



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Barrierer for utbygging av små vannkraftverk i Norge- en kvalitativ analyse

Barriers to the development of small hydropower
plants in Norway- a qualitative analysis

Barriers to the development of small hydropower plants in Norway - A
qualitative analysis

Anna Emelie Fagerheim

Fornybar energi

Forord

Arbeidet med oppgaven startet ved gjennomgang av litteratur. Jeg hadde fått tilgang til et datasett med over 350 konsesjonsgitte små vannkraftverk som ikke var utbygd, og jeg viste jeg ønsket å skrive om årsaken til dette. Samtidig hadde jeg kun generell kunnskap om små vannkraftverk, og jeg hadde det for meg at et småkraftprosjekt generelt var tapsprosjekt som kun idealister bygde ut. Det var derfor mye å lære og mye har jeg lært. Det har vært en meget lærerik prosess, med alt fra gjennomgang av vitenskapelige artikler, lange samtaler med kunnskapsrike mennesker og ved å forsøke å samle all denne nye kunnskapen til noe som kan gi noen svar.

Nå er seks fantastiske år på Ås forbi. Det siste halve året har vært meget spesielt med en pandemi som har lammet deler av samfunnet over hele verden og har gjort at mesteparten masterskrivingen har foregått på barnerommet hjemme i Kongsvinger og ikke sammen med mine fine medstudenter på lesesalen på Ås. Likevel rakk vi mange fine stunder og jeg vil spesielt takke Thomas Igelkjøn, Tiril Susan Bratt og Marthe Bjella for mye moro på lesesalen. I tillegg hadde studietiden på Ås vært fattig uten alt jeg har opplevd med alle de fine kattene i Foreningen Hunkatten, sammen med alle de fantastiske menneskene jeg har bodd med og uten alle jeg har blitt kjent med gjennom utallige verv, jobb og gjennom det flotte klassemiljøet både under bachelor og master.

Til slutt vil jeg rette en stor takk til veileder førsteamanuensis Thomas Martinsen for god støtte og veiledning underveis og til alle informanter som valgte å bruke tiden sin på å hjelpe meg med å samle inn verdifull data til min masteroppgave.

Takk for nå, Ås!

2. juni 2020, Kongsvinger

Anna Emelie Fagerheim

Innholdsfortegnelse

Begrepsforklaringer	1
Forkortelser	1
Sammendrag	2
Abstract	4
1. Innledning	6
1.1 Tema, problemstilling og oppgavepresisering	6
1.2 Oppbygning	7
2. Små vannkraftverk	8
2.1 Utbyggingsprosessen	8
2.2 Selskapsformer	9
2.3 Historisk utvikling og dagens status	10
3. Økonomi.....	12
3.1 LCOE	12
3.2 Nåverdimodellen	12
3.3 Realopsjonsanalyse	13
4. Datainnsamling av kvalitative data	15
4.1 Informantutvalg	15
4.2 Datainnsamling	15
4.3 Dataanalyse.....	16
5. Metode	18
5.1 Valg av metode.....	18
5.2 Kvalitative data	18
5.2.1 Intervjuguide	18
5.2.2 Informantutvalg.....	19
5.2.3 Datainnsamling.....	20
5.2.4 Dataanalyse	21
5.3 Kvantitative data	22
5.3.1 Datainnsamling.....	22
5.3.2 Dataanalyse	23
5.4 Teori og empiri.....	23
6 Teori og empiri	24
6.1 Barrierer	24
6.2 Strømpris.....	25
6.3 Opprinnelsesgaranti	25
6.4 Elsertifikater	26
6.5 Byggekostnader	27

6.6 Nettkapasitet og anleggsbidrag	28
6.7 Skatt.....	29
7. Resultater	31
7.1 Analyse av kvalitative data	31
7.1.1 Nettilknytning og anleggsbidrag.....	31
7.1.2 Byggekostnad og byggerisiko	32
7.1.3 Rammebetingelser og markedsdynamikk	34
7.1.4 Konsesjonsbehandling og restriksjoner.....	37
7.1.5 Finansiering	38
7.1.6 Kapasitet og kompetanse	39
7.2 Analyse av kvantitative data.....	41
7.2.1 Installert effekt.....	41
7.2.2 LCOE	41
7.2.3 Geografisk plassering	42
7.2.4 Prosjekteier	44
7.2.5 Konsesjon	44
8. Diskusjon.....	45
8.1 Nettilgang og anleggsbidrag.....	45
8.2 Byggekostnader og byggerisiko.....	46
8.3 Rammebetingelser og markedsdynamikk	47
8.3 Konsesjonsbehandling og restriksjoner.....	48
8.4 Finansiering	49
8.5 Kapasitet og kompetanse	49
9. Konklusjon.....	51
9.1 Videre forskning.....	52

Begrepsforklaringer

Små vannkraftverk- Samlebetegnelse på småkraftverk, minikraftverk og mikrokraftverk.

Slukeevne- Maksimal vannføring en turbin har kapasitet til å nyttiggjøre

Minstevannføring- Krav til forbitapping til elvestrekning som berøres av kraftverket.

Vannvei- Fellesbetegnelse på tilløpsrør/tilløpstunnel og avløpskanal/avløpstunnell

Midlere årsproduksjon- Beregnet, gjennomsnittlig årlig produksjon over en årrekke

Regulert kraftverk- Kraftverk som har mulighet for å regulere produksjon utover den naturlige variasjonen

Forkortelser

LCOE- Leverized cost of energy

NVE- Norges vassdrags- og energidirektorat

Sammendrag

I denne oppgaven ses det på hvilke barrierer hindrer utbygging av konsesjonsgitte små kraftverk og eventuelle tiltak som kan minke barrierene. Det er i hovedsak benyttet en kvalitativ metode.

Det store forskjeller på profesjonelle og ikke-profesjonelle (gjærne grunneiere) utbyggere. Disse møter også ulike barrierer for utbygging av de konsesjonsgitte små vannkraftverkene.

For profesjonelle utbyggere rangeres følgende barrierer som de mest avgjørende

- Press på leverandører
- Usikkerhet rundt rammevilkår og strømpris
- Anleggsbidrag og nettilknytning

Det er stor utbyggingstakt hos de profesjonelle utbyggerne i dag. Dette fører til å presse prisene opp hos leverandørene, noe som igjen fører til at utbyggerne utsetter investeringsbeslutningen. Dette vil mest sannsynlig løsne av seg selv etter slutt på elstertifikatordningen. En stor andel av prosjektene er marginale og er avhengig av stabile rammevilkår og en høy stabil strømpris for å kunne bygges ut. En mulig incentivordning er en gitt prosentsats av spottprisen. Denne ordningen er stabil i den forstand at den følger strømprisen og den belønner regulerbarhet. Anleggsbidragene til nett kan alene ødelegge økonomien i et prosjekt og vil kanskje regnes som den største barrieren for mange av prosjektene. Pakkebehandlingene hos NVE og kartlegging av nettkapasitet var og er gode tiltak. Kanskje blir det muligheter i fremtiden med smarte nett og lokal energilagring.

For grunneiere og eventuelt andre ikke-profesjonelle utbyggere er de største barrierene for utbygging

- Finansiering
- Kompetanse og erfaring
- Usikkerhet rundt rammevilkår og strømpris

Et lite vannkraftverk er en stor investering med lang tilbakebetalingstid. Likviditeten hos grunneieren er derfor helt avgjørende for om prosjektene lar seg gjennomføre. I tillegg har

grunneierne i de aller fleste tilfeller aldri gjennomført et liknende prosjekt og mangel på kompetanse og erfaring, og eventuelt behov for innleid konsulenthjelp, kan fordyre prosjektet ytterligere. Et godt tiltak for grunneierne er derfor større kunnskapsdeling i bransjen og tettere oppfølging og hjelp av NVE eller eventuelle andre instanser. Uten stabile rammevilkår og strømpris er det veldig utfordrerne for grunneiere å bygge ut prosjekter. Prosjekter med god størrelse og økonomi blir ofte kjøpt opp av profesjonelle.

Av de konsesjonsgitte prosjektene som ikke er bygd ut er det også prosjekter som rett og slett er urealistiske å bygge ut.

Abstract

This thesis looks at which barriers prevent the development of licensed small power plants and any measures that can reduce the barriers. A qualitative method is mainly used.

The big differences between professional and non-professional (often landowner) builders. These also face various barriers to the development of the licensed small hydroelectric plants.

For professional builders, the following barriers are ranked as the most crucial

- Pressure on suppliers
- Uncertainty regarding framework conditions and electricity price
- Construction grants and network connection

There is a great pace of development among the professional developers today. This leads to pushing up prices on the suppliers, which in turn causes the developers to postpone the investment decision. This will most likely loosen itself after the end of the electricity certificate scheme. A large proportion of the projects are marginal and depend on stable framework conditions and a high stable electricity price in order to be developed. A possible incentive scheme is a given percentage of the spot price. This scheme is stable in the sense that it follows the electricity price and it rewards controllability. The construction grants to the grid alone can destroy the economy of a project and may be regarded as the biggest barrier for many of the projects. Package processing at NVE and mapping of network capacity were and are good measures. Maybe there will be opportunities in the future with smart grids and local energy storage.

For the landowners and possibly other non-professional developers, the biggest barriers to development are

- Finance
- Competence and experience
- Uncertainty regarding framework conditions and electricity price

A small hydropower plant is a major investment with a long payback period. The liquidity of the landowner is therefore crucial to whether the projects are feasible. In addition, in most cases the landowners have never completed a similar project and lack of expertise and experience, and any need for hired consultant help can further expensive the project. A good measure for the landowners is therefore greater knowledge sharing in the industry and closer follow-up and assistance from NVE or any other agencies. Without stable framework conditions and electricity prices, it is very challenging for landowners to develop projects. Projects of good size and finances are often purchased by professionals.

Of the licensed projects that have not been developed, there are also projects that are simply unrealistic to develop.

1. Innledning

1.1 Tema, problemstilling og oppgavepresisering

Spilde et al. (2019) sine beregninger for fremtidig kraftforbruk forteller oss at energibehovet i Norge vil fortsette øke fremover. Tiden for utbygging av stor vannkraft er for lengst forbi, norsk vindkraft på land er preget av konflikter, havvind er for dyrt og solenergi er fortsatt så lite av at det ikke blir inkludert i SSB sine statistikker. Samtidig er litt under 400 små vannkraftverk som er tildelt konsesjon, men som av en eller annen grunn ikke er igangsatt. Kraftverkene utgjør et potensial på ca. 3 TWh (Småkraftforeninga, 2018).

Klimakur 2030 beskriver et skifte av energibærere. Blant annet må hele transportnæringen elektrifiseres. NVE forventer at skifte av energibærere, sammen med forbruksøkningen, kan gi en økning i strømforbruk på 9,4 TWh fra 2018 til 2030 (Miljødirektoratet et al., 2020a). Her kan småkraften komme godt med.

Når konsesjonssøknaden blir godkjent skal påvirkningene på naturmangfold, kulturminner og estetikk allerede være avdekket og virkningene har blitt sett på som små nok til at de positive sidene ved kraftverket veier opp for dem. Samtidig er det regnet på lønnsomheten i prosjektet, og en konsesjon blir ikke søkt om hvis man ikke har troen på at prosjektet er økonomisk realiserbart. Jeg stiller spørsmålet:

Hvilke barrierer hindrer utbygging av konsesjonsgitte små vannkraftverk, og finnes det noen tiltak som kan minke barrierene?

I litteraturgjennomgangen fant jeg flere interessante og informative forskningsprosjekter på området. Det er blant annet gjennomført grundige spørreundersøkelser, detaljerte studier av investeringsbeslutninger og forskning på budsjettering og investeringskostnader. Det som kjennetegner den eksisterende forskningen er at det er i stor grad brukt kvantitativ forskningsmetode og at den er relativt teknisk rettet. Jeg har derfor ønsket å se på barrierene med en ny vinkel og har i stor grad valgt å benytte meg av en kvalitativ metode i form av dybdeintervju. Da i kombinasjon med funn fra tidligere forskning og data over dagens situasjon og utgangspunkt. Ved å kombinere en forståelse av den historiske utviklingen og påvirkningen av ulike faktorer underveis, en analyse av dagens ubygde konsesjonsgitte prosjekter og en

nyansering gjennom dybdeintervjuer har ønsket vært å kunne få et sammensatt bilde av hvilke barrierer småkraftbransjen møter i arbeidet med å bygge ut ny norsk vannkraft.

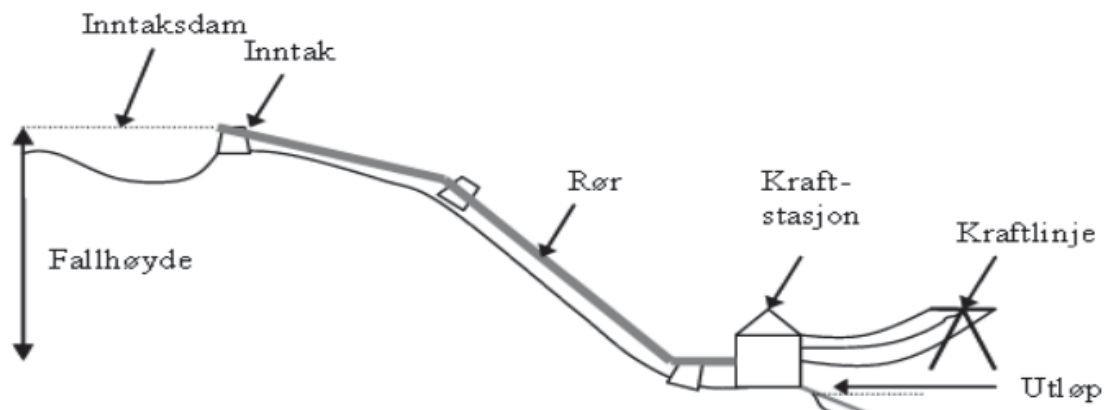
I arbeidet med oppgaven har det kommet frem at det er de økonomiske barrierene som i all hovedsak er avgjørende. For å avgrense oppgaven har jeg derfor valg å kun fokusere på de økonomiske barrierene for utbygging av de konsesjonsgitte små vannkraftverkene.

1.2 Oppbygning

I kapittel 2 er det forsøkt å gi et overordnet bilde av småkraftbransjen og hvilke prosesser utbyggere av småkraftverk må igjennom før prosjektet kan realiseres. Kapittel 3 tar for seg økonomien i et kraftverk og ser på hva som skal til for at en investeringsbeslutning kan tas. I neste kapittel, kapittel 4, er teorien bak den kvalitative metoden samlet. I kapittel 5 forklares metoden brukt i oppgaven. I de to neste kapitlene presenteres data brukt til diskusjon og konklusjon. I kapittel 6 er det teoretiske materialet samlet, mens kapittel 7 presenterer resultatene fra den kvalitative og kvantitative analysen. Kapittel 8 rommer diskusjon og i siste kapittel, kapittel 9, følger konklusjonen. Kapittelet inneholder også forslag til videre forskning presentert.

2. Små vannkraftverk

Små vannkraftverk er en fellesbetegnelse på vannkraftverk har en kapasitet på under 10 MW. Små kraftverk deles inn i *småkraftverk* med en maksimal effekt mellom 1-10 MW, *minikraftverk* med en maksimal effekt mellom 0,1- 1 MW og *mikrokraftverk* med en maksimal effekt på under 0,1 MW(NVE, 2015).



Figur 1 Oppbygning av små vannkraftverk(Stokke, 2014)

Enkelt forklart består små vannkraftverk av et inntak, vannvei, en kraftstasjon og et utløp. For å øke reguleringssevnen til små vannkraftverk kan det etableres en dam ved inntaket. I tillegg må det bygges en kraftlinje for nettilknytning.

2.1 Utbyggingsprosessen

NVE (2010) har publisert en veileder ment for å hjelpe ikke-profesjonelle utbyggere til å bygge ut småkraftverk. NVE deler prosessen i fem ulike faser:

- Skissefasen
- Søknadsfasen
- Investeringsbeslutningsfasen
- Byggefase
- Driftsfase

I skissefasen identifiseres mulighetene og forutsetningene for utbygging. Før man går over til neste fase må man ha gjennomført en grov vurdering av økonomi og miljø av ulike alternativer.

Videre herfra kan man velge å gå rett til konsesjonssøknad eller å gå veien om et forprosjekt hvor man gjør grundigere beregninger og undersøkelser. Neste fase, søknadsfasen, søker man om konsesjon til å bygge ut, eller eventuelt søker om fritak for konsesjon. Dette gjelder i hovedsak mini- og mikrokraftverk. NVE anbefaler at alle kraftverk over 1 MW søker om konsesjon uten å få en vurdering om kraftverket er konsesjonspliktig først fordi de vanligvis vil være til ulempe for en eller flere allmenne interesser. Uansett vil man i denne fasen gå nærmere inn på alle aspekter av kraftverket. Teknologi, hydrologi, miljø og økonomi er noen av stikkordene. Søknaden blir sendt inn og for å kunne gå til neste fase må man få godkjenning av NVE. Det er også sannsynlig at NVE gir tillatelse til utbygging på gitte vilkår. Det kan være krav til minstevannføring, slukeevne og avbøtende tiltak.

Det er i den neste fasen, investeringsbeslutningsfasen, hvor prosjektene som er konsesjonsgitt men ikke igangsatt har stoppet opp. Et valg om å fortsette prosjektet, sette det på vent eller skrinlegge blir gjort. For å kunne ta denne beslutningen går man fra å tidligere ha kartlagt mulighetene, til å jobbe med hvordan prosjektet faktisk skal gjennomføres. Kostnadsoverslaget oppdateres, undersøkelse av grunn og rasfare utføres, priser på ulike elementer i kraftverket innhentes, finansieringsmuligheter må klargjøres, nettavtale må inngås, skatter og avgifter må klarlegges, driftsmessige utfordringer må gjennomgås og en detaljplan må utarbeides og godkjennes av NVE. Hvis alle elementene fortsatt taler for utbygging kan investeringsbeslutningen tas og utbyggingen av kraftverket kan starte.

Etter at man har forsikret seg om at alle godkjenninger, tillatelser og avtaler er i orden kan byggingen starte. Byggingen skjer enten av kraftselskaper som selv har erfaring med utbygging, profesjonelle utbyggere eller en miks av det grunneierne klarer å gjøre selv og innleid hjelp. Etter at prosjektet er overlevert består resten av kraftverkets livstid av den daglige driften og vedlikehold.

2.2 Selskapsformer

I de fleste småkraftprosjekt er det flere grunneiere med felleierettigheter involvert. Det finnes flere måter å organisere prosjektet på. Et eksempel er at grunneierene går sammen om prosjektet og står selv for så mye som mulig av prosjekteringen. I andre tilfeller er det fornuftig å inngå en avtale med profesjonelle aktører til finansiering og utbygging. Etablering og eie av

kraftverkene kan i forskjellige selskapsformer. Det som i all hovedsak skiller de fra hverandre er hvordan risikoen er fordelt på grunneier, kraftverkseier og finansieringskilden(NVE, 2010).

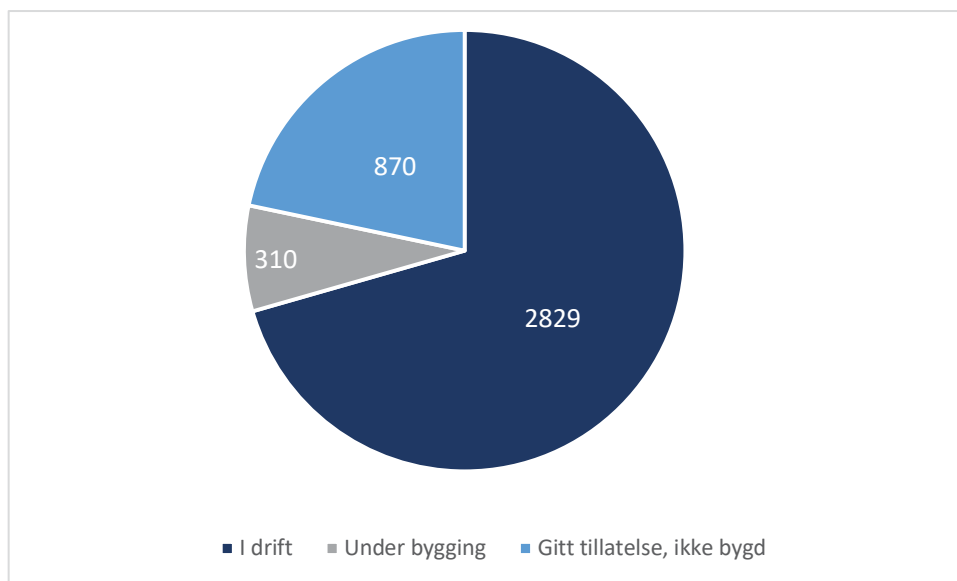
De ulike selskapsformene:

Aksjeselskap (AS)	En vanlig selskapsform for mini- og småkraftverk. Ved opprettelse av et AS vil man gjennom aksjeloven ha en definert organisasjonsform både i henhold til skatter, eierskap og overdragelser(Aksjeloven, 1997). Hvem som helst kan i prinsippet bli invitert til å delta på eiersiden.
Delt ansvar (DA)	Denne selskapsformen vil utbyggerne, gjerne grunneierne, reise nødvending egenkapital og finansiering til å stå for hele utbyggingen. Risikoen er fordelt på alle eiere.
Begrenset ansvar (BA)(Maria Sidelnikova et al.)	Grunnleggende lik DA, men her er medeierne kun ansvarlig for sin eierandel i selskapet.
Ansvarlig selskap (ANS)	Grunnleggende lik DA, men det kan være bakenforliggende avtaler som avgjør ansvarfordelingen.
Allianse med et utbyggingsselskap	Profesjonelt utbyggingsselskap inngår avtale med fallrettseiere hvor utbygger er ansvarlig for realisering av prosjektet og drift av kraftverket i et gitt antall år. Etter dette går kraftverket tilbake til fallrettseierne til en avtalt sum. Her tar utbyggingsselskapet all risiko og kostnader, og falleier mottar leieinntekter for fallet. Ulempen for falleier er at gevinsten deles med utbyggingsselskapet.
Salg av fallretter	Tidligere var det vanlig at falleier solgte fallrettighetene til en potensiell utbygger. Mindre utbredt nå da en fraskriver seg en verdifull rett for alltid.

2.3 Historisk utvikling og dagens status

Mesteparten av ytelsen i norske vannkraftverk ble installert fra 1950- tallet frem til rundt 1990. Det var da i stor grad store vannkraftverk som ble bygget ut. Siden den gang, og spesielt etter 2000, er størsteparten av nye vannkraftverk små kraftverk(Maria Sidelnikova et al., 2015).

I dag er det bygd ut små vannkraftverk med en installert effekt på litt under 3000 MW. I tillegg er 310 MW under bygging og 870 MW installert effekt er gitt konsesjon men ikke utbygd. Bygges disse vil andelen installert effekt av små vannkraftverk øke med litt over 30 % (Figur 2).



Figur 2: Status for små vannkraftverk i Norge målt i MW per 31.03.2020(NVE, 2020b; NVE, 2020c).

3. Økonomi

3.1 LCOE

LCOE er energikostnaden over levetiden hos et kraftverk. Den er gitt av følgende formel:

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^T \frac{I_j + M_j + F_j}{(1+r)^j}}{\sum_{j=0}^T \frac{E_j}{(1+r)^j}}$$

Hvor:

I_j = Investeringskostnader i år j

M_j = Drifts- og vedlikeholdskostnader i år j

F_j = Energi- og brenselskostnader i år j

E_j = Energi produsert i år j

T = Økonomisk levetid i år

r = Diskonteringsrente

3.2 Nåverdimodellen

Et prosjekt vil kun realiseres hvis prosjekteieren ser på det som lønnsomt. Vi har et lønnsomt prosjekt når nettonåverdien, n , er positiv med tilfredsstillende inntjening/overskudd.

$$\pi(e) = -e + \sum_{j=0}^T \frac{r_j - v_j - a_j - (t_j^1 + t_j^2 + t_j^3 + t_j^4)}{(1+i)^j} > 0 \quad (2)$$

Hvor:

$\pi(e)$ = Netto nåverdi av kontantstrømmen

e = Kapitalen RO har investert i kraftverket

r_j = Inntekten fra salg av kraft i år j

v_j = Alle variable kostnader betalt i år j

a_j = Alle faste kostnader i år j

$t_j^1, t_j^2, t_j^3, t_j^4$ = Ulike skatter

i = Risikojusterte kostnader på egenkapital

T = Livsløpet til kraftverket, normalt minst 60 år

3.3 Realopsjonsanalyse

Selv når et prosjekt er lønnsomt etter nåverdi modellen (formel 2) er det ikke gitt at prosjektet bygges ut. For selv om prosjektet er lønnsomt foreligger det stor usikkerhet rundt fremtidig utvikling av flere av faktorene som inngår i lønnsomhetsberegningen. Nåverdi-modellen viser verdien av å investere i nuet, realopsjonsanalyse inkluderer fleksibiliteten av investeringen. Den inkluderer verdien av å utsette investeringsbeslutningen. Hvis det knyttet usikkerhet til fremtidig verdi på prosjektet, vil det være en stor sannsynlighet for at muligheten man har til å vente og se an utviklingen, har en verdi. Verdien på denne muligheten kalles opsjonsverdien. I tilfellene der opsjonsverdien er verdt mer enn et utbygd prosjekt, vil det ikke være optimalt å investere i prosjektet, og motsatt. Utbygging av prosjektet bør skje når fortjenesten av et utbygd prosjekt dekker den tapte opsjonsverdien. Det finnes også tilfeller der et prosjekt ikke har en opsjonsverdi. Dette er i situasjoner hvor inntektene av prosjektet er så store at det ikke rettfærdiggjør venting, eventuelt fordi prosjektet er verdiløst (Bøckman & Juliussen, 2004).

Realopsjonsanalyse er ikke en like velkjent metode nåverdi-metoden, men intervjuer viser at metoden brukes ubevist. I Linnerud et al. (2014) fokuseres det på hvordan investeringsbeslutningen tas i praksis. Det blir brukt realopsjonsteori for å sammenligne verdien av å investere med en gang mot verdien av å utsette investeringen. Teoriens hovedhypotese er at prosjekteierne vil utsette investeringen, i irreversible prosjekter med lang levetid, når det er knyttet usikkerhet rundt faktorer som kan påvirke slik at prosjektets verdi øker over tid. Tallene som er brukt i artikkelen er hentet fra 2001-2010. I denne perioden brukte regjeringen 12 år på å diskutere om, hvordan og når de skulle innføre subsidier på fornybar kraftproduksjon. I artikkelen er det ekstra fokus på hvordan adferdsmønsteret varierer mellom profesjonelle og ikke-profesjonelle aktører i bransjen.

I Linnerud et al. (2014) ser de det som plausibelt at grunneierne har mindre generell kunnskap om investeringsteori, har ingen tidligere erfaring fra energisektoren og/eller mindre tid til å fundere over disse utfordringene sammenliknet med en profesjonell investor. I tillegg vil maksimering av økonomisk verdi av prosjektet ikke være grunnleggende for den lokale grunneieren. Så lenge prosjektets verdi er tilfredsstillende er det ofte ikke-økonomiske faktorer som avgjør når investeringsbeslutningen blir tatt.

Dataene brukt i analysen består av 214 konsesjonsgitte prosjekter fra 2001-2008, med korresponderende investeringsbeslutninger (hvis tatt) gjort i tidsrommet mellom 2001-2010. Lokale grunneiere eier konsesjonen til 115 av prosjektene og de resterende 99 er eid av energiselskaper spesialisert på småkraft. Kraftverkene hvor konsesjonen er eid av de ikke-profesjonelle investorer er gjennomsnittlig mindre og billigere. Profesjonelle investorer utsetter investeringsbeslutningen i et år eller mer 73 % av tilfellene, sammenliknet med de uprofesjonelle hvor 59 % av investeringsbeslutningene blir utsatt like lenge. Den gjennomsnittlige utsettelsen hos de profesjonelle er 1.1 år og hos de ikke-profesjonelle er gjennomsnittet 0,8 år.

Resultatene viser at de profesjonelle investorene i energimarkedet handlet etter realopsjonsteoriens investeringsregel, og at vissheten om at det potensielt er subsidier å få i frem i tid gjorde at de utsatte investeringsbeslutningen. Gjennomsnittet av investorene handlet i samsvar med realopsjonsteorien ved at de kun tok investeringsbeslutningen når nåverdien overskred verdien av et utsatt prosjekt. På den andre siden viser resultatene at ikke-profesjonelle investorer ikke inkluderte timing av investeringen når de vurderte om de skulle investere. De handlet som om investeringsmuligheten de hadde var nå eller aldri, og investerte hvis prosjektet var lønnsomt ifølge netto nåverdi og med det ignorerte muligheten til verdiøkning ved å vente.

Fleten et al. (2016) har flere av de samme forfatterne som Linnerud et al. (2014) , bruker det samme datagrunnlaget og er publisert et par år senere. Fleten et al. (2016) konkluderer, som i Linnerud et al. (2014), med at handlingsmønsteret hos investorene korrelerer godt med realopsjonsteorien selv om de igjennom intervjuer har kartlagt at investorene ikke bevist bruker denne modellen.

4. Datainnsamling av kvalitative data

4.1 Informantutvalg

Tjora (2017) mener hovedregelen for et utvalg i kvalitative intervjustudier bør være at en velger informanter «som av ulike grunner vil kunne uttale seg på en reflektert måte om det aktuelle temaet». Tjora kaller et slikt utvalg for teoretisk eller strategisk (Tjora, 2017). For å finne disse informantene kan snøballmetoden benyttes. Ved bruk av denne metoden begynner man med et lite utvalg, gjerne kalt førstekontakter eller nøkkelinformanter. Videre utvides utvalget gradvis ved at forskeren får forslag til nye informanter fra nøkkelinformantene (Tjora, 2017). Metoden har også sine utfordringer. Biernacki og Waldorf (1981) trekker fram utfordringen ved å finne førstekontakter og Andrews og Vassenden (2007) påpeker risikoen for at snøballen stopper å rulle. Man er avhengig av at førstekontaktene kjenner til prosjekter/personer/bedrifter som kan fungere som informanter. I tillegg vil man unngå at man havner i et for snevert spor slik at man mister oversikten over temaet og at man ikke havner for langt ut på et sidespor slik at relevansen for forskningen forsvinner (Biernacki & Waldorf, 1981). Det kan også være en utfordring å opprettholde forskningsetiske krav når informanter «angir» hverandre (Andrews & Vassenden, 2007).

4.2 Datainnsamling

Det er flere ting det er viktig å være klar over før man skal gjennomføre et dybdeintervju. For det første er det visse element som kan påvirke svarene du får fra intervjuobjektet. En ting kan være intervjueren i seg selv hvor for eksempel alder, erfaring og kjønn kan ha ulik innvirkning på svarene man får. Det er det vanskelig å gjøre så mye med, men en ting man kan gjøre noe med er rammene rundt intervjuet. Om det er formelt eller uformelt, om det er over telefonen, Skype eller ansikt til ansikt. Hvis det er ansikt til ansikt kan det ha en innvirkning hvilket lokale det er. Det kan være om intervjuobjektet er trygg og kjent i omgivelsene, om det er stort og luftig eller lite og intimt. For å få gode rammer rundt intervjuet er det viktig at informanten er komfortabel og trygg i situasjonen (Tjora, 2017). Strukturen på intervjuet har også betydning i denne sammenheng (Tjora, 2017). Struktur på dybdeintervju kan være

1. Oppvarmingsspørsmål
2. Refleksjonsspørsmål
3. Avrunding

Oppvarmingsspørsmålene skal gi informanten og intervjuer hjelp til å bli trygg på hverandre og fungere som en god innledning til resten av intervjuet. Refleksjonsspørsmålene er åpne spørsmål som lar informant reflektere rundt relevante tema. Disse spørsmålene danner selve kjernen av intervjuet. Hvis det er nødvendig kan man i denne delen av intervjuet gjerne bruke oppfølgingsspørsmål for å få mer ut av refleksjonene til informanten(Tjora, 2017). Det er også viktig at intervjuer tillater digresjoner fra informanten for å kunne komme inn på temaer eller momenter som intervjuer ikke har tenkt ut på forhånd(Tjora, 2017). Det gjelder å finne balansen mellom hvordan du skal få tak i informantenes subjektive tanker og samtidig holde en viss struktur. Det er utfordrerne. Håland (2008)forklarer hvorfor det kan være vanskelig. «vi gjerne bekjenner oss til en konstruktivistisk forståelse, men samtidig prøver å få tak i respondentens fortolkninger av virkeligheten gjennom en på forhånd strukturert intervjuguide». Intervjuet avrundes med en forklaring om hva som vil skje med dataene videre og en takk for deres tid.

4.3 Dataanalyse

Målet for analysen av de kvalitative dataene er å øke kunnskapen til leseren av oppgaven om temaet det forskes på, uten at leseren selv må gå igjennom de genererte dataene. Tjora (2017) skriver analysen krever «mye intenst tankearbeid, sensitivitet for hva som finnes i empirien utover problemstillinger og forventninger, og en evne til å arbeide systematisk». Han påpeker at det er i analysen store deler av potensialet for kvalitativ forskning ligger og at det også er her hvor mange forskningsprosjekter har sin svakhet, og ender til slutt opp som en «samling (i bestefall sorterte) anekdoter»(Tjora, 2017). Koding av datamaterialet danner er godt grunnlag for videre analyse. Tjora (2017) deler målet med koding i tre deler:

1. Ekstrahere essensen i det empiriske materialet.
2. Redusere materialets volum.
3. Legge til rette for idegenerering på basis av detaljer i empirien.

Metoden begynner med å opprette koder i første analysedokumentet. En kode kan være en frase, en setning, et utsagn, en dialog eller kanskje bare et ord. Når dokumentet er gjennomgått fortsetter man med neste helt til alle dokumenter er kodet. Kodene fra første dokument brukes videre i de neste og det opprettes nye koder hvis det trengs. Hvordan man velger koder og hvilke koder man velger er helt essensielt for videre analyse av dataene. Tjora (2017) forklarer

forskjellen på en sorteringsbasert koding, som ikke er ønskelig, og en empirinær koding som er målet. I en sorteringsbasert koding klarer man ikke å legge bort Variabeltenkning. Det vil si at man tenker at analysedataene kan deles inn i temaer og hvor hvert tema har en «tilhørende tekstlig beskrivelse»(Tjora, 2017). Ofte kan forskeren ha delt inn i temaer, skiftelig eller i tankene, før analysen starter og at dette påvirker kodingen i denne retningen. Utfordringen med denne type koding er at de ofte sier noe om hva informanten har snakket om og ikke hva informanten faktisk sier. En kvalitetssjekk for om empirinær koding er benyttet kan man stille seg følgende spørsmål:

1. Kunne jeg laget koden før kodingen?
2. Hva forteller bare koden?

Kunne koden blitt laget på forhånd og/eller forteller koden bare noe om hva det ble snakket om, så må koden sløyfes og man må lage en annen kode(Tjora, 2017).

Etter at datagrunnlaget er gjennomgått og kodet, starter sorteringen. Kodene grupperes tematisk for å begynne å strukturere analysen. Disse temaene blir ofte med videre som overskrifter i videre analyser hvor man etterhvert ser på resultatene i sammenheng med teori(Tjora, 2017).

5. Metode

5.1 Valg av metode

Hovedmetoden i oppgaven er kvalitativ. Under har jeg skissert hovedpunktene i metoden.

1. Utarbeidet en intervjuguide basert på tidligere forskning og litteratur.
2. Informantutvalget ble bestemt ved bruk av førstekontakter og snøballmetoden.
3. Innhentet data gjennom semistrukturerte dybdeintervju.
4. Brukte koding for å systematisere og analysere data

For å supplere de kvalitative dataene fikk jeg tilgang på to datasett. Disse, sammen med tidligere forskning og historiske data, er brukt for å få mer dybde i forskningen.

Videre i kapittelet skal jeg gå nærmere inn på utførelsen av metoden.

5.2 Kvalitative data

5.2.1 Intervjuguide

Før intervjuene startet ble det utformet en intervjuguide. Tanken bak intervjuguiden var å utforme den slik at den fungerte for et prosjektspesifikk intervju. Altså et intervju der spørsmålene og svarene omhandler et spesifikt prosjekt. Følgende spørsmål ble skrevet ned:

- Hvem har tatt initiativ til prosjektet og hva var motivasjonen?
- Hvilken rolle har du i prosjektet (grunneier, prosjekteier, konsulent ...)?
- Har du tidligere erfaring med småkraft?
- Hvordan er eierforholdet i prosjektet?
- Hva er dages status på prosjektet?
- Hvordan har du opplevd søknadsprosessen?
- Hvordan har arbeidet blitt fordelt (egenarbeid, innleid konsulent, profesjonelle aktører)?
- Hva har blitt gjort etter at prosjektet fikk konsesjon?
- Hva er de viktigste faktorene for at prosjektet ikke er utbygd?
- Hva skal til for at prosjektet igangsettes? Finnes det noen nærgående planer for igangsettelse?

- Hvordan ser du på framtidsutsiktene til videre utbygging av småkraft i Norge?

5.2.2 Informantutvalg

Rekrutteringen av informanter foregikk i all hovedsak gjennom mailkorrespondanse. Jeg utformet en mal til en mail hvor jeg først skrev litt om meg selv, en introduksjon av temaet for oppgaven, metode for datainnsamling ved semistrukturerte intervjuer, informasjon om opptak av intervju og transkribering og hvordan disse dataene skulle håndteres. For å motivere informantene til å delta skrev jeg i informasjonsmailen at de kunne få tilsendt PDF av oppgaven og at oppgaven er offentlig slik at de kan dra nytte av den. Intervjuguide ble lagt ved slik at informantene hadde mulighet til å forberede seg til intervjuet hvis ønskelig og slik at de kunne vurdere om det var relevant for de å delta som informant.

I første omgang forsøkte jeg å kontakte informanter som var mulig berørt av barrierene identifisert i tidligere forskning. Dette var utbyggere eller eiere av konsesjonsgitte prosjekter som ikke er igangsatt. I tillegg ble personer som har vist særlig engasjement for utfordringene blitt kontaktet. Mange mailer ble sendt, men få responderte. Etterhvert forsøkte jeg å gjøre informasjonsmailen mer personlig rettet mot mottakeren ved å skrive noe om hvorfor erfaringen/prosjektet/rollen til mottakeren var av interesse for oppgaven. Det virket som det hadde en positiv effekt. Videre ble snøballmetoden benyttet. Underveis i datainnsamlingen fikk jeg kontaktinformasjon til andre aktuelle informanter eller ble tipset av interessante prosjekter. Etter min oppfatning var det enklere å få respons fra eventuelle informanter ved hjelp av denne metoden.

Småkraftbransjen er en relativt liten bransje hvor «alle kjenner alle». Det var derfor viktig å ikke fortelle om hva andre informanter hadde fortalt da dette kunne avsløre hvem de var eller hvem de jobbet for. Dette er også årsaken for at jeg ikke kan gå i detalj i beskrivelse av informantene. På generelt grunnlag var førstekontaktene (Informant 1-3) kontaktet i forbindelse med et konkret konsesjonsgitt og ikke utbygd vannkraftprosjekt, mens de to siste informantene (informant 4-5) ble kontaktet etter bruk av snøballmetoden. I tabell 2 følger noen få punkter om hver informant.

Tabell 1 Korte fakta om informantene

Informant 1	- Ansatt i et rådgiverselskap.
-------------	--------------------------------

	- Prosjektet intervjuet er konsentrert rundt er et mellomstort¹ prosjekt eid av grunneiere. - Utbygger av prosjektet er lokale fallrettighetseiere. - Prosjektet har nylig fått ny eier. Dette er en profesjonell utbygger. - Intervjuet over Skype.
Informant 2	- Ansatt i et større statlig eid selskap - Grunnet informantens erfaring fra flere relevante prosjekt er intervjuet mer generelt. - Intervjuet ansikt til ansikt i informantens kontorlokaler.
Informant 3	- Ansatt hos en profesjonell utbygger. - Prosjektet intervjuet er konsentrert rundt er et mellomstort prosjekt. - Initiativ for prosjekt er tatt av fra utbygger. - Intervjuet ansikt til ansikt i informantens kontorlokaler.
Informant 4	- Intervjuet på et mer overordnet plan, ikke om et konkret prosjekt. - Intervjuet over telefon.
Informant 5	- Er grunneier og har selv prosjektert og bygd et minikraftverk på egen eiendom. - Intervjuet over telefon.

5.2.3 Datainnsamling

For å skape en trygg ramme rundt intervjuet for informanten lot jeg informantene selv få velge tid og sted for intervjuet, og om de ønsket å ha intervjuet over telefon, Skype eller ansikt til ansikt. Hvis informanten var likegyldig til alternativene oppfordret jeg til å møtes ansikt til ansikt. I tillegg ga intervjuguiden og informasjonsmailen informantene mulighet til å komme relativt forberedt for å redusere mulig usikkerhet og skape trygghet hos informanten.

Også strukturen på intervjuet er viktig i denne sammenheng og hadde dette i bakhodet når intervjuguiden ble utformet (Kapittel 3.2.1). Jeg startet med oppvarmingsspørsmål som

¹ Egendefinert størrelse: Lite småkraftverk: 1-2 MW, mellomstort småkraftverk: 3-7 MW, stort småkraftverk: 8-9,9 MW

- Hvilken rolle har du/har du hatt i prosjektet?
- Har du tidligere erfaring med småkraft?

Deretter fulgte jeg opp med refleksjonsspørsmål. Disse var svært åpne og resulterte i store sprik i svarene fra informantene og mye refleksjon. Et par eksempler er

- Hva er de viktigste faktorene for at prosjektet ikke er utbygd?
- Hva skal til for at prosjektet igangsettes?

Jeg opplevde et ulikt behov for oppfølgingsspørsmål. I noen situasjoner kunne det til og med vært ønskelig å avgrense informanten, men jeg forsøkte å være nøye på å tillate digresjoner slik at det var rom for at nye barrierer og utfordringer kunne dukke opp.

Under de første intervjuene forsøkte jeg å vri samtalen tilbake til de konkrete prosjektene jeg hadde kontaktet dem om, men etterhvert forsto jeg verdien av å la de prate fritt. Underveis i intervjurunden opplevde jeg også at selve intervjuguiden ble for rettet mot enkeltprosjekter og så meg derfor nødt til å utforme en mer generell intervjuguide for de to siste intervjuene (vedlegg 2).

Etter hvert intervju ble intervjuene transkribert og sendt til informantene for gjennomlesing. Jeg var nøye på å skrive ned alt informanten sa og det ble derfor en veldig tidskrevende prosess. Dette så jeg på som nødvendig fordi jeg var usikker på hva som ville være relevant for oppgaven. Et unntak ble gjort ved det siste intervjuet. Når dette intervjuet ble holdt hadde jeg en klart bedre oversikt over oppgaven og valgte derfor å kun skrive ned de tingene som jeg viste var relevant og litt ekstra for å være på den sikre siden. Ved å bruke denne metoden brukte jeg betydelig mindre tid på etterarbeidet.

5.2.4 Dataanalyse

Som første steg i analysen av de kvalitative dataene ble alle intervjuene kodet. Figur 3 viser et utdrag fra et ferdig kodet intervju.

Har dere noen andre prosjekter dere har søkt konsesjon om som ikke har blitt igangsatt? Ja, vi har det.	
Hva er det som er årsaken til det? Stort sett så er det økonomi eller at nettet ikke har vært tilgjengelig. Eller at man har fått forespeilet en kostnad på hvor mye det skal koste å koble seg på nett for noen år siden også behandles konsesjonen og når du endelig får tillatelser og begynner å se på det igjen og forespør kostnaden på nytt så er tallet ti ganger så stort.	Anna Emilie Fagerheim Stor økning i kostnader fra konsesjonssøknad til ferdigbehandlet konsesjon
Det er så stor forskjell? Ja, det skjedde på et prosjekt her før jul. Da hadde vi en kostnad på 3 millioner i 2016 for å koble seg til nettet og da søkte vi konsesjon med de forutsetningene. Også tok det veldig lang tid og da kan det ha skjedd ting i nettet i mellomtiden med at andre har bygd og tatt den kapasiteten. For det er ikke reservert oss så lenge vi ikke har fått en tillatelse til å bygge, de kan jo ikke det. Så fikk vi et nytt estimat før jul i 2019, og da var det 16 millioner. Da sier det seg selv at det blir vanskelig. Da må det bare skrinlegges.	Anna Emilie Fagerheim Endringer i forutsetninger knyttet til nett under konsesjonsbehandlingen
Hva tror du man kunne ha gjort for å unngå dette? Hva skal jeg si? Det er ikke vi som styrer med nettet, og vi må jo betale det det koster for dem, så jeg vet ikke. Man må ha distribuert lagring da. Hydrogen eller noe annet, men det er ikke en modell vi holder på med. Vi har nok risiko med det vi driver med. Når vi først kan koble oss på nett så er vi sikre på at vi får solgt strømmen, men hvis man skal ha hydrogen inn da så er det egentlig en helt annen ting i tillegg. Eller batterilagring og sende inn når det er mindre belastning på nettet, det.. Det er mye som skje men, jeg vet ikke hva vi skal gjøre. Det er flere eksempler på at nettkostnaden har drept prosjekt, det er det. Det er vanskelig.	Anna Emilie Fagerheim Må betale det det koster for nettet, alternativet er distribuert lagring.
Så når du nevner økonomi som årsak, så er det nettkostnaden ofte? Ja, oftest. Også er det klart byggekostnadene. I grensetilfeller kan det være en grunn, men ofte så er nettkostnaden en veldig avgjørende grunn for at den har økt eller ting har skjedd i nettet andre steder som gjør at det ikke er nok kapasitet og du plutselig må ta hele kostanden for kapasitetsøkning. Det er litt førstemann til mølla på dette. Det er kanskje fornuftig på et overordnet nivå, men da blir det jo sånn at det ikke er realistisk å bygge ut prosjekt. Vi hadde et prosjekt hvor vi fikk konsesjon. Prosjektet i seg selv var gjennomførbart, men nettkostnaden ble helt hinsides høy. Det var en avlукket dal oppe i Nordland og der er det ingenting, så strømmen må vekk. NVE skrev det nesten til oss, at det ikke er lønnsomt samfunnsmessig å bygge en linje hit. Så selv om prosjektet isolert sett er bra, så er ikke totalen bra. Selv om man i tidligfase, i 2010, hadde kapasitet så kommer noen	Anna Emilie Fagerheim Byggekostnadene kan i grensetilfeller være en årsak, men ofte er nettkostnaden veldig avgjørende.

Figur 3 Utdrag fra et ferdig kodet transkribert intervju. Kodene er skrevet i margen. Senere ble kodene fra alle intervjuene samlet i et dokument og gruppert etter tema.

Når alle intervjuene var kodet på samme måte ble kodene samlet og gruppert i følgende grupperinger: Nettilknytning og anleggsbidrag, byggekostnad og byggerisiko, rammebetingelser og markedsdynamikk, konsesjonsbehandling og restriksjoner, finansiering og til slutt kapasitet og kompetanse. Kodegruppene ble utgangspunktet for delkapitlene i analysen av de kvalitative dataene.

Ved videre analyse av temaene så jeg informasjonen innhentet gjennom intervjuene i sammenheng med kunnskap tilegnet ved gjennomgang av relevant litteratur og tidligere forskningsprosjekter for å se om det fantes noen gjennomgående trender og sammenheng. Med det menes at det er viktig å ikke plassere data som er innhentet inn i gitte «bokser» fordi det passer fint med det som er tenkt på forhånd.

5.3 Kvantitative data

5.3.1 Datainnsamling

I de kvantitative analysene har jeg benyttet to datasett utarbeidet av NVE. Datasett 1(NVE, 2016) inneholder detaljert data fra alle kraftverkprosjekt registrert som tildelt konsesjon men

ikke utbygd ved starten av 2016. Det viser blant annet kostnad, kostnadsår, søknadsår og LCOE til prosjektene. I tillegg til effekt og midlere årsproduksjon. I datasettet er det registrert 325 små vannkraftprosjekter på tilsammen 967,9 MW.

Det andre datasettet, Datasett 2(NVE, 2020a), inneholder informasjon om alle registrerte små vannkraftverk som er tildelt konsesjon men ikke utbygd ved inngangen av 2020. Det er mindre detaljert enn datasett 1 og inneholder ingen økonomiske data slik datasett 1 gjør. Ved inngangen av 2020 hadde NVE registrert 344 ikke utbygde småkraftprosjekter med maksimal effekt på tilsammen 915,5 MW.

For å kunne analysere flere aspekter ved prosjektene som ikke er igangsatt har jeg i store deler av den kvantitative analysen brukt datasett 3(vedlegg 3). Datasett 3 består av dataene fra datasett 1, men er oppdatert ved bruk av datasett 2. Prosjektene som ikke er nevnt datasett 2 er fjernet da årsaken for at de ikke er å finne her mest sannsynlig er på grunn av det enten er bygd ut eller at konsesjonen ikke lenger er gyldig. Datasett 3 består av 258 små vannkraftprosjekter med en samlet effekt på 785,2 MW.

5.3.2 Dataanalyse

De kvantitative dataene er de tre datasettene jeg har tilgjengelig. Målet med analyse av disse er å få en oversikt over hva slags prosjekter de konsesjonsgitte, ikke utbygde vannkraftprosjektene er. Å se om det noen likheter mellom prosjektene, om det er en sammenheng mellom det informantene sier og aspektene med prosjektene og om de passer inn i noe av det som er ved tidligere forskning har avdekket. Samtidig er det viktig å ikke jobbe for å få analysene til å stemme overens med det som er forventet.

For å få en kontinuitet i datagrunnlaget brukt i analysen har jeg valgt å kun analysere datasett 3 da dette datasettet er oppdatert og detaljert. Excel er brukt til analysen.

5.4 Teori og empiri

For innsamling av teori og empiri var fokuset på økonomiske barrierer innen små vannkraftverk i Norge. Småkraftnæringen i Norge har et unikt utgangspunkt med kombinasjonen av økonomiske incentiver som elsertifikater, de høye nettkostnadene mye grunnet Norges ville natur og de lange tradisjonene for vannkraftverk. Jeg så det derfor på som mindre relevant å se

på forskning utenfor Norges landegrenser. Underveis i arbeidet med de innhentende dataene har jeg gått tilbake til teorikapitlet og lagt til mer etterhvert som det dukket opp nye aspekter.

6 Teori og empiri

6.1 Barrierer

En stor kvantitativ analyse, i form av en spørreundersøkelse, rundt barrierer for utbygging av små vannkraftverk ble utført av Høgskulen i Sogn og Fjordane i samarbeid med Cicero i 2012 og 2015 (Linnerud & Holden, 2013; Simonsen, 2015). Formålet med spørreundersøkelsen var å se på potensialet og barrierer for ny vannkraft innen 2020. For å identifisere barrierene, og omfanget av disse, ble produksjonsmengden av kraft fra investorenes prosjekter talt med for hver barriere. Hvis investorene krysset av på to barrierer, ble produksjonen talt med to ganger. Slik får man med hvor stor andel av det som blir produsert som blir hindret av de ulike barrierene. Det er færre konsekvenser hvis det er et mikrokraftverk som blir hindret enn om det er et stort vannkraftverk. Begge undersøkelsene hadde rundt 300 respondenter.

Tabell 2 Barrierer for gjennomføring av kraftprosjekt innen 2020. Viser prosentandel av samlet GWh. Respondentene kunne huke av på flere barrierer. Tallene er hentet fra studien i 2015 (Simonsen, 2015)

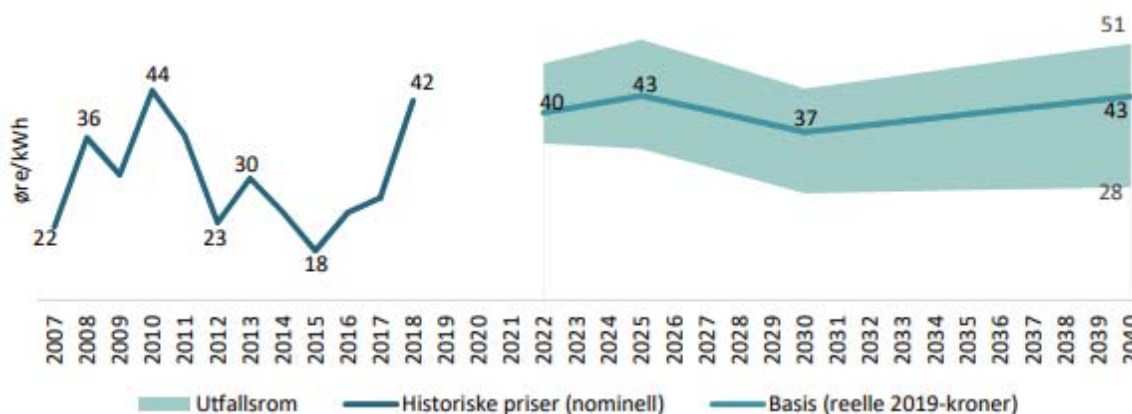
% av samlet GWh	Nytt kraftverk, under 1 MW	Nytt kraftverk, 1-10 MW
Strømpris, elsertifikat	54	27
Skatter/avgifter	11	11
Investeringskostnad	40	30
Anleggsbidrag	22	43
Risiko frist	21	10
Samlet risiko	19	10
Tjenester	2	1
Komponenter	2	1
Forsinkelser i nett	9	37
Finansiering	28	9
Motstand eksterne aktører	24	9
Forsinkelser i konsesjonsprosess	26	29
Får ikke konsesjon	12	4
Interne forhold	7	6

Annet	23	4
Ingen	9	24
Vet ikke	1	0

Tabellen viser at for småkraftverk er de største barrierene knyttet til nett, både forsinkelser i nett og anleggsbidraget. I tillegg er investeringskostnad og forsinkelser i konsesjonsprosessen store barrierer. For mini- og mikrokraftverk ser over 50 % av samlet GWh på strømpris som en barriere. I tillegg er investeringskostnad en utfordring for mange.

6.2 Strømpris

Strømprisen reguleres i et marked og er derfor påvirket av flere faktorer som tilbud og etterspørsel, priser på fossilt brensel, priser i CO₂-markedet og tilgang til utenlandske marked(Gogia et al., 2019). Figur 4 viser gjennomsnittlig strømpris fra 2007-2019 og en forventet strømpris frem til 2040.



Figur 4 Norsk kraftprisbane frem mot 2040(Gogia et al., 2019).

6.3 Opprinnelsesgaranti

Opprinnelsesgaranti brukes for å kunne spore opphavet til elektrisiteten og er aktuelt for bruk til varedeklarasjon. I tillegg er det tenkt at ordningen kan være et insentiv til utbygging av ny fornybar energi, ved at kraftprodusentene får en ekstra inntekt. 14 % av kraftkjøp i Norge er kjøpt med opprinnelsesgaranti, mens 95 % av den fornybare energien produsert i Norge selges med opprinnelsesgaranti. Det viser at en stor andel av den fornybare energien produsert i Norge kjøpes av andre land i Europa. Det resulterer i at de som kjøper energi i Norge, uten opprinnelsesgaranti, på papiret har en betydelig mindre fornybarandel enn det som er realiteten.

Industrien på sin side vet at kraften de bruker i sin produksjon er tilnærmet 100% ren fornybar energi, og bruker dette til markedsføring fremfor å kjøpe opprinnelsesgarantier (Oslo Economics, 2018).

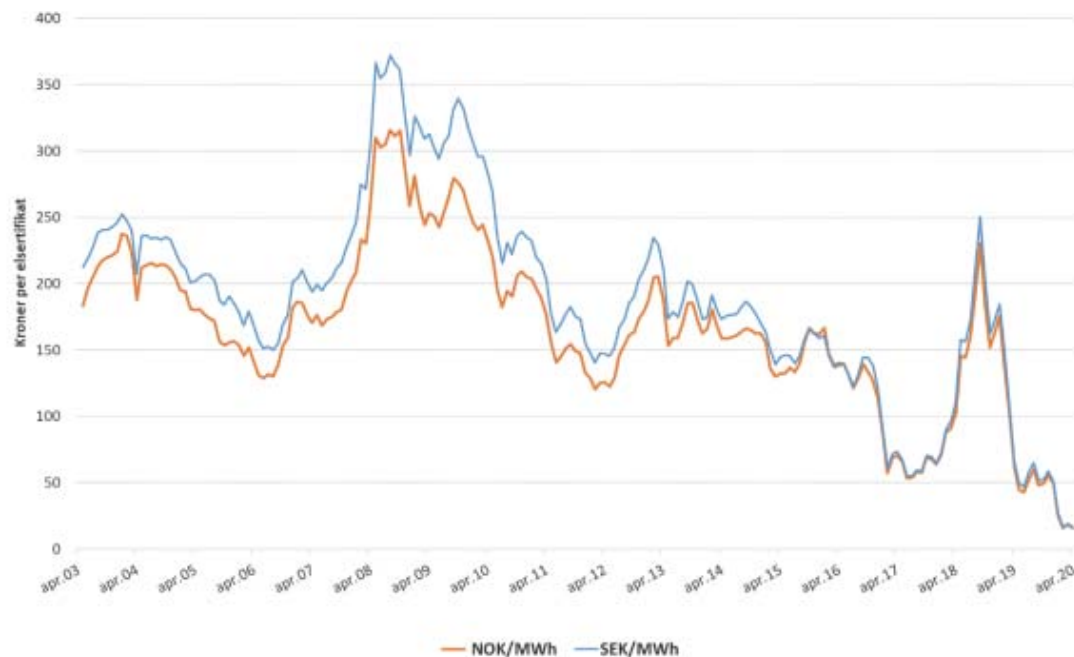
Frem til i dag har markedet for opprinnelsesgarantier likevel fungert fint grunnet etterspørselen i Europa. Utfordringen er at fornybarandelen ellers i Europa øker, og etterspørselen etter norske opprinnelsesgarantier minker. Dette er årsaken til at det nå jobbes med å gjøre endringer i ordningen for å øke legitimiteten til opprinnelsesgarantiene i Norge, slik at etterspørselen her til lands øker (Oslo Economics, 2018).

6.4 Elsertifikater

Siden 2012 har Norge hatt et samarbeid med Sverige om elsertifikater. Hensikten med ordningen er å øke investeringene i fornybar kraftproduksjon. Det er et markedsbasert virkemiddel hvor kraftprodusentene mottar et elsertifikat for hver MWh de produserer over maksimalt 15 år. Kravet er at kraftverket må være iverksatt innen 2020. Elsertifikatene selges i et eget marked der tilbud og etterspørsel bestemmer prisen. Kraftleverandørene og enkelte strømkunder er pålagt å kjøpe elsertifikatene tilsvarende en viss andel av elforbruket (Elsertifikatloven, 2011).

Etter at fristen for dette elsertifikatsystemet utgår i starten av 2021 har Regjeringen bestemt at de ikke ønsker å fortsette med elsertifikater. Videre er strategien å legge til rette for en lønnsom utnyttelse av de fornybare energiresursene, men ved at markedet regulerer seg selv. I tillegg ønsker de å legge mer til rette for teknologiutvikling og økt handel utenfor det nordiske markedet (Miljødirektoratet et al., 2020b).

I figur 5 viser historiske gjennomsnittlig månedlig spottpreis for elsertifikater handlet hos SKM (Svensk kraftmäkling). Som vist i grafen har spottpreisen på elsertifikatene gått sakte men sikkert nedover siden 2008-2009. Unntaksvis gikk prisen kraftig opp i årsskriftet 2018-2019 før prisen i dag tilnærmet er lik null (NVE & Energimyndigheten, 2020).



Figur 5 Gjennomsnittlig spotpris for elsertifikater handlet hos SKM(NVE & Energimyndigheten, 2020)

6.5 Byggekostnader

Tabellen under er hentet fra «kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk» som NVE siden 1982 har utarbeidet til bruk for beregning av påregnelige anleggsomkostninger for vannkraftverk. Den har i de senere årene blitt revidert hvert femte år, senest i 2015, både for storkraft og småkraft(Norconsult AS, 2016). Som vist i tabell 1 er det stort intervall i kostnadene. Det er viktig å påpeke at kostnadsandelen er sterkt prosjekt avhengig. Ulikhetene skaper utfordringer i budsjetteringen av kraftverkene.

Tabell 3 kostnadsfordeling for småkraftverk (NVE, 2010)

Komponent	Kostnadsandel
Infrastruktur, vei	1-5 %
Inntak/dam	5-10 %
Vannvei (Rørgate, tunneler og/eller sjakter)	10-50 %
Mekaniske komponenter	20-30 %
Elektriske komponenter	15-25 %
Kraftstasjon, bygg	2-5 %
Infrastruktur, kraftlinje	5-15 %
Planlegging/administrasjon	7-10 %

Fallrettigheter	2-5 %
-----------------	-------

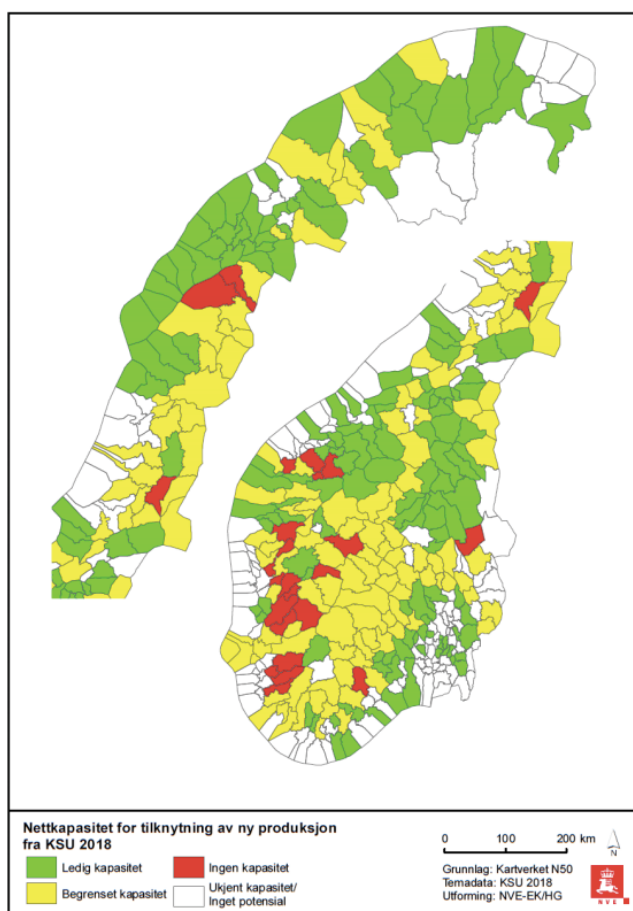
Stokke (2014) viser at 23 av 24 småkraftverk hadde en høyere investeringskostnaden enn det som var budsjettet. Den største forskjellen var knyttet til planlegging og administrative kostnader, inntak og dam og elektromekaniske installasjoner(Stokke, 2014).

Belbo (2016) viser også at investeringskostnader regelmessig blir underbudsjettet i konsesjonssøknadene. Han ser på eksterne kostnadsdrivere for småkraftprosjekter og konkluderer med at spesifikk investeringskostnad varierer mellom geografiske regioner og at totale investeringskostnader økte ved lenger byggeperiode. Prosjektene utviklet av grunneierne hadde lavere innrapporterte kostnader enn prosjektene som var utviklet ved hjelp av profesjonelle aktører(Belbo, 2016).

6.6 Nettkapasitet og anleggsbidrag

Jf. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (1999) §§ 16-1 – 16-12 skal nettselskapene fastsette anleggsbidrag for dekning av kostnader ved nettforsterkninger og nettinvesteringer når kunder tilknyttes nettet, får økt sin kapasitet eller får bedre kvalitet. Videre står det at nettselskapet også skal *«fastsette og kreve inn et anleggsbidrag fra kunder som blir tilknyttet eller får økt kapasitet i nettanlegg som er anleggsbidragsfinansiert»*(Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999).

Ødegården og Bhandana (2018) kartla, på vegne av NVE, nettkapasiteten for tilknytning av nye små vannkraftverk i forbindelse med rapporten «status og prognoser for kraftsystemet 2018». Resultatet vises i figur 6.



Figur 6 Nettkapasitet for tilknytning av nye små kraftverk (Ødegården & Bhantana, 2018)

Det er tilsammen 24 kommuner som i 2018 ble vurdert som ingen kapasitet for utbygging av småkraft. Disse kommunene var Åmot, Etne, Kvinnherad, Odda, Jondal, Ulvik, Samnanger, Modalen, Osterøy, Høyanger, Hjelmeland, Strand, Forsand, Gjesdal, Stranda, Vanylven, Lærdal, Hornindal, Ørsta, Namsskogan, Steigen, Hamarøy og Nissedal. I disse kommunene vil det ikke kunne bygges små vannkraftverk før nettet er forsterket.

6.7 Skatt

I juni 2018 utpekte Regjeringen et ekspertutvalg for å vurdere beskatningen av vannkraftverk. Målet var å finne hvilke skatter som påvirker lønnsomheten til prosjektene og komme med et forslag til endringer som kan utføres for å hindre dette (Sanderud et al., 2019). Forslaget til endring gjengis under. Det ble i midlertidig bestemt like etter nyttår at skatteendringene ikke skal gjelde for små vannkraftverk. I dag skattlegges vannkraftverk gjennom konsesjonskraft, konsesjonsavgift, eiendomsskatt, ordinær selskapsskatt, grunnrenteskatt og naturressursskatt (Sanderud et al., 2019).

I og med vannkraft basers på en begrenset, felles ressurs pålegges vannkraft en ekstraordinær skatt for å gi deler av avkastningen tilbake til fellesskapet. Denne skatten kalles grunnrenteskatt. Denne bør ifølge utvalget videreføres, men nedre grense for skatten reduseres fra 10 000 kVA til 1500 kVA. I tillegg bør inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier inkluderes i grunnlaget for grunnrenteskatt. Naturressursskatten er et virkemiddel for å omfordele grunnrenten fra staten til kommunene og fylkeskommunen. Utvalget anbefaler at det blir gjort en vurdering rundt reduisering av nedre grense for naturressursskatt er hensiktsmessig som for grunnrenteskatten.

Eiendomsskatt bør baseres på skattemessig nedskrevet verdi av driftsmidlene og grunnlaget bør ikke inkludere produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter. Formueskatt bør derimot baseres på skattemessig nedskrevet verdi av driftsmidlene i tillegg til produksjonsutstyr, produksjonsinstallasjoner og fallrettigheter.

Konsesjonsavgift regnes ut ifra kraftgrunnlaget, som er en teoretisk beregning av effekten til kraftverket, og beregnes uavhengig av kraftverkets faktiske produksjonskapasitet. Konsesjonskraft ble i utgangspunktet innført for å sikre kraftkommunen hvor kraftverket er oppført tilgang på alminnelig forsyning av kraft til en rimelig pris. Kraftverkene må levere inntil 10 % av kraftgrunnlaget til kommunen gjennom denne ordningen. Som vist i figur 1 påvirker begge lønnsomheten til prosjektene, og utvalget mener at de bør avvikles(Sanderud et al., 2019).

7. Resultater

7.1 Analyse av kvalitative data

Oppfatningen etter analyse av de kvalitative dataene er at informantene har ser mange av de samme økonomiske barrierene for utbygging av de konsesjonsgitte vannkraftverkene, men med litt ulik vinkling. Resultatene er delt inn i kodegruppene under analysen av intervjuene.

7.1.1 Nettilknytning og anleggsbidrag

Samtlige informanter nevnte nett som en økonomisk barriere for utbygging av små vannkraftverk. Tre nevnte det i forbindelse med egen erfaring fra spesifikke prosjekter og de to andre gjennom et generelt inntrykk av bransjen.

Informant 4 forteller:

«Det største hinderet for å få bygd ut en god del gode småkraftprosjekter er mangelen på nettilgang. At man rett og slett ikke får koblet kraftverkene på nettet til en pris det går an å leve med. Det er en helt klart økonomisk barriere.»

Informanten forteller videre at er en god del av de prosjektene som ikke får bygd ut på grunn av nettsituasjonen er av god størrelse og ellers veldig interessante prosjekter. Av årsaker for hvorfor nettilgang er sett på som en økonomisk barriere er anleggsbidraget som den som utløser behovet for oppgradering eller utvidelse av nettet er nødt til å betale.

«For vår del så er det ikke manglende nettkapasitet, men anleggsbidrag for å forsterke eksisterende nett kan være et hinder i seg selv» (Informant 2)

Informant 1 mener at det bør gjøres noe med regelverket rundt anleggsbidraget.

«At de som utløser forsterkning av nettet må ta hele kostnaden det er noe som har stoppet mange prosjekter. Skal de ta hele kostnaden for nettforsterkningen har de ikke økonomi til det»

En løsning, som både informant 2 og 3 nevner, har vært at flere prosjekter som har ønsket å bygge i samme området gått sammen for å dele på anleggsbidraget ved utbygging av nytt nett

eller oppgradering av eksisterende. Dette krever et godt samarbeid og koordinering mellom flere prosjekter. Informant 3 forteller om egen erfaring i forbindelse med et prosjekt:

«Jeg tror det var en fire til fem andre prosjekt som den linjen var avhengig av og hvis alle skulle bygges så ble det en kostnad, og hvis bare vi skulle bygge så hadde det kanskje blitt en helt annen. Kanskje større og kanskje mindre, det er litt i det blå. Så det er en koordinering med de andre aktørene også. De som skal bygge nettet, de vet jo ikke, for de kan jo ikke bare bygge for maks også blir det ingen»

Informant 3 opplevde at nettsituasjonen endret seg mye fra da det ble søkt om konsesjon og til da konsesjonen ble gitt og at anleggskostnaden var avhengig av flere andre kraftverk som fikk konsesjon til forskjellige tider. Samtidig endret flere andre faktorer seg i løpet av årene som påvirket investeringsbeslutningen til alle prosjektene. Informanten håper på en løsning i forhold til dette.

«Om man hadde kunne brukt det nettet som er og lagret strøm eller funnet noen andre løsninger. I dag så må man lage en linje som må være dimensjonert til å ta alt når alt går på maks selv om det ikke alltid er sånn» (informant 3).

7.1.2 Byggekostnad og byggerisiko

Det var en bred enighet blant informantene at byggekostnadene har økt i løpet av årene. Større krav til HMS, høyere lønninger og flere krav fra NVE er noen av årsakene nevnt. I tillegg forteller informantene om høyere kompleksitet på prosjektene i dag kontra tidligere. Informant 2 forteller:

«De kraftverkene som ble bygd i starten relativt enkle, og det har vel noen angret på i ettertid. Standardkraftverket som blir realisert i 2019 har jevnt over av høyere kvalitet enn de som ble realisert i 2009.»

Informant 3 forklarer hvorfor informanten mener at byggekostanden har blitt en større barriere for utbygging:

«Byggekostnader generelt har gått endel opp. Det henger vel sammen med samfunnet ellers med at lønn øker og vilkår og det ene og det andre. Hver time du skal betale folk koster mer

enn det gjorde for 10 år siden. Strømprisen var 30 øre da og strømprisen er fortsatt 30 øre i dag, mens kostanden var da mye lavere.»

Flere av de konsesjonsgitte prosjektene søkte om konsesjon i tiden hvor byggekostnadene var lavere, og har derfor blitt nødt til å rekalkulere lønnsomheten i prosjektene når konsesjonen ble gitt. Informant 1 forteller om egen erfaring:

«... i akkurat denne perioden, som vi snakker om nå hvor prosjektet skulle realiseres (2016), så var det dyrere utbyggingskostnad, generell lønns- og prisstigning i Norge på entreprenørsiden, valutakurs og en fallende strømpris. Hvis man setter disse kurvene oppå hverandre så ser man at total regnestykket blir ganske forverret. Det var vel hovedproblemet til prosjektet og sannsynligvis til mange andre prosjekt i akkurat den fasen der»

I tillegg forteller informantene at de prosjektene med best økonomi er bygd ut først. Størrelse og det naturgitte utgangspunktet er viktige faktorer. Derfor er de aller fleste av de konsesjonsgitte ubygde prosjektene i dag prosjekter som det må jobbes med for å få lønnsomme.

«Jo mindre prosjektene er, jo mindre attraktive er dem. For å få maks pris hvis du skal selge et småkraftverk bør man ha mellom 7-8 GWh og oppover i årsproduksjon, så det er klart at det er disse prosjektene som blir bygd først. Jo mindre prosjektene er, jo mer fokus må man ha på lønnsomhet for å få det til å gå rundt» (informant 4)

Informant 3 forteller om hvordan de jobber for å holde byggekostnadene nede i prosjektene de jobber med:

«Du må finne billigere byggematerialer. Du trenger ikke å bygge den større enn det du absolutt må. Du må være veldig effektiv og flink i byggeprosessen, og ha kontroll på kostnadene dine. Få ned kostnader»

Videre forklarer informanten at de, som profesjonell utbygger, har tatt over for mange andre som det blir for dyrt for. Typisk er det en konsulent som har laget teningene, og informanten mener de ikke har noe insentiv for å få ned prisen.

«Han (Konsulenten) skal lage et solid og bra anlegg og prosjekterer det, og det blir solid og bra. Dessverre blir det altfor dyrt, og det er noe en konsulent ikke tenker på. Han tenker på å skrive timer og tjene penger på timene sine. En byggherre, derimot, må tenke på å få det her gjennomført. Det er det som er målet. Da må man tenke på andre løsninger.»
(Informant 3)

Informant 5 var også meget tydelig på dette med å ikke bygge kraftverkene for store. Informanten mener at det er veldig mange som bygger store, dyre kraftverk i små bekker og at løsningen er å heller bygge små kraftverk i store bekker. På denne måten slipper du forhåpentligvis å få kvav om minstevannsføring av NVE og du har en jevnere produksjon.

«Hvis du lager et lite kraftverk i en stor bekk får du en liten utbyggingskostnad i forhold til produksjon. Du får en jevn produksjon, så du får med deg både når det er god og når det dårlig betaling. Mye bedre økonomi for å si det enkelt.» (informant 5)

En annen barriere som har dukket opp er byggerisikoen. Informant 4 forklarer:

«En stor risiko i småkraft, som også er en økonomisk barriere, er at du må ta risiko for å bygge. Den såkalte byggerisikoen. I og med du bygger i terreng har du ikke full oversikt på hvordan det blir når du begynner å grave og borre. Det kan skje uforutsette ting. Det gjør at veldig dyre prosjekter, selv om hvis alt går bra så vil de være lønnsomme, så vil folk kvie seg litt.»

Informant 4 forteller videre at de profesjonelle utbyggerne har redusert byggerisikoen systematisk de siste årene ved å bruke høyt kvalifisert faglig metodikk og at dette derfor har bidratt til at barrieren har blitt mindre.

7.1.3 Rammebetingelser og markedsdynamikk

Stabile rammevilkår og høye stabile strømpriser er helt grunnleggende for god lønnsomhet i prosjektene følge samtlige informanter. Når de ble spurt om hva som skulle til for at de konsesjonsgitte prosjektene skulle igangsettes kom det klart frem at myndighetene kan styre mye gjennom sin politikk og eventuelle incentivordninger, skatteregler og lover.

«Det er klart det er et kappløp om tiden for å bygge. Klimakrisen handler om en ting, og det er å få bygd nok fornybart. Det er åpenbart at et insentivsystem, som hadde utløst de dyre prosjektene, hadde det absolutt vært et behov for hvis man virkelig ønsker å ta det som markedet ikke utløser.» (Informant 4)

Det er mange meninger rundt dagens ordninger for utbygging av vannkraft blant informantene. Spesielt skattereglene har vært et veldig aktuelt tema det siste året. Informant 2 mener usikkerheten rundt skattereglene kan hindre at prosjekter med marginal lønnsomhet velger å ikke gjennomføre:

«Også driver jo skattemyndighetene og endrer på skattereglene og snakker om å endre skattereglene, og det skaper stor usikkerhet spesielt dette som går på grunnrenteskatt. Det er det å forholde seg til risikoen. Selv om det nå i første omgang ble det avlyst, så er det en risikofaktor som du hele veien må ta hensyn til. At myndighetene kan finne på å endre på vilkårene, man vet jo ikke hva som gjelder neste år. For de prosjektene med marginal lønnsomhet så kan jo plutselig dette med usikkerhet rundt skatteregler være avgjørende for at man ikke velger å gjennomføre.» (Informant 2)

Det er også misnøye rundt elsertifikatordningen. Informant 2 forteller om hvordan incentivordningen med en så klar frist for utbygging har skapt en stor etterspørsel etter leverandører og entreprenører. Dette har ført til at prisene på spesielt leverandørene har blitt presset opp. Dette fordi det er en klart begrenset tilgang på leverandører innen småkraftbransjen.

«Når du setter sånne definitive frister i forhold til ting, så vil du automatisk få propper ved konsesjonsbehandling. Du vil få belastning på leverandørindustrien som igjen påvirker priser og det er egentlig ingen tjent med.» (Informant 2)

Informantene forteller at man i dag så og si ikke kan regne med elsertifikatene fordi de har en verdi tilnærmet lik null og informant 4 mener derfor at opprinnelsesgaranti er viktigere. Informanten forteller at prisen ikke har vært så stabil, men at flere utbyggingsaktører har større tro på opprinnelsesgarantiene enn på elsertifikatene. Informant 4 forteller:

«Vi tror at det kan ligge enn tilleggsverdi særlig for småkraft i at man kan spore tilbake hvor kraften kommer fra. Og vi tror at det at å komme fra en småskala produsent enten eid av bøkker eller at vannfallet eies av bøkker og verdiene havner lokalt vil også kunne få en egenverdi. Så opprinnelsesgarantiene ser vi på som svært viktige og vi tror at etterhvert som det utvikles teknologier på sporing og sånt, så har vi tro på at kan bli veldig interessant fremover.»

Informant 2 mener at hvis elsertifikatene likevel ikke er verdt noe så kan man like godt vente med å bygge ut til etter 2021 når presset i leverandørmarkedet er mindre og man kanskje kan oppnå bedre priser. Informanten ser også at prisen på entreprenørene påvirkes av et større press, men at det er mer enn bare småkraftprosjekt som har en innvirkning på prisen.

«Der (entreprenørmarkedet) har du mer hytteprosjekter og/eller veibyggningsprosjekt i nærheten som er avgjørende. Vi ser at når det er stor aktivitet på bygg, anlegg og veiprojekt så påvirker det prisene på vannkraftprosjekt. Med ekspansive budsjett fra regjeringen og stortinget på vei, så påvirker det prisene på vannkraft. Det er de samme entreprenørene som er inne, delvis.» (Informant 2)

Stabilitet er en gjenganger og informant 5 forteller at det er behov for en incentivordning som er mer forutsigbar enn elsertifikater og som premierer de som produserer strøm når det er knapphet. Informanten sier at det er ikke det å få nok fornybar energi som er utfordringen, men å ha nok når behovet er der.

«Må ha et incentiv som fremmer de som produserer strøm når man faktisk har behov for det. Ikke som elsertifikater hvor man får like mye uansett når strømmen er produsert. Man bør heller få en prosentsats av spotprisen. Det er et mye mer hensiktsmessig system. Med dagens ordning subsidierer man strøm som i verstefall ikke har noe verdi» (Informant 5)

Informant 2 forteller at småkraftbransjen også blir påvirket av hva som skjer i resten av energibransjen:

«...også er det selvsagt at man blir veldig påvirket av hva skjer i forhold til hva som blir bygd av nye vindmøller og hva som blir av konsesjon til nye vindmøller, industrietablering, hvor mange kabler man bygger til kontinentet og hva som skjer i klimasatsningen.»

7.1.4 Konsesjonsbehandling og restriksjoner

Konsesjonsbehandlingen har tatt for lang tid, det er samtlige informanter forente om. Nå er køen for konsesjonsbehandling så godt som ikke tilstedeværende, men sånn har det ikke alltid vært. Det har bydd på utfordringer for utbyggerne:

«Generelt tar det veldig lang tid fra man setter i gang med søknad til at man har de nødvendige tillatelsene til å begynne å bygge. Så når rammebetingelsene endrer seg kontinuerlig underveis; både kraftpriser, skatteregler, kostnadsnivået i entreprenør og leverandørmarkedet, er det ikke enkelt å få til» (Informant 2)

Informant 1 forteller om erfaringer gjort som konsulent for et prosjekt eid av grunneiere. De opplevde at både kostnadsbildet og inntektsbildet hadde endret seg i løpet av konsesjonsbehandlingen:

«Fra når de startet med konsesjonsprosessen til når de hadde fått konsesjon og skulle bestemme seg om de skulle bygge ut så hadde kostnadsbildet og inntektsbildet snudd seg. Og det er kanskje den viktigste grunnen for at det ikke bare var å sette i gang når de endelig fikk konsesjon.» (Informant 1)

Det samme har informant 3 erfart. Informanten forteller at man har veldig liten forutsigbarhet når man er i køen for å få konsesjonssøknaden behandlet, og at det gjør det veldig vanskelig å planlegge prosjektet. NVE gjorde et grep i 2013 hvor de startet å pakkebehandle konsesjonssøknadene. Informant 3 mener det har hatt en god effekt:

«Ja, og det var et veldig bra grep som ble gjort der. Du ser nok litt resultatet av det i fjor og i år for du har veldig mange småprosjekt under bygging nå.»

Informant 2 forteller at kravene fra NVE knyttet til miljøtiltak har økt de senere årene.

«Miljøfokuset har gått opp. NVE lot masse gå i starten av småkrafttiden som ikke vil gå gjennom i dag. Og kravene for minstevannføring har gått betydelig opp.» (Informant 2)

Informant 5 har selv søkt til NVE for regulering av minikraftverket sitt. Han forteller han brukte flere ti tusener på biologisk utredning for tiltaket og han har mye erfaring fra offentlige søknadsprosesser gjennom jobben sin. Han forteller om sin erfaring fra søknadsprosessen:

«Jeg sendte inn en søknad og fikk svar om at den var mangelfullt 2 år etter. Jeg gir opp for jeg har brukt mye tid og penger på dette her. Det tar fryktelig lang tid også får man et svada svar tilbake på veldig enkle ting (Informanten henviser til reguleringsmetodene som er omsøkt)».

7.1.5 Finansiering

Innen finansiering av kraftverkene er det stor forskjell på om du er grunneier som ønsker å bygge ut eget kraftverk enn om du er en profesjonell utbygger. Informant 3 forklarer:

«Før når det var rimeligere å bygge fordi prisene var lavere og da var det lettere for en bonde fra Vestlandet og ringe en konsulent og få fullt lån i banken og bare bygge. Klart finansiering, det er ikke mange som får det privat, det er derfor det har kommet flere profesjonelle som oss som satser bare på å bygge. Så vi har jo hatt nok å gjøre.

«Jeg anbefalte dem(grunneierne) å skaffe seg en parter som hadde penger til å bygge ut for det var for dyrt til å gjøre det alene» (informant 1)

Mye av æren for at finansiering for de profesjonelle utbyggerne ikke er en barriere er utenlandske fond da gjerne pensjonsfond. Informant 2 forteller:

«Du kan si at avkastningskravet til offentligeide selskap kan være en årsak til at småkraftverk ikke blir bygd. Hadde tyske pensjonsfond hadde fått tilgang til samme prosjekt så hadde de blitt realisert, kanskje.»

Informant 4 forteller det har vært en liten diskusjon innad i bransjen angående norsk eller utenlands eierskap og lokalt eller sentralt eierskap. Informanten forteller at diskusjonen var

veldig tydelig for noen år siden, men at det nå er ro innad i bransjen. De er enige i at det som er viktig er at vannfallet er norsk.

Når det kommer til finansiering av prosjektene som tilhører grunneiere sier informant 4 at realisering avhenger av egenkapitalen hos grunneieren.

«For de små, spredte verkene så er det litt opp til hvordan grunneier klarer å realisere det. Og når de er så små, så er det vanskelig se at profesjonelle investorer skulle være interessert hvis ikke det unntaksvis tilfeldigvis lå 300 meter unna et verk de driver fra før.»

7.1.6 Kapasitet og kompetanse

De profesjonelle utbyggerne som er intervjuet gir uttrykk for at de har nok av prosjekter å bygge ut. Informant 3 forteller hvordan de innad i selskapet prioriterer prosjekter:

«Det første prosjektet var både veldig robust økonomisk og det lå veldig klart for å starte å jobbe der. I prosjektet du spør om var nettsituasjonen litt uavklart, derfor startet vi på det første. Det andre prosjektet bygger vi for et annet kraftselskap, de styrer og eier det, men de har hyret oss for å bygge alt. Da blir det litt dumt å prioritere seg selv foran de andre når man har lovt seg bort. Så det er endel tilfeldigheter hvordan du rangerer prosjekt, men det er klart jo vanskeligere prosjekt og jo dårligere økonomi jo lenger bak i prioriteringen kommer de for det er vanskeligere å gjennomføre de.»

Informant 2 forteller at også de har nok prosjekter slik at de kan prioritere hvilke prosjekter de vil bygge ut først:

«... også har sånne selskap som oss en viss kapasitet til å realisere prosjekt, så det kan hende at noen av prosjektene blir liggende. Vi tar de mest lønnsomme prosjektene først og de mest marginale prosjektene lar vi vente også ser vi på de senere.»

Ifølge informant 4 kan dette med at bransjen går for fullt være en årsak for at mange konsesjonsgitte prosjekter blir liggende. At kapasiteten for å bygge nesten er sprengt. Informanten tror at i neste bølge, når de største og mest attraktive prosjektene er bygd ut så vil de profesjonelle begynne å lete etter måter å realisere de kraftverkene som ligger utfordrerne til. Disse prosjektene er det vanskelig å få lønnsomhet, men hvor man kan trikse slik at det lar

seg gjøre. Informanten tror også at når aktivitetsnivået avtar noe, og det blir frigjort mer kapasitet, så vil særlig de profesjonelle selskapene starte å se på om eksisterende prosjekt lar seg regulere. Informanten forklarer:

«Det trenger ikke å være sånne store dammer, men nok til at man kan spare vann og tjene mer på å produsere når prisene er høyere. Det er en fin ekstrainntekt, men kan også være et uhyre viktig bidrag til det grønne skiftet ved å gi en lokal reguleringsmulighet og det er et politisk ønske med mer regulerbar kraft.» (Informant 4)

Informant 5, som selv er grunneier og utbygger av eget kraftverk, mener at den offentlige mølla stopper grunneiere fra å bygge ut og han mener at den viktigste enkeltfaktoren som knekker økonomien i prosjektene er minstevannføringen. Informanten mener at det vil hjelpe hvis NVE skifter litt fokus når de tildeler konsesjon. Det burde bli mer fokus på hvilke muligheter som finnes i hvert enkelt prosjekt og ikke kun gi restriksjoner. At det ved oppstart av nye prosjekter burde være en form for positiv veiledning. Informanten forklarer:

«Jeg ville ha ansatt et par i NVE som hadde som oppgave å maksimere ytelsen i kraftverkene. Ansette noen som ikke har fokus på begrensningene, men noen som ser på det med positive øyne hva kan man få ut av prosjektet hvis man skal gjøre det så godt man kan. Det er det som mangler. Derfor er det så mye som blir bygd feil. Man har ikke fokus på å gjøre det riktig, men å ikke gjøre det feil. En pålagt positiv veiledning før man skal starte å bygge et småkraftverk. Når som helst, men jo tidligere jo bedre. En som er proff og kan se muligheter. Det blir for mye fokus på begrensningene og for lite fokus på mulighetene sånn opplegget er nå.» (Informant 5)

Avslutningsvis er den en gruppe av prosjektene som det kommer frem av informantene at ikke er realiserbare.

«En del av prosjektene som har søkt konsesjon som rett og slett er overoptimistisk. Det er søkt om endel prosjekt som rett og slett ikke er realiserbare.» (Informant 1)

«Det mange som er søkt på som kanskje ikke er realistisk, som veldig små prosjekter. Vi ser at vi ikke klarer å få realisert små prosjekt, for det går liksom ikke opp.» (Informant 3)

«De aller, aller fleste av de prosjektene som ikke er gjennomført er enten ulønnsomme eller har marginal lønnsomhet, og da vil jeg påstå at de som ikke er lønnsomme ikke bør realiseres i det store og hele.» (Informant 2)

7.2 Analyse av kvantitative data

7.2.1 Installert effekt

Figur 7 viser omsøkt installert effekt (MW) på prosjektene i datasett 3 med konsesjonsgitte prosjekter som ikke er utbygd. Dataene er delt inn i intervaller hvor:

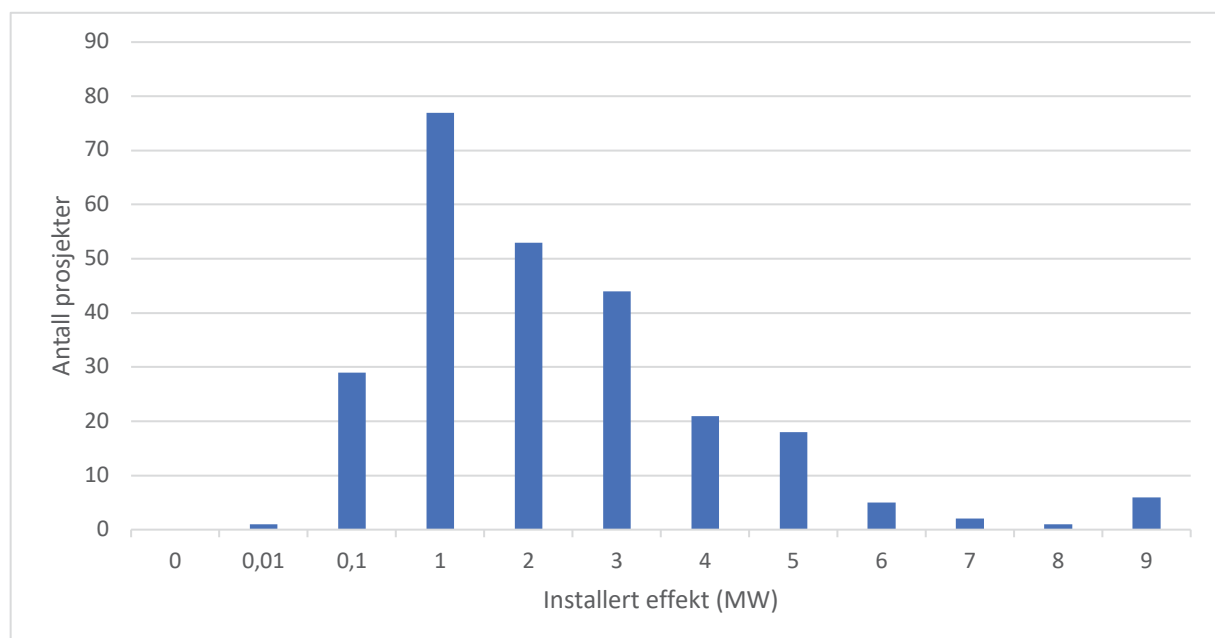
0,01 MW viser prosjekter som ligger i intervallet 0,01 MW- 0,099 MW

0,1 MW viser prosjekter som ligger i intervallet 0,1 MW- 0,99 MW

1 MW viser prosjekter som ligger i intervallet 1,0 MW- 1,99 MW

Osv...

Man kan se at datasettet inneholder svært få prosjekter på under 0,1 MW, altså mikrokraftverk og meget få små vannkraftverk på 6 MW eller høyere. Det er en klar overvekt av prosjekter mellom 1-3 MW.



Figur 7 Installert effekt hos prosjektene i datasett 3

7.2.2 LCOE

I Figur 8 viser LCOE, energikostnaden over prosjektenes levetid, for de konsesjonsgitte ubygde prosjektene. Dataene er delt inn i intervaller hvor:

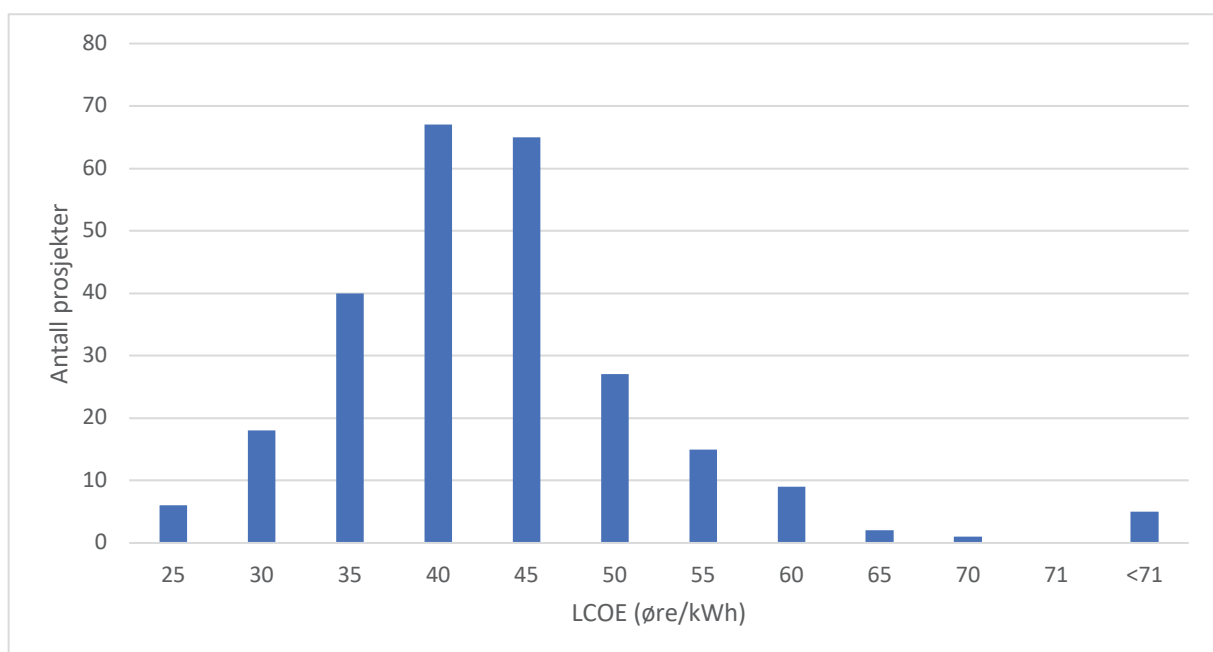
25 øre/kWh viser prosjekter som ligger i intervallet 20 øre/kWh - 24,9 øre/kWh

30 øre/kWh viser prosjekter som ligger i intervallet 25 øre/kWh - 29,9 øre/kWh

35 øre/kWh viser prosjekter som ligger i intervallet 30 øre/kWh - 34,9 øre/kWh

Osv...

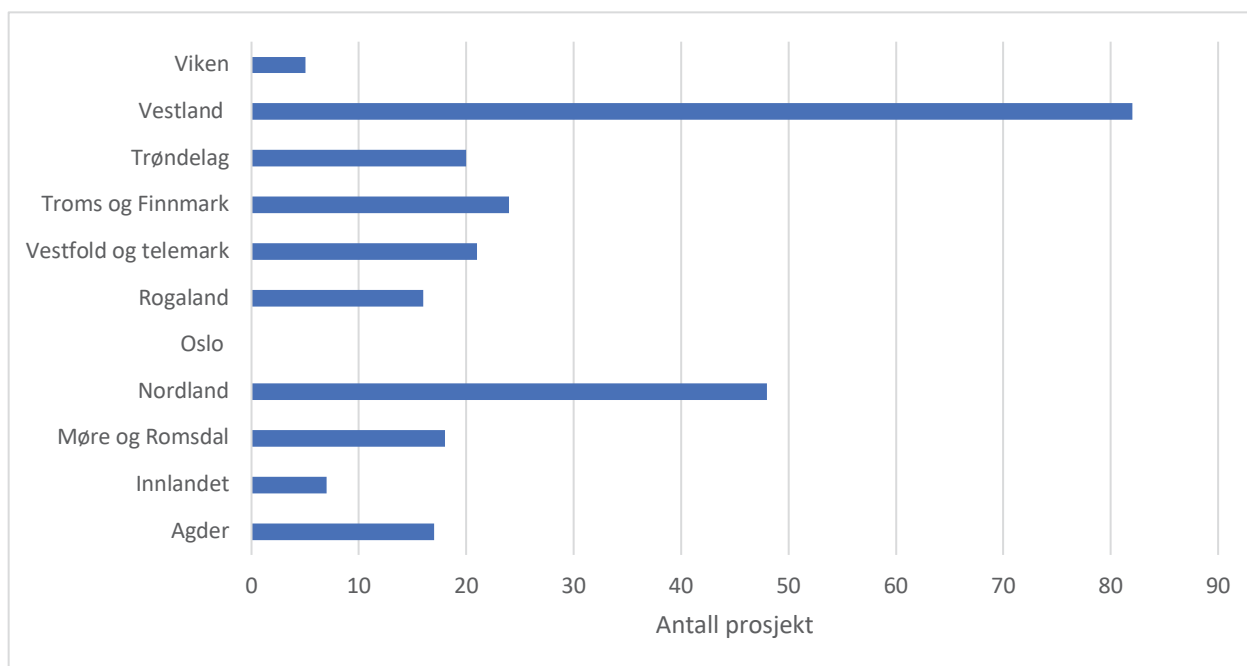
Som det fremkommer i grafen er det klart flest prosjekter med en LCOE mellom 35 øre/kWh og 45 øre/kWh. Omtrent 50 % av prosjektene har en LCOE i dette intervallet. Videre har litt over 25 % av prosjektene en LCOE på under 35 øre/kWh.



Figur 8 LCOE fordelt på antall prosjekter i datasett 3

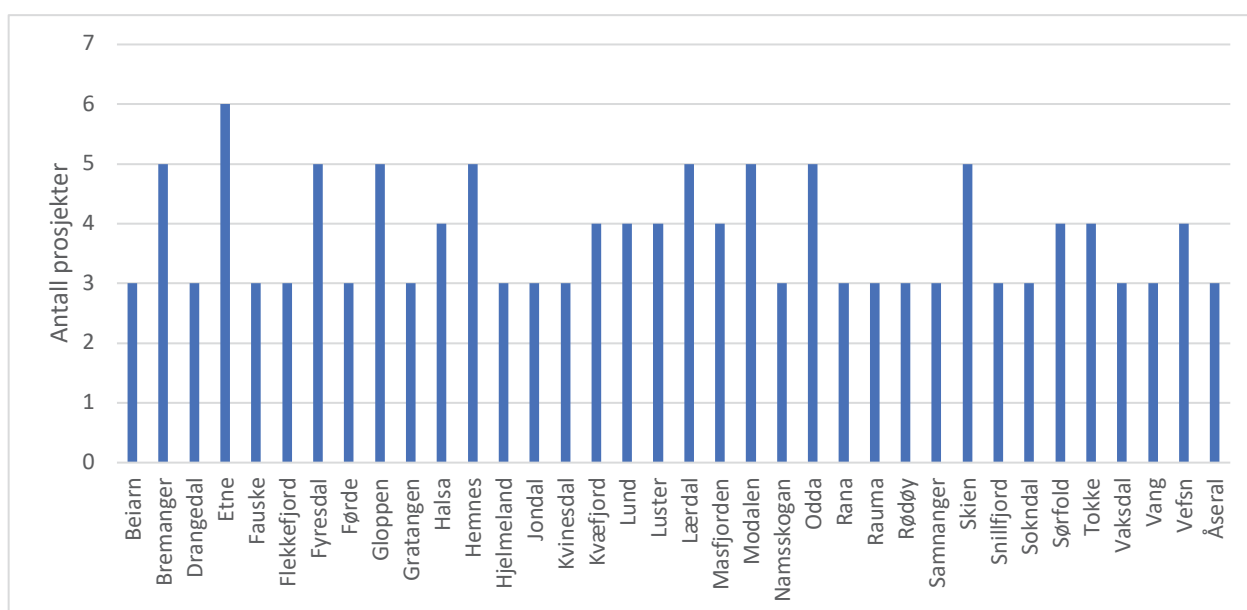
7.2.3 Geografisk plassering

Figur 9 viser den fylkesvise fordelingen av de konsesjonsgitte ubygde små vannkraftverkene. Et klart flertall av prosjektene ligger i Vestland fylke etterfulgt av Nordland. Tilsammen ligger like over 50 % av prosjektene innenfor fylkesgrensene til de to fylkene. De resterende prosjektene ligger relativt jevnt fordelt rundt i de gjenstående fylkene i landet. Det eneste fylket uten noen ubygde prosjekter er Oslo.



Figur 9 Geografisk plassering sortert etter fylke

Figur 10 viser en oversikt over hvilke kommuner som har tre eller fler konsesjonsgitte ubygde prosjekter innenfor sine kommunegrenser. Etne kommune i Vestland fylke har flest, med seks ubygde prosjekter. Videre følger Bremanger, Gloppen, Lærdal, Modalen og Odda i Vestland fylke, Fyresdal og Skien i Vestfold og Telemark fylke og Hemnes i Nordland fylke med 5 prosjekter hver.



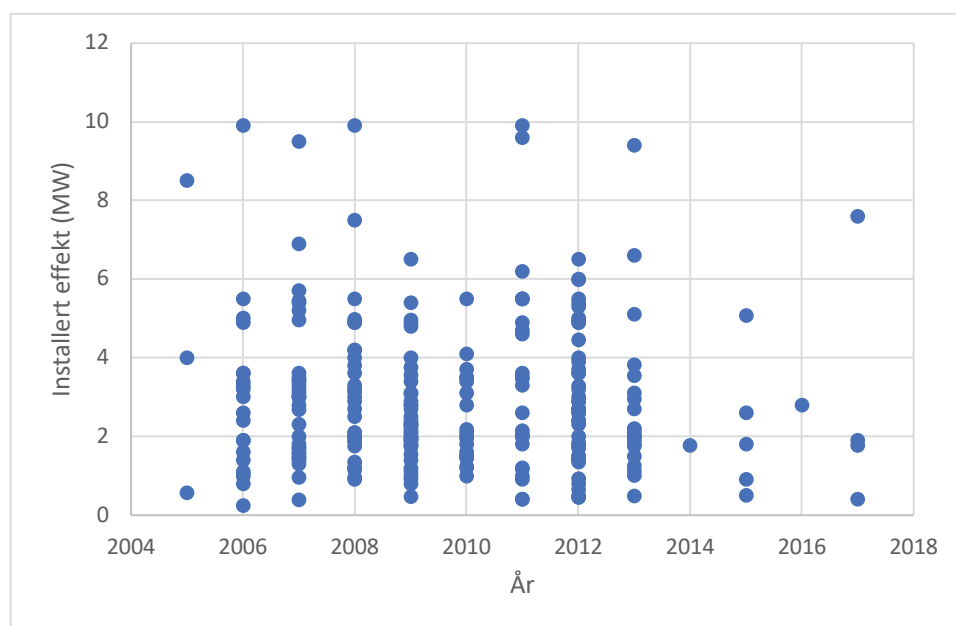
Figur 10 Geografisk plassering sortert etter kommune

7.2.4 Prosjekteier

Etter å ha innhentet informasjon om samtlige tiltakshavere av prosjektene og startet med å sortere disse etter profesjonell og ikke-profesjonelle tiltakshavere måtte jeg innse at det var for tidkrevende. I de aller fleste tilfeller er det opprettet nye unike selskap for hvert prosjekt. Disse selskapene kan bestå av profesjonelle utbyggere, konsulentselskap, kommuner, enkeltpersoner, grunneiere osv... Derfor er det vanskelig å anslå hvilke prosjekter som er drevet av profesjonelle og hvilke som er drevet av grunneiere og eventuelt andre ikke-profesjonelle utbyggere. Likevel er omtrent 2/3 av prosjektene eid av et aksjeselskap. Den resterende tredjedelen er en blanding mellom enkeltpersoner, samlinger av grunneiere med eventuelt lokale energiselskap.

7.2.5 Konsesjon

Figur 11 viser når prosjektene søkte om å få konsesjon og størrelsen på kraftverkene som søkte hvert år. Hver prikk representerer et prosjekt. Det kommer frem av grafen at prosjektene søkte om konsesjon mellom jevnt mellom 2006-2013.



Figur 11 Oversikt over installert effekt fordelt på søknadsår

8. Diskusjon

8.1 Nettilgang og anleggsbidrag

I kapittel 6.6 kommer det frem hvordan nettkapasiteten varierer mellom ulike deler av Norge. Er det ikke kapasitet på nettet og det er behov for oppgradering av eksisterende nett eller utbygging av nytt er utbygger nødt til å betale anleggsbidraget. Det fremkommer i spørreundersøkelsen utført av Høgskulen i Sogn og Fordane i kapittel 6.1 som den største barrieren for utbygging. I intervjuene fremkommer det også som en av de viktigste barrierene. En faktor som alene kan avgjøre om et kraftverk ikke lar seg bygge (delkapittel 7.1.1). Ofte er man avhengig av at andre prosjekter bygger ut samtidig i samme området for at det skal være mulig å kunne betale anleggsbidraget.

Hvis man ser på de geografiske plasseringene av de konsesjonsgitte ubygde kraftverkene i delkapittel 7.2.3 ligger store deler av disse i Vestland og Nordland. Den store forskjellen ligger i samlingen av prosjektene. I Vestland ligger mange av de ubygde kraftverkene samlet. Seks kommuner har fem eller seks ubygde kraftverk hver innenfor kommunegrensene. I Nordland gjelder dette kun Hemnes. Forutsetningene for samarbeid om anleggsbidrag er sannsynligvis mer utfordrende her. Samtidig viser figur 6 i kapittel 6.6 at det er kapasitetsutfordringer i store deler av Norge og for 24 kommuner er nettkapasiteten vurdert som ingen kapasitet.

Det er interessant å se på hvordan disse 24 kommunen sammenfaller med kommunene som har flest ubygde konsesjonsgitte kraftverk. Av de seks kommunene med flest ubygde kraftverk innenfor kommunegrensene i Vestland er fire av de vurdert som ingen kapasitet for utbygging. Åtte av de 24 kommunene som har ingen kapasitet til utbygging av små vannkraftverk har tre eller flere utbygde konsesjonsgitte vannkraftprosjekter. I tillegg kommer områdene som er vurdert som redusert kapasitet, hvor det også forekommer utfordringer knyttet til kapasitet på nettet. Dette viser en tydelig barriere for utbygging av små vannkraftverk.

Spørsmålet er da hva som kan gjøres for å redusere denne barrieren. Et alternativ er å endre reglene for hvem som skal betale for nettutbedringen, men hvem er det egentlig som skal betale for nettet hvis ikke utbyggerne gjør det? Av det forbrukere betaler for strømmen er en stor andel allerede nettleie. De små vannkraftverkene får også en fortjeneste ved utbygging av kraftverket.

Det blir ikke bygd om det er et tapsprosjekt i utgangspunktet. Derfor mener jeg at det er riktig at de som utløser behovet skal betetale for det.

Et annet alternativ er å finne god løsning på hvordan prosjektene kan samarbeide bedre om nett. Pakkebehandlingen av NVE har hatt en god effekt. Sammen med kartlegging av nettsituasjonen og en oversikt over hvilke prosjekter som berøres i de ulike områdene kan simulere til mer samarbeid.

Et siste alternativ er å nemlig tenkte litt alternativt. Sann nettet fungerer i dag så må det dimensjoneres for maks produksjon og forbruk. I fremtiden vil det kunne være aktuelt å se nærmere på smartnett og lagringsmuligheter lokalt for å redusere effektbehovet i nettet.

8.2 Byggekostnader og byggerisiko

Små vannkraftverk er en stor investering, men driftskostnadene er relativt små. Derfor kan lønnsomheten i prosjekt øke betydelig ved å redusere byggekostnadene. Informant 4 i delkapittel 7.1.2 forteller at profesjonelle utbyggere jobber aktivt med å standardisere så mye mulig og samtidig redusere byggerisikoen. På denne måten kan man redusere sannsynligheten for at investeringskostnadene blir større enn antatt, noe er en utfordring avdekket i tidligere forskning (Stokke (2014), Belbo (2016), kap. 6.5). Det er likevel viktig å påpeke at alle prosjekter er unike, og det er derfor umulig å standardisere at. Derfor, for å virkelig redusere byggerisikoen trenger man erfaring.

Samtidig har det vært uunngåelig at byggekostnaden har økt de siste årene. Dette grunnet økte lønninger, økt krav til HMS og høyere kvalitet på kraftverkene. For prosjekter som var marginale når det ble konsesjonssøkt noen år tilbake, kan derfor oppleve byggekostnaden som en barriere mot utbygging.

I tillegg har det vært en økt etterspørsel etter leverandører som har vært med på å presse prisene opp. Denne effekten vil mest sannsynlig minke når elsertifiaktordningen utgår i slutten av 2020. Dette kan gjøre at noen av utbyggerne av de konsesjonssøkte prosjektene venter med å bygge ut til markedet har roet seg. Denne effekten er forent med realopsjonsmodellen (kap. 3.3) hvor

investeringsbeslutningen utsettes hvis verdien av å vente (opsjonsverdien) har en større verdi enn et ubygdpåprosjekt.

I og med de fleste av faktorene for å redusere byggekostnadene er basert på standardisering, erfaring og kunnskap om markedsutviklingen er det utfordrerne for grunneiere å oppnå de samme resultatene som de profesjonelle utbyggerne. Byggekostnaden vil derfor mest sannsynlig virke som en større barriere for grunneierne enn for de profesjonelle utbyggerne. Likevel kan det være relativt enkelt å redusere barrieren for grunneierne ved økt kunnskapsdeling innad i bransjen og eventuelt tettere oppfølging av NVE eller en annen instans.

8.3 Rammebetingelser og markedsdynamikk

Som det kommer frem i kapitlet over kan elsertifikatordningen indirekte ført til at noen små vannkraftprosjekter har valgt å utsette investeringsbeslutningen på grunn av økt press i leverandørmarkedet. I tillegg kan elsertifikatordningen være en barriere grunnet den meget ustabile og synkende verdien på sertifikatene (kapittel 6.4). Trolig regnet de aller fleste kraftverk, som søkte konsesjon når elsertifikatene hadde god verdi, med at elsertifikatene skulle bidra med en betydelig andel av inntektene. Dette har vist seg å ikke stemme og har mest sannsynlig påvirket lønnsomheten i mange av de konsesjonssøkte kraftverkene.

Når man sammenlikner LCOE(delkapittel 7.2.2) på ubygde prosjektene med den fremtidige estimerte strømprisen(delkapittel 6.2) gir det et godt bilde på realismen i lønnsomheten til noen av prosjektene. Den forventende fremtidige strømprisen er estimert til å stige svakt og ligge mellom 40-43 øre/kWh frem mot 2040. Estimeringen presenterer også 51 øre/kWh som «best-case» og 28 øre/kWh som «worst-case». Hvis prisen vil ligge på den estimerte prisen vil rundt halvparten av prosjektene ikke være lønnsomme. Hvis vi får et best-case scenario med en strømpris på 51 øre/kWh vil fortsatt litt over 30 av de 256 prosjektene ikke være gjennomførbare. Ved et worst-case scenario vil 35 prosjekter kunne være lønnsomme. Selv om det er store usikkerheter knyttet til beregningene, så viser dette at noen av prosjektene som er tildelt konsesjon rett og slett ikke lar seg gjennomføre. Man kan forsøke å redusere LCOE. For små vannkraftverk handler det da om å redusere investeringskostnadene og øke energiproduksjonen. Kraftverkene har ingen brenselkostnader og på drift- og vedlikeholdskostnadene er det lite å hente. Likevel er noen av prosjektene det ikke går an å regne hjem.

En ordning som blir litt glemt er opprinnelsesgarantien (kapittel 6.3). Informant 4 mener at denne ordningen utgjør flere fordeler for små vannkraftverk. Informanten tror at det kan ligge en tilleggsverdi i at man kan spore tilbake hvor kraften kommer fra. Frem til nå har ikke denne ordningen hatt noe særlig fokus i Norge, men EUs nye energimarkedspakke har satt søkelyset på denne ordningen, så da gjenstår det å se hvordan/og om Norge velger å integrere dette på.

Utfordringen er ikke å få nok fornybar energi, men å ha nok fornybar energi når man trenger det. Det er derfor viktig å øke regulerbarheten. Dette kan gjøre prosjektene mer robuste mot endringer i rammevilkårene ved at det å kunne ha en viss mulighet til å regulere kraftverket til å levere strøm når prisen er høy, kan bedre økonomien i prosjektene betraktelig. Informant 5 mener at det er behov for en incentivordning som premierer regulerbarhet ved å gi en prosentsats av spottprisen. En slik ordning vil favorisere storkraft fremfor vind, små vannkraftverk og sol, men kan være med på å fremme teknologiutvikling i form av lagring og regulerbarhet.

8.3 Konsesjonsbehandling og restriksjoner

Det er ingen hemmelighet at konsesjonsbehandlingen tidligere tok for lang tid. Selv om det ikke lenger er et problem kan forsinkelsene konsesjonsbehandlingen av kraftverkene førte til i seg selv virke som en barriere for utbygging av prosjektene i dag. Dette mye grunnet det som er diskutert i kapittelet over. Endringer i rammebetingelser og markedet generelt gjør at flere av prosjektene som ble søkt om når utgangspunktet var noe annet, ikke lar seg realisere i dag. Det kommer frem i figur 11 i delkapittel 7.2.5 at de fleste konsesjonsgitte vannkraftverkene som ikke er utbygd søkte om konsesjon mellom 2006-2013, mye har endret seg siden den gang. Blant annet den kraftige nedgangen i strømprisen etter 2010 og 2013. Effekten av dette kan man spesielt se etter 2013 hvor det kun var et prosjekt som ikke er bygd i dag søkte om konsesjon. I tillegg til prisene på elsertifikater som har hatt en kraftig nedgang.

Effekten av endrede rammebetingelser kommer også frem i resultatene i delkapittel 7.1.4 hvor blant annet informant 1 forteller om hvordan endringene i rammebetingelsene førte til at hele prosjektet måtte rekalkuleres og lønnsomheten i prosjektet ble en helt annen.

Det var også enklere og billigere å få tildelt konsesjon tidligere som kan ha ført til at mange av prosjektene som ble søkt om på den tiden ikke har noe særlig økonomi. I tillegg har det med årene kommet flere miljøkrav. Disse er med på å fordyre de konsesjonsgitte prosjektene. Særlig informant 5 stiller seg kritisk til krav om minstevannføring. Informanten mener at NVE har for mye fokus på disse kravene fremfor å se på mulighetene i prosjektene. Dette synes jeg er en veldig interessant vinkling. Miljøkrav er viktig, men da er det viktig at disse er tilpasset utgangspunktet til hvert enkelt prosjekt mer enn kun å vurdere ut ifra satte retningslinjer. Det burde bli mer opp til noen med god erfaring innenfor småkraft som vurderer miljøkrav ut ifra helheten til prosjektet, da også finne muligheter som utbygger kan ha oversett.

8.4 Finansiering

Det kommer frem i intervjuene at finansiering ikke oppleves som en stor barriere for de profesjonelle utbyggerne. De opplever stor interesse fra utenlandske selskaper. Informant 4 forteller også at etter en diskusjon innad i bransjen at så lenge fallet er norsk så er det ingen utfordringer knyttet til utenlandsk kapital i småkraftnæringen (Kapittel 7.1.5).

Derimot er finansiering en stor barriere for de fleste prosjekter eiet av grunneiere og andre ikke-profesjonelle utbyggere. Gjennom årene har det blitt vanskeligere å få lån, og lånebetingelsene er mye dårligere. Dette stiller høyere krav til likviditeten hos utbyggerne. De fleste grunneiereide kraftverk er også små og ligger spredt rundt omkring. Dette gjør at det er uaktuelt for en profesjonell utbygger å bidra. Det er derfor opp til grunneierne om disse prosjektene skal realiseres.

Spørsmålet er om det er noe som kan gjøres for å redusere denne barrieren for grunneierne. I første omgang må være å få ned byggekostnadene. Som skrevet i kapittel 8.2 kan en løsning være økt kunnskapsdeling innad i bransjen og eventuelt tettere oppfølging hos de ikke-profesjonelle utbyggerne av NVE eller en annen instans. Uansett om byggekostnadene reduseres kreves det en ekstra engasjert grunneier/grunneiere og forholdene må ligge til rette for enkel tilknytning til nett. Noen av disse prosjektene er mest sannsynlig rett og slett ikke realiserbare.

8.5 Kapasitet og kompetanse

Som det kommer frem i kapittel 7.1.6 så bygger de profesjonelle utbyggerne mye, og ser seg nødt til å prioritere hvilke prosjekter de skal bygge ut først. Dette fungerer som en barriere i seg selv for de prosjektene som ikke blir prioritert hos utbyggerne. I tillegg forteller informant 4 at informanten tror at etter at de mest lønnsomme prosjektene er bygd ut så vil de profesjonelle utbyggerne starte å se på reguleringsmuligheter i allerede eksisterende kraftverk. Hvis dette blir realiteten vil det kunne hindre utbygging av allerede konsesjonsgitte ubygde kraftverk.

For grunneierne er det annerledes. Hos dem er det ofte mangel på kompetanse som fungerer som en barriere. De møter det som for mange kan oppleves som en evig papirmølle og det er mange ting å sette seg inn før man i det hele tatt kan starte å utarbeide konsesjonssøknaden. Grunneieren må i de aller fleste tilfeller være villig til å bruke mye tid og krefter på prosjektet for at det skal la seg realisere. Hvis de leier inn profesjonell hjelp blir det fort veldig dyrt. Hvis grunneieren ikke har meget god økonomi er grunneieren nødt til å få til mye selv. Nye incentivordninger og skattelette kan være med på å forenkle prosessen for grunneieren og gjøre det mulig å realisere prosjektene. Men igjen spørs det hvor mye man skal legge inn i de prosjektene hvor det er behov for hjelp for å realisere, når det blant annet er stort potensiale innen regulering av eksisterende kraftverk.

9. Konklusjon

Så hvilke barrierer hindrer utbygging av konsesjonsgitte små kraftverk og finnes det noen tiltak som kan minke barrierene? Som det fremkommer i resultater og diskusjon er det store forskjeller på profesjonelle og ikke-profesjonelle (gjerne grunneiere) utbyggere. Disse møter også ulike barrierer for utbygging av de konsesjonsgitte små vannkraftverkene.

For profesjonelle utbyggere rangeres følgende barrierer som de mest avgjørende

- Press på leverandører
- Usikkerhet rundt rammevilkår og strømpris
- Anleggsbidrag og nettilknytning

Det er stor utbyggingstakt hos de profesjonelle utbyggerne i dag. Dette fører til å presse prisene opp hos leverandørene, noe som igjen fører til at utbyggerne utsetter investeringsbeslutningen. Dette vil mest sannsynlig løsne av seg selv etter slutt på elstertifikatordningen. En stor andel av prosjektene er marginale og er avhengig av stabile rammevilkår og en høy stabil strømpris for å kunne bygges ut. En mulig incentivordning er en gitt prosentsats av spottprisen. Denne ordningen er stabil i den forstand at den følger strømprisen og den belønner regulerbarhet. Anleggsbidragene til nett kan alene ødelegge økonomien i et prosjekt og vil kanskje regnes som den største barrieren for mange av prosjektene. Pakkebehandlingene hos NVE og kartlegging av nettkapasitet var og er gode tiltak. Kanskje blir det muligheter i fremtiden med smarte nett og lokal energilagring.

For grunneiere og eventuelt andre ikke-profesjonelle utbyggere er de største barrierene for utbygging

- Finansiering
- Kompetanse og erfaring
- Usikkerhet rundt rammevilkår og strømpris

Et lite vannkraftverk er en stor investering med lang tilbakebetalingstid. Likviditeten hos grunneieren er derfor helt avgjørende for om prosjektene lar seg gjennomføre. I tillegg har grunneierne i de aller fleste tilfeller aldri gjennomført et liknende prosjekt og mangel på

kompetanse og erfaring, og eventuelt behov for innleid konsulenthjelp, kan fordyre prosjektet ytterligere. Et godt tiltak for grunneierne er derfor større kunnskapsdeling i bransjen og tettere oppfølging og hjelp av NVE eller eventuelle andre instanser. Uten stabile rammevilkår og strømpris er det veldig utfordrerne for grunneiere å bygge ut prosjekter. Prosjekter med god størrelse og økonomi blir ofte kjøpt opp av profesjonelle.

Av de konsesjonsgitte prosjektene som ikke er bygd ut er det også prosjekter som rett og slett er urealistiske å bygge ut.

9.1 Videre forskning

Underveis i arbeidet med oppgaven har jeg kommet over flere temaer som jeg gjerne skulle ha sett nærmere på, men som måtte ekskluderes for enten for å avgrense oppgaven eller fordi det ikke var relevant i forhold til problemstillingen. Under har jeg listet forslag til temaer for videre forskning innen små vannkraftverk.

- Hvordan løse utfordringen rundt nettsituasjonen?
- Hvilke effekter har koronapandemien på videre utbygging av småkraftverk?
- Hvordan påvirkes investeringsbeslutningen av usikkerhet rundt rammebetingelsene?
- Hvordan EUs nye energimarkedspakken kan påvirke utbygging av norske små vannkraftverk?
- Hvordan kan EUs nye energimarkedspakke integreres på en best mulig måte i Norge?
- Hva kjennetegner de små vannkraftverkene som gjør det godt økonomisk?
- Forslag til insentivordning som premierer produksjon ved knapphet og som er forutsigbar/stabil.
- Hvem bygger ut små vannkraftverk i Norge i dag?

Litteraturliste

- Aksjeloven. (1997). *Lov om aksjeselskaper av 13. juni 1997 nr. 44*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1997-06-13-44?q=aksjeloven> (lest 15.05.2020).
- Andrews, T. M. & Vassenden, A. (2007). Snøballen som ikke ruller. *Utvalgsproblemer i kvalitativ forskning*, 15 (2): 151-163.
- Belbo, T. (2016). *Cost Analysis and Cost Estimation Model for 1-10 MW Small-Scale Hydropower Projects in Norway*. Ås: Norges miljø- og bioteknologiske universitet.
- Biernacki, P. & Waldorf, D. (1981). Snowball Sampling: Problems and Techniques of Chain Referral Sampling. *Sociological Methods & Research*, 10: 141-163.
- Bøckman, T. & Juliussen, E. (2004). Realopsjonsanalyse av småkraftverk. *TIØ 4700 Investerings, finans og økonomistyring NTNU*.
- Elsertifikatloven. (2011). *Lov om elsertifikater av 24. juni 2011 nr. 39*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39> (lest 6.04.2020).
- Fleten, S.-E., Linnerud, K., Molnar, P. & Nygaard, M. (2016). Green electricity investment timing in practice: Real option or net present value? *Energy*, 116: 498-506.
- Forskrift om kontroll av nettvirkosomhet. (1999). *Forskrift om teknisk og økonomisk rapportering, inntektsramme for nettvirkosomheten og tariffer av 11. mars 1999 nr. 302*. Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_5-4#%C2%A716-1 (lest 15.05.2020).
- Gogia, R., Endresen, H., Haukeli, I., Hole, J., Birkelund, H., Aulie, F. H., Østenby, A., Buvik, M. & Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040*: NVE. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf (lest 20.05.2020).
- Håland, E. (2008). *Verktøy, symbol og mote: En studie av innføring av Learning Management System(LMS) i Statoil*. Trondheim: NTNU.
- Linnerud, K. & Holden, E. (2013). *Ny vannkraft innen 2020 -potensiale og barrierer. En spørreundersøkelse rettet mot potensielle investorer i nye kraftverk og opprustning/utvidelse av eksisterende kraftverk.*: Høgskulen i Sogn og Fjordane, Cicero.
- Linnerud, K., Andersson, A. M. & Fleten, S.-E. (2014). Investment timing under uncertain renewable energy policy: An empirical study of small hydropower projects. *Energy Policy*, 78: 154-164.
- Maria Sidelnikova, Davis E. Weir, Lisa H. Groth, Karen Nybakke, Kjell E. Stensby, Benedicte Langseth, Jon E. Fonnelløp, Olav Isachsen, Ingrid Haukeli, Synnøve-Lill Paulen, et al. (2015). *Kostnader i energisektoren*: NVE. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf (lest 19.05.2020).
- Miljødirektoratet, ENOVA, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet & NVE. (2020a). *Kapittel 14: Energijetterspørsmål og mer om bioenergi*. Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030. Tilgjengelig fra: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf#page=417> (lest 11.02.2020).
- Miljødirektoratet, ENOVA, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet & NVE. (2020b). *Klimakur 2030*. Tilgjengelig fra: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf> (lest 12.02.2020).
- Norconsult AS. (2016). *Konstandsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 MW), Kostnadsnivå 1.1.2015. Konstandsgrunnlag for små vannkraftanlegg, NVE*, 40.

- NVE. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf (lest 12.02.2020).
- NVE. (2015). *Små vannkraftverk*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/sma-vannkraftverk/?ref=mainmenu> (lest 10.02.2020).
- NVE. (2016). *Sammenstilling python til NMBU, Regneark*. NVE (red.). Upublisert.
- NVE. (2020a). *bok1, regneark*. NVE (red.). Upublisert.
- NVE. (2020b). *Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging*. Tilgjengelig fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201202014/3142631> (lest 19.05.2020).
- NVE. (2020c). *Vannkraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/?ref=mainmenu> (lest 19.05.2020).
- NVE & Energimyndigheten. (2020). *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 1 2020*. Tilgjengelig fra: https://www.nve.no/media/9962/1kv2020_kvartalsrapport-for-elsertifikatordningen.pdf (lest 10.05.2020).
- Oslo Economics. (2018). *Utredning om opprinnelsesgarantier og varedokumentasjoner for strøm. OE-rapport, utarbeidet for Olje- og energidepartementet*, 30.
- Sanderud, P., Folkvord, B., Mæland, J., Havnes, T., Rattsø, J., Kaarbø, T. & Schreiner, R. C. (2019). *Skattelegging av vannkraftverk. Norges offentlige utredninger*, 16.
- Simonsen, M. (2015). *Ny vannkraft innen 2020- potensiale og barrierer. På gjensyn med en spørreundersøkelse: Høgskulen i Sogn og Fjordane*, Cicero.
- Småkraftforeninga. (2018). *Småkraftrapporten- 400 muligheter*.
- Spilde, D., Hodge, L. E., Magnussen, I. H., Hole, J., Buvik, M. & Horne, H. (2019). *Strømforbruk mot 2040: NVE*. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_22.pdf (lest 11.02.2020).
- Stokke, T. (2014). *Småkraftverk- En analyse av avvik mellom budsjetterte og faktiske investeringskostnader* Masteroppgave. Ås: Norges miljø- og biovitenskaplige universitet. Tilgjengelig fra: <https://static02.nmbu.no/mina/studier/moppgaver/2014-Stokke.pdf> (lest 12.02.2020).
- Tjora, A. (2017). *Kvalitative forskningsmetoder i praksis*. 3. utg.: Gyldendal.
- Ødegården, L. & Bhandana, S. (2018). *Status og prognoser for kraftsystemet 2018: NVE*. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_103.pdf (lest 12.02.2020).

Intervjuguide

- Hvem har tatt initiativ til prosjektet og hva var motivasjonen?
- Hvilken rolle har du i prosjektet (grunneier, prosjekteier, konsulent ...)?
- Har du tidligere erfaring med småkraft?
- Hvordan er eieforholdet i prosjektet?
- Hva er dages status på prosjektet?
- Hvordan har du opplevd søknadsprosessen?
- Hvordan har arbeidet blitt fordelt (egenarbeid, innleid konsulent, profesjonelle aktører)?
- Hva har blitt gjort etter at prosjektet fikk konsesjon?
- Hva er de viktigste faktorene for at prosjektet ikke er utbygd?
- Hva skal til for at prosjektet igangsettes? Finnes det noen nærgående planer for igangsettelse?
- Hvordan ser du på framtidsutsiktene til videre utbygging av småkraft i Norge?

Intervjuguide

- Hvem tar i hovedsak initiativ til prosjektene?
- Hva avgjør om dere tar initiativ til et prosjekt?
- Hvilken rolle tar dere i prosjektene?
- Hvordan er eieforholdet i prosjektene?
- Hvordan opplever du søknadsprosessen for konsesjon?
- Hvordan blir arbeidet blitt fordelt i prosjektene?
- Hva skal til for at investeringsbeslutningen blir tatt? Hvilke faktorer er avgjørende?
- Hvilke barrierer hindrer investeringsbeslutningen?
- Hvordan ser du på framtidsutsiktene til videre utbygging av småkraft i Norge?

Vedlegg 3- Datasett 3

	Tittel	Fylke	Kommune	MW	GWh	stnad_just	stnad (mill.)	Kostnadsindeks	Kostnadsdato	Søknadsdato	Kostnadsår	Hfikk utbyggingskos	levetid	vedlikehold	koe
Skallselva kraftverk - redusert utbygging	Boga mikrokraftverk	Rogaland	Fusa	0,03	0,02	1,419197	1,35	1,051257253	2016-03-20 00:00:00		2016	70,9598646	40		7 478,610159
	Kjellesvik kraftverk	Rogaland	Lund	0,19	0,69	3,53907	2,8	1,263953488	2010-01-01 00:00:00		2010	5,129086619	40		7 41,0886975
	Vaule minikraftverk	Rogaland	Bjerkreim	0,24	0,7	2,799848	1,7	1,646969697	2005-01-01 00:00:00	2006-10-09 00:00:00	2005	3,99978355	40		7 33,5831758
	Fossvatn minikraftverk	Rogaland	Bjerkreim	0,39	1,5	6,673261	4,5	1,482946794		2007-01-24 00:00:00	2007	4,448840382	40		7 36,5676765
	Skallselva kraftverk - redusert utbygging	Møre og Romsdal	Kvam	0,4	1	2,422428	2,35	1,030820294	2017-04-01 00:00:00	2017-06-15 00:00:00	2017	2,422427691	40		7 23,0998265
	Skete kraftverk	Hordaland	Kvam	0,4	1,44	5,450139	4,5	1,211142061		2011-07-04 00:00:00	2011	3,784818942	40		7 32,154488
	Tverråa kraftverk	Telemark	Fyresdal	0,4	1,9	14,65482	12,1	1,211142061		2011-12-23 00:00:00	2011	7,713062601	40		7 58,2621987
	Lønnebotn kraftverk	Sogn og Fjordane	Skien	0,45	2,9	13,59479	11,65	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-21 00:00:00	2012	4,687859774	40		7 38,1562361
	Stengestad kraftverk	Telemark	Skien	0,45	2,1	10,03564	8,6	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-06-30 00:00:00	2012	4,778876875	40		7 38,7611497
	Fargeløva minikraftverk	Nordland	Bodø	0,47	1,58	7,427139	5,35	1,388250319	2008-01-01 00:00:00	2009-06-04 00:00:00	2008	4,700721018	40		7 38,2417139
	Kleivelvi kraftverk	Hordaland	Voss	0,49	3	12,1658	10,75	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2013-01-07 00:00:00	2013	4,055266354	40		7 33,951923
	Nedre Blåsa kraftverk	Telemark	Skien	0,49	1,7	12,71959	10,9	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-06-30 00:00:00	2012	7,482112974	40		7 56,727272
	Harstveitbekken kraftverk	Aust-Agder	Åmli	0,5	0,98	2,165339	2	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2015-06-18 00:00:00	2015	2,20952923	40		7 21,6848706
	Hammerfossen minikraftverk	Aust-Agder	Tvedestrand	0,57	3	9,552424	5,8	1,646969697		2005-09-26 00:00:00	2005	3,184141414	40		7 28,1622929
	Lomsentmyra kraftverk	Telemark	Skien	0,65	2,3	14,93677	12,8	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-06-30 00:00:00	2012	6,49424724	40		7 50,1617646
	Tista kraftverk	Østfold	Halden	0,8	5	11,14056	7	1,591508053		2006-05-03 00:00:00	2006	2,228111274	40		7 21,8083697
	Spinnerfossen kraftverk	Telemark	Eidsberg	0,8	2,85	10,41437	8	1,301796407		2009-03-03 00:00:00	2009	3,654165354	40		7 31,2861442
	Korsseier kraftverk	Telemark	Skien	0,8	2,9	21,5883	18,5	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-06-30 00:00:00	2012	7,444240843	40		7 56,475568
	Gåstjønnå kraftverk	Nordland	Vefsn	0,9	3,2	14,53288	9,8	1,482946794	2007-03-27 00:00:00	2009-04-01 00:00:00	2007	4,541524557	40		7 37,1836697
Hylebu kraftverk	Telemark	Tokke	0,9	4,16	21,07957	19,47	1,082669323	2015-10-23 00:00:00	2015-10-23 00:00:00	2015	5,067204739	40		7 40,677421	
Aunelva kraftverk	Trøndelag	Lierne	0,9	3,74	19,6205	16,2	1,211142061		2011-01-04 00:00:00	2011	5,246123367	40		7 41,8665417	
Andre Trandal kraftverk	Møre og Romsdal	Ørsta	0,9	3	17,0887	15,1	1,131702238	2013-10-25 00:00:00	2008-04-30 00:00:00	2013	5,6962346	40		7 44,85805	
Tverrelva kraftverk	Troms	Balsfjord	0,93	2,16	11,66935	10	1,166935051	2012-05-13 00:00:00	2012-05-13 00:00:00	2012	5,402477088	40		7 42,9056925	
Høyland minikraftverk	Hordaland	Etne	0,95	3,6	14,01385	9,45	1,482946794		2007-03-13 00:00:00	2007	3,892735334	40		7 32,8717169	
Herredsalselva kraftverk	Møre og Romsdal	Tingvoll	0,95	3,7	21,51788	15,5	1,388250319	2008-07-22 00:00:00	2012-06-30 00:00:00	2008	5,815643229	40		7 45,6516581	
Larshaug minikraftverk	Hordaland	Sannanger	0,99	7,08	21,8664	17,3	1,263953488		2010-02-17 00:00:00	2010	3,088473919	40		7 27,526472	
Tjørdalselva kraftverk	Sogn og Fjordane	Fjaler	0,99	4,2	18,90435	16,2	1,166935051	2012-01-01 00:00:00	2011-04-05 00:00:00	2012	4,501035197	40		7 36,9145712	
Kilås kraftverk	Telemark	Fyresdal	0,99	5,3	28,64714	18	1,591508053	2006-09-04 00:00:00	2006-09-04 00:00:00	2006	5,405121688	40		7 42,9232689	
Håkavika kraftverk	Troms	Salangen	0,99	4,5	27,33772	21	1,301796407		2009-06-23 00:00:00	2009	6,0750499	40		7 47,3757147	
Stensrud kraftverk	Buskerud	Modum; Ø	1	2,55	13,6936	12,1	1,131702238	2013-10-02 00:00:00	2013-10-02 00:00:00	2013	5,370038072	40		7 42,6900978	
Gorsajohka kraftverk	Troms	Kåfjord	1,05	3,03	11,52252	7,24	1,591508053	2006-01-01 00:00:00	2006-02-22 00:00:00	2006	3,802811321	40		7 32,2740681	
Storfossen kraftverk	Trøndelag	Hemne	1,1	3,7	15,43763	9,7	1,591508053	2006-04-11 00:00:00	2006-04-11 00:00:00	2006	4,172331922	40		7 34,7299588	
Selura kraftverk	Vest-Agder	Flekkefjord	1,1	4,9	24,78428	21,9	1,131702238	2009-10-05 00:00:00	2009-10-05 00:00:00	2013	5,058016127	40		7 40,616352	
Sagedalselva kraftverk	Sogn og Fjordane	Bremanger	1,12	3,56	20,03113	17,7	1,131702238		2013-03-01 00:00:00	2013	5,626721803	40		7 44,3960573	
Eide kraftverk	Sogn og Fjordane	Bremanger	1,15	4	17,2143	12,4	1,388250319	2008-11-28 00:00:00	2008-11-28 00:00:00	2008	4,30357599	40		7 35,602227	
Våtvoll kraftverk	Troms	Kvæfjord	1,16	3,3	19,74162	16,3	1,211142061	2011-01-01 00:00:00	2011-06-19 00:00:00	2011	5,982307757	40		7 46,7593362	
Osratnet kraftverk	Møre og Romsdal	Volda	1,19	3,9	29,8293	23,6	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2009-01-27 00:00:00	2010	7,648539058	40		7 57,8333653	
Skiparvik kraftverk	Hordaland	Ullensvang	1,2	4	16,79783	12,1	1,388250319	2008-09-01 00:00:00	2008-09-01 00:00:00	2008	4,199457216	40		7 34,9102377	
Esperåa kraftverk	Telemark	Notodden	1,2	3,2	16,81058	13,3	1,263953488	2007-01-01 00:00:00	2010-03-05 00:00:00	2010	5,253306686	40		7 41,9142831	
Valedalen kraftverk	Hordaland	Kvinherad	1,2	5,4	30,40041	20,5	1,482946794	2007-01-01 00:00:00	2011-02-11 00:00:00	2007	5,629705422	40		7 44,4158869	
Lårdalså kraftverk	Telemark	Tokke	1,2	3,3	18,74138	13,5	1,388250319	2008-01-01 00:00:00	2008-04-24 00:00:00	2008	5,679205852	40		7 44,7448744	
Jamtjordbekken kraftverk	Nordland	Hemnes	1,23	3,9	19,71767	15,6	1,263953488	2010-05-10 00:00:00	2010-05-10 00:00:00	2010	5,055813953	40		7 40,6017161	
Kvitfella 2 kraftverk	Sogn og Fjordane	Gloppen	1,25	2,61	15,84383	14	1,131702238		2013-09-29 00:00:00	2013	6,070433463	40		7 47,3450332	
Bjønnbekk kraftverk	Buskerud	Nore og Uvdal	1,3	3,3	21,00483	18	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2007-01-09 00:00:00	2012	6,365100278	40		7 49,3034341	
Styrkesneselva kraftverk	Nordland	Sørfold	1,34	5	22,62848	16,3	1,388250319	2008-10-06 00:00:00	2008-10-06 00:00:00	2008	4,525696041	40		7 37,078471	
Gjerdedåna kraftverk	Rogaland	Vindafjord	1,35	3,95	15,68361	13,44	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-10-02 00:00:00	2012	3,970533439	40		7 33,3887751	
Rørvik kraftverk	Sogn og Fjordane	Gloppen	1,4	5,18	23,11499	21,35	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2012-12-31 00:00:00	2015	4,46235329	40		7 36,6574853	
Trolløva kraftverk	Nordland	Steigen	1,4	5,7	29,4429	18,5	1,591508053	2006-01-01 00:00:00	2006-01-31 00:00:00	2006	5,165420873	40		7 41,3301805	
Åbørselva kraftverk	Troms	Karlsøy	1,4	4,2	26,42647	20,3	1,301796407		2009-11-06 00:00:00	2009	6,292015968	40		7 48,8177045	
Storvatnet kraftverk	Trøndelag	Nærøy	1,4	6,2	40,03956	27	1,482946794	2007-05-22 00:00:00	2007-05-22 00:00:00	2007	6,457994103	40		7 49,9208207	
Nørstæi III	Buskerud	Røllag	1,4	3,5	24,38894	20,9	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-06 00:00:00	2012	6,968269305	40		7 53,3121881	
Melandsbekken kraftverk	Nordland	Hemnes	1,45	4,59	22,57421	17,86	1,263953488	2010-05-10 00:00:00	2010-05-10 00:00:00	2010	4,918128388	40		7 39,6866367	
Stordalselva kraftverk	Nordland	Lurøy	1,45	4,9	24,91351	16,8	1,482946794	2007-12-04 00:00:00	2007-12-04 00:00:00	2007	5,084389008	40		7 40,7916303	
Insse kraftverk	Hordaland	Ulvik	1,47	3,9	20,61296	13,9	1,482946794		2007-12-11 00:00:00	2007	5,285374471	40		7 42,1274105	

Sageiva kraftverk	Nordland	Hemnes	1,5	4	19,37112	16,6	1,166935051	2012-02-15:00:00:00	2012	4,842780462	40	7	39,1858628
Løvdalselva kraftverk	Troms	Gratangen	1,5	5,6	27,55419	21,8	1,263953488	2010-09-23:00:00:00	2010	4,920390365	40	7	39,7016701
Holt kraftverk	Telemark	Skien	1,5	5	25,67257	22	1,166935051	2012-06-30:00:00:00	2012	5,134514224	40	7	41,1247702
Reinelv kraftverk	Troms	Lyngen	1,5	4,7	25,58348	23,63	1,082669323	2015-02-01 00:00:00	2015	5,443292786	40	7	43,1769599
Valfjorhøka kraftverk	Nordland	Fauske	1,5	3,9	24,97241	21,4	1,166935051	2012-12-18:00:00:00	2012	6,403182075	40	7	49,5565315
Skothomtjønn kraftverk	Vest-Agder	Åseral	1,5	4,1	47,4832	41,9	1,131702238	2013-04-11:00:00:00	2013	11,56544483	40	7	83,8657227
Furstelåna kraftverk	Vest-Agder	Flekkefjord	1,54	4,35	20,42723	18,05	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2013	4,695913886	40	7	38,2097649
Øggardselva kraftverk	Møre og Ro	Volda	1,55	3,8	75,64762	59,85	1,263953488	2010-01-01:00:00:00	2010	19,90726744	40	7	139,306757
Stødna kraftverk	Sogn og Fjo	Lærdal	1,56	3,7	89,1251	60,1	1,482946794	2007-12-03:00:00:00	2007	24,08786549	40	7	167,091654
Mørkedalselva kraftverk	Sogn og Fjo	Bremanger	1,6	6,1	24,76521	16,7	1,482946794	2007-11-19:00:00:00	2007	4,059870731	40	7	33,9825244
Eikeelva kraftverk	Møre og Ro	Haram	1,6	4,5	21,96297	19,7	1,114871795	2014-01-01 00:00:00	2014	4,880660969	40	7	39,4376224
Selstaddalen kraftverk	Nordland	Meløy	1,6	5,4	29,7612	18,7	1,591508053	2006-09-15:00:00:00	2006	5,511333442	40	7	43,6291686
Kleivan kraftverk	Vest-Agder	Kvinesdal	1,7	6,35	19,87149	13,4	1,482946794	2007-07-11:00:00:00	2007	3,129368038	40	7	27,7982606
Dalela kraftverk	Hordaland	Masfjorden	1,7	5,3	25,96028	18,7	1,388250319	2007-09-20:00:00:00	2008	4,898166221	40	7	39,553965
Almelidøla kraftverk	Hordaland	Modalen	1,7	4,5	25,0891	21,5	1,166935051	2012-12-31:00:00:00	2012	5,575356355	40	7	44,0546747
Valåga kraftverk	Nordland	Hemnes	1,74	5,84	26,94719	20,7	1,301796407	2009-01-27:00:00:00	2009	4,614244115	40	7	37,6669751
Kvævebekken kraftverk	Telemark	Sirdal	1,75	5,4	27,02923	19,47	1,388250319	2008-04-04:00:00:00	2008	5,005413651	40	7	40,2667479
Bindøl kraftverk	Telemark	Fyresdal	1,75	4,1	27,04768	23,9	1,131702238	2013-04-18:00:00:00	2013	6,596995975	40	7	50,8446485
Flikka kraftverk	Vest-Agder	Flekkefjord	1,75	5,8	38,53794	30,49	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2010	6,644472735	40	7	51,1601863
Dagslått kraftverk	Nordland	Brønnøy	1,75	4,26	40,35569	31	1,301796407	2009-03-18:00:00:00	2009	9,473166343	40	7	69,9601185
Fjeldalselva kraftverk	Nordland	Brønnøy	1,77	5,77	26,80133	26	1,030820294	2017-01-01 00:00:00	2017	4,64944132	40	7	37,8710121
Stor elva kraftverk	Møre og Ro	Halsså	1,77	5,09	33,84112	29	1,166935051	2012-01-01:00:00:00	2012	6,648549406	40	7	51,1872805
Senneset kraftverk	Sogn og Fjo	Gaular	1,8	5,3	16,46071	11,1	1,482946794	2007-01-01 00:00:00	2007	3,105794229	40	7	27,6415855
Hankollåna kraftverk	Vest-Agder	Åseral	1,8	4,47	17,97231	16,6	1,082669323	2015-07-01 00:00:00	2015	4,020651176	40	7	33,7218653
Marknesdalen kraftverk	Troms	Balsfjord	1,8	4,6	21,00483	18	1,166935051	2012-01-12:00:00:00	2012	4,566267591	40	7	37,3481158
Nedre Molla kraftverk	Rogaland	Sauda	1,8	4,4	24,64847	21,78	1,131702238	2013-12-23:00:00:00	2013	5,60192608	40	7	44,2312611
Flatstøl kraftverk	Rogaland	Lund	1,8	5,5	34,88814	26,8	1,301796407	2009-05-08:00:00:00	2009	6,343298857	40	7	49,1585385
Skjeggfoss kraftverk	Telemark	Drangedal	1,8	4,5	33,36837	26,4	1,263953488	2010-12-29:00:00:00	2010	7,415193798	40	7	56,2825169
Vassendelva kraftverk	Hordaland	Jondal	1,81	5,4	28,63207	25,3	1,131702238	2011-05-11:00:00:00	2013	5,302234561	40	7	42,2394653
Veringsdøl kraftverk	Aust-Agder	Bykle	1,83	5,42	23,3387	20	1,166935051	2012-07-17:00:00:00	2012	4,306033398	40	7	35,6185593
Sommeretshelva kraftverk	Nordland	Tysfjord	1,88	5	28,59796	20,6	1,388250319	2008-10-09:00:00:00	2008	5,719591315	40	7	45,0132824
Kvernhusfossen - Regulering av Søralselva	Trøndelag	Åfjord	1,9	7,23	25,78243	16,2	1,591508053	2006-04-12:00:00:00	2006	3,566034641	40	7	30,7004139
Vette Svardalen kraftverk	Sogn og Fjo	Luster	1,9	5,7	22,56348	13,7	1,646969697	2005-01-01 00:00:00	2005	3,958506114	40	7	33,3088396
Rundåga kraftverk	Nordland	Lurøy	1,9	8,1	43,50062	42,2	1,030820294	2017-02-08:00:00:00	2017	5,37044647	40	7	42,6928121
Rapfossan kraftverk	Trøndelag	Namdalsei	1,9	5,2	28,32031	20,4	1,388250319	2008-04-21:00:00:00	2008	5,446212791	40	7	43,1963667
Kristianelva kraftverk	Troms	Nordreisa	1,9	3,46	18,90435	16,2	1,166935051	2012-03-08:00:00:00	2012	5,463684343	40	7	43,3124853
Tveiteråni kraftverk	Aust-Agder	Bykle	1,9	4,11	27,27402	24,1	1,131702238	2013-12-30:00:00:00	2013	6,636015559	40	7	51,1039786
Fossdalen kraftverk	Hordaland	Masfjorden	1,9	5,7	43,87054	33,7	1,301796407	2009-03-31:00:00:00	2009	7,696585776	40	7	58,1526912
Hennaelva kraftverk	Møre og Ro	Halsså	1,95	4,7	24,34359	18,7	1,301796407	2009-07-10:00:00:00	2009	5,179487833	40	7	41,4236717
Rødøla kraftverk	Møre og Ro	Norddal	1,95	5,11	28,69174	22,7	1,263953488	2010-08-16:00:00:00	2010	5,614822737	40	7	44,3169743
Dagsvikelva kraftverk	Nordland	Leirfjord	1,96	6,75	31,46442	24,17	1,301796407	2009-04-02:00:00:00	2009	4,661395431	40	7	37,98035
Gravdal kraftverk	Sogn og Fjo	Førde	2	6,23	18,04725	13	1,388250319	2008-01-10:00:00:00	2008	2,896830522	40	7	26,2527806
Gamåga kraftverk	Nordland	Beim	2	6,7	24,68486	22,8	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2015	3,684307546	40	7	31,4864738
Nedre Skorilla kraftverk	Trøndelag	Snillfjord	2	5,6	26,65441	19,2	1,388250319	2008-11-14:00:00:00	2008	4,75971538	40	7	38,6337995
Maridalselva kraftverk	Sogn og Fjo	Bremanger	2	6,7	32,81936	29	1,131702238	2013-03-01:00:00:00	2013	4,898412674	40	7	39,555603
Steinbergdalen kraftverk	Rogaland	Lund	2	6,6	32,54491	25	1,301796407	2009-05-08:00:00:00	2009	4,931046997	40	7	39,7724957
Haugsvær kraftverk	Hordaland	Masfjorden	2	3,9	19,37827	16	1,211142061	2011-01-27:00:00:00	2011	4,968787944	40	7	40,0233278
Neta kraftverk	Hedmark	Stor-Elvdal	2	6,1	31,00524	25,6	1,211142061	2007-04-24:00:00:00	2011	5,0828257	40	7	40,7812403
Sessaelva kraftverk	Sogn og Fjo	Gløppen	2	6,1	32,93254	29,1	1,131702238	2013-02-15:00:00:00	2013	5,398776252	40	7	42,8810962
Øvre Skorilla kraftverk	Trøndelag	Snillfjord	2	6,2	36,64176	31,4	1,166935051	2012-01-01 00:00:00	2012	5,909961387	40	7	46,2785111
Bøla kraftverk	Trøndelag	Steinkjer	2	5,6	37,66652	31,1	1,211142061	2011-02-08:00:00:00	2011	6,726163947	40	7	51,7031187
Riva kraftverk	Hedmark	Tynset	2	4,9	36,05829	30,9	1,166935051	2012-12-14:00:00:00	2012	7,358835322	40	7	55,9079498
Nordåna kraftverk	Rogaland	Forsand	2	5,1	44,13639	39	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2013	8,654193588	40	7	64,5170998
Herresbekken kraftverk	Vest-Agder	Åseral	2,05	5,45	21,80056	18	1,211142061	2011-01-28:00:00:00	2011	4,000102221	40	7	33,5852937
Vigda kraftverk	Trøndelag	Melhus, Ski	2,1	10	46,99485	36,1	1,301796407	2009-12-23:00:00:00	2009	4,69948503	40	7	38,2334993
Nedre Vikdal kraftverk	Nordland	Vefsn	2,1	6,1	32,62388	23,5	1,388250319	2008-04-10:00:00:00	2008	5,34817746	40	7	42,5448088
Skarvøen kraftverk	Møre og Ro	Ørsta	2,1	4,96	28,52743	22,57	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2010	5,751498031	40	7	45,2253393

Kolåsåna kraftverk	Hordaland Odda	2,1	5,9	34,88814	26,8	1,301796407	2009-01-01 00:00:00	2009-02-17 00:00:00	2009	5,913244697	40	7	46,3003325
Bjørnstadåi kraftverk	Telemark Fyresdal	2,1	4,82	28,97158	25,6	1,131702238	2013-04-30 00:00:00	2013	6,010700685	40	7	46,94804	
Pikstein kraftverk	Troms Tromsø	2,1	4,9	30,99359	20,9	1,482946794	2007-01-01 00:00:00	2007	6,32522204	40	7	49,0383972	
Nedre Skorovasselva kraftverk	Trøndelag Namsskoga	2,14	6,2	51,47354	42,5	1,211142061	2011-12-22 00:00:00	2011	8,302183485	40	7	62,1775866	
Haugaelva kraftverk	Sogn og Fjo Gloppen	2,17	6,6	26,79607	24,75	1,082669323	2015-10-01 00:00:00	2015	4,06000996	40	7	33,9834498	
Fagerdalen kraftverk	Trøndelag Snillfjord	2,18	5,3	25,64539	19,7	1,301796407	2009-10-22 00:00:00	2009	4,838752683	40	7	39,1590935	
Engdal kraftverk	Møre og Ro Halså	2,2	6	32,81936	29	1,131702238	2013-04-03 00:00:00	2013	5,469894152	40	7	43,3537567	
Lauvstad kraftverk	Telemark Drangedal	2,2	5,7	37,57251	33,2	1,131702238	2013-04-29 00:00:00	2013	6,591669178	40	7	50,8092458	
Nylandselva kraftverk	Nordland Lelivfjord	2,26	8	33,79463	25,96	1,301796407	2007-11-19 00:00:00	2007	4,224329341	40	7	35,0755416	
Oladalselva kraftverk	Sogn og Fjo Bremanger	2,3	9	29,65894	20	1,482946794	2009-11-17 00:00:00	2009	4,29543732	40	7	28,9019826	
Eikeelva kraftverk	Hordaland Kvinnherad	2,3	6,3	30,34031	26	1,166935051	2012-01-01 00:00:00	2012	4,815922433	40	7	39,0073602	
Kaldåga kraftverk	Nordland Ballangen	2,3	5,3	26,81701	20,6	1,301796407	2009-09-03 00:00:00	2009	5,059812451	40	7	40,6282907	
Kvidalselva kraftverk	Møre og Ro Nesset	2,3	6,09	31,47244	24,9	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2010	5,167888647	40	7	41,3465817	
Øvre Ullestadåna kraftverk	Rogaland Hjelmenland	2,3	8,4	44,34353	38	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012	5,278991897	40	7	42,084991	
Ytre Oppedal småkraftverk	Sogn og Fjo Gulen	2,4	6,9	24,50922	15,4	1,591508053	2006-09-13 00:00:00	2006	3,552061451	40	7	30,607546	
Børve kraftverk	Hordaland Ullensvang	2,4	6,9	32,90757	28,2	1,166935051	2012-10-20 00:00:00	2012	4,769212817	40	7	38,6969209	
Sagåna kraftverk	Rogaland Lund	2,4	8,5	41,13877	36,9	1,114871795	2014-01-01 00:00:00	2014	4,839855204	40	7	39,166421	
Brufossen kraftverk	Aust-Agder Birkenes	2,4	7,3	40,25926	34,5	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012	5,514967022	40	7	43,6533179	
Heibøli kraftverk	Telemark Tokke	2,5	6,1	21,60982	16,6	1,301796407	2009-07-24 00:00:00	2009	3,542593502	40	7	30,5446205	
Vambheim kraftverk	Hordaland Ulvik	2,5	7,4	31,92976	23	1,388250319	2008-09-01 00:00:00	2008	4,314832073	40	7	35,6770367	
Miljateig kraftverk	Hordaland Etne	2,6	8	24,90139	23	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2015	3,112674303	40	7	27,6873115	
Lisjvasselva småkraftverk	Nordland Sørfjord	2,6	8,46	29,23371	17,75	1,646969697	2005-03-01 00:00:00	2005	3,455521527	40	7	29,9659268	
Vestre kraftverk	Møre og Ro Ørskog	2,6	7,1	31,36858	25,9	1,211142061	2012-07-01 00:00:00	2011	4,418109773	40	7	36,3634361	
Sørdalselva kraftverk	Nordland Rødøy	2,6	5,8	26,25604	22,5	1,166935051	2012-12-27 00:00:00	2012	4,526903215	40	7	37,0864941	
Middalselva kraftverk	Troms Sørrisa	2,6	5,6	42,47644	36,4	1,166935051	2012-02-06 00:00:00	2012	7,585077831	40	7	57,4115923	
Graveelva kraftverk	Telemark Drangedal	2,64	6,9	42,35974	36,3	1,166935051	2012-12-17 00:00:00	2012	6,139093094	40	7	47,8013556	
Lysåelva kraftverk	Troms Kvæfjord	2,65	8	45,51047	39	1,166935051	2012-11-11 00:00:00	2012	5,688808374	40	7	44,8086942	
Femtevasselva kraftverk	Nordland Hamarøy	2,68	8	42,41228	28,6	1,482946794	2007-10-25 00:00:00	2007	5,301534789	40	7	42,348145	
Dyrkolbotn kraftverk	Hordaland Lindås	2,7	10,8	33,36837	26,4	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2010	3,089664083	40	7	27,534382	
Solheimsdalen kraftverk	Hordaland Tynes	2,7	7,9	31,68766	28	1,131702238	2013-10-22 00:00:00	2013	4,011096541	40	7	33,6583637	
Todtalselva kraftverk	Hordaland Modalen	2,7	6,6	32,58835	30,1	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2015	4,937628275	40	7	39,8162359	
Skittresken kraftverk	Nordland Hatthelidal	2,7	8	42,87371	39,6	1,082669323	2015-12-01 00:00:00	2015	5,359213147	40	7	42,6181537	
Sjønståfossen kraftverk	Nordland Fauske	2,7	7,3	49,59474	42,5	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012	6,793799954	40	7	52,152638	
Djuvselva kraftverk	Hordaland Etne	2,8	9,5	38,53317	29,6	1,301796407	2009-12-21 00:00:00	2009	4,056123542	40	7	33,9576201	
Sternesbekken kraftverk	Trøndelag Selbu	2,8	9	38,50886	33	1,166935051	2012-01-01 00:00:00	2012	4,278761854	40	7	35,4373085	
Skrondal kraftverk	Møre og Ro Sunndal	2,8	7,7	35,92958	27,6	1,301796407	2009-12-04 00:00:00	2009	4,66617933	40	7	38,0121445	
Reina kraftverk	Trøndelag Overhalla	2,8	6,6	36,02267	28,5	1,263953488	2010-02-21 00:00:00	2010	5,457980973	40	7	43,2745798	
Tindåga kraftverk	Nordland Gildeskål	2,8	7,1	39,42215	37,5	1,051257253	2016-07-01 00:00:00	2016	5,552415071	40	7	43,9022034	
Skredelva kraftverk	Nordland Bodø	2,9	8	31,89401	24,5	1,301796407	2009-10-20 00:00:00	2009	3,986751497	40	7	33,4965628	
Storikelva kraftverk	Nordland Sørfjord	2,9	8,9	41,64751	30	1,388250319	2008-08-13 00:00:00	2008	4,679495458	40	7	38,1006455	
Moko kraftverk	Hordaland Vaksdal	2,9	7,17	33,78062	30,3	1,114871795	2014-11-20 00:00:00	2014	4,711382899	40	7	38,3125744	
Kreppingdalen kraftverk	Rogaland Hjelmenland	2,9	7,27	48,60284	41,65	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012	6,685398194	40	7	51,4321832	
Fossdalen kraftverk	Sogn og Fjo Gulen	2,95	8,8	33,95107	30	1,131702238	2013-02-07 00:00:00	2013	3,858075813	40	7	32,6413644	
Eikemo kraftverk	Hordaland Etne	3	10,5	32,77312	22,1	1,482946794	2007-02-06 00:00:00	2007	3,121249919	40	7	27,7443064	
Botnen kraftverk	Hordaland Odda	3	8,32	33,5146	22,6	1,482946794	2007-07-07 00:00:00	2007	4,02819682	40	7	33,7720148	
Sogn og Fjo Balestrand;	Sogn og Fjo Balestrand;	3	11	46,15373	29	1,591508053	2006-06-14 00:00:00	2006	4,195793957	40	7	34,8858911	
Etreneselvi kraftverk	Troms; Nor Kvæfjord; -s	3	8,6	49,14406	35,4	1,388250319	2008-11-05 00:00:00	2008	5,714425733	40	7	44,9789511	
Tverrelva kraftverk	Vest-Agder Kvinesdal	3	8,6	50,42019	34	1,482946794	2007-08-21 00:00:00	2007	5,862812907	40	7	45,9651551	
Frøylandsfoss kraftverk	Trøndelag Meråker	3	13,2	91,37101	78,3	1,166935051	2012-12-20 00:00:00	2012	6,922046552	40	7	53,0049846	
Skurdalsåa kraftverk	Finmark Alta	3,08	7,3	55,06599	42,3	1,301796407	2009-02-06 00:00:00	2009	7,543286031	40	7	57,1338375	
Sivertelva kraftverk	Rogaland Suldal	3,1	9,2	42,59523	33,7	1,263953488	2010-12-27 00:00:00	2010	4,629916582	40	7	37,7711367	
Bråtveit kraftverk	Hordaland Modalen	3,1	8,5	39,60958	35	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2013	4,659590393	40	7	37,970746	
Budal II kraftverk	Sogn og Fjo Luster	3,1	9,4	45,30251	34,8	1,301796407	2009-02-13 00:00:00	2009	4,819416486	40	7	39,0305822	
Ugulsvik kraftverk	Trøndelag Nærøy	3,12	9,9	55,00073	48,6	1,131702238	2013-10-10 00:00:00	2013	5,55562917	40	7	43,9235648	
Grønlielva kraftverk	Troms Nordreisa	3,14	6,5	43,89523	29,6	1,482946794	2007-10-01 00:00:00	2007	6,753111554	40	7	51,8822166	
Nedre Tverrelva kraftverk	Hordaland Odda	3,2	9,04	35,99112	24,27	1,482946794	2007-04-17 00:00:00	2007	3,981318439	40	7	33,4604538	
Grøndalselva kraftverk	Oppland Nord-Fron	3,2	12,5	52,39538	44,9	1,166935051	2012-01-01 00:00:00	2012	4,191630703	40	7	34,8582215	

Øvrebø kraftverk	3,2	9,9	45,81226	33	1,388250319	2008-08-01 00:00:00	2008-12-15 00:00:00	2008	4,627501064	40	7	37,7550828
Ørtfjel kraftverk	3,2	8,6	42,97072	27	1,591508053		2006-04-25 00:00:00	2006	4,996595049	40	7	40,2081381
Rabbela kraftverk	3,29	8,1	45,39377	38,9	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-19 00:00:00	2012	5,604169566	40	7	44,2461717
Sagåna kraftverk	3,3	10,3	38,9761	36	1,082669323	2015-11-09 00:00:00	2011-04-29 00:00:00	2015	3,784086953	40	7	32,1496231
Kjeråa kraftverk	3,3	11	48,17229	34,7	1,388250319		2008-09-05 00:00:00	2008	4,379298734	40	7	36,105492
Tverrfjelløla kraftverk	3,3	10	47,74524	30	1,591508053		2006-06-07 00:00:00	2006	4,774524158	40	7	38,7322209
Kvernhuselvi kraftverk	3,3	9,9	52,79291	35,6	1,482946794		2007-01-08 00:00:00	2007	5,332616754	40	7	42,44139
Seterfossen kraftverk	3,4	10,6	40,78104	27,5	1,482946794		2007-07-17 00:00:00	2007	3,847267626	40	7	32,5695316
Klaava kraftverk	3,4	8,4	38,1714	30,2	1,263953488		2010-11-30 00:00:00	2010	4,544213732	40	7	37,2015424
Sandneselva kraftverk	3,4	8,7	55,97725	43	1,301796407	2012-01-01 00:00:00	2009-04-20 00:00:00	2009	6,43416615	40	7	49,7624565
Moelv kraftverk	3,4	6,9	46,21063	39,6	1,166935051	2012-01-01 00:00:00	2006-02-15 00:00:00	2012	6,697192467	40	7	51,5105698
Nedre Klubbvik kraftverk	3,44	9,6	41,99773	25,5	1,646969697	2005-01-01 00:00:00	2007-01-25 00:00:00	2005	4,374763258	40	7	36,0753485
Rysna kraftverk	3,48	8,4	35,3169	29,16	1,211142061		2011-05-06 00:00:00	2011	4,204393156	40	7	34,9430427
Breivikelva kraftverk	3,5	9,2	33,22318	29,8	1,114871795	2014-12-01 00:00:00	2010-11-29 00:00:00	2014	3,611215162	40	7	31,0006906
Lårdal kraftverk	3,5	8,4	51,90314	35	1,482946794	2007-01-01 00:00:00	2007-08-20 00:00:00	2007	6,178944975	40	7	48,0662173
Eikemo kraftverk	3,5	12,3	79,24988	62,7	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2010-09-06 00:00:00	2010	6,443079977	40	7	49,8216991
Vesleåe kraftverk	3,55	6	58,37705	48,2	1,211142061		2011-02-26 00:00:00	2011	9,729507892	40	7	71,6638038
Bergesåli kraftverk	3,55	10	43,68371	38,6	1,131702238		2013-12-16 00:00:00	2013	4,36837064	40	7	36,0328622
Somrunen kraftverk	3,56	11,1	37,49174	28,8	1,301796407		2009-04-15 00:00:00	2009	3,377633921	40	7	29,4482738
Hillleshavn småkraftverk	3,6	12	36,76384	23,1	1,591508053	2006-04-01 00:00:00	2006-04-20 00:00:00	2006	3,063653001	40	7	27,3615084
Einungsdalsåna småkraftverk	3,6	11	43,59864	29,4	1,482946794		2007-10-09 00:00:00	2007	3,96351234	40	7	33,3421118
Føsaberge kraftverk	3,6	16,4	77,63421	64,1	1,211142061		2012-12-27 00:00:00	2011	4,733793057	40	7	38,4615157
Morgådalselva kraftverk	3,6	9,2	45,97724	39,4	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-14 00:00:00	2012	4,997526197	40	7	40,2143267
Etrelvi kraftverk	3,6	11	57,29429	36	1,591508053		2006-12-20 00:00:00	2006	5,208571809	40	7	41,6169682
Heståga og Troåga kraftverk	3,6	9	50,64498	43,4	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-19 00:00:00	2012	5,627220135	40	7	44,3993693
Beritlette kraftverk	3,6	8	47,35565	39,1	1,211142061	2011-12-21 00:00:00	2008-08-19 00:00:00	2011	5,919458825	40	7	46,3416192
Plasselva kraftverk	3,7	11,37	49,16779	38,9	1,263953488		2010-01-15 00:00:00	2010	4,324343949	40	7	35,7402541
Sandelva kraftverk	3,7	9,3	46,6774	40	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-21 00:00:00	2012	5,019075488	40	7	40,3575466
Stårheim kraftverk	3,75	10,2	39,05389	30	1,301796407		2009-09-09 00:00:00	2009	3,828812962	40	7	32,446879
Øvre Vikdøl kraftverk	3,8	11,2	36,7216	26,2	1,388250319		2008-04-10 00:00:00	2008	3,24751414	40	7	28,5834778
Nåmdalselva kraftverk	3,82	9,3	49,01127	42	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2013-01-16 00:00:00	2012	5,270029263	40	7	42,0254239
Fardalselvi kraftverk	3,9	8,1	41,30713	36,5	1,131702238	2013-10-23 00:00:00	2012-12-21 00:00:00	2013	5,099645889	40	7	40,8930298
Tverråna kraftverk	4	10,8	47,89464	34,5	1,388250319		2008-10-23 00:00:00	2008	4,43468852	40	7	36,473621
Tøse kraftverk	4	13,8	69,61564	64,3	1,082669323	2015-06-01 00:00:00	2009-07-04 00:00:00	2015	5,04611409	40	7	40,5272622
Hordaland Vaksdal	4	9,6	51,2841	46	1,114871795	2014-11-17 00:00:00	2009-12-21 00:00:00	2014	5,342094017	40	7	42,5043773
Nordland Vefsn	4	8,7	59,74707	51,2	1,166935051		2012-01-09 00:00:00	2012	6,86747984	40	7	52,6423258
Sogn og Fjo Askvoll: Føt	4,1	9	54,62872	49	1,114871795	2014-01-01 00:00:00	2010-11-11 00:00:00	2014	6,06985755	40	7	47,3412056
Øvre Russik kraftverk	4,2	10	56,19699	46,4	1,211142061	2011-02-01 00:00:00	2008-01-14 00:00:00	2011	5,619699164	40	7	44,3493838
Osaelva kraftverk	4,2	12	74,96552	54	1,388250319		2008-07-11 00:00:00	2008	6,247126437	40	7	48,5193618
Tverrelvi kraftverk	4,46	12,9	50,41159	43,2	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-11-23 00:00:00	2012	3,90787552	40	7	32,9723409
Brattabøelvi kraftverk	4,6	10,8	46,0234	38	1,211142061	2011-01-01 00:00:00	2011-12-13 00:00:00	2011	4,261425771	40	7	35,3220902
Ula kraftverk	4,7	12,5	52,92691	43,7	1,211142061		2011-12-19 00:00:00	2011	4,234152646	40	7	35,1408288
Mundalselvi kraftverk	4,8	12,2	54,66122	48,3	1,131702238	2013-11-01 00:00:00	2009-03-06 00:00:00	2013	4,480427714	40	7	36,7776107
Gjuvåa kraftverk	4,9	14,1	68,20817	63	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2012-12-18 00:00:00	2015	4,837458676	40	7	39,1504934
Aspevik kraftverk	4,9	15	73,7409	60,5	1,211142061	2011-01-01 00:00:00	2006-07-12 00:00:00	2011	4,884939647	40	7	39,4660592
Lakåga kraftverk	4,9	22,2	108,5302	95,9	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2008-06-17 00:00:00	2013	4,88874976	40	7	39,4913818
Trøndelag Åfjord	4,9	14,4	71,80788	43,6	1,646969697	2005-01-01 00:00:00	2011-02-10 00:00:00	2005	4,986658249	40	7	40,1420966
Trondstadlia kraftverk	4,9	12,3	70,7814	56	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2012-02-09 00:00:00	2010	5,754584988	40	7	45,2458557
Fagerbakken kraftverk	4,9	16,6	97,73282	70,4	1,388250319		2008-12-23 00:00:00	2008	5,887519426	40	7	46,1293584
Nørlandselva kraftverk	4,9	12,56	77,45689	59,5	1,301796407	2007-01-01 00:00:00	2009-06-05 00:00:00	2009	6,16694954	40	7	47,9864938
Døsjagrov småkraftverk	4,95	19,6	62,72865	42,3	1,482946794		2007-04-24 00:00:00	2007	3,200441295	40	7	28,2706244
Røvasåga kraftverk	4,95	15,6	62,43103	53,5	1,166935051	2012-02-01 00:00:00	2012-02-24 00:00:00	2012	4,001988797	40	7	33,5978322
Mordøla kraftverk	4,95	11,9	54,54527	41,9	1,301796407		2009-01-21 00:00:00	2009	4,583636089	40	7	37,4635495
Kråkeelvi kraftverk	4,98	13,7	72,11625	68,6	1,051257753	2016-02-26 00:00:00	2008-12-18 00:00:00	2016	5,263959678	40	7	41,9850845
Stekvaselv småkraftverk	5	14,3	57,48527	36,12	1,591508053		2006-02-13 00:00:00	2006	4,019949011	40	7	33,7171986
Litlevatnet kraftverk	5	18,5	80,51852	69	1,166935051	2012-12-19 00:00:00	2012-12-19 00:00:00	2012	4,352352352	40	7	35,9246022
Frøytlog kraftverk, reg Linborg-/Ørrestad-/Botnavatnet	5	15		42		1995-01-01 00:00:00	2006-05-07 00:00:00	1995		40	7	

Sandnesselva kraftverk	Troms	Lavangen	5,07	11,2	51,15613	47,25	1,082669323	2015-11-03 00:00:00	2015-11-03 00:00:00	2015	4,567511205	40	7	37,356381
Melfjordbotn kraftverk	Nordland	Rødøy	5,1	12,3	60,77241	53,7	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2013-01-08 00:00:00	2013	4,940846358	40	7	39,8376238
Gjervalåga kraftverk	Nordland	Rødøy	5,2	16	103,6442	82	1,263953488	2010-03-17 00:00:00	2007-05-16 00:00:00	2010	6,477761628	40	7	50,0521987
Kvammadalselvi kraftverk	Sogn og Fjo Aurland		5,3	14,1	46,78095	44,5	1,051257255	2016-07-26 00:00:00	2012-01-26 00:00:00	2016	3,317797715	40	7	29,0505932
Skinnellåna kraftverk	Rogaland	Eigersund	5,4	17	31,97402	27,4	1,166935051	2012-05-22 00:00:00	2012-05-22 00:00:00	2012	1,880824729	40	7	19,50025
Skjeggedal kraftverk	Aust-Agder	Amli	5,4	18,5	87,49386	59	1,482946794	2007-01-01 00:00:00	2007-10-04 00:00:00	2007	4,729397884	40	7	38,4323047
Jotind kraftverk 1 og 2	Nordland	Tjeldsund	5,4	24	123,4883	97,7	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2009-07-08 00:00:00	2010	5,145343992	40	7	41,1967465
Tufteelva kraftverk	Nordland	Odda	5,45	19,4	53,38608	36	1,482946794	2007-02-21 00:00:00	2007-02-21 00:00:00	2007	2,75186003	40	7	25,2892844
Krossdalselvi kraftverk	Hordaland	Jondal	5,49	19,6	65,22	51,6	1,263953488	2010-01-01 00:00:00	2011-05-11 00:00:00	2010	3,32755102	40	7	29,1154152
Ervikselva kraftverk	Sogn og Fjo Førde		5,49	16,6	61,84756	53	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-20 00:00:00	2012	3,725756488	40	7	31,7619499
Husvollåe kraftverk	Telemark	Tinn	5,49	14,5	58,64744	46,4	1,263953488	2010-05-28 00:00:00	2010-05-28 00:00:00	2010	4,044551163	40	7	33,8813729
TVK kraftverk	Sogn og Fjo Vik		5,49	17,1	87,8078	72,5	1,211142061	2011-01-01 00:00:00	2011-02-28 00:00:00	2011	5,134959032	40	7	41,1277264
Kjøftbrua kraftverk	Trøndelag	Rennebu	5,49	14,2	76,30195	63	1,211142061	2011-01-01 00:00:00	2008-08-14 00:00:00	2011	5,373376751	40	7	42,7122872
Aldalselva kraftverk	Hordaland	Samnanger	5,5	17,5	57,64659	49,4	1,166935051	2012-03-01 00:00:00	2011-02-26 00:00:00	2012	3,294090944	40	7	28,8930344
Elsneselva kraftverk	Troms	Storffjord	5,5	13	67,69341	52	1,301796407	2009-10-20 00:00:00	2006-04-13 00:00:00	2009	5,207185629	40	7	41,6077555
Langfjordhamn kraftverk	Finnmark	Loppa	5,7	16,5	65,48036	50,3	1,301796407	2009-05-01 00:00:00	2007-01-16 00:00:00	2009	3,968506623	40	7	33,3753045
Ala kraftverk	Oppland	Vang	5,98	15	38,87101	28	1,388250319	2008-07-15 00:00:00	2012-01-24 00:00:00	2008	2,591400596	40	7	24,2228464
Loftdalselva kraftverk	Møre og Ro Rauma		6	14	77,83457	66,7	1,166935051	2012-07-01 00:00:00	2012-12-14 00:00:00	2012	5,559611993	40	7	43,9500352
Fosseteigen kraftverk	Sogn og Fjo Lærdal		6,2	16,3	86,28875	79,7	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2011-11-18 00:00:00	2015	5,293788038	40	7	42,1833284
Gjerdelva kraftverk	Troms	Lyngen	6,5	16,6	70,81772	54,4	1,301796407	2009-03-06 00:00:00	2009-03-06 00:00:00	2009	4,266127985	40	7	35,3533418
Ommedal kraftverk	Sogn og Fjo Gloppen		6,5	18	84,44821	78	1,082669323	2015-09-01 00:00:00	2012-12-18 00:00:00	2015	4,691567065	40	7	38,1808753
Storrelva kraftverk	Nordland	Saltådal	6,6	16,4	66,09141	58,4	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2013-06-28 00:00:00	2013	4,029964069	40	7	33,7837602
Gjemlestad kraftverk	Vest-Agder	Kvinesdal	6,89	20,3	89,63082	79,2	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2007-08-13 00:00:00	2013	4,415311196	40	7	36,3448364
Kupekraft kraftverk	Sogn og Fjo Jølster		7,5	24	91,62452	66	1,388250319	2008-12-23 00:00:00	2008-12-23 00:00:00	2008	3,817688378	40	7	32,3729433
Øvre Kvenma kraftverk	Sogn og Fjo Lærdal		7,6	18,1	81,95021	79,5	1,030820294	2017-03-09 00:00:00	2017-03-09 00:00:00	2017	4,527636098	40	7	37,0913649
Håfoss kraftverk	Hordaland	Etna	8,5	34,3	87,5986	63,1	1,388250319	2008-01-01 00:00:00	2005-11-29 00:00:00	2008	2,553894902	40	7	23,9735778
Ofsa kraftverk	Sogn og Fjo Lærdal		9,4	16,8	99,5898	88	1,131702238	2013-06-25 00:00:00	2013-06-25 00:00:00	2013	5,927964106	40	7	46,3981599
Fennefoss kraftverk	Aust-Agder	Evje og Hor	9,5	58	318,8336	215	1,482946794	2007-02-08 00:00:00	2007-02-08 00:00:00	2007	5,497130357	40	7	43,5347727
Tynjadalen kraftverk	Sogn og Fjo Lærdal		9,6	22,7	108,2669	100	1,082669323	2015-01-01 00:00:00	2011-11-18 00:00:00	2015	4,769468382	40	7	38,6986194
Dalaåna kraftverk	Rogaland	Forsand	9,9	36,4	91,66788	81	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2006-05-16 00:00:00	2013	2,518348388	40	7	23,7373302
Breivikelva kraftverk	Nordland	Beirna	9,9	27,2	127,656	112,8	1,131702238	2013-01-01 00:00:00	2008-09-15 00:00:00	2013	4,693235753	40	7	38,1919657
Blakkåga kraftverk	Nordland	Rana	9,9	28	133,4679	110,2	1,211142061	2011-12-23 00:00:00	2011-12-23 00:00:00	2011	4,766709113	40	7	38,6802809

Vedlegg 4- Transkriberte intervjuer

Intervju med informant 1	1
Intervju med informant 2	5
Intervju med informant 3	11
Intervju med informant 4	18
Intervju med informant 5	22

Intervju med informant 1

Hvem tok initiativet til prosjektet?

Initiativet kom fra grunneierne. Spesielt de to største.

Hva var motivasjonen?

Det kan jeg ikke huske, det begynner å være noen år siden, men for grunneiere flest er det kraftinntekter som er motivasjonen og jeg kan ikke tenke meg at det var noen annerledes for dem.

Hva var din rolle?

Min rolle i den fasen var at jeg hadde oppdrag om å skrive konsesjonssøknad for dem. Det var liksom første del av dette her.

Vet du hvilke planer de hadde videre?

Det jeg kjenner til. Nå kan jeg bare si det jeg har informasjon om og det er at de fikk konsesjon. Det var mange grunneiere, og de hadde flere alternative inntaksplasseringer på prosjektet. Og inntaksplasseringen som ble konsesjonssøkt gikk opp i sameiet, slik at de utløste endel fallrettshavere med mindre eieprosenter. Også hadde vi også der oppe flere alternativ og involverte stort sett andre grunneiere, men da ville de som kun eide i sameiet ville få en litt større eieprosnet. Med de alternativene ble skrinlagt på grunn av kostnad. Det var et strekk det med veldig lite fall, også mista vi selvsagt litt vann når vi gikk høyere opp. Men det alternativet som ble søkt var det som sagt mange og de var vel ikke helt enige om det skulle bygges ut. De hadde laget en avtale om at de skulle søke om konsesjon, men på ferdigbefaring var det noen grunneiere som tok til orde for at det ikke burde bygges ut.

Så de hadde endret litt mening i løpet av konsesjonsprosessen?

Ja. Også fikk de konsesjon på gitte vilkår. Da hadde jeg en jobb i etterkant å rekalkulere kostnadene i prosjektet og da hadde det gått endel tid slik at prisen var gått opp. Du vet at i denne perioden når vi skrev søknaden så hadde vi en ganske høy strømpris, men den falt vel litt fremover mot 15-16-17 slik at det økonomiske opplegget rundt et sånt prosjekt endret seg i denne perioden. Når de først tok kontakt med meg, i 2012-2013 kanskje, ble prosjekter på den tiden bygd av grunneierne med 100 % lånefinansiering. Så begynte strømprisen å duppe litt og etterhvert og på ett eller annet tidspunkt ble det stilt krav om egenkapital. Hvert fall en begrensning i lånekapital. Slik at når jeg rekalkulerte dette her på forsommeren i 2016, og de en samling med alle grunneierne, husker jeg at jeg anbefalte dem å skaffe seg en parter som hadde penger til å bygge ut. Dette her lot seg ikke lånefinansiere positivt. Jeg mener at da var vi på 3,40.

Så du anbefalte de å kontakte en av de store småkraftselskapene?

Jeg brukte på den tiden å anbefale de å snakke med lokalt e-verk først. Prøve å få de med. Det tok vi liksom ikke stilling til, men det var for dyrt til å gjøre det alene. De manglet 50 øre/kWh og siden prosjektet var på 14,1 GWh manglet de 20 millioner kroner, og de færreste har jo det i skuffen.

Når dere kalkulerer lønnsomhet tok dere stilling til for eksempel opprinnelsesgaranti?

Nei, vi gjorde ikke det på den tiden. Elsertifikatene regnet vi inn i en strømpris.

Opprinnelsesgaranti, nå vet jeg ikke hva de er verdt, men det var vel verdt en øre eller to. Men på den tiden var vel sertifikatprisen på 15-20 øre og strømprisen på 25-30 øre slik at vi brukte en samlet strømpris på rundt 40 øre, kanskje litt i overkant av 40. Og vi hadde kontakter mot større kraftselskap og vi kjente folk i bankene som finansierte privatbygde kraftverk, så jeg hadde litt detaljert informasjon hvor lånegrensen gikk hen og den lå hvert fall under 3 kr, kanskje 2,70 eller noe sånt på den tid. Det følger jo veldig strømprisen. Fra når de startet med konsesjonsprosessen til når de hadde fått konsesjon og skulle bestemme seg om de skulle bygge ut så hadde kostnadsbildet og inntektsbildet snudd seg. Og det er kanskje den viktigste grunnen for at det ikke bare var å sette i gang når de endelig fikk konsesjon.

Var det noen av grunneierne som fortsatt hadde lyst til å bygge ut?

Det har jeg ikke detaljkunnskap om, men jeg tror de fleste skjønte at det mangler litt penger.

Tror du fortsatt det er mulighet for at det fortsatt kan bygges ut?

Det er et prosjekt som kan bygges. Vi hadde kontakt senest i fjor høst med et selskap som hadde fått forespørsel om å bygge det. Jeg ser at det er et selskap som er oppgitt som konsesjonerende tiltakshaver på siden til NVE, så da går jeg ut ifra at grunneierne har inngått en avtale med de om bygging. Men i og med det var noen andre som kontaktet oss i fjor, så har vel selskapet tenkt å betale en utbygger for å bygge det. Altså gi en slags totalentreprisemodell.

Var det noe i investeringskostnaden som hadde endret seg i rekalkuleringen som var med å påvirke investeringsbeslutningen?

Hvis jeg ikke husker helt feil så hadde vi på samme tid en stor endring i valutakursen. Eurokursen gikk i fra 8.40-8.50 til 9.50 i løpet av et eller to år. Det som er greia i disse prosjektene er at det er noen store innkjøp som blir priset i euro, så vi opplevde at spesielt rørkostnadene steg i denne perioden. Dette er typisk et innkjøp som nesten utelukkende blir gjort i Euro, hvert fall i utenlandsk valuta. Også el-mekk utrustning hadde en stor andel av kostnadene i Euro. Selv de norske el-mekk leverandørene hadde valutaforbehold knyttet til deler av kontraktsummen. Typisk generatorer er stort sett europeiskproduserte, og også en del andre innkjøp litt avhengig av hvem som leverer så hadde de, og har fortsatt, en stor del av kostnaden sin i Euro. Så dette var jo også noe som skilte på den tid, når det var helt nøyaktig husker jeg ikke. Jeg tror at hvis man ser på utviklingen i valutakurs, så ser man en endring i valutakursen mellom 2015-2017. Dette var i perioden prosjektet fikk konsesjon, og skulle vurdere utbygging. Det utgjorde sikkert mer enn 10%. Så i akkurat denne perioden, som vi snakker om nå hvor prosjektet skulle realiseres, så var det dyrere utbyggingskostnad, generell lønns- og prisstigning i Norge på entreprenørsiden, valutakurs og en fallende strømpris. Hvis man setter disse kurvene oppå hverandre så ser man at total regnestykket

blir ganske forverret. Det var vel hovedproblemet til prosjektet og sannsynligvis til mange andre prosjekt i akkurat den fasen der.

Nå husker jeg ikke helt nettsituasjonen i dette prosjektet, men de hadde en begrensning i nettet. Prosjektet ble pakkebehandlet sammen med et annet prosjekt. Det andre prosjektet fikk først avslag på konsesjonssøknaden, men etter å ha sendt inn klage til departementet fikk de konsesjon. Kostnadene rundt nettilknytningen til kraftverket er medberegnet i investeringskostnadene i prosjektet, men kapasiteten i to av transformatorstasjoner i nærheten hadde sannsynligvis ikke nok kapasitet for begge prosjektene. Så potensielt, hvis begge prosjektene velger å bygge ut vil det komme et anleggsbidrag for oppgradering av de to transformatorstasjonene som ikke var beregnet inn i den opprinnelige kostnadskalkylen. Nå har jeg ikke oppdatert informasjon, men dette vil være med på å forverre økonomien i prosjektet. Da vil jo begge prosjektene få et økt anleggsbidrag hvis begge skal bygge.

Hva må til for at prosjektet skal kunne realiseres? Er det håp?

Hvis det de hadde fått med en partner som har egenkapital disponibel og hvis prosjektet ellers er lønnsom så lar det seg gjøre. Nå har ikke jeg tilgang på en oppdatert kalkyle, men den ligger vel kanskje på rundt 4 kr/kWh og det er jo et akseptabelt nivå. Hvis det er dyrere enn en plass mellom 50-60 millioner så begynner det å butte imot. Med her ligger det ulike vurderinger. Det avhenger av hvilken aktør som regner. Lønnsomhetskravet er litt forskjellig rundt omkring.

Hvordan ser du på framtidsutsiktene til videre utbygging av småkraftverk?

Du må huske på at det er veldig mange av kraftverkene som har fått konsesjon men som ikke er bygd ble behandla i denne perioden som dette prosjektet ble behandlet. Noen litt før og noen litt etterpå. NVE hadde en veldig kø i 2010-2012. Og på en småkraftmesse jeg var med på så stilte NVE-sjefen og lofte at køen skulle avvikles innen 2017, og da tror jeg at køen var på 200-300 prosjekt. Og da klagde de, men i den perioden var det lang behandlingstid. Når du sendte inn en søknad så mottok du et kønummer, det var vell det eneste du fikk når du sendte inn en søknad. Også etter litt tid fikk du tildelt en saksbehandler, så var det å begynne å jobbe med dette. Så vet jeg ikke, men det kan sikkert NVE svare på, men gjennomsnittlig saksbehandlingstid på denne tiden var kanskje på 2-4 år fra en søknad ble sendt inn til det ble gjort et vedtak. Også hadde vi i den perioden de omstendighetene som vi var inne på i sta- valutakurs, prisstigning og etterhvert fallende strømpris slik at prosjekter som så helt ok ut når man skrev en søknad med den informasjonen man hadde tilgjengelig på søketidspunktet, det hadde forandret seg når vi kom ut i andre enden, når vi kom til 2016-2017. Det som skjedde med alle prosjektene vi var borti, var at når man fikk konsesjon så gikk flagge til topps, men så var det å starte på den igjen med å rekalkulere økonomien i prosjektene. Det er vel det i alle fall mange prosjekt som ble litt som i samme kategori som prosjektet. Også var det endel vanskelige prosjekt. Nå har jeg holdt på med dette siden 2004 og det var en fase med stigende strømpris, fallende renter og stor optimisme. Det var også enkle prosjekter, og da mener jeg billige prosjekter. Og de ble gjerne bygd først. Og nå har kompleksiteten gått opp. Det er prosjekter som krever boring som er litt på kanten i forhold til hva som har blitt gjort tidligere. Det må bores langt og bratt terreng. Restriksjoner på kulturminner og biologisk mangfold. Det ligger føringer i prosjektene som gjør at det ikke er så rett frem.

Tror du det er en stor fremtid for videre utbygging av småkraft?

Det er ikke så lett å svare på. Det kommer an på økonomi og eventuelt politiske beslutninger. Strømprisen har jo vist en stigende tendens i fjor, men nå har vi fått så mye vann i vinter at nå er den vel gått ned igjen.

Men man tror vel at strømprisen vil øke etterhvert med tanke på utenlandske kabler og ACER?

Det er klart at når du legger det inn i en sånn kalkyle av langsiktig strømpris det jo liksom alfa omega i dette her. I tillegg til å legge inn en strømpris må man ha prosjekter som tåler en dårlig periode. Man må se på sensibiliteten i prosjektene. Spesielt for prosjekter som er høyt lånefinansiert. De har ikke likviditet og må betale avdrag, skatt og renter uansett om det regner eller ikke. Nå ble det litt bedre etter at de tok bort grunnrenteskatt for småkraftverk. Altså innslagspunktet ble løftet til 10 MW for 2-3 år siden. Det hjalp for denne typen prosjekt. Det var jo en periode når prosjekt ble bygd rett under grensa på 5 MW. Det et inntekts- og kostnadsbilde som må forandre seg. Må få en fremtidig stabil strømpris som ligger litt høyere enn i dag. Også er det klart at regelverket for anleggsbidrag det er noe som småkraftforeningen har jobbet med å få endre. At de som utløser forsterkning av nettet må ta hele kostnaden det er noe som har stoppet mange prosjekter. Skal de ta hele kostnaden for nettforsterkningen har de ikke økonomi til det. Så hvis man vil få fart på utbyggingen, og få denne køen vekk, må man tilpasse regelverket i tillegg til at markedet på inntektssiden må forbedre seg. Når det kommer til investeringsbeslutningen så er det et avkastningskrav som utbygger sitter med nøkkelen til. Har man et krav til en kapitalavkastning på 86-87 % så er det et vanskeligere regnestykke enn hvis man sier at 3 % er ok. Og det er det vi har sett i fra inntreden av utenlandske pensjonsfond spesielt, men også andre investeringsfond. De har lav rente og lavere krav til kapitalavkastning.

Men det er vel positivt for de som ønsker å bygge ut?

Ja, det kan være med å igangsette noen av disse prosjektene. Det er jo rent bedriftsøkonomisk, men det har jo også med rentenivået både i Norge og ellers i Europa. Det er jo store aktører som har kjøpt seg inn i småkraften i Norge. Jeg har ikke noen klare svar til deg, hadde jeg hatt det hadde jeg jo blitt rik. Men det er klart at hvis vi ser på det vi var inne på i sta med denne kjeden til disse prosjektene rundt 2014-2016 som dette prosjektet. Hvis det motsatte skjer, så vil jo situasjonen bedre seg betraktelig. Hvis valutakursen endrer seg slik at euroen blir billigere, vi får en strømpris som går opp igjen på et stabilt litt høyere nivå. Nå har jo elsertifikatmarkedet ramlet sammen, slik at der er det mye mindre å hente. Sånn at de som bygger nå de lager vel en kalkyle som er mer eller mindre uavhengig av elsertifikatinntekter. Så det signalet vi har fått er at det er et ønske om å bygge ut også etter at 2021 fordi elsertifikatene er mindre viktige. Også spørres det om ordningen for elsertifikatene blir erstattet av et eller annet. Det er politikk.

Tror du det er nødvendig for videre utbygging?

Skal de ha inn et større volum av ny fornybar kraft i systemet så må de sannsynligvis komme med en politisk beslutning med et økonomisk insentiv.

Er motstand mot småkraft en hindring?

Nei, egentlig ikke. Stort sett er kommunene positive. Det finnes vel eksempler på at de er negative, men det er ikke så veldig mange. Hensyn til biologisk mangfold som varierer fra

prosjekt til prosjekt som da blir tatt hensyn til. Så er det dette med kulturminner, også finnes det i noen prosjekt foreninger og privatpersoner som engasjerer seg, men det er mer på lokalt nivå. Prosjektene blir ofte tilpasset konfliktnivået med avbøtende tiltak på et eller annet vis. Og NVE er rimelige gode til å tilpasse slik at de kan gi oss en konsesjon som ikke har for store negative løsninger. Da får man kanskje ikke akkurat det man søkte om, og noen blir avslått. Avslagsprosenten er kanskje høyere nå fordi prosjektene som søkes om har et større konfliktnivå.

Også tror jeg at det er en del av prosjektene som har søkt konsesjon som rett og slett er overoptimistisk. Det er søkt om endel prosjekt som rett og slett ikke er realiserbare.

Hvorfor søker de om konsesjon da, det er jo endel penger man må ut med for en sånn søknadsprosess?

Jeg er klar over det, men likevel det er en del optimister rundt omkring. Også ser en at noen konsesjoner er videresolgt både en og to ganger. Da kan det ligge ren fortjeneste i salgene. Nå tenker jeg høyt, men det er klart at en del av prosjektene i bunken er ikke realiserbare, rett og slett, med dagens pris og kostnadsnivå. Og en del av de ligger der og avventer en eller annen avklaring på nettsituasjonen som aldri kommer. Det er jo et litt tungrodd, eller et litt tungvint system. Man er avhengig av andre prosjekter. Må de ha en nettoppgradering er de avhengig av samtidige beslutninger. At det er flere prosjekter som må bestemme seg å bygge samtidig. Det er jo litt krevende og gjort at en del prosjekt har blitt liggende veldig lenge.

[Intervju med informant 2](#)

Hvem har tatt initiativ til prosjektene?

De prosjektene som vi jobber med er kun prosjekt der vi har fallrettigheter i fra før av. Begge disse prosjektene ble initiativet til prosjektene tatt av grunneiere og selskapet sammen.

Er det sånn at selskapet har tatt kontakt med grunneierne, eller er det de som tar kontakt ned dere?

I disse prosjektene er det grunneierne som tok kontakt. Men det er vi som har utviklet designet av prosjekt og vi hadde nok gjort det uansett. Så vi kan egentlig si at det er 50/50 som faller på oss og grunneierne med fallrettigheter.

Hva var motivasjonen for å bygge ut?

Det var jo et ønske om å realisere lønnsom småkraft.

Hva slags rolle har du i prosjektene?

Jeg jobber med prosjektutvikling og konsesjonsbehandling.

Så du er med helt fra start?

Helt fra start og til konsesjon. Og forså vidt av og til i byggefasen også.

Hvor mange småkraftverk har du vært med på å bygge ut?

Nå må jeg begynne å telle. Prosjekter med positiv konsesjon så er det ca. 8 eller noe sånt.

I de ulike prosjektene, hvordan er eieforholdet? Er det selskapet som har kjøpt alle fallrettigheter eller hvordan fungerer det?

Hvis vi tar de prosjektene som jeg har vært involvert i, så eier vi fra 100 % av fallrettighetene til det minste vi har er vel 49 %. Det vil si at i prosjektene så er det vi som har styrt prosjektene og har hatt hovedansvaret med unntak fra en eller to hvor vi har hatt et samarbeid med eksterne. Men samtlige kraftverk kommer vi til å drifte, men det er to av prosjektene som har en annen konsesjonær enn selskapet. I de prosjektene hvor vi ikke har hatt fallrettighetene fra før har vi inngått fallrettavtaler og samarbeidsavtaler med de andre grunneierne, eller kjøpt fallrettighetene. Det varierer veldig fra prosjekt fra prosjekt. Men vi selger ikke fallrettigheter, det er det eneste som er sikkert. I et prosjekt vi holder på med nå skal utbyggingen skje i regi av et AS der selskapet eier 100 % av aksjene inntil kraftverket er ferdig, og da kan de andre grunneierne kjøpe seg inn til selvkost. Men de tre andre prosjektene så eier selskapet 100 % av fallrettighetene.

Så da vil det si at dere får 100% av alle inntekter?

Nei, det er inngått utbygningsavtaler med grunneierne litt avhengig av hvis de sitter med fallrettighetene så er det jo mer inntektspotensialet i disse avtalene enn hvis selskapet eier fallrettighetene. Men alle småkraftprosjekt gjennomført i samarbeid med grunneierne. Det er ikke ekspropriasjonsintittuttet er ikke brukt.

Hvordan fungerer finansieringen av prosjektene? Er det selskapet som har egenkapital?

Hvis du spør generelt så er det sann at hver enkelt part må stille opp med sin andel av kapitalen. Vi bruker også en annen løsning hvor selskapet står for 100 % av utgiftene til prosjektet er ferdig, også kommer de andre med egenkapital på prosjektet da. Det er litt vanskelig å få grunneierne til å reise kapital gradvis og få banker og slikt i en utbyggingsfase. Men utgangspunktet er at hver enkelt part må stille med sin andel av kapitalen. I et AS får man bedre lånebetingelser når vi er med enn hvis vi ikke er med. Det hadde blitt dyrere for de fleste å låne penger uten av vi er med. Det er sikkert noen som har mulighet til å reise kapital. Det er veldig forskjellig fra ulike grunneiere. Vi reiser all kapital når vi eier hele, men da får grunneierne en andel av verdiskapningen. Men det er vi som reiser all kapital og tar all risiko.

Hvordan har du opplevd hele søknadsprosessen?

De prosessene der vi får konsesjon tar jo veldig lang tid. Man erfarer at de ligger mange år i kø uten at de blir tatt tak i. Nå er du inne på noe av hovedutfordringen med å realisere vannkraft. Generelt tar det veldig lang tid fra man setter i gang med søknad til at man har de nødvendige tillatelsene til å begynne å bygge. Så når rammebetingelsene endrer seg kontinuerlig underveis; både kraftpriser, skatteregler, kostnadsnivået i entreprenør og leverandørmarkedet, er det ikke enkelt å få til. Det kan være lønnsomt i mange år og når det kommer til innvesteringsbeslutningstidspunktet så er kraftprisen noe annet og skattetrykket noe annet.

Hvordan har utviklingen vært? Føler du at det blir noe bedre? Tar det lenger tid, kortere tid?

Saksbehandlingstiden ble bare verre og verre jo flere småkraftsøknader som kom inn til NVE, og på et eller annet tidspunkt så kom de seg igjennom køen. Så hvis du var veldig tidlig ute med småkraftsøknad så var det jo kapasitet NVE. Så ble det større krav til saksbehandling og

mange flere søknader ble sendt inn, så hvis du kom inn med en søknad i 2009-2010 kunne du risikere at det tok 6-7 år før det ble tatt opp til behandling var man uheldig nok. Men i 2017-2018 så begynte det å raskere igjen for da begynte de å bli ferdig med behandling av prosjektene. Så det er ikke spesielt kø i NVE nå, jeg vet ikke om det er noe kø i det hele tatt på småkraftsiden.

Du snakker om rammebetingelser og hvordan disse har endret seg. Hvordan er situasjonen nå forhold til tidligere?

Fra 2008 og fremover gikk kostnadsnivået for å bygge ut radikalt opp både entreprenør og leverandørmarkedet, men prisbildet fremover var optimistisk for det var jo snakk om elsertifikater og slikt. I senere år så har kanskje den kostnadsgaloppen flata ut og følger en mer normal Konsumprisutvikling, mens prisprognosene er dårligere enn de var for noen år siden. Også driver jo skattemyndighetene og endrer på skattereglene og snakker om å endre skattereglene, og det skaper stor usikkerhet spesielt dette som går på grunnrenteskatt. Det er det å forholde seg til risikoen. Selv om det nå i første omgang ble det avlyst, så er det en risikofaktor som du hele veien må ta hensyn til. At myndighetene kan finne på å endre på vilkårene, man vet jo ikke hva som gjelder neste år.

Hvilken innvirkning har det på investeringsbeslutningen hos dere?

De mest lønnsomme prosjektene er jo robuste, så de vil jo bli gjennomført. De aller, aller fleste av de prosjektene som ikke er gjennomført er enten ulønnsomme eller har marginal lønnsomhet, og da vil jeg påstå at de som ikke er lønnsomme ikke bør realiseres i det store og hele. For de prosjektene med marginal lønnsomhet så kan jo plutselig dette med usikkerhet rundt skatteregler være avgjørende for at man ikke velger å gjennomføre. De beste prosjektene går ofte først og de marginale prosjektene ofte som står igjen tilslutt, så det er veldig mange av de prosjektene som står igjen nå som ikke er sånn superlønnsomme. Det er prosjekter hvor man må jobbe veldig aktivt på kostnadsnivå for å kunne regnes hjem.

Tar dere hensyn til opprinnelsesgaranti når dere regner på lønnsomheten i prosjektene?

Det har jeg ikke lov til å svare på. Opprinnelsesgaranti legger vi selvfølgelig inn, men jeg kan ikke si noe om verdien på disse. Man må følge med på prognosene, så da er det bare et spørsmål om hvor mye. Når det kommer til elsertifikater og sånne ting så er verdien på de veldig usikker. I bunn og grunn så må man regne ut ifra det du klarer å oppnå i spotmarkedet.

Faktorer for at marginalprosjektene ikke igangsettes. Gjennom spesifikt de tre spesifikke prosjektene. Hva er årsaken til at de har blitt satt på vent?

Hvis vi tenker vårt selskap, som er et stort kraftselskap, så kan en indre årsak være at vi havner på løsninger som er dyrere enn endel andre småkraftaktører, i hver fall tidligere, har investert i. Det innebærer at når vi bygger så blir det stort og sterkt, varig og bygd med fokus på lave driftskostnader. Så det blir litt dyrere når store kraftselskaper bygger ut enn når mindre gjør det. Det er vel en årsak. Også er det jo rett og slett at gjennom konsesjonsbehandlingen, som har økt betydelig med åra, så blir det gitt miljøvilkår som gjør at prosjektene blir mindre lønnsomme. Det er mindre vann enn det vi håper på, men det gjelder ikke for alle prosjektene. Også kommer det mange anlegg samtidig til realisering som følge av elsertifikatmarkedet, så kan du stille spørsmålstegn rundt hvor mye vi tror på det

markedet. Det er hvert fall mange som skal ut til leverandør, og delvis entreprenørmarkedet, samtidig som presser prisene.

Så i og med etterspørselen er høy så øker prisene på entreprenører og leverandører?

Entreprenørene er hvert fall på småkraftsiden fordelt ganske greit rundt om i landet, men på leverandørsiden så er det de samme som er inne i hele Norge. På entreprenørsiden så er småkraftverkene små, så de appellerer mer til regionale og lokale entreprenører. Der har du mer hytteprosjekter og/eller veibyggningsprosjekt i nærheten som er avgjørende. Vi ser at når det er stor aktivitet på bygg, anlegg og veiprojekt så påvirker det prisene på vannkraftprosjekt. Med ekspansive budsjett fra regjeringen og stortinget på vei, så påvirker det prisene på vannkraft. Det er de samme entreprenørene som er inne, delvis. Dette med usikkerhet om skatt er en sak, også er prisforventningene kanskje ikke sånn som de var for noen år siden og det er stor usikkerhet rundt hva som blir prisene fremover. Man kan også generelt si at ulike selskap har ulike avkastningskrav. Slik at norskeide og offentlige selskap har et avkastningskrav som er annerledes enn utenlandske pensjonsfond. Det er det man ser på vindkraft, at det er utenlandske selskap som bygger ut. Det går på at de har lavere avkastningskrav enn norske selskap. Du kan si at avkastningskravet til offentligeide selskap kan være en årsak til at småkraftverk ikke blir bygd. Hadde tyske pensjonsfond hadde fått tilgang til samme prosjekt så hadde de blitt realisert, kanskje.

Hvordan stiller grunneiere i dette?

Min erfaring er at det er de siste årene er få grunneiere som tørr å bygge ut alene. Men sånne prosjekter er ikke vi involverte i, vi jobber bare i prosjekt der vi har 100 % av rettighetene eller deler av rettighetene. For grunneierne sin del så er det da et spørsmål om de vil være med oss eller ikke, i den grad de har fallrettigheter. Det er ikke falleiere og grunneiere som har vært hindrer eller katalysator for oss som bygger prosjekter. Grunneiere vil nok ikke ha stor iver til å sette i gang et prosjekt som vårt selskap ikke vil. Det er mye penger å bruke på å ta sånne risikoer som ikke engang en offentlig aktør vil. Også må man vente lenge. Hvis man går inn i et småkraftverk, så er det å investere 30 millioner i egenkapital og for en grunneier å gå ut med 30 millioner i egenkapital og kanskje måtte vente 8-10 år før du kan hente utbytte, og kanskje mer. Det er en langsiktig inntjening i et småkraftverk, og det er først når du har begynt å betale ned på lån og avdrag og hatt det i noen år at inntektene kommer. Men selvsagt, hvis det er superlønnsomme prosjekt så vil man, men marginale prosjekter er det vanskelig for grunneiere å løfte alene.

Du snakket om at investeringskostnaden har gått opp i løpet av de senere årene. Vet du hva årsakene til dette har vært?

Kostnadsnivået i leverandørbransjen har gått opp med stor etterspørsel fra alle prosjektene. Også mer fokus på HMS i byggeprosessen har gjort at det har blitt dyrere. Spesielt når det er tunneller involvert. Også var de kraftverkene som ble bygd i starten relativt enkle, og det har vel noen angret på i ettertid. Standardkraftverket som blir realisert i 2019 har jevnt over av høyere kvalitet enn de som ble realisert i 2009. Og miljøfokus har gått opp. NVE lot masse gå i starten av småkrafttiden som ikke vil gå gjennom i dag. Og kravene for minstevannføring har gått betydelig opp.

Den konsesjonsprosessen koster endel penger, og man vet at det er store risikoer. hvorfor velger man å søke konsesjon?

På det tidspunktet man søker konsesjon så regner man med det som man tror er forutsetningene, så håper man på rask saksbehandlingstid. Det er relativt begrenset kostnad med konsesjonsprosessen. Hvert fall for et selskap som vårt som gjør mye selv. Er det en grunneier som skal leie inn konsulent så blir selvsagt en konsesjonssøknadsprosess dyr. De store kostnadene for oss begynner å påløpe når man begynner å prosjektere anlegget. Det som er mellom når du har fått konsesjon og investeringsbeslutning. Så er kravet til innhold i søknaden fra NVE sin side i starten noen helt andre enn de ble etterhvert, og da ble jo terskelen for grunneierne å gjøre det på egenhånd større. Etterhvert ble det krav om å lage biologisk mangfoldrapport og slikt. NVE har en tommelfingerregel på at de koster 25 000 kr eller noe sånt, men i realitet så blir det mye dyrere i de aller fleste prosjektene. Det gjør også terskelen høyere. Men det er jo manglende lønnsomhet som er hovedårsaken til at prosjektene blir liggende. Også har sånne selskap som oss en viss kapasitet til å realisere prosjekt, så det kan hende at noen av prosjektene blir liggende. Vi tar de mest lønnsomme prosjektene først og de mest marginale prosjektene lar vi vente også ser vi på de senere. Det er klart at hvis de hadde vært mer lønnsomme hadde vi tatt tak i de med en gang. Det er ikke dermed sagt at de ikke blir realisert, men at de kanskje kan bli realisert seinere. Hvis allikevel elsertifikatene ikke er verdt noe så kan man like godt vente til etter 2021 når det er mindre press i leverandørmarkedet og man kanskje kan oppnå bedre priser.

Hva skal til for at prosjektene igangsettes?

Anleggsbidrag knyttet til nettet og manglende nettkapasitet. For vår del så er det ikke manglende nettkapasitet, men anleggsbidrag for å forsterke eksisterende nett kan være et hinder i seg selv. Det viktigste myndighetene kan gjøre er å sikre stabile rammevilkår. Og kanskje unngå at du får sånne settinger med frister for noe for da får du et voldsomt press. Sånn som elsertifikater er mange som er veldig ivrig å snakke imot. Jeg er ikke så kategorisk på det, men når du setter sånne definitive frister i forhold til ting, så vil du automatisk få propper ved konsesjonsbehandling. Du vil få belastning på leverandørindustrien som igjen påvirker priser og det er egentlig ingen tjent med. Mest mulig stabile rammevilkår og stabile forutsetninger fra myndighetene en lett kan forholde seg til. I forhold til de prosjektene som ligger der nå, så må de jo ha sikkerhet i hva som er det fremtidige skatteregime.

Men de har jo sagt at de ikke skal endre skatteregime for småkraftverk nå?

Ja, men jeg har vært i bransjen i mange år og vi har fått mange lovnader og mange brutte lovnader. Innsatspunktet har blitt flyttet flere ganger. Det var jo nede i 6,4 også ble det flyttet til 10, så plutselig er lønnsomme prosjekt ikke lønnsomme lenger fordi du må betale grunnrenteskatt. Så den der at man hele veien må forholde seg til den usikkerhet at man ikke helt vet hva myndighetene finner på. Finansdepartementet sier at grunnrenteskatten er investeringsnøytral og ikke påvirker lønnsomheten. Det kan de gjerne si, men det er ikke sånn det fungerer når vi sitter og regner. Det slår fullstendig beina under prosjekter. Altså med og uten grunnrenteskatt er som himmel og hav i forhold til lønnsomhet i prosjekter. Eller det er egentlig ikke himmel og hav, det er vel himmel og noe helt annet som vi ikke snakker om.

Så for at prosjektene skal igangsettes så trenger man sikre framtidsutsikter, mer satte rammevilkår?

Ja, også er det selvsagt at man blir veldig påvirket av hva skjer i forhold til hva som blir bygd av nye vindmøller og hva som blir av konsesjon til nye vindmøller, industrietablering, hvor

mange kabler man bygger til kontinentet og hva som skjer i klimasatsningen. Jo mer press det blir i forhold til å få inn ny fornybar energi jo mer etterspørsel blir det jo. Også vet man heller ikke hva som skjer på teknologiutviklingen innenfor sol og prisutviklingen i sol. Så det er mange sånne faktorer som påvirker, men det er ikke så mye myndighetene kan gjøre så mye med. Det er like mye EU politikere som norske myndigheter som har innflytelse på det i tillegg til marked og teknologisk utvikling. Det er for så vidt et marked man investerer i med mange usikkerheter.

Hvordan ser du på framtidsutsiktene til videre utbygging av småkraftverk?

Sånn som det er nå, så er det snakk om å få realisert de som er konsesjonsgitt. Det er ikke så mange som har planer om å legge inn søknader på nye småkraftverk. Det er jo ganske mange konsesjoner som ligger der som ikke er benyttet. Vi sitter med det vi også. Men det er ikke helt utelukket at ikke de kan realiseres med en situasjon med mindre press i leverandørindustrien, stabile rammevilkår fra myndighetene og prisprognoser som er tilstrekkelig positive til at man fatter en investeringsbeslutning. Også er det jo noen steder at dette nettet er en begrensning. Nå gjelder det ikke så mye for oss. Det er klart at hvis myndighetene vil dette her så er det det med kostnadene til nettilknytning og gjennom skattepolitikken. Så det er veldig mye om hva myndighetene vil. Elsertifikatordningen var jo et ønske om å få bygd småkraftverk og vind, og det har vel blitt mer vind og litt mindre småkraft enn det myndighetene har sett for seg. Men det er jo en politisk ønsket situasjon, og det er fortsatt et politisk ønske om å få realisert disse prosjektene. Samtidig må det jo være lønnsomt å bygge de ut.

Jeg vet ikke hvor mye dere har hatt om avskrivningsregler og sånne ting på vannkraft, men det er opp i 70 år på vanntunneler. I forhold til vind som har avskrivning på anlegg på 30 år så blir det en helt annen måte å regne lønnsomhet på. Verdien av en skattemessig avskrivning 70 år frem i tid er ikke så stor som skattemessig avskrivning i løpet av 30 år. Også på småkraftverk har vanlig rørgate, tror jeg, en avskrivning på 40 år, men hvis du begynner med vannvei i fjell eller boring og sånt så er det samme avskrivningsreglene som storkraft. Det som også har vært en utfordring er dette med Retningsstyrt boring. Myndighetene har egentlig kommet med krav om bruk av retningsstyrt i mange prosjekt, og det har vært et stort problem å få lånt utstyr. Vi har et prosjekt hvor vi kun venter på å få et firma til å bore hullene.

Hva er retningsstyrt boring?

I stede for at du graver ned rørgata så lager du et påhugg som med vanlig tunell også bruker man en boretype som egentlig er utviklet for Nordsjøen som du kan dreie innover i fjellet i den retning du vil. Det er en bore som har blitt utviklet gradvis siden 2006 og frem til i dag. Og nå har det blitt en kommersiell løsning og vi ser at NVE faktisk setter endel krav som innebærer bruk av den type utstyr. Det forutsetter at det utstyret er tilgjengelig. Så vi er mange som sitter og venter på borerigg. Det kommer jo opp noen konkurrenter her nå, men de har ikke like god CV og erfaring og treffer sannsynligvis ikke like godt. Så det er nok mange prosjekter som nå ligger og venter på plass i borekøen.

Hvordan er kostnaden knyttet til denne typen teknologi?

Det er jo dyr teknologi, men av og til kan det bli kortere å bore. Men det er jo fordyrende i seg selv. Men det er bra for landskapet, og noen steder har du ikke noe valg heller egentlig.

Alternativet kan være kommersiell tunneldrift og det er jo enda dyrere. Det er flere av oss som har fått en aha opplevelse av hvor lang ventetid det er på den type utsyr og det er også for så vidt lite konkurranse der også. Det kan påvirke kostnadsbildet. Det er sikkert også en grunn for at noen venter litt. At de venter til en periode hvor det er litt mindre press på den type utstyr. En høster også mer erfaring og lar alle andre ta problemene. Jo flere hull man har boret, jo mer kunnskap får man jo og jo flere problemer jo bedre løser man det neste gang. Det gjelder ikke prosjektene våre.

Et tidligere intervjuobjekt har nevnt valutakurs som en av barrierene, har du hatt noen utfordringer med dette?

Det er jo helt sikkert en utfordring. Det er litt enklere for meg som sitter i en organisasjon som har apparat for å unngå å gå i valutakursfeller, men jeg skjønner veldig godt de som gjør dette en gang sikkert går i fella, eller motsatt. Man kan jo ha flaks. Det med valutakurs kan være to ting. Det kan være kronas verdi i forhold til utenlands valuta. Den norske krona er jo ikke verdt så mye nå, så sånn sett kan man si at noen varer man kjøper ute er dyrere nå enn de var for noen år siden. Det er en ting, men jeg tror hovedproblemet er at du må være bevist på hva som er kronekursen når du inngår avtaler sammenliknet med valutakursen når man faktisk får varen. Du kan høste store gevinster og du kan gå på store tap. Organisasjonen jeg jobber i sørger for at de blir nøytrale. At det er ingen som taper eller vinner på valutasvingninger.

Intervju med informant 3

Det står på NVE sine sider at prosjektet er avslått?

Ja, det var en endring der. Vi hadde en tidligere versjon som ble avslått. Det var egentlig to forskjellige søknader også prøvde vi inngå en deal med dem og samle prosjektene. Da ble det litt andre tekniske løsningen som gjorde at det ble enn del inngrep. Da fikk vi prosjektet med to inntak ble ikke godkjent, og vi laget dermed en planendring Og fikk godkjent det, som er dagens prosjekt.

Når ble den godkjent?

Jeg husker ikke helt eksakt, men det må da være et par år siden kanskje. Dette står på NVEs nettsider.

Hvordan ligger dere an i prosessen?

Ofte så er det en grunn for at prosjekter ikke blir påbegynt med en gang. Det kan være at vi har for mye å gjøre her, men det er en ganske sjelden grunn. Det er heller andre ting sånn som økonomi og nett, og her så har det vel vært en blanding av dem. Det manglet nett når vi fikk konsesjon og problemet var at de som skal bygge nett var avhengig av andre kraftverk igjen. Så må vi som utbygger prøve å koordinere dette her for det avhenger av hvor stor nett du skal bygge i praksis. Heldigvis har floken løsnet litt nå. Vi bygger et kraftverk for noen andre i samme området, og da skal de oppgradere den linja i forbindelse med det. Da blir vel vi også med.

Da får dere fordelt kostnadene litt?

Ja, også er tunell vanskeligere å bygge rett og slett. Det koster mye mer derfor må man være ganske sikker på økonomien i det. Det er flere måter å bygge tunnel på, men på større

kraftverk da går folkene inn og borer og sprenger vanligvis, sånn som de har gjort siden vi drev med gruver, bare at du gjør det veldig effektivt. Det fungerer bra, men for det første så har vi ikke behov for så store tunneller som du må ha for å gjøre den menneskelige biten. Vi ønsker helst å bore så lite som mulig, men den teknologien er ikke helt oppdatert også er det ingen som har store nok boremaskiner. Derfor tok vi et par runder og stilte opp noen prosjekter etter hverandre. Da fant vi ut at vi må ta den kostnaden selv og vi kjøpte en boremaskin. Så nå har vi laget et selskap som borer for oss på prosjekt. Tunnell koster vanligvis 20 000 kr/meter, mens vi har en ambisjon om å komme oss ned på 10-12 000 kr/meter. Det er klart at hvis man får til det, så får man realisert prosjekter. Hvis vi skulle ha gått ut i markedet med dette prosjektet så hadde det blitt 20000 kr/meter og da får ikke vi kalkylen til å gå opp, og da må vi prøve å kutte kostnader.

Hvorfor er det dyrere hvis de gjør det enn hvis dere gjør det selv?

Fordi de gjør det med den gamle metoden. De borer hull i fjellet, sprenger, laster ut, kjører det ut også går det fremover. Vi har en TBM, en stor drill som går igjennom hele fjellet.

Er det en retningsstyrt bore?

Det er det på en måte, men det her er egentlig en fabrikk. Den er 2,8 m i diameter og 100 m lang og bare går igjennom hele fjellet også blir massen transportert ut på transportbånd. Det er egentlig bare en stor drill som borrar seg inn, og da får du et helt rundt hull.

Men er det sånn at du kan endre retning?

Litt, men det er en annen type maskin hvor teknologien kommer fra Nordsjøen. De fungerer bra, men de fungerer ikke veldig bra når man kommer på lenger avstander. Det er en break-even på hvor lang og bratt det er, og det er heller ingen billig løsning.

Hvem er det som initiativet til prosjektet og hva var motivasjonen?

Motivasjonen var at vi har fokus på småkraftverk og vi fant ut at det var et lønnsomt og greit prosjekt når vi begynte å se på det. Det var vel i 2009-2010. Også fikk vi en avtale, også søker du konsesjon, også venter du i årevis, også får du endelig en konsesjon og litt frem og tilbake og her er vi nå.

Og hvem tok initiativ? Var det dere som oppsøkte grunneierne?

Ja

Er det dere som eier hele prosjektet?

Vi leier faller og så de får bare en falleie når anlegget er i drift. Det er dealen, også står vi for alt av utbygging, prosjektering, gjennomføring og konsesjonssøking.

Og din rolle i prosjektet var prosjektleder?

Ja, eller jeg lagde konsesjonssøknad og nå har det ligget litt på vent i og med vi er i gang med boringen vår på andre prosjekt. Det tar tid å bore sånne prosjekt. Det tar kanskje en måned bare å få utstyret klart, også skal du bore i 4 måneder, også skal det ned igjen, også så skal det fraktes dit. Nå er vi halvveis på det første prosjektet, også er det et til før dette prosjektet står for tur. Det er litt utfordringer med TBM. Vi må få den opp og gå og få alle ting bra. Vi hadde en ambisjon og starte opp innen 2020, men vi får se.

Hva er det som ligger til grunn av prioriteringen av prosjektene? Hvorfor er dette prosjektet nummer tre?

Det første prosjektet var både veldig robust økonomisk og det lå veldig klart for å starte å jobbe der. I prosjektet du spør om var nettsituasjonen litt uavklart, derfor startet vi på det første. Det andre prosjektet bygger vi for et annet kraftselskap, de styrer og eier det, men de har hyret oss for å bygge alt. Da blir det litt dumt å prioritere seg selv foran de andre når man har lovt seg bort. Derfor kommer prosjektet som nummer tre. Så det er endel tilfeldigheter hvordan du rangerer prosjekt, men det er klart jo vanskeligere prosjekt og jo dårligere økonomi jo lenger bak i prioriteringen kommer de for det er vanskeligere å gjennomføre de.

Så årsaken for at prosjektet ikke er igangsatt er de to andre prosjektene skal bli ferdig først?

Det er riktig for det går nok sannsynligvis ikke å få det realisert med en vanlig tunnellspregningsmetode. Det går ikke.

Hvordan har du opplevd konsesjonssøknadsprosessen?

Det er en stund siden vi drev med det. Hva skal jeg si? Når det først skjer noe så er det en veldig konstruktiv, bra prosess. Det som var frustrerende var at når vi sendte inn søknad så havnet den i den køen som var før i tiden. Da har du har veldig liten forutsigbarhet, og det igjen gjør det veldig vanskelig å planlegge prosjektet. I tillegg prøvde vi å gjøre en vri underveis med å forene to prosjekter som jeg snakket om tidligere. Det er klart hvis vi hadde droppet det og gått rett på den løsningen vi har nå, så hadde vi spart tid, en når det var to som lå ved siden hverandre så vi på det som mer fornuftig å prøve å samle dem. Men så ble det andre avslått fordi det hadde en fin foss og mange sånne ting som gjorde at det ikke fikk konsesjon. Da ble vårt prosjekt litt amputert så vi måtte endre det. Det tok litt tid. Men opp mot NVE, bortsett fra ventetid og kø, synes jeg det har vært en grei prosess.

Prosjektet startet i 2009-2010, var det da dere begynte å få..

Tror det, for det er et veldig du lager en avtale med grunneieren også lager du en søknad og det går forholdsvis raskt å utrede. Da gjør ikke vi noe mer. Da sender vi inn den også kan vi ikke gjøre noe mer. Da er det egentlig bare å sitte å vente. Så at prosjektet er drevet på i mange år er forså vidt riktig, men vi har ikke jobbet noe mye med det for det har ikke stått på oss. Så det er mer nå når vi først har fått konsesjon og fått nett litt i orden og ting faller litt på plass at det går an å få det til.

Hva ser du på som de viktigste faktorene for at prosjektet ikke er utbygd?

Det er vel det jeg har sagt nå. Det er tunellkostnad og nettilknytning. Uavklart nett. Tror det var en 4-5 andre prosjekt som den linjen var avhengig av, og hvis alle skulle bygges så ble det en kostnad og hvis bare vi skulle bygge så hadde det kanskje blitt en helt annet. Kanskje større og kanskje mindre, det er litt i det blå. Så det er en koordinering med de andre aktørene også. De som skal bygge nettet, de vet jo ikke, for de kan jo ikke bare bygge for max også blir det ingen. Det er jo også veldig dumt for samfunnet. Så det er en utfordring det der.

Hva skal til for at prosjektet skal igangsettes?

Det er jo som sagt tunellkostanden. Jeg vil si at det er den store faktoren som vil avgjøre det prosjektet nå. Om boremaskinen vår ikke holder det den lover. Det er ganske mange uforutsette ting når du skal begynne med et sånt prosjekt, og hvis den ikke klarer å levere det den skal så blir det for dyrt og da er det ikke sikkert det er mulig.

Så det er det som kommer til å avgjøre? Hvordan ser du på strømpris da? Er det veldig følsomt i forhold til det?

Det er det. Strømpris har mye å si. Vi selger jo prosjektene før de blir bygd til en aktør som beregner ut ifra en nåverdimodell hva prosjektet er verdt. Så ser de hva de kan betale for et ferdig prosjekt, også ser vi hva vi kan bygge det for. Hvis vi kan bygge for lavere enn det de betaler oss så får vi en margin der som er risikoen som vi kan leve av. Hvis kostandene for å bygge er den samme så har vi ingenting for å ta opp risikoen vår og da risikerer vi å bruke mer penger enn det vi får betalt, og det kan vi ikke.

Så dere drifter ikke prosjektene selv? Dere selger de etter de er utbygd?

Vi selger de før de er utbygd også bygger vi dem før de blir overdratt når de er ferdig.

Hvem er driver prosjektene?

Det er Småkraft AS. De kjøper prosjekter av oss. Det er rett og slett fordi vi er en utbygger og vi driver med helt andre ting enn å drifte. Selv om utbygger og drifter i mange selskap er mye det samme, så er det sånn at hvis du bare drifter så konsentrerer du deg om det og da kan du få tak i gode lån og det ene og det andre. Det er egentlig to litt forskjellige organisasjoner. Hadde det ikke vært for Småkraft AS så hadde det ikke vært så mye utbygging i Norge nå, det tror jeg. De betaler bedre enn norske kraftselskap. Det er vel for at de er eid av utenlandsk kapital og der har du negative renter så du har et helt annet avkastningskrav enn i norsk økonomi. Det er litt av grunnen for at vi får realisert litt.

Så det for det meste utenlandske investorer på prosjektene deres?

Ja, Småkraft AS er en norsk organisasjon, men pengene inn dit er nå utenlandsk. Pensjonsfond og sånn langsiktig investorer som ser på det her som en plass og sette noen kroner.

Hvordan ser du på utviklingen fra når prosjektet først ble søkt om og nå? Har situasjonen endret seg?

Ja, det er klart. I forhold til teknisk løsning, så er den ganske lik som det som var tenkt opprinnelig med tunell, for det er ikke et alternativ å legge rørgate der.

Er kostnadene for tunell ganske likt i forhold til som man trodde i utgangspunktet?

Den har nok steget endel. Både på grunn av at det var billigere for endel år siden å bygge ting og det har kommet litt mer krav både til dokumentasjon og minstevannføring som krever at du må ha mer strøm og kommunikasjon på inntak, men også klart på grunn av strømsituasjonen med elsertifikater. Folk trodde at man skulle få 15 øre ekstra per elsertifikat, og det var nesten et låst tilskudd. Det klart at med strømprisen på 30 øre og elsertifikatene med 15 øre så regnet man med 45 øre som et snitt, og nå er den fra neste år verdt null. Det er klart det har tvunget folk til å kutte kostnader for å få til prosjekt. Det er en måte å gjøre prosjekt lønnsomme på. Du har liksom bare den ene måten å tjene penger på. Du klarer ikke å få økt inntjeningen din som en annen bedrift som kan selge mer av at

produkt. Man klarer ikke å selge mer enn det vannet du får. Også har du lånekostnader og alt det andre i den andre enden, så det handler om å få den investeringen så lav som mulig.

Er det mer enn tunellkostandene som har endret seg?

Byggekostnader generelt har gått endel opp. Det henger vel sammen med samfunnet ellers med at lønn øker og vilkår og det ene og det andre. Hver time du skal betale folk koster mer enn det gjorde for 10 år siden. Strømprisen var 30 øre da og strømprisen er fortsatt 30 øre i dag, mens kostanden var da mye lavere.

Tar dere hensyn til opprinnelsesgaranti?

Njaa, ikke veldig mye nei. Det er litt merverdi i det, men den er ikke stor. Den skulle gjerne vært det for vår del. Det er vel noen som prøver å få litt mer trykk i det markedet.

Hvor mange prosjekter har du vært med på?

Jeg har vært prosjektleder på 7-8 prosjekter. Det begynner å bli litt.

Hvordan ser du på framtidsutsiktene til småkraftverk?

Det var generelt. Det er to faktorer som har noe å si. Det er investeringskostnaden og strømpris. Hvis strømprisen går opp så kan flere bli realisert og hvis ikke den går opp så må du få ned investeringskostnaden. Hvis du ikke får ned investeringskostnaden og strømprisen ikke går opp så er det et begrenset antall som kan bygges. Det er søkt endel og det finnes kanskje noen fler det kan søkes på, men det er en begrenset ressurs. Og det mange som er søkt på som kanskje ikke er realistisk, som veldig små prosjekter. Vi ser at vi ikke klarer å få realisert små prosjekt, for det går liksom ikke opp.

Hva slags grep har dere for å få ned investeringskostnaden?

Vi tar egentlig et veldig enkelt utgangspunkt. Starter veldig overordnet. Hva trenger du for å produsere strøm? Kanskje en bitteliten dam, rør, vannvei, tunell og kraftstasjon. Selvsagt i henhold til alle krav. Du må finne billigere byggematerialer. Du trenger ikke å bygge den større enn det du absolutt må. Du må være veldig effektiv og flink i byggeprosessen, og ha kontroll på kostnadene dine. Få ned kostnader. Det gjør vi på nesten alle prosjekt, og vi har tatt over for mange andre også for det blir for dyrt, også ser vi på tegningene som typisk en konsulent har laget. En konsulent har ingen insentiv for å få ned prisen. Han skal lage et solid og bra anlegg og prosjekterer det, og det blir solid og bra. Dessverre blir det altfor dyrt, og det er noe en konsulent ikke tenker på. Han tenker på å skrive timer og tjene penger på timene sine. En byggherre, derimot, må tenke på å få det her gjennomført. Det er det som er målet. Da må man tenke på andre løsninger. Vi har fått standardisert endel. Det er vanskelig å standardisere alt, men du bygger ganske like stasjoner. Du kjører rimelige løsninger på vegger, tak og alt sånt. Ikke bygger toalett, garderobe og legger fliser på gulvet. Du kutter sånne ting, for at det gir deg ingenting om du har en flott stasjon. Det er noen som tror det kanskje, men vi er ikke der. Det er noen som bygger flotte stasjoner og bruker det i markedsføringen sin, men du får ganske mye markedsføring for de ekstra pengene de legger i det. Så vi mener at vi heller, for samfunnets beste, må få frem kraft billigst mulig. Og vi konkurrerer jo mot vindkraft og alt det andre. Men det spørs jo hva slags syn eierne har på det.

Du har vært med på mange prosjekter. Hvilke utfordringer møter du som gjør at prosjekter blir satt på vent?

Rent prosjektmessig handler det om «devil is in the details». Før du begynner må du ha veldig god kontroll på prosjektet. Du må vite hva ting skal koste og prøve å låse ned kostnader. Du tror at dammen skal koste 2 millioner, men du har ikke noe ordentlig grunnlag på det så har du et veldig dårlig utgangspunkt. Og ha såpass gjennomtenkte løsninger at du ikke får endringer underveis. Får du endringer underveis, da går det dårlig. Det tror jeg gjelder prosjektgjennomføring uansett.

Så det handler om detaljplanlegging?

God planlegging det har alt å si og da igjen å tegne ting som er realistisk. Som er rimelig, men at du ikke gjør noe som er alt for billig igjen heller. Du må ha riktig kvalitet, da slipper du å gjøre noen endringer underveis. En typisk ting er at man stresser med å starte på tunellen, for det er det som tar lengst tid, også har man ikke tenkt helt på hvor plasseringen av kraftstasjonen skal være i forhold til det. Da kan det bli et fordyrende element. Du må plutselig legge noen rør og noen andre tiltak som man ikke har tenkt på fra før. Det er veldig mange eksempler og mye erfaring som man får av å være med på prosjekt. Man lærer om ting som kan gå feil, og ting går jo ofte litt galt ute i felten. Du bygger ikke prosjekt i Oslo og klima og værforhold er ting som som kan ha stor innvirkning. Du skal kanskje fly opp betong også går det to uker der du ikke kan fly for det er for mye vind. Og hvem skal betale for at de sitter og venter hver dag og tror at det skal skje noe? Et eller annet sted må man prøve å kalkulere det inn risikoen eller ha en fast pris. Det er mange sånne type utfordringer.

Har dere noen andre prosjekter dere har søkt konsesjon om som ikke har blitt igangsatt?

Ja, vi har det.

Hva er det som er årsaken til det?

Stort sett så er det økonomi eller at nettet ikke har vært tilgjengelig. Eller at man har fått forespeilet en kostnad på hvor mye det skal koste å koble seg på nett for noen år siden også behandles konsesjonen og når du endelig får tillatelser og begynner å se på det igjen og forespør kostnaden på nytt så er tallet ti ganger så stort.

Det er så stor forskjell?

Ja, det skjedde på et prosjekt her før jul. Da hadde vi en kostnad på 3 millioner i 2016 for å koble seg til nettet og da søkte vi konsesjon med de forutsetningene. Også tok det veldig lang tid og da kan det ha skjedd ting i nettet i mellomtiden med at andre har bygd og tatt den kapasiteten. For det er ikke reservert oss så lenge vi ikke har fått en tillatelse til å bygge, de kan jo ikke det. Så fikk vi et nytt estimat før jul i 2019, og da var det 16 millioner. Da sier det seg selv at det blir vanskelig. Da må det bare skrinlegges.

Hva tror du man kunne ha gjort for å unngå dette?

Hva skal jeg si? Det er ikke vi som styrer med nettet, og vi må jo betale det det koster for dem, så jeg vet ikke. Man må ha distribuert lagring da. Hydrogen eller noe annet, men det er ikke en modell vi holder på med. Vi har nok risiko med det vi driver med. Når vi først kan koble oss på nett så er vi sikre på at vi får solgt strømmen, men hvis man skal ha hydrogen inn da så er det egentlig en helt annen ting i tillegg. Eller batterilagring og sende inn når det

er mindre belastning på nettet, det.. Det er mye som skje men, jeg vet ikke hva vi skal gjøre. Det er flere eksempler på at nettkostnaden har drept prosjekt, det er det. Det er vanskelig.

Så når du nevner økonomi som årsak, så er det nettkostnaden ofte?

Ja, oftest. Også er det klart byggekostnadene. I grensetilfeller kan det være en grunn, men ofte så er nettkostnaden en veldig avgjørende grunn for at den har økt eller ting har skjedd i nettet andre steder som gjør at det ikke er nok kapasitet og du plutselig må ta hele kostanden for kapasitetsøkning. Det er litt førstemann til mølla på dette. Det er kanskje fornuftig på et overordnet nivå, men da blir det jo sånn at det ikke er realistisk å bygge ut prosjekt. Vi hadde et prosjekt hvor vi fikk konsesjon. Prosjektet i seg selv var gjennomførbart, men nettkostnaden ble helt hinsides høy. Det var en avlukket dal oppe i Nordland og der er det ingenting, så strømmen må vekk. NVE skrev det nesten til oss, at det ikke er lønnsomt samfunnsmessig å bygge en linje hit. Så selv om prosjektet isolert sett er bra, så er ikke totalen bra. Selv om man i tidligfase, i 2010, hadde kapasitet så kommer noen i forveien og tar kapasiteten. Saksbehandlingstid er et tema. Hadde man søkt og man hadde brukt 1-2 år så hadde det vært greit, men 6 år er en evighet.

Nå har jo NVE begynt å pakkebehandle prosjekter?

Ja, det fungerte bra. De fikk prosjektene unna til da de hadde satt seg mål til.

Og da fikk jo prosjektene i samme område konsesjon samtidig og kunne samarbeide på nett?

Ja, og det var et veldig bra grep som ble gjort der. Du ser nok litt resultatet av det i fjor og i år for du har veldig mange småprosjekt under bygging nå. Jeg tror det er rundt 50 prosjekter under bygging i Norge nå.

I forhold til problemstillingen din så må du se på det som er nå og fremover. Jeg tenker kanskje at det er det som er mest relevant. For bakover så er det å se på hva som har vært, og lære av det sånn som pakkebehandling. Når jeg tenker barrierer så er det helt klart det med nett. Om man hadde kunne brukt det nettet som er og lagret strøm eller funnet noen andre løsninger. I dag så må man lage en linje som må være dimensjonert til å ta alt når alt går på maks selv om det ikke alltid er sånn. Videre fremover så er det nok å få ned kostnader som er barrierer, Strømpris og ikke minst kompetanse. For det er få som. Før når det var rimeligere å bygge fordi prisene var lavere og da var det lettere for en bonde fra Vestlandet og ringe en konsulent og få fullt lån i banken og bare bygge. Klart finansiering, det er ikke mange som får det privat, det er derfor det har kommet flere profesjonelle som oss som satser bare på å bygge. Så vi har jo hatt nok å gjøre.

Så du opplever at det er et godt marked for dere som er spesialisert på småkraft?

Ja, absolutt. Det er mye å ta tak, men det er ikke nødvendigvis sånn at de står og banker på døren og spør om vi kan bygge for dem. Man jobbe litt for å få prosjektene.

Men opplever du at grunneierne som regel er positive når dere kontakter de?

Ja, det er de fleste. Også er det jo noen som selvfølgelig ikke vil eller har fortsatt troen på at de kan gjøre det selv. De fleste har en interesse å få det gjennomført.

Hvordan inntekt har grunneierne på småkraft som er bygd ut?

Det varierer veldig. Før ble det laget veldig gode avtaler for grunneierne, og da mener jeg veldig, veldig gode. Nå har det normalisert seg litt. Det er to modeller. Enten en bruttomodell. Det er at du ser på omsetningen til anlegget hvert år, også har grunneierne en prosentsats av den omsetningen garantert hvert år. Da får de mellom 5-15 % avhengig av hvor lønnsomt prosjektet er. Den andre modellen er en nettomodell. Da ser du ikke bare på omsetningen, men inkluderer kostnader, lån, osv... Da ser du på resultatet i kraftverket, også får grunneieren en ganske høy andel av dette. Sånn mellom 40-60% av overskuddet hvert år. Ofte går det tungt i starten, og prosjektet går i minus, men grunneieren betaler ikke når prosjektet går i minus de får bare inntekt når prosjektet går i pluss. Grunneiernes innsats er fallrettigheten og at man får lov til å bygge det.

Intervju med informant 4

Kan du fortelle litt generelt om hvilke barrierer som hindrer konsesjonsgitte småkraftverk å bygge ut?

Det er for øyeblikket litt over 3 TWh konsesjonsgitte småkraft og vi regner med at opp til et par TWh kan bygges ut i løpet av de 2-3 neste årene. De største og økonomisk sett mest interessante prosjektene blir bygget først også vil man jobbe seg nedover bunken til prosjekter som ikke er fullt så åpenbart lønnsomme. Det største hinderet for å få bygd ut en god del gode småkraftprosjekter er mangelen på nettilgang. At man rett og slett ikke får koblet kraftverkene på nettet til en pris det går an å leve med. Det er en helt klart økonomisk barriere. Det er en god del ellers veldig interessante prosjekter, også når det gjelder størrelse, står og stanger på grunn av det. Det med nett vil løse seg eller ikke løse seg i det hele tatt, men det kan skje etterhvert. Og det skjer hvis du bygger ut mye i et område så man kan spleise eller det skjer noe annet som påvirker nettsituasjonen. NVE ga ut en veldig god rapport over hvilke områder hvor småkraft overhodet ikke kan komme på nett, hvor det er vanskelig og hvor det greit. Det vil gi deg kilder og dokumentasjon på at nettet er et problem, også kan du sammenholde dette med hvor de konsesjonene som ikke bygges ligger.

Et annet perspektiv det er at bransjen går nå for fullt. Det betyr at kapasiteten for å bygge nesten er sprengt. Det som skje etter man har bygd ut de største og beste prosjektene, selv om det er veldig få sånne super økonomiske prosjekter igjen, de fleste er marginale. Dette i seg selv kan være en årsak for at det ikke bygges ut. Neste skritt, når det blir ledig kapasitet, er at man vil se på de litt mindre prosjektene. For jo mindre prosjektene er, jo mindre attraktive er dem. For å få maks pris hvis du skal selge et småkraftverk bør man ha mellom 7-8 GWh og oppover i årsproduksjon, så det er klart at det er disse prosjektene som blir bygd først. Jo mindre prosjektene er, jo mer fokus må man ha på lønnsomhet for å få det til å gå rundt. Driftskostnadene på et lite små og et stort kraftverk faller ikke linjert. Så driftskostnadene er relativt sett et mye større problem for et lite verk enn for et stort verk. Det vi vil se, både på grunn av utbygging og drift, er at man vil prøve å se flere verk i sammenheng. Et eksempel på dette er at det bygges fem verk tett på hverandre i Sirdal. Dette er måte å realisere verk som ikke ellers hadde blitt realisert. De som bygges av et selskap heter Captiva. De står for bygging også er det noen andre som eier. Jeg tror at i neste bølge, når de største og mest attraktive prosjektene er tatt, vil de profesjonelle begynne å lete etter måter å realisere de verkene som er ligger utfordrende til og hvor det er vanskelig å få lønnsomhet, men hvor man kan trikse slik at det går an.

Det er to forutsetninger for det bygges mye småkraft nå er at det er god tilgang på billig kapital og det er høyt fokus på bygge kostnader. Det bygges mer og mer effektivt, selv om det finnes grenser for det. Det er også en grunn for at det går i full fart. Så kommer man til de prosjektene som tilhører grunneiere som ikke blir bygd. Det vil i stor grad handle om at de ikke har kapital tilgjengelig for denne typen ting. At de ikke ønsker å pantsette huset for eksempel. Bankene krever gjerne helt opp til 30 % egenkapital. Selv om verket er ganske lite, som for eksempel 2 GWh, så koster det 6 millioner. Problemet er da hvis de må inn i et aksjeselskap med 2 millioner med egenkapital. De fleste har ikke de pengene. Sånn sett for de små, spredte verkene så er det litt opp til hvordan grunneier klarer å realisere det. Og når de er så små, så er det vanskelig se at profesjonelle investorer skulle være interessert hvis ikke det unntaksvis tilfeldigvis lå 300 meter unna et verk de driver fra før. Så for en del små konsesjoner så er nok forholdet slik at grunneiere skal ha råd til å løfte det, selv om det i og for seg kan gå rundt når det er utbygd. Det er også sånn at i prosjektporteføljene til utbyggeraktørene som har mange prosjekter vil det også finnes noen små konsesjoner hvor det er for smått for at de kommer til å bygge. Da avtalene med grunneierne ble samlet inn for endel år siden, så tok selskapene nesten alt de fikk. Nå er de selskapene til dels borte og deres portefølje er kjøpt og solgt videre. Jeg tror nok de fleste utbyggerne er villig til å for eksempel gi prosjektene tilbake til grunneierne sånn at de kan prøve å realisere det, men de gjør jo ikke det hvis ikke grunneierne klarer å bygge det uansett. Det er en problemstilling. Jeg tror egentlig jeg har vært igjennom de viktigste årsakene. Også må du også selvfølgelig si at noen av prosjektene blant de som gjenstår er rett og slett for dyre for at noen kan bygge dem av dagens aktører. Så enkelt er det. Men det er en annen problemstilling hvis det er et nettproblem og sånne ting. Dette er det bildet vi ser, men vi ser også at det er en høy utbyggingstakt.

Hvordan er det med forholdet mellom grunneiereide konsesjoner og profesjonelleide konsesjoner?

Det vil du kunne gjøre et anslag på når du får regnearket av NVE. Da kan du også sortere på størrelse og finne ut endel av det.

Men du opplever ikke at noen grunneiere tviholder på konsesjoner som er profesjonell utbygger kan bygge ut?

Jeg kjenner ikke til noe konkret, men jeg ser slett ikke bort fra at det finnes. Det vil ikke overraske meg. Har du satt deg inn i modellen med utleie av fall? Hvis du som grunneier har et vannfall som egner seg for vannkraft har du to muligheter, enten bygge det ut selv eller få noen andre til å gjøre det. Det vil bli rigget på samme måte uansett. Når du får noen andre til å gjøre det så inngår du en avtale om utleie av fallet og bak den avtalen kan det gjerne stå 10 grunneiere. Den avtalen vil inneholde to elementer; løpende årlig leie og etter et antall år, før var det 40 år nå er det typisk 60 år, så får grunneier overta kraftverket billig gjennom en privat avtalt gjenfall. Det betyr at alle de profesjonelle utbyggerne egentlig bare er leietagere hos grunneiere. Derfor er naturressursen hele tiden norsk. Så angående de som skulle tviholde på prosjektet så er det er aldri snakk om å selge vannfallet. Om man skulle selge vannfallet er det opp til kommunen om man får lov, og de fleste får ikke lov. Den dynamikken er det viktig å få frem. Vi har liten diskusjon i bransjen angående norsk eller utenlands eierskap, eller lokalt vs. sentralt eierskap. Den diskusjonen var veldig tydelig for noen år siden, men innad i bransjen er det ro rundt dette. Det går på at vannfallet er norsk.

Så det at utenlandske pensjonsfond kjøper seg inn i norsk småkraft er egentlig bare positivt fordi da blir mer bygd ut?

Ja, det er riktig. Det er to effekter. For det første så øker konkurranse verdien på norske småkraftverk. Jeg vil tippe at forskjellen er opp mot 20 % i verdi, kanskje mer. Og det har to effekter og det er at eksisterende verk, eid av grunneiere, stiger i verdi. Det gjør at de får større mulighet til å refinansiere og få bedre betingelser. Og det er også sånn at for en grunneier som ønsker å bygge selv, så har sluttverdien på prosjektet veldig mye å si for hva banken er villig til å gi av lån. Det gjør også at grunneiere som i dag leier ut vannfall får svært gode kontrakter.

Så de får det fortsatt?

Ja, kjempekontrakter. Bedre enn noensinne. Det er høy konkurranse for de som vil leie ut fallene sine, men det er viktig å presisere at dette gjelder de prosjektene som er interessante. Er prosjektene for små er det ikke sånn. Har du et par GWh så er det stort sett interessant for bonden hvis han greier å drive det. Da kan det være et godt tilskudd, men han må faktisk få bygd det. Og det er risiko i småkraft, som det er i storkraft. Så tilgang på kapital er ikke et problem, men hadde vi ikke hatt mulighet til å få utenlands kapital, så hadde det nesten ikke blitt småkraft i dag. Da hadde det vært den store barrieren. Uten tvil.

Hvordan ser du på framtidsutsiktene til Småkraftutbygging?

Jeg tror at i to- tre år til, så vil det være høy utbyggingstakt i bransjen. Det vi også ser er at det ikke tildeles så mange konsesjoner som det ble før, men det søkes om konsesjoner stadig, og det som søkes vil mest sannsynlig bygges. Også tror jeg at når aktivitetsnivået avtar noe, slik at det blir litt mer kapasitet, så vil særlig de profesjonelle selskapene begynne å se etter hvilke eksisterende prosjekter det er mulig å bygge et lite reguleringsanlegg på. Det trenger ikke å være sånne store dammer, men nok til at man kan spare vann og tjene mer på å produsere når prisene er høyere. Det er en fin ekstraintekt, men kan også være et uhyre viktig bidrag til det grønne skiftet ved å gi en lokal reguleringsmulighet og det er et politisk ønske med mer regulerbar kraft. Det er også sånn at været endrer seg. Det blir våtere, det er ikke noe tvil om det. Problemet med en del av det vannet, særlig hvis man ikke har regulering, så kommer det mye mer tette skyll ofte. Da klarer du ikke å nyttiggjøre deg av det. Så jeg regner også med at endel eksisterende verk på sikt vil søke om å kunne øke slukeevnen. Enten ved å skifte generator eller det er plass til mer i røret på et vis. I tillegg kartla NVE småkraftpotensialet for noen år tilbake og vi har langt fra søkt på alt potensialet som ble kartlagt da. Jeg regner med at man vil begynne å lete der hvor det ikke er søkt men hvor vi med dagens måte å bygge på, måte tenke på og ikke minst med de veldig høye prisene på ferdige vekt kan få realisert disse uansett. En stor risiko i småkraft, som også er en økonomisk barriere, er at du må ta risiko for å bygge. Den såkalte byggerisikoen. I og med du bygger i terreng har du ikke full oversikt på hvordan det blir når du begynner å grave og borre. Det kan skje uforutsette ting. Det gjør at veldig dyre prosjekter, selv om hvis alt går bra så vil de være lønnsomme, så vil folk kvie seg litt. De profesjonelle har redusert byggerisikoen systematisk de siste årene gjennom høyt kvalifisert faglig metodikk. Sånn sett tror jeg man vil begynne å se på det potensialet som er kartlagt og som ikke er omsøkt av ulike grunner. Der vil det komme et fokus.

Jeg har skjønnet at elsertifikatene ikke har så mye verdi lenger ...

Nei. Det var for så vidt gode priser på de nå en stund, men nå har det gått ned. Det er forventet at de får veldig lite verdi og det er lenge siden de har hatt noen betydning for at man bygger et verk eller ikke fordi forventningen har vært de skal gå i null. Så elsertifikatene er ikke en barriere.

Så du tror ikke det er et behov for noen økonomisk intensiv etter elsertifikatordningen for at noen av kraftverkene skal bygges ut?

Det er klart det er et kappløp om tiden for å bygge. Klimakrisen handler om en ting, og det er å få bygd nok fornybart. Det er åpenbart at et insentivsystem, som hadde utløst de dyre prosjektene, hadde det absolutt vært et behov for hvis man virkelig ønsker å ta det som markedet ikke utløser. Men markedet er svært velfungerende og vi bygger veldig mye småkraft, men hvis man også vil få bygd det som egentlig ikke lønnsomt er det åpenbart at det er en mulighet. Det er også noen samarbeidsmekanismer i EU sine fornybardirektiver som gjør at et EU-land, for å utløse ny fornybar produksjon, kan velge å tilby støtte i et annet EU-land hvis det er billigere for dem. Det er klart at vi har fått henvendelser fra europeiske land som er interessert i det. Der kunne man tenke seg å få levert både små prosjekter og disse store dyre prosjektene som det ikke blir noe av. Liechtenstein var her og ville gjøre det i Norge, men da fikk de nei av Borten Moen og det var selvfølgelig naturlig for vi hadde akkurat fått elsertifikatordningen. Det forstår vi, men vi har også fått henvendelser seinere enn det. De samarbeidsmekanismene er egentlig veldig interessante, og det er den samme type mekanismene som ligger bak elsertifikatene vi har i Sverige og Norge. Sånn at vi kunne gjerne tenke oss å nyte godt av det, og vi har jobbet politisk for det, men det er ikke et tema på dagsorden. Vi ser også at hvis de samarbeidsmekanismene kommer på plass så vil det nok være teknologinøytralt, og det synes vi for så vidt det skal være. Småkraft er relativt ukontroversielt, det er få kontroverser rundt oss, samtidig er det veldig store kontroverser rundt utbygging av vind. Og man kan jo tenke seg at om OED åpner for dette, så vil bli endel negativitet rundt hvis det sørger for at det blir bygd ut vindkraftprosjekter som ikke ellers ville ha blitt bygd. Det er viktig å understreke at Småkraftforeninga er for teknologinøytrale støtteordninger som utløser prosjektene for oss.

I forhold til de økonomiske insentivene er det opprinnelsesgaranti dere tenker på?

Det er en annen ting. Samarbeidsmekanismene jeg snakket om vil være den type støtte som de da velger å komme med. Om det er Prosjektstøtte eller de kjøper strømmen dyrt. Men opprinnelsesgaranti mener vi er viktige. Nå har prisene gått ned og opp på dem, men jeg vet at det er flere utbyggingsaktører som har større tro på opprinnelsesgarantier enn på elsertifikater. Og når elsertifikatene går i null så er opprinnelsesgarantiene relativt sett viktigere også. Vi tror at det kan ligge enn tilleggsverdi særlig for småkraft i at man kan spore tilbake hvor kraften kommer fra. Og vi tror at det at å komme fra en småskala produsent enten eid av bøkker eller at vannfallet eies av bøkker og verdiene havner lokalt vil også kunne få en egenverdi. Så opprinnelsesgarantiene ser vi på som svært viktige og vi tror at etterhvert som det utvikles teknologier på sporing og sånt, så har vi tro på at kan bli veldig interessant fremover.

EU satser jo litt på opprinnelsesgaranti i den nye energimarkedspakken.

Definitivt. Det man ser at de også satser på som kan være med på å utløse bygging er grønne nett, energikoooperativer, og avtaler mellom kunder og en småskalaprodusent. Det ligger noen verktøy der og vi er veldig spent på hvordan de blir implementert i Norge. Det er

ingen tvil om at hvis de blir implementert riktig så kan det utløse veldig mange av de konsesjonsgitte verkene som ikke bygges. I tillegg kan det også føre til at veldig mange flere bygger såkalte mikrokraftverk. Da må man søke om fritak fra konsesjon hos NVE, det vil de fleste få, og da er det opp til kommunen. Det flere som jobber med konsepter for å få mange små generatorer rundt omkring. Gjerne en variant hvor du bruker deler av strømmen selv. Det bare en variant av solceller på taket. Du kan gjerne tenke deg at de bare står og pumper strøm inn på nettet. Alle sånne ting vil bli lettere hvis vi implementerer det siste fornybardirektivet på en fornuftig måte i Norge. Det er vi opptatt av og jobber for.

Jeg har skjönt at det tok mange år før det forrige ble implementert i Norge?

Det tar vinter og vår. Det tar tid.

Så du har ikke troen på at det blir i nærmeste fremtid?

Jeg vet ikke hvordan den prosessen. Dette jobber jeg endel med, men det blir ad-hoc. Det vil si jeg sitter ikke og følger det, men jeg er inne i prosessen når vi ser at det er naturlig. Vi har også meldt oss inn i en fornybar organisasjon i Brussel nettopp for å følge sånne prosesser tettere.

Intervju med informant 5

- Leid inn rådgiver og brukt leverandører og hentet inn kilder fra dem og hørt deres meninger på hvordan han burde gjøre det. Ingen tidligere erfaring fra småkraft. Bare vært interessert i det. Var rundt på andre anlegg før han kjøpte eiendommen. Kjøpte et gårdsbruk, men muligheten for småkraft var med på å øke ønsket om å gjøre eiendommen. Vært operativt siden 2007. Søkte om fritak fra konsesjon i 2000, fikk svar i 2003. 200 kW. Økonomien har gått veldig bra. Hatt fokus på å holde kostnaden nede.
- Det er nok veldig mange som bygger store, dyre kraftverk i små bekker. Jeg mener det er mye lurere å bygge små kraftverk i store bekker. Fordi at hvis du bygger et stort kraftverk i en liten bekk så får du idømt en porsjon minstevannsføring også som NVE har alt for stort fokus på etter min mening. Da får du en veldig variabel produksjon, og du produserer mye når alle andre også produserer og da er strømmen veldig lite verdt. Så produserer du lite eller ingenting når du egentlig har bruk for det. Det er det som er konsekvensen av å bygge store kraftverk i små bekker. Men hvis du lager et lite kraftverk i en stor bekk får du en liten utbyggingskostnad i forhold til produksjon. Du får en jevn produksjon, så du får med deg både når det er god og når det dårlig betaling. Mye bedre økonomi for å si det enkelt. Det kommer til å bli verre fremover når det blir mye fornybar energi som produserer på samme tid. Det blir mye produksjon når vinden blåser, det er mildt og når det regner da produserer alle, da blir strømmen veldig lite verdt. Og lite produksjon når det er kaldt og tørt og fint da produserer kanskje solen, men da blir det dårlig produksjon av strøm og høy pris. Det gjelder å produsere når de andre ikke produserer. Det er det som har blitt glemt litt synes jeg i strategien i utbygging av småkraftverk. Jeg tror det er kjempemuligheter. Man må bygge passe store kraftverk. Myndighetene må ikke være fullt så strenge når det kommer til minstevannsføring. Det er veldig oppskrytt. Folk tror det er så himla viktig, det kan være det, men det trenger ikke å være det.

- Bør ha mye mer fokus på regulering. Det er masse muligheter for å regulere. Det er kjempeenkelt og det gir kjempegod økonomi. Økologisk er det forskjellig. Overføre fra et kraftverk fra et annet. Det viktige er ikke at du får en helt masse vann det viktige er at du får litt vann når det er veldig lite. At du har en viss minstemengde.
- Det viktigste er å få en jevn produksjon. Utfordringen er ikke å få nok fornybar energi, men å få nok fornybar hele tiden.
- Må ha en incentivordning som er mer forutsigbar og som premierer de som produserer når det er knapphet. For det er det som er utfordringen. Det er ikke å få nok fornybar energi som er utfordringen.
- Må ha et incentiv som fremmer de som produserer strøm når man faktisk har behov for det. Ikke som elsertifikater hvor man får like mye uansett når strømmen er produsert. Heller en prosentsats av spotprisen. Mye mer hensiktsmessig system. Subsidiere strøm som i verstefall ikke har noe verdi. «A:denne løsningen favoriserer storkraft, ikke vindkraft og regulerbar småkraft». Det ville vært veldig lurt. Trenger jo ikke å være stort for å være regulerbart. Jeg har søkt om å få regulere på to måter. Det ene er at jeg har et par vann på oversiden av inntaksdammen som jeg kunne lage en liten demning i hver av vannene så jeg kan jevne ut vannstrømmen. Det er en veldig enkel innretning for det er en dam med et rør i bunnen av vannet så det bli være en fast mengde som renner igjennom røret. Billig og enkel. Den andre måten er å regulere gjennom døgnet. Døgnregulering. Spare igjennom natten og produsere om dagen. Men sendte søknad og fikk svar om at den var mangelfullt 2 år etter. Gir opp. For har brukt mye tid og penger. Tar fryktelig lang tid også får man et svada svar på veldig enkle ting.
- **Hvorfor er det ikke så mange grunneiere som bygger ut?** Det tror jeg er den offentlige mølla rett og slett. Til og med jeg som er vant til å skrive søknader jeg er fortrolig med offentlig saksbehandling og vet hva som skal til, klarte ikke å skjønne hva som var galt med den søknaden jeg sendte inn. Jeg tror det er der de rett og slett møter veggen. Det gjør nok prosjektene mye dyrere. De har laget det for stort og for fint. Når mange proffer skal lønnes av det prosjektet genererer så må prosjektet bli mye dyrere. Det som jeg tror knekker økonomien det tror jeg er minstevannføringen. Det er egentlig den viktigste enkelt faktoren. Være mindre krav stor når det gjelder minstevannføring, spesielt om vinteren. Hvis kraftverket må stoppes da kan det fryse og da får man det ikke i gang igjen før mot sommeren og da er strømmen ikke noe verdt. Om sommeren er det ikke så viktig. Klimaendring hjelper.
- **Føler du det er verdt det?** Ja, jeg synes sånt her er kjempemorro. Det undrer meg hvor mye galt proffene har gjort. Jeg skjønner ikke hva de tenker på når de ikke har fokus på å produsere mest mulig når det er lite og egentlig bare la det renne over når det er for mye. Spesielt det offentlige som kan lage en sånn ordning som bare er skivebom. Og for oss som produserer så er det jo egentlig bare lureri.
- Ville ha ansatt et par i NVE som hadde som hadde til oppgave å maksimere ytelsen i kraftverkene. Ansette noen som ikke har fokus på begrensningene, men noen som ser på det med positive øyne hva kan man få ut av prosjektet hvis man skal gjøre det så godt man kan. Det er det som mangler. Derfor er det så mye som blir bygd feil. Man har ikke fokus på å gjøre det riktig, men å ikke gjøre det feil. Pålagt positiv veiledning før man skal starte å bygge et småkraftverk. Når som helst, men jo tidligere jo bedre.

En som er proff og kan se muligheter. Det som mangler er at man ikke har noen som er proffe på å se på mulighetene. Jeg vil ha en eller to ordentlige som er proffe på å se muligheten. Det blir for mye fokus på begrensningene og for lite fokus på mulighetene sånn opplegget er nå.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway