser forslaget vil få for framtidige investeringer i vannkraft. Innledningsvis beskriver vi særtrekk ved kostnadene i småkraftprosjekter som skiller dem fra stor vannkraft, og som er relevante for hvordan en grunnrenteskatt vil virke. Med utgangspunkt i den langsiktige tilbudskurven for småkraft beregner vi deretter lønnsomheten av investeringer i med og uten grunnrenteskatt, under ulike forutsetninger om framtidige kraftpriser og falleieavtaler. På det grunnlaget anslår vi effekten av grunnrenteskatten på investeringene i småkraft.

Notatet er utarbeidet på oppdrag fra Småkraftforeninga.

Særtrekk ved kostnadene i småkraftprosjekter

Forretningsmodellen for småkraft bygger på at utbygger leier fallrettighetene

Småkraft skiller seg fra stor vannkraft fordi selve fallene ofte er privateid. Dette skyldes at småkraft typisk utnytter fall som ikke er konsesjonspliktige etter vannfallrettighetsloven, slik at fallene kan utnyttes uten at det er krav om at konsesjonæren er offentlig eid (minst to tredeler av kapitalen og stemmene).

Utnyttelse av fall under terskelen i vannfallrettighetsloven kan med andre ord gjøres uten erverv av fallrettighetene. Uten selv å eie fallrettighetene må utbygger derfor inngå en avtale med eieren om lov til å utnytte fallet. I mange tilfeller er det en privat grunneier som innehar rettighetene.

Den normale forretningsmodellen for småkraft er derfor at utbygger leier fallene av eier for en begrenset periode og betaler kompensasjon i form av falleie. Kostnadene til falleie blir derfor et sentralt element i lønnsomhetskalkylen, og den skattemessige behandlingen av slike kostnader et viktig spørsmål.

Det vil være rasjonelt av eier av fallrettighetene å søke beste alternative anvendelse av dem, for å oppnå høyest mulig verdi.

Utnyttelse av fallet til kraftproduksjon vil være en av flere alternative anvendelser. Det vil være et relevant alternativ dersom verdien av utnyttelsen overstiger kostnadene.

En rasjonell eier av fallrettighetene vil gjennomføre en vurdering for å avgjøre beste anvendelse. For flere av alternativene kan andre aktører enn eier selv utnytte fallet til lavere kostnader. For å oppnå høyest mulig verdi av fallet kan grunneier velge å innhente tilbud fra mulige utbyggere om å få tilgang til å utnytte fallet til kraftproduksjon. Vi forutsetter at grunneier vil ønske en viss minstekompensasjon for å stille fallrettighetene til rådighet for utnyttelse. Minstekompensasjonen utgjør grunneiers reservasjonspris i forhandlinger. Reservasjonsprisen følger av at grunneiers kostnader til prosessen ikke er null. Det vil medføre administrative kostnader, risiko, vedlikehold av kontraktsforholdet m.m. Det kan også være ulike typer ulemper (tap av naturverdi, begrensninger på

egen utnyttelse av fallet). Reservasjonsprisen kan dermed aldri være null.

Kostnaden til leie av fallet kan forhandles lav i prosjekter hvor verdien av å utnytte fallet er liten eller marginal, så lenge lønnsomheten og dermed utbyggers betalingsvilje er høyere enn reservasjonsprisen. For alle tilfeller hvor utnyttelse av fallet er mer enn marginalt lønnsomt blir det i større grad en forhandling mellom grunneier og utbygger om fordeling av verdiskapingen. Falleien kan da overstige reservasjonsprisen.

Falleien som utbygger må betale til grunneier for å utnytte fallet er ikke fradragsberettiget i grunnrenteinntekten slik regelverket er for stor vannkraft i dag. Til fradrag i brutto salgsinntekter kommer kostnader som har eller vil få sammenheng med produksjonen ved kraftverket, jf. skatteloven § 18-3. Det kan ikke kreves fradrag i beregningsgrunnlaget for grunnrenteinntekt for kostnader til leie av fallrettigheter.

Andre kostnader som påløper for utbygger

I tillegg til falleien er det andre kostnadselementer som heller ikke er fradragsberettiget i grunnrenteskatten. Eksempler på dette er handelskostnader og forsikringspremie for avbrudd. Slike kostnader er ikke fradragsberettiget for stor vannkraft heller, men de kan utgjøre en større andel for småkraftaktører som følge av mindre skala (utbyggingen skjer i regi av mindre selskaper), og de utgjør en relevant kostnad som må tas hensyn til ved investeringer.

I tillegg påløper det kostnader for identifisering og utvikling av nye prosjekter blir fradragsberettiget bare dersom prosjektet faktisk bygges og settes i drift. Det er flere faktorer utenfor utbyggers kontroll som kan avgjøre utviklingsprosessen. Spesielt gjelder det konsesjonsbehandlingen hos NVE. En typisk modell for utvikling av småkraft er at investorene utvikler flere prosjekter parallelt og at det er behov for å bruke ressurser på å identifisere og definere prosjektene under usikkerhet om sannsynligheten for realisering. For stor vannkraft er prosjektene i større grad identifisert og definert på forhånd, og det er ikke behov for prosesser med grunneier rundt falleie. Utviklingskostnadene er dessuten en relativt fast kostnad og påvirker derfor lønnsomheten i små kraftverk mer enn større. Kostnadene til utvikling av prosjekter som ikke får konsesjon eller skrinlegges av

utbygger på ulike stadier, vil ikke være fradragsberettiget.

Vi kommer tilbake til betydningen av andre kostnader i en egen sensitivitetsanalyse etter hovedanalysen.

Incentiver til investering i småkraftverk

Tilbudskurven for småkraftprosjekter

Fordelingen av utbygde småkraftprosjekter i ulike kostnadsklasser tar utgangspunkt i et tidligere arbeid gjort for Småkraftforeninga (THEMA-rapport 2023-06), som da tok utgangspunkt i NVEs ressurskartlegging fra 2004 (NVE-rapport 19-2004).

Småkraftforeninga gjorde da en vurdering av hvor mye av de da kartlagte ressursene som var blitt bygget ut siden 2004, og hvor mye potensial som fortsatt gjenstår. Denne vurderingen er nå oppdatert. Småkraftforeninga har beregnet et økonomisk potensial på 3,4-3,9 TWh som kan få konsesjon og som med en høy sannsynlighet vil bygges ut med dagens skatteregler.

I tillegg har vi sett til Finansdepartementets egne anslag om potensial for fremtidig utbygging i høringsuttalelsen, basert på data fra NVE over vannkraftprosjekter på ulike stadier. Finansdepartementet legger implisitt til grunn et utnyttet potensial for småkraftprosjekter på 5,5 TWh (totalt volum småkraft i høringsnotatet fratrukket prosjekter i drift og under bygging). Av dette er 3,5 TWh betegnet som potensial i høringsnotatet, og 1 TWh gjelder saker under behandling. Det er ikke angitt i notatet hvilke forutsetninger dette bygger på med hensyn til lønnsomhet og sannsynlighet for at prosjektene får konsesjon.

Samlet sett legger vi til grunn et potensial på 5,5 TWh som utgangspunkt.

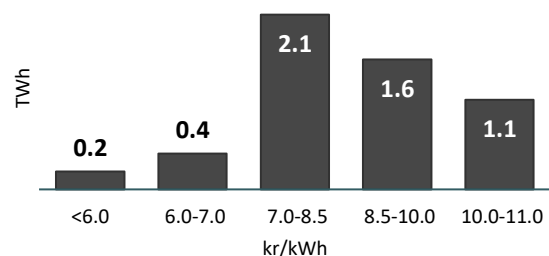
Fra kartleggingen i 2004 var volumet fordelt i ulike kostnadsklasser. Vi har oppjustert basiskostnadene basert på et grovt anslag på total kostnadsvekst siden 2004. Dette tar utgangspunkt i at NVE estimerte gjenanskaffelsesverdien i norske vannkraftverk til 1,74 kr/kWh i 1997, og at dette estimatet ble oppjustert til 2,80 kr/kWh i 2015. Dersom vi antar at økningen var lineær, vil det si at kostnadsøkningen var 30 prosent fra 2004 til 2015. Etter det har kostnadene steget omtrent i takt med den generelle inflasjonen.

NVE publiserer årlige kostnadsindekser for ulike kategorier for vannkraft. Kostnadsutviklingen i småkraftverk kan være ulik fra vannkraftkostnader generelt, som NVEs tall i stor grad er basert på. Vi har fått innspill fra Småkraftforeninga om at kostnadsnivået blant deres medlemmer ligger lavere enn hva som er oppgitt for storskala vannkraft. Vi la oss derfor i 2023-rapporten mellom 2015-nivået og 2023-tallene i NVEs tall. For justering til 2025-kroner har vi benyttet NVEs vannkraftindeks.

I tillegg til justeringen for kostnadsvekst har vi lagt til et generelt tillegg på 0,38 kr/kWh i nettkostnader for småkraftprosjektene. Dette anslaget er basert på gjennomsnittstall for 50 småkraftverk som er satt i drift siden 2018, fra en database innsamlet av Småkraftforeninga. Nettkostnadene er inflasjonsjustert til 2025-kroner.

Figur 1 viser den resulterende fordelingen av ressursene i ulike kostnadsklasser. Ressursene er fordelt omtrent normalt innenfor et utfallsrom spenn fra <6,0 til 10,0–11,0 kr/kWh. Basert på en antakelse om at det gjenværende potensialet har den samme geografiske fordelingen som småkraftverk som er bygget etter 2004, vil 0,3 TWh (6 prosent) være i budområdet NO1, 1,4 TWh (25 prosent) i NO2, 1,7 TWh (31 prosent) i NO3, 1,0 TWh (19 prosent) i NO4 og 1,0 TWh (19 prosent) i NO5. Gitt denne fordelingen er ressursene fordelt jevnt mellom nord (NO3 og NO4) og sør (NO1, NO2 og NO5), med femti prosent i hver landsdel. Vi antar her at fordelingen i kostnadsklasser er lik for områdene.

Figur 1: Fordeling av ressurser på kostnadsklasser, i kroner pr. utbygd kapasitet i kWh



Forutsetninger for analysen

Metode

Vi beregner effekten på investeringsincentivene ved å se på nivået på balanseprisen for ulike utbyggings-

kostnader for typiske småkraftprosjekter og med ulike skatteregler. Deretter sammenligner vi balanseprisen med en forventet langsiktig kraftpris (som vi antar er uavhengig av skattereglene for småkraft).

Balanseprisen defineres som den konstante realprisen som gir netto nåverdi etter skatt lik null. Med andre ord er balanseprisen et mål på den kraftprisen prosjektene må ha gjennom hele perioden for å være marginalt lønnsomme. Balanseprisen kan beregnes som forholdet mellom nåverdien av investeringskostnader, driftskostnader, netto skatter (etter skattefradrag) på den ene siden og den neddiskonterte verdien av kraftproduksjonen på den annen.

Dagens skattemodell for småkraftverk

Småkraftverk betaler i dag selskapsskatt og eiendomsskatt, men ikke grunnrenteskatt og som hovedregel heller ikke andre særskatter som naturressursskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgifter.

Eiendomsskattesatsen er på inntil 0,7 prosent (som bestemmes av kommunen). Skattegrunnlaget er løpende nedskrevet skattemessig verdi.

Skattesatsen i selskapsskatten er 22 prosent. Fradragsberettiget i selskapsskattegrunnlaget er driftskostnader, falleie, eiendomsskatt, konsesjonsavgift og skattemessige avskrivninger. Hoveddelen av driftsmidlene i vannkraftverk avskrives over 40 og 67 år lineært. For en liten andel av driftsmidlene er det saldobaserte avskrivninger.

Vi ser i denne analysen bort fra konsesjonskraft og konsesjonsavgift. Vi antar også at naturressursskatt eventuelt bare har likviditetseffekt og ikke nåverdieffekt.

Grunnrenteskatt for småkraftverk

Vi legger til grunn at en eventuell grunnrenteskatt for småkraft utformes etter samme mønster som dagens grunnrenteskatt for storskala vannkraft slik det er skissert i høringsnotatet. Det vil si en kontantstrømskatt, hvor investeringer i nye driftsmidler etter skatten er innført kommer til fradrag umiddelbart. Det vil også si at negativ grunnrenteinntekt kan samordnes med positiv grunnrenteinntekt i samme selskap, og at skatteverdien av eventuell negativ

grunnrenteinntekt etter samordning vil komme til utbetaling (og ikke framføres).

Videre antar vi at grunnrenterelatert selskapsskatt er fradragsberettiget, sammen med driftskostnader og eiendomsskatt. Kostnader til falleie (eller eide fallrettigheter) er ikke fradragsberettiget, og opprinnelsesgarantier inngår i grunnrenteinntekten.

Til slutt antar vi at en eventuell skatteendring for småkraft begrenser seg til grunnrenteskatten. Det vil si at eiendomsskatten baseres på skattemessig verdi som i dagens regler for småkraft. Dette er også i tråd med høringsnotatet.

Særlige forventninger om falleie

Vi forutsetter at kostnader til leie av fall er lik en grunneiers reservasjonspris, som vi definerer lik 5 prosent av inntektene ved den langsiktige forventede kraftprisen.

Vi vurderer forutsetningen som et minimumsnivå for falleie, etter innspill om praksis for slike avtaler fra Småkraftforeninga.

Selv om vi oppgir reservasjonsprisen i prosent vil det i praksis være en kroneverdi som avgjør grunneiers villighet for å la utbygger anvende fallet for kraftproduksjon. For å illustrere hva forutsetningen utgjør årlig oppgir vi i Tabell 1 falleie for ulike kraftverk og ulike bruttoavtaler. Vi forutsetter en langsiktig kraftprisforventning lik 51 øre/kWh, som er i tråd med Statnetts basisprognoser (se avsnitt under), og et kraftverk med en brukstid lik 3 500 timer, som er lik gjennomsnittet for kraftverk i intervallet 1,5–10 MW i NVEs kraftverksdatabase.

Tabell 1: Årlig falleie (tusen kr) ved ulike kraftverk (MW) og bruttoavtaler (%)

MW \ %	5 %	10 %	15 %
1.5	133	266	400
4.0	355	711	1 066
6.5	577	1 155	1 732
9.0	799	1 599	2 398

Det finnes i praksis mange ulike falleieavtaler, avhengig av tidsperioder, budområder og lønnsomhet i det enkelte prosjekt, og ingen presis oversikt over hva den gjengse avtale utgjør i kronebeløp. Basert på

innspill fra bransjen er det historisk observert avtaler som har gitt 8–14 prosent av inntektene til grunneier. Snittet har vært fallende over tid som følge av at de billigste prosjektene er bygd ut. Vi vurderer derfor minimumsnivået på 5 prosent som konservativt, og bemerker at intervallet 5–10 prosent er realistisk.

Øvrige forutsetninger

I beregningen av nåverdien benytter vi et avkastningskrav på 6 prosent nominelt etter skatt. Dette er i tråd med erfaringstall for avkastningskrav i bransjen. Videre benytter vi standardforutsetninger for avskrivningstider og driftskostnader. Antakelsene om driftskostnader tar utgangspunkt i NVEs estimat av drifts- og vedlikeholdskostnader for småkraftverk på 6 øre/kWh. Dette er basert på antakelsene benyttet i konsesjonsbehandlingen, inklusiv innmatingstariff (netto).

Vi analyserer nåverdien over en periode på 60 år, med 2027 som startår. Etter denne perioden antar vi at kraftverket selges tilbake til grunneier, verdsatt til gjenværende skattemessig verdi ved utløpet av avtaleperioden. Dette er basert på typiske avtalestrukturer som observeres i markedet. For prosjektets kontantstrøm vil dette gi en engangsutbetaling i siste år i perioden.

Framtidige kraftpriser

Som nevnt ovenfor beregner vi balansepriser for ulike utbyggingskostnader og skatteregler. For å vurdere effekten på tilbudet av småkraft på lang sikt, må vi gjøre forutsetninger om den forventede langsiktige kraftprisen. Vi må også gjøre forutsetninger om kraftprisen for å beregne falleien.

Gitt forutsetningens betydning og den variasjonens som er i langsiktige prognoser, benytter vi to ulike anslag, fra Statnett og NVE:

1. Prisbanen basert på Statnetts basisprognoser bygger på deres kortsiktige markedsanalyser (2025) for årene 2025–2030 og langsiktige markedsanalyse (2024) for 2030, 2035, 2040 og 2050. (Sistnevnte er indeksjustert til 2025-kroner.)
2. Prisbanen basert på NVEs basisprognoser er hentet fra deres langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2025, for enkeltårene 2030, 2035, 2040 og 2050. For årene før 2030 har vi lagt til grunn de

samme terminprisene som Finansdepartementet har bruk i høringsnotatet.

Etter 2050 har vi antatt konstant realpris ettersom ingen av prognosene går lengre enn det. For år med manglende observasjoner antar vi en lineær utvikling. Vi ser bort ifra inntekter som følger av salg av opprinnelsesgarantier.

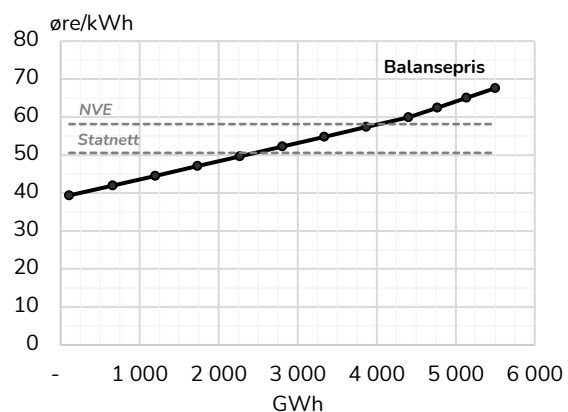
Gitt antakelsene om startår og driftsperiodene, er det prisbanen fra 2027 til midten av 2080-tallet som er interessant. Når vi senere sammenligner tilbudskurven med den forventede langsiktige kraftprisen, regner vi prisrekken om til én gjennomsnittspris for perioden.

Når vi sammenligner tilbudskurven med forventede framtidige kraftpriser, tar vi hensyn til småkraftverkernes prisfaktor. I praksis vil oppnådd pris for kraftverkene ikke være lik spotprisen på grunn av avvikende produksjonsprofil. Vi har tatt høyde for denne effekten ved å legge til grunn at småkraftverkene oppnår en kraftpris på 77 prosent av spotprisen. Antakelsen er basert på høringsnotatet, som refererer til NVEs anslag for verdifaktor for vannkraft under 10 MW. Resultatet av denne beregningen er at vi legger til grunn en langsiktig forventet pris for småkraftverk i Norge på om lag 51 øre/kWh (Statnett) og 58 øre/kWh (NVE).

Langsiktig tilbudskurve med dagens skatteregler

Figur 2 viser de beregnede balanseprisene, etter fordeling av prosjekter i de ulike kostnadsklasser fra Figur 1 over. Figuren viser det som utgjør den langsiktige tilbudskurven for småkraft, gitt dagens skatteregler, kostnadsnivå og kraftprisforventninger.

Figur 2: Langsiktig tilbudskurve for småkraft med dagens skatteregler



Resultatene viser at 2 500–4 000 GWh av småkraftpotensialet er bedriftsøkonomisk lønnsomt gitt våre forutsetninger. Det tilsvarer inntil et kostnadsnivå omkring 8,3–9,5 kr/kWh.

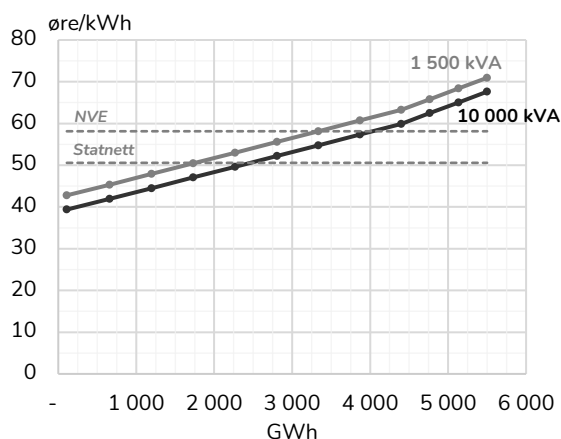
Det er verdt å bemerke at vi har forenklet figuren til en nasjonalt aggregert kurve. Resultatene ovenfor avhenger av en rekke forutsetninger, der kraftpriser og utbyggingskostnader er spesielt viktige. Lavere utbyggingskostnader trekker i retning av at flere prosjekter blir lønnsomme. Det samme gjelder høyere kraftpriser.

Langsiktig tilbudskurve med grunnrenteskatt

Figur 3 er tilsvarende Figur 2, bortsett fra at vi har lagt til den langsiktige tilbudskurven for småkraft med grunnrenteskatt. De to tilbudskurvene er markert med 10 000 kVA og 1 500 kVA, etter nedre grense for grunnrenteskatten.

Differansen mellom de to tilbudskurvene viser effekten av å innføre grunnrenteskatt på det gjenværende potensialet av småkraft. At tilbudskurven for alle investeringsnivåer stiger skyldes primært at småkraftverk betaler falleie til grunneier for å utnytte vannet, og at denne kostnaden er fradragsberettiget i alminnelig inntekt, men ikke i grunnrenteskatten.

Figur 3: Langsiktig tilbudskurve for småkraft med grunnrenteskatt



Differansen i krysningpunktene mellom kurvene med og uten grunnrenteskatt og den langsiktige prisforventningen utgjør fortrenningseffekten av å redusere nedre grense, med andre ord det volumet som blir ulønnsomt som følge av skatteendringen. Med gjeldende forutsetninger anslår vi fortrennings-

effekten til å være om lag 1050 GWh. Effekten er i liten grad avhengig av de langsiktige kraftprisforventningene.

Fortrenningseffekten blir bestemt av reservasjonsprisen. Som nevnt vurderer vi 5 prosent som et minimumsnivå. For å vise utfallet med andre, høyere falleieavtaler har vi i Tabell 2 oppgitt fortrenningseffekten ved ulike forutsetninger om reservasjonspris for falleie, nemlig 5, 10 og 15 prosent.

Tabell 2: Fortrenningseffekt ved ulike forutsetning om reservasjonspris for falleie

Brutto falleie (%)	5	10	15
Fortrenning (GWh)	1 050	2 300	3 400

Resultatet viser at mer av småkraftpotensialet naturligvis blir ulønnsomt ved høyere reservasjonspris. Sensitiviteten avhenger av forventet langsiktig kraftpris: ved mer enn 15 prosent er ingenting av det gjenværende potensialet lønnsomt gitt Statnetts anslag; med NVEs anslag fortrennes 3 400 av de gjenværende 4 000 GWh.

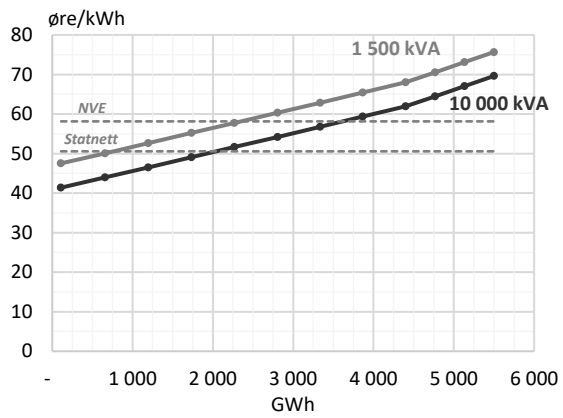
Om vi legger til grunn et intervall på 5-10 prosent som et sannsynlig utfall for reservasjonsprisen, får vi en fortrenningseffekt på 1,1-2,3 TWh, med ca. 1,7 TWh som et midtpunktestimert. Dette tilsvarer rundt 60 prosent av et gjenværende småkraftpotensial på i underkant av 3 TWh.

Sensitivitetsanalyse av øvrige, ikke-fradragsberettigete kostnader

Som nevnt innledningsvis er det andre kostnadselementer som heller ikke er fradragsberettiget i grunnrenteskatten. Eksempler på dette er handelskostnader og forsikringspremie for avbrudd. I tillegg er kostnader for identifisering av nye prosjekter blir fradragsberettiget kun dersom det bygges.

For å illustrere virkningen av manglende fradrag for disse kostnadene, har vi gjort en sensitivitetsanalyse. Det er krevende å anslå presist hva kostnadene utgjør, og de vil i realiteten variere fra kraftverk til kraftverk. Basert på innspill fra småkraftaktører har vi som en forenkling benyttet et påslag lik 2,0 øre/kWh. Dette antas å dekke både utviklingskostnader til prosjekter som ikke realiseres og andre kostnader som ikke er fradragsberettiget.

Figur 4: Langsiktig tilbudskurve for småkraft med grunnrenteskatt



Resultatene, illustrert i Figur 4, viser at fortrenings-effekten øker med om lag 0,3 TWh som følge av at disse kostnadene ikke kan trekkes fra i grunnrenteinntekten.