

Notat 2002–9

Miljøtilpasset el-kraftproduksjon ved sma vannkraftverk i distrikts-Norge

Sma vannkraftverk i foretaksøkonomisk sammenheng

Otto Sjelmo

Tittel	Miljøtilpasset el-kraftproduksjon ved små vannkraftverk i distrikts-Norge. Små vannkraftverk i foretaksøkonomisk sammenheng
Forfatter	Otto Sjelmo
Utgiver	Norsk institutt for landbruksøkonomisk forskning (NILF)
Utgiversted	Oslo
Utgivelsesår	2002
Antall sider	27
ISBN	82-7077-450-2
ISSN	0805-9691
Emneord	Små vannkraftverk i foretaksøkonomisk sammenheng

Litt om NILF

- Forskning og utredning angående landbrukspolitikk, matvaresektor og -marked, foretaksøkonomi, nærings- og bygdeutvikling.
- Utarbeider nærings- og foretaksøkonomisk dokumentasjon innen landbruket; dette omfatter bl.a. sekretariatsarbeidet for Budsjettnemnda for jordbruket og de årlige driftsgranskingene i jord- og skogbruk.
- Gir ut rapporter fra forskning og utredning. Utvikler hjelpemidler for driftsplanlegging og regnskapsføring.
- Finansieres over Landbruksdepartementets budsjett, Norges forskningsråd og gjennom oppdrag for offentlig og privat sektor.
- Hovedkontor i Oslo og distriktskontor i Bergen, Trondheim og Bodø.

Forord

Midtre Gauldal kommune i Sør-Trøndelag er underlagt et sterkt vassdrags- og naturvern. I samarbeid med Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) vil kommunen gjennom prosjektet «Miljøtilpasset elkraftproduksjon ved små vannkraftverk i distrikts-Norge» klargjøre potensialet for små vannkraftverk i kommunen. Fra målsettingene for prosjektet kan det videre nevnes at kommunen vil dempe konfliktstoffet mellom vern og virksomhet, og få vurdert mulighetene for en helhetlig utvikling m.h.t. innvilgelse og lokalisering av nye kraftverk innenfor rammen av gjeldende vernebestemmelser. Det er videre et mål å kunne utvikle kompetanse, organisasjons- og samarbeidsformer mellom sentrale forskningsmiljø og lokale interesser, for å få til god drift og riktig valg av løsninger.

Kommunen vil også rette søkelyset mot de sosio-økonomiske sidene ved denne saken for rettighetshaverne, lokalsamfunnene og kommunen. I den sammenheng fikk Norsk institutt for landbruksøkonomisk forskning (NILF) en henvendelse fra styringsgruppa for prosjektet, om å se på økonomiske sammenhenger ved en større utbygging av små vannkraftverk i kommunen.

NTNU har levert bakgrunns materialet for mye av de beregningene som er foretatt. En takk rettes til NTNU v/Ole Gunnar Dalhaug og til styringsgruppa for prosjektet v/Knut Tronvold for godt samarbeid. Svein Olav Holien, Ola Flaten og Finn Andersen, alle ved NILF, har gitt verdifulle råd underveis. Notatet er skrevet av Otto Sjelmo, og ferdigstilt av Anne Bente Ellevold.

Oslo, mars 2002

Leif Forsell

Innhold

SAMMENDRAG	1
1 INNLEDNING.....	3
2 ANLEGGSKOSTNADER OG FINANSIERING.....	5
2.1 Fra kostnadsoverslag til anleggskostnader.....	5
2.2 Egeninnsats.....	6
2.2.1 Resultater fra spørreskjemaene	6
2.2.2 Rammer for egeninnsats brukt i beregningene	7
2.3 Finansieringsstøtte.....	8
3 DRIFTSINNTEKTER OG KOSTNADER	9
3.1 Driftsinntekter	9
3.1.1 Behovet for elkraft i kraftverkets nærområde.....	9
3.1.2 Priser for elkraften og prisens betydning for det økonomiske resultatet.....	9
3.2 Driftskostnader	11
3.2.1 Avskrivninger	11
3.2.2 Andre driftskostnader.....	12
3.3 Renter av investert kapital.....	12
4 LØNNSOMHETSVURDERING	15
4.1 Hva skal til for å oppnå lønnsomhet.....	15
4.1.1 Ordinær utbygging.....	15
4.1.2 Utbygging med tilskudd og stønadslån.....	17
4.1.3 Utbygging med tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats.....	18
4.1.4 Utbygging med tilskudd/stønadslån, gratis egeninnsats og økt utnyttelsesgrad	19
4.1.5 Utbygging med tilskudd/stønadslån, gratis egeninnsats, økt utnyttelsesgrad og økt egen anvendelse av elkraften.....	19
4.1.6 Utbygging med tilskudd/stønadslån, gratis egeninnsats, økt utnyttelsesgrad, økt egen anvendelse av elkraften og reduserte anleggskostnader	19
4.2 Kjennetegn på utbyggingsalternativer med god/svak lønnsomhet.....	19
5 LOKALØKONOMISKE VIRKNINGER AV VANNKRAFTUTBYGGINGEN.....	21
5.1 Kortsiktige lokaløkonomiske virkninger.....	21
5.2 Langsiktige lokaløkonomiske virkninger.....	22
5.3 Lokaløkonomiske ringvirkninger.....	23
5.3.1 Beregning ved hjelp av multiplikatorer	23
REFERANSER.....	25
VEDLEGG	26

Sammendrag

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) har utført de tekniske beregningene som ligger til grunn for prosjektet «Miljøtilpasset elkraftproduksjon ved små vannkraftverk i distrikts-Norge», der 62 mulige utbyggingssteder i Midtre Gauldal kommune er skissert. Gaulavassdraget er vernet, og vernebestemmelsene sier bl.a. at bare 15 % av middelvannføringen i sidevassdragene kan utnyttes til kraftproduksjon.

Denne rapporten viser foretaksøkonomiske beregninger av lønnsomheten for utbyggerne av de potensielle vannkraftverkene. Rapporten viser også hvilke lokaløkonomiske ringvirkninger en slik utbygging kan ha. Siden dette prosjektet ikke tar utgangspunkt i utbyggingsprosjekt som er under reell planlegging, men ser på potensialet for utbygging, var det ønskelig å skaffe til veie mer informasjon for beregningene. Det ble derfor foretatt en enkel spørreundersøkelse. Svarene som kom inn viser at de potensielle utbyggerne ønsker å ha en betydelig egeninnsats, og i stor grad rår over tekniske hjelpemidler for arbeidet. Se kap. 2.2.1.

I Sør-Trøndelag fylke gir Statens nærings- og distriktsutviklingsfond (SND) tilskudd og stønadslån også til utbygging av vannkraftverk. Tilskudd kan gis med maksimum 30 % av kostnadsoverslag, avgrenset til 150 000 kroner. Rentefritt stønadslån kan gis med maksimum 40 % av kostnadsoverslag minus tilskudd, avgrenset til 500 000 kroner. Stønadslån er rentefrie, med 5 års avdragsfrihet og nedbetaling over de neste 15 årene. Det blir opplyst at samarbeidstiltak og kraftverk der utbygger har egen anvendelse av elkraften prioriteres. Se kap. 2.3.

I kapittel 3 i rapporten er det gitt en oversikt over driftsinntekter og kostnader. Grunnlaget for driftsinntektene er salg av den elkraften som produseres. I beregningene er driftsinntektene sammensatt av verdien av egen anvendelse av elkraften, salg i kraftverkets nærområde, og salg via distribusjonsnett. De største kostnadene til drift av kraftverkene er avskrivninger og rentekrav på den investerte kapitalen. Andre kostnader er spesielt knyttet til tilsyn og forsikring.

Kapittel 4 omhandler økonomisk utbytte til utbyggerne. I følge beregningene vil 35 av kraftverkene gå med driftsøkonomisk overskudd uten tilskudd og stønadslån. Ved hjelp av finansieringsstøtte og gratis egeninnsats blir ytterligere 15 kraftverk lønnsomme. De siste 12 utbyggingsalternativene er avhengig av dispensasjon for å øke utnyttingsgraden fra 15 til 30 %. Med slik dispensasjon vil 9 av dem gå med overskudd, og 3 må i tillegg delvis finne noe egen anvendelse av elkraften og delvis redusere anleggskostnadene. Forutsatt at alle de 62 kraftverkene kommer i drift, vil beregnet elkraftproduksjon til sammen komme på 57 GW per år.

De største kraftverkene viser best lønnsomhet, mens mange av de minste kraftverkene kommer ut med underskudd. En hovedårsak til svakt resultat for mange av de små kraftverkene, er store anleggskostnader. Det er spesielt variasjonen i lengde på rør, og dermed kostnad både til selve røret og rørgrøft/rørgate som er avgjørende. Graden av egen anvendelse av elkraften eller salg i nærområdet ser imidlertid ut til å være mer avgjørende for lønnsomheten enn størrelsen på kraftverket. Betydningen av tilskudd og stønadslån er relativt størst for de små kraftverkene. Se kap. 4.2.

I kapittel 5 er de lokaløkonomiske virkningene av vannkraftutbyggingen beskrevet. En del av de lokaløkonomiske virkningene er kortsiktige, og knytter seg spesielt til anleggsperioden. Andre er mer langsiktige og knytter seg til inntekter fra utbyggenes salg av elkraft. Det er forventet økt næringsvirksomhet på grunn av lokal tilgang, og i enkelte tilfeller også på grunn av billigere elkraft.

Et uttrykk for de langsiktige lokaløkonomiske ringvirkningene av kraftverksutbyggingen kan en få ved å bruke multiplikatorer. En multiplikator for omsetningen sier hvor mye den totale lokaløkonomiske omsetningen endres når summen av omsetning for de 62 kraftverkene endres. Ut fra beregninger i andre sammenhenger, er det på dette materialet brukt en inntektsmultiplikator på 1,4. Ved utbygging av alle 62 kraftverkene ville de samlede driftsinntektene i følge beregningene komme på 14,6 millioner kroner årlig, og den totale langsiktige lokaløkonomiske virkningen fra kraftverksutbyggingen komme på 20,4 millioner kroner årlig (14,6 millioner kroner ganger 1,4).

1 Innledning

Denne rapporten viser foretaksøkonomiske beregninger av lønnsomheten for utbyggerne av 62 potensielle vannkraftverk i Midtre Gauldal kommune. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) har utført målinger av vannføringen i vassdragene og gjort beregningene som ligger til grunn for de 62 mulige utbyggingsalternativene. Rapporten viser også hvilke lokaløkonomiske ringvirkninger en slik utbygging kan ha. I foretaks- og lokaløkonomiske analyser tas det ikke hensyn til eventuelle eksterne miljøeffekter. For mindre anlegg som de det her er tale om, og som bygges uten reguleringsmagasin, er miljøinngrepene små. En sikret minstevannføring og dessuten en begrenset utnyttelse av middelvannføringen vil også bidra til at de miljømessige konsekvensene holdes på et lavt nivå.

Rapporten har for det meste sitt grunnlag i de teknisk/økonomiske beregningene for hovedprosjektet, som utføres av NTNU. I tillegg er det hentet inn en del opplysninger gjennom en spørreundersøkelse NILF gjorde blant de av rettighetshaverne som har signalisert interesse for utbygging av sine fallrettigheter (se kap. 2.2.1), og ved kontakter til flere aktører med erfaring fra bygging og drift av små vannkraftverk.

Hva som skal til for å oppnå lønnsomhet for de forskjellige utbyggingsalternativene er beregnet uten at det har vært kontakt med grunneiere eller rettighetshavere, verken om utbygging er aktuell, eller om mer spesielle forhold rundt det enkelte utbyggingsalternativ. Beregningene er derfor gjort på generelt grunnlag.

Gaulavassdraget er vernet, og på grunn av vernebestemmelsene er det i utgangspunktet bare 15 % av middelvannføringen i sidevassdragene som kan nyttes i utbyggingssammenheng, når utbygging ellers godkjennes. Uten reguleringsmagasin ville i følge NTNUs beregninger ca 30 % utnyttelse av middelvannføringen vært nærmere det optimale for de aktuelle vannkraftverkene. For å oppnå en mest mulig effektiv strømproduksjon, kreves det at turbinen er tilpasset en viss vannmengde. Er turbinen tilpasset en for stor vannmengde, vil den i perioder få for lite vann til å produsere effektivt.

Uten at det i miljøbestemmelsene er stilt krav om det, er det i kalkylene regnet med at det settes av en minstevannføring i vassdragene på 10 % som ikke skal utnyttes.

2 Anleggskostnader og finansiering

2.1 Fra kostnadsoverslag til anleggskostnader

Kostnadsoverslaget er den beregningen som viser kostnadene ved å realisere et utbyggingsprosjekt. I dette tilfellet vil det være mulig for en del utbyggere å få innvilget tilskudd og stønadslån. I tillegg kan det være aktuelt å sette inn egen innsats til redusert pris, eller i spesielle tilfeller gratis. Anleggskostnad er kostnadsoverslag fratrukket eventuelt tilskudd, fordel av rentefritt lån og egeninnsats til redusert pris.

Ordinært verdsettes egeninnsatsen og tas med i anleggskostnadene på lik linje med andre kostnader. I utgangspunktet er også det gjort i de utførte beregningene. Egeninnsatsen er da satt lik den entreprenørkostnaden som ligger inne i kostnadstallene fra NTNUs beregninger. Disse er for en stor del basert på tall fra Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen (NVE).

Anleggskostnadene er delt inn i en rekke kostnadsbærere. Nedenfor er disse gruppert i anleggsarbeid med mulighet for egeninnsats og i teknisk utstyr. Når det gjelder teknisk utstyr ligger monteringskostnadene inne i prisen på utstyret. I disse beregningene har vi ikke regnet med at utbygger foretar monteringen selv.

Anleggsarbeider med mulighet for egeninnsats:

- inntaksdam
- kraftstasjon
- røgrøft/rørgate
- anleggsvei
- kraftledning

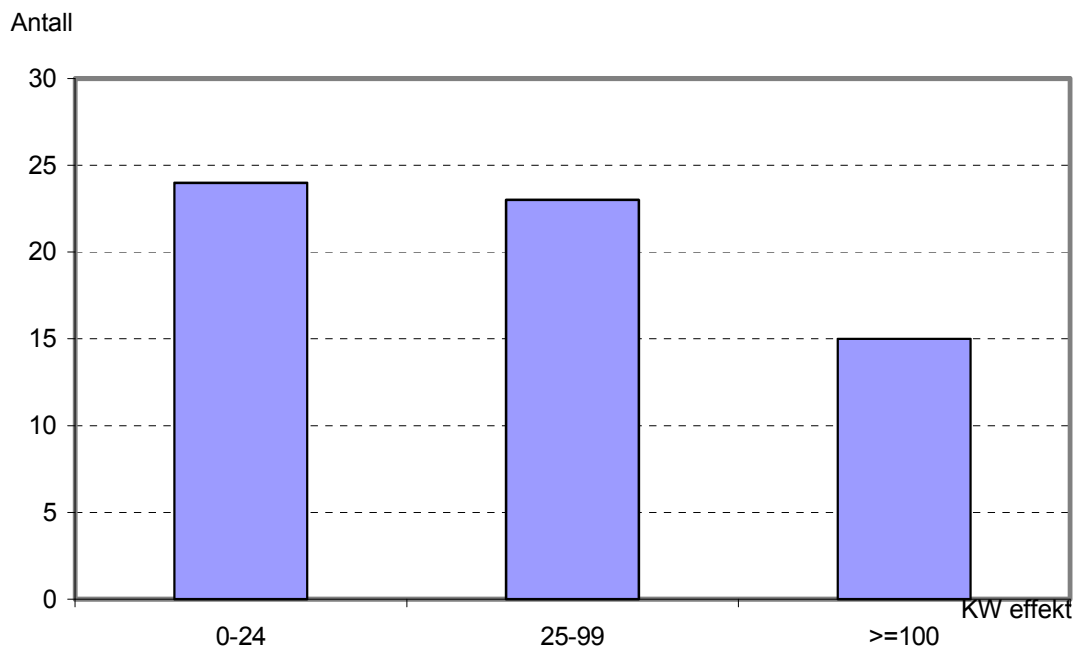
Teknisk utstyr:

- turbin
- luker
- varegrind
- rør
- generator

- transformator
- kontrollanlegg
- koplingsanlegg

2.2 Egeninnsats

Bygging av vannkraftverk, selv om de er små som i dette tilfellet, består av flere ulike arbeidsoperasjoner som både kan kreve tungt maskinelt utstyr, og som krever kompetanse på flere områder for den aktuelle arbeidsutførelsen. For de aller største av utbyggingsalternativene vil anleggsarbeidene være så vidt omfattende at det kan være vanskelig for utbyggerne å få til en egeninnsats av særlig betydning. En del av de potensielle utbyggerne har også via spørreundersøkelsen signalisert at de i tilfelle realisering av kraftverksprosjektene, regner med å sette bort hele utbyggingen på anbud. I figur 2.1 er størrelsen på de skisserte anleggene vist.



Figur 2.1 Kraftverkprosjektene fordelt etter kW effekt

I dette prosjektet har det blant annet vært viktig å klargjøre hvor stor betydning egeninnsats kan ha for å få et positivt økonomisk resultat. Det er derfor foretatt et anslag for størrelsen på den egeninnsatsen det er rimelig å regne med at et gjennomsnitt av utbyggerne kan gjennomføre. I beregningene er alternativet med gratis egeninnsats brukt under vurderingen av utbyggingsalternativer med usikker lønnsomhet. Beregningene viser (kap. 4.1.3) at det får avgjørende betydning for lønnsomheten for fire utbyggingsalternativ, og er medvirkende til å få balanse i det økonomiske resultatet for ytterligere 12.

2.2.1 Resultater fra spørreskjemaene

Siden dette prosjektet ikke tar utgangspunkt i utbyggingsprosjekt som er under reell planlegging, men ser på potensialet for utbygging, var det ønskelig å skaffe til veie støtte for

beregningene, både med hensyn til bruken av den produserte elkraften, og for å avklare mulighetene til egeninnsats under utbyggingen. Det ble derfor sendt ut et spørreskjema (se vedlegg 1) til 59 personer som på et orienteringsmøte i Midtre Gauldal hadde signalisert interesse for vannkraftutbygging. Det er grunn til å understreke at de 59 ikke representerer alle de 62 mulige utbyggingsstedene som er tatt med i dette prosjektet, og at det heller ikke er klart hvor mange av disse som er representert. Svarene sier likevel noe om hvordan grunneiere/rettighetshavere ser på mulighetene, både for anvendelse av elkraften, og for å sette inn en egeninnsats for å gjennomføre et slikt prosjekt. 34 av de 59 adressatene returnerte spørreskjemaet. 32 hadde svart på spørsmålene. Én meldte bare fra om at utbygging nå ikke var aktuell, og én om at han ikke hadde noen utbyggingsrettighet selv.

2.2.1.1 Hvordan den produserte elkraften tenkes brukt

22 svarte at de ville bruke den produserte elkraften i egen bolig, mens alle 32 svarte at de ville bruke den på eget gardsbruk. Fem sa at de i tillegg ville bruke elkraften i egen bedrift. De som oppga bedriftstype nevnte sagbruk og verksted. Av de 32 som svarte, sa tre at de planlegger å bruke elkraften i ny virksomhet, en på gårdssag og to innen turisme. Av svarene går det fram at dette dreier seg om tilleggsnæring for gardsbruk.

2.2.1.2 Muligheten for egeninnsats på forskjellige deler av anlegget

Tilgang på maskinelt utstyr og ønsker om å utføre egeninnsats er vist i tabell 2.1. Femten av de som svarte disponerer gravemaskin, traktorgraver eller beltegraver, eller begge deler. Et større antall vil selv utføre gravearbeid. Slik samsvarer ikke intensjonen om å gjøre egeninnsats der maskinelt utstyr trengs, med den tilgangen til slikt utstyr som er oppgitt. Sannsynligvis er tilgangen på maskinelt utstyr større enn det svarene tilsier.

Tabell 2.1 Tilgang på maskinelt utstyr/ønsker å utføre egeninnsats

Tilgang på maskinelt utstyr/ønsker å utføre egeninnsats	Antall
Disponerer traktorgraver	8
Disponerer beltegraver (4 disponerer også traktorgraver)	11
Vil selv utføre gravearbeidet, bygging av inntaksdam	17
Vil selv utføre betongarbeidet, bygging av inntaksdam	21
Vil selv utføre byggearbeidene, bygging av kraftstasjon	27
Vil selv utføre byggearbeidene, bygging av rørgate/rørgroft	24
Vil selv utføre anleggsarbeidene, bygging av anleggsvei	19
Vil selv utføre anleggsarbeidene, bygging av kraftlinje/legging av kabel	23

2.2.2 Rammer for egeninnsats brukt i beregningene

Ut fra normer i Gjerde (2000), og med støtte i spørreundersøkelsen som er referert ovenfor, er egenandelene for beregningene til denne rapporten satt slik:

Inntaksdam	50 %	Fundamentering og støping. Bruk av egen gravemaskin. (Flytting av masse, opplegg av dam gjøres med beltegraver, som leies.)
Kraftstasjon	50 %	Fundamentering og støping/tømmermannsarbeid. Bruk av egen gravemaskin. (Materialer kjøpes lokalt.)
Rørgroft/-gate	30 %	Legging av rør og gjenfylling, eget arbeid og egen gravemaskin. (Graving av rørgroft med beltegraver, som leies.)
Anleggsvei	30 %	Legging av stikkrenner og grusing med eget utstyr. (Planering med innleid beltegraver.)

Kraftledning 50 % Arbeidsdelen av anlegg av ledning fra kraftstasjon til eksisterende lokalnett.

2.3 Finansieringsstøtte

I Sør-Trøndelag fylke gir Statens nærings- og distriktsutviklingsfond (SND) tilskudd og stønadslån til utbygging av små vannkraftverk. Reglene for dette går i korte trekk ut på at tilskudd kan gis med maksimum 30 % av kostnadsoverslag, avgrenset til 150 000 kroner. I tillegg kan det gis rentefritt stønadslån med maksimum 40 % av kostnadsoverslag minus tilskudd, avgrenset til 500 000 kroner. Stønadslån er rentefrie med 20 års løpetid. Tilbakebetalingsvilkårene er: De første fem år er avdragsfrie, de neste fem år betales 6 % avdrag per år og de siste ti år betales 7 % avdrag per år. Søknadene behandles individuelt, og det er ingen automatikk i at tilskudd og stønadslån blir innvilget. Fra SND er det opplyst at det bl.a. legges vekt på samarbeidsløsninger, og at utbygger selv kan benytte den produserte strømmen og slik oppnå kostnadsreduksjoner. Det kommer nye retningslinjer fra 1.1.02. Etter det som ble opplyst fra SND i oktober 2001, synes de nye retningslinjene ikke å føre til at finansieringsordningen svekkes.

Siden muligheten for finansieringsstøtte fra SND finnes, er det i beregningene lagt inn tilskudd og stønadslån etter reglene høsten 2001 for de utbyggingsalternativene som ikke ellers går med overskudd. Tilskudd og fordel av stønadslån reduserer anleggskostnaden og dermed rentekrav og avskrivninger. Rentefrie lån letter dessuten finansieringen og bedrer den likvide situasjonen for utbygger. Spesielt for de mindre utbyggingsalternativene vil dette kunne ha stor betydning.

Fordelen av rentefritak og avdragsfrihet de fem første årene beregnes som nåverdien av tildelt stønadslån minus diskontert verdi av innbetalinger (renter og avdrag) på lånet. Netto nåverdi av fordelene ved stønadslån NNV_{SL} uttrykkes som:

$$NNV_{SL} = L_0 - \sum_{t=1}^n \frac{RA_t}{(1+r)^t}$$

hvor

L_0 er størrelse på lånet

RA_t er beløp (renter og avdrag) betalt tilbake i år t . (For stønadslån betales det bare avdrag, som tilbakebetales i 20-årsperioden.)

r er foretakets kalkulasjonsrente ved prosjektvurdering (her: realrente før skatt)

Eksempel: Det ytes fullt tilskudd på 150 000 kr og fullt stønadslån på 500 000 kr. Rentefoten settes til 7 % p.a. Diskontert verdi av avdragene blir 212 667 kr og NNV_{SL} for stønadslånet blir 287 333 kr (500 000 kr – 212 667 kr). Gjennomsnittlig varighet på anleggsdelene er 23 år (se tabell 3). Årlig reduksjon i kostnader til renter og avskrivninger beregnet ved hjelp av «tilnærmet annuitetsmetode» blir:

$(150\,000 + 287\,333) / 2 \times 0,07 + (150\,000 + 287\,333) / 23 = 34\,321$ kroner, grunnet finansieringsstøtte (tilskudd og stønadslån).

3 Driftsinntekter og kostnader

3.1 Driftsinntekter

I utgangspunktet er grunnlaget for driftsinntektene salg av den elkraften som produseres ved utnyttelse av 15 % av middelvannføringen i det enkelte vassdrag. I beregningene er driftsinntektene delt etter salg til kraftverkets nærområde/egen anvendelse av elkraften, og salg via distribusjonsnettet. For de 12 utbyggingsalternativene som etter finansieringsstøtte og egeninnsats likevel ikke oppnår driftsøkonomisk overskudd, er det i beregningene lagt inn et alternativ der en tenker seg at utnyttingsgraden kan økes fra 15 til 30 %. Den beregnede elkraftproduksjonen på de 62 skisserte kraftverkene til sammen er 57 GW per år. Av dette er 44 GW eller 78 % beregnet solgt via distribusjonsnettet.

3.1.1 Behovet for elkraft i kraftverkets nærområde

Med nærområde menes det området det kan leveres elkraft til uten bruk av transformator. I praksis vil det si et område på ca 1 km i radius ut fra kraftstasjonen. NTNU har registrert antall boligheter, gardsbruk, hytter og næringsbygg mv. i aktuell nærhet til kraftverkene. I tillegg til disse registreringene har NILF brukt data fra spørreundersøkelsen som er referert i kap. 2.2.1. I beregningene er det forutsatt at en boligenhet har et årsforbruk på 20 000 kWh, et gardsbruk (driftsbygninger + bolighus) 40 000 kWh, og ei hytte 1 000 kWh. For andre bygg/anlegg er årsforbruket anslått i det enkelte tilfelle. Etter NTNUs registreringer kan 12,7 GW eller 22 % av elkraften fra de 62 kraftverkene brukes/omsettes i kraftverkets nærområde.

3.1.2 Priser for elkraften og prisens betydning for det økonomiske resultatet

Ved salg av elkraft i kraftverkets nærområde eller ved egen anvendelse av elkraften, har beregningene tatt utgangspunkt i prisene fra NTNUs beregningsgrunnlag, med en pris på 60 øre/kWh, tilsvarende prisen på strøm kjøpt via distribusjonsnettet. For salg via distribusjonsnettet er det brukt en pris på 20 øre/kWh. Det er imidlertid to forhold som påvirker strømprisen og derfor er tatt inn i beregningene. Det ene er forbruksavgiften på elkraft (elavgift) og det andre er merverdiavgiften (mva). Slik elavgiften har vært i 2001, er differensen mellom 60 og 20 øre/kWh sannsynligvis for liten. I følge avgiftsoversikten ne-

denfor, ville det gi en differanse på bare 17,1 øre mellom pris til distribusjonsnettet og strømpris før elavgift og mva. Det er mindre enn linjeleien har vært i 2001.

I følge avgiftsrunskriv S10-EL-2001 fra Toll- og avgiftsdirektoratet, §2, bokstav d), er det fritak for elavgiften på elkraft som «er produsert i aggregat med generator som har mindre merkeytelse enn 100 kVA». Det vil si at 37 av de 62 utbyggingsalternativene som er med i prosjektet er fritatt for elavgiften. I 2001 er elavgiften 11,3 øre/kWh.

Elektrisk kraft er i merverdiavgiftsloven § 2 første ledd betegnet som vare, slik at omsetning og uttak av elektrisk kraft i utgangspunktet er avgiftspliktig. Det er i regelverket ikke gjort unntak for leveranser fra minikraftverk. Avgiftsplikten for et minikraftverk er derfor avhengig av om virksomheten kan betraktes som næringsvirksomhet og om kravet til avgiftspliktig omsetning og uttak overstiger kr 30 000.

Dersom minikraftverket er etablert med tanke på å produsere elektrisk kraft til eget privat forbruk og til bruk i egen næring, foreligger det ikke omsetning av elektrisk kraft. Det skal da ikke svares merverdiavgift på uttaket. Situasjonen er den samme om minikraftverket etableres og drives i sameie med flere, dersom det ikke omsettes kraft til andre utenfor sameiet.

Hvis derimot omsetningen av elektrisk kraft til andre i tillegg til egen anvendelse er «vesentlig», det vil si mer enn 20 prosent av den totale produksjonen, blir virksomheten avgiftspliktig i sin helhet. Det forutsettes da at omsetningsverdien av omsatt elkraft og elkraft uttatt til eget bruk overstiger kr 30 000 i en tolv-månedersperiode. Den elektriske kraften uttatt til eget bruk skal verdsettes til markedspris og det er denne prisen som også skal benyttes ved avgiftsberegningen.

En bonde eller en annen næringsdrivende har fradragsrett for inngående merverdiavgift på varer og tjenester til bruk i næringsvirksomheten. Dette medfører at den merverdiavgiften som kreves inn som utgående avgift fra kraftverket, blir inngående avgift for bonden. Det blir altså ingen avgiftsbelastning totalt for bonden og kraftverket, men den delen av elkraften som bonden tar ut til privat bruk, er uttak i siste ledd, og blir endelig avgiftsbelastet uten fradragsrett, når avgiftsplikten ellers er til stede.

For elkraft som selges over distribusjonsnettet, står distributøren for avgiftsinnkrevningen. Etter forutsetningene som er nevnt tidligere, blir prisen til kraftprodusent, fratrukket linjeleie, 20 øre/kWh.

For å beregne inntektene for elkraft som selges over eget linjenett, er det tatt utgangspunkt i prisen på elkraft kjøpt via distribusjonsnettet. I prosjektet er den forutsatt å være 60 øre/kWh ved avgiftsfritt salg. Ved egen anvendelse av elkraften er dette den prisen inntektene til kraftverkene beregnes ut fra. Når avgiftsplikt inntreffer må kraftprodusent redusere sin pris slik at kraftprodusentens pris + avgifter maksimalt blir 60 øre/kWh. Avhengig av størrelse på kraftverket og andelen av elkraft solgt til andre over eget linjenett, blir prisene slik:

Størrelse på kraftverket	Ingen avgiftsplikt	Mva-pliktig salg	Elavgift-pliktig salg	Mva- og elavgift-pliktig salg
< 100 kVA	Egen anvendelse + salg inntil 20 % av prod. Pris: 60 øre	Egen anvendelse + salg, minst 20 % av prod. Pris: 48,4 øre		
> 100 kVA			Egen anvendelse + salg inntil 20 % av prod. Pris: 48,7 øre	Egen anvendelse + salg, minst 20 % av prod. Pris: 37,1 øre

Siden de 62 mulige utbyggingsalternativene i dette prosjektet enda ikke er organisert, har vi forutsatt at det i gjennomsnitt vil være tre andelseiere bak hvert utbyggingsalternativ, og at deres eget elkraftforbruk til sammen vil ligge på opp til 150 MWh/år. Dette elkraftforbruket tilsvarer tre gardsbruk inkludert 1,5 husholdning per gardsbruk. Med denne forutsetningen som grunnlag vil 47 av kraftverkene bli mva-pliktige. 15 av disse er større enn 100 kVA, og blir i tillegg elavgiftspliktige. De siste 15 kraftverkene blir verken mva- eller elavgiftspliktige.

Strømprisen kan svinge mye, slik at både muligheten til større inntekter og risikoen for lågere inntekter er til stede. Tabell 3.1 viser følsomheten for prisendringer ved ordinær utbygging og 15 % utnyttelse av middelvannføringen. Som det går fram av tabellen ville et prisfall fra 60 til 50 øre/kWh være svært avgjørende for økonomien i en stor del av utbyggingsalternativene. Usikkerheten rundt det gjennomsnittlige prisleie for elkraft i årene framover er noe av bakgrunnen for det risikotillegget som er lagt inn i rentekravet for investeringene. Se kap. 3.3.

Tabell 3.1 Det økonomiske resultatets følsomhet for prisendringer på elkraften

Pris til forbruk lokalt/salg via Distribusjonsnett, øre/kWh	Antall kraftverk i økonomisk balanse
10/50	18
15/55	30
20/60	35
25/65	41
30/70	43

3.2 Driftskostnader

De største kostnadene til drift av kraftverket er avskrivning for slitasje og verdiforringelse, og rentekrav på den investerte kapitalen.

3.2.1 Avskrivninger

De forskjellige delene av kraftanlegget avskrives årlig for slitasje og verdiforringelse. I skatteloven er det særregler for skattlegging av kraftforetak. Her er det fastsatt at det skal være lineær avskrivning for særskilte driftsmidler i kraftanlegg, med 67 års avskrivningstid for dammer, tunneller, rørgater (unntatt rør) og kraftstasjoner. For maskinteknisk utrusting er avskrivningstiden 40 år.

I bedriftsøkonomisk sammenheng er det imidlertid sannsynlig varighet på de forskjellige delene av anlegget som legges til grunn for beregningene, og denne er fastsatt i samarbeid med NTNU og Gauldal Energi (tabell 3.2). I beregningssammenheng er det vanlig å sette en utrangeringsverdi på det aktuelle driftsmiddelet på det tidspunkt det skal skiftes ut, og så avskrive differansen mellom anskaffelsesverdi og utrangeringsverdi med like store beløp over hele driftsmiddelets varighet. Når det gjelder utrangeringsverdi, kan bare enkelte deler av anlegget omsettes. Med den varigheten som er medregnet på de omsettelige delene, og kostnadene med demontering og frakt, vil utrangeringsverdien sannsynligvis bli for liten i forhold til kostnadene til at omsetning blir aktuell. Utrangeringsverdien er derfor i disse beregningene satt til 0.

Tabell 3.2 Varighet for deler av kraftanlegget

Del av anlegget	Varighet
Inntaksdam	30 ar
Kraftstasjon	30 "
Rørgrøft/-gate	30 "
Anleggsvei	20 "
Turbin	20 "
Luker og ventiler	20 "
Varegrind	20 "
Rør	20 "
Generator	30 "
Transformator	30 "
Kontrollanlegg	20 "
Koplingsanlegg	30 "
Kraftledning	20 "

3.2.2 Andre driftskostnader

Det er innhentet opplysninger om kostnader til forsikring fra Gjensidige Sør-Trøndelag. De opplyste at forsikring av selve kraftanlegget skjer etter størrelse, som vist i tabell 3.3. I tillegg er det muligheter for både avbrudds- og ansvarsforsikring. Vi har i beregningene bare tatt med forsikring av selve anlegget.

Tabell 3.3 Forsikring av kraftanlegget

Effekt kW	Kroner
0 - 50	2 000
50 - 100	3 000
100 - 500	4 000
500 - 1000	6 000

Etter de opplysningene NILF har fått ved spørsmål til Gauldal Energi og andre eiere av vannkraftverk som har vært i drift i lengre tid, er kostnadene til vedlikehold av nyere vannkraftverk ubetydelige. Det meste av vedlikeholdet består i tilsyn med vanninntaket, spesielt om høsten og i flomperioder. En del kraftverkseiere har antydnet et behov for tilsyn på i gjennomsnitt en time i uka. Enkelte har også antydnet at det etter en del år kan være behov for å skifte ut deler i den elektroniske styringen. Med dette som utgangspunkt har NILF satt en fast vedlikeholdskostnad på 7 500 kroner per år for alle utbyggingsalternativene. En annen sannsynlig kostnad, som det ikke har vært mulig å tallfeste, er linjeleie for lavspentnett, eller eventuelt kostnad ved overtakelse av nettet der det kan være aktuelt.

3.3 Renter av investert kapital

For å komme fram til en langsiktig lønnsomhetsvurdering, er det beregnet et rentekrav på gjennomsnittlig investert kapital. Vi har i utgangspunktet regnet med en realrente før skatt på 6 %, og lagt til 1 % som et risikotillegg. Se kap. 3.1.2 om betydningen av prisendringer på elkraft. Investert kapital framkommer i beregningene som anleggskostnad. Når investeringstilskudd og stønadslån er kalkulert inn, er den finansieringsfordelen dette

medfører trukket fra anleggskostnadene, og når egeninnsats ses på som gratis, er også den trukket fra. I en langsiktig lønnsomhetsvurdering regnes rentekostnaden av den gjennomsnittlige anleggskapitalen, fordi anleggets verdi år for år avskrives. I dette tilfellet har vi ikke regnet med utrangeringsverdi på anlegget (se kap. 3.2.1), og verdien går dermed mot null. Rentekostnaden blir da $\text{anleggskostnad}/2 \times \text{rentesats}$.

4 Lønnsomhetsvurdering

Under dette avsnittet er det sett på hva som skal til for å oppnå lønnsomhet for de skisserte utbyggingsalternativene. Vi har ikke vært i samtale med grunneiere eller rettighetshavere verken om en utbygging er aktuell, eller om mer spesielle forhold rundt det enkelte alternativ. Lønnsomheten har vi derfor beregnet på generelt grunnlag. Som indikator for lønnsomhet har vi brukt gjennomsnittlig årsresultat for kraftverkets varighet, i rapporten oftest bare kalt økonomisk resultat. Det vil si at fra driftsinntekter trekkes driftskostnader og renter av gjennomsnittlig anleggskapital. Når det gjennomsnittlige årsresultatet er større enn null, er det et uttrykk for at investeringen er lønnsom. Det er ikke tatt hensyn til skatt i beregningene.

4.1 Hva skal til for å oppnå lønnsomhet

Følgende beregningsalternativer er belyst:

1. Ordinær utbygging
2. I tillegg til alt. 1, investeringstilskudd og stønadslån
3. I tillegg til alt. 2, gratis egeninnsats
4. I tillegg til alt. 3, økt utnyttelsesgrad i forhold til gjennomsnittlig vannføring
5. I tillegg til alt. 4, forutsetning om økt egen anvendelse av elkraft
6. I tillegg til alt. 5, reduserte anleggskostnader

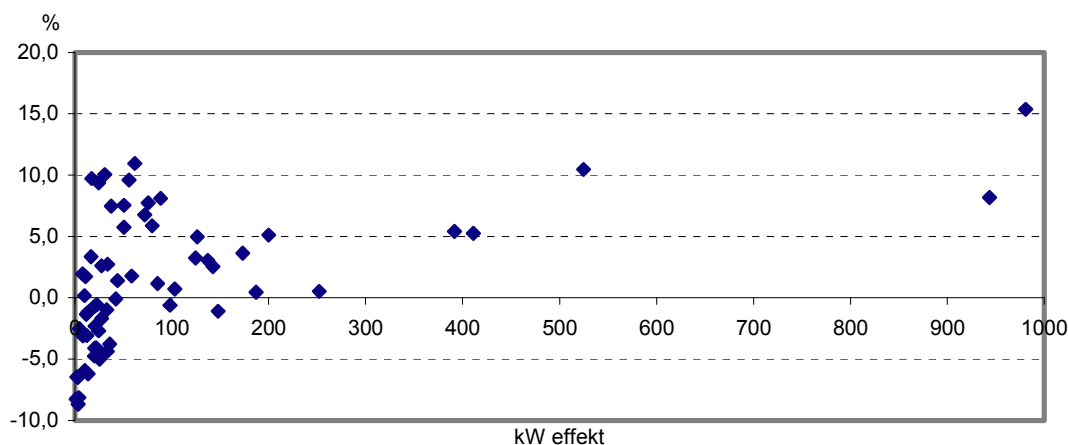
4.1.1 Ordinær utbygging

Ordinær utbygging forutsetter en minstevannføring på 10 % og utnyttelse av 15 % av middelvannføringen. I dette alternativet forutsetter vi at kraftverket bygges uten investeringstilskudd og stønadslån, og uten at eventuell egeninnsats verdsettes billigere enn den entreprenørprisen som ligger til grunn for kostnadsoverslaget. Med disse kriteriene kom 35 av de 62 potensielle utbyggingsprosjektene ut med positivt økonomisk resultat. Se oversikten i vedlegg 2. I tabell 4.1 har vi delt inn de 62 kraftverkene etter økonomisk resultat i % av anleggskostnader. Tabellen viser at det er stor variasjon i lønnsomhet.

Tabell 4.1 Antall kraftverk etter økonomisk resultat i % av anleggskostnader

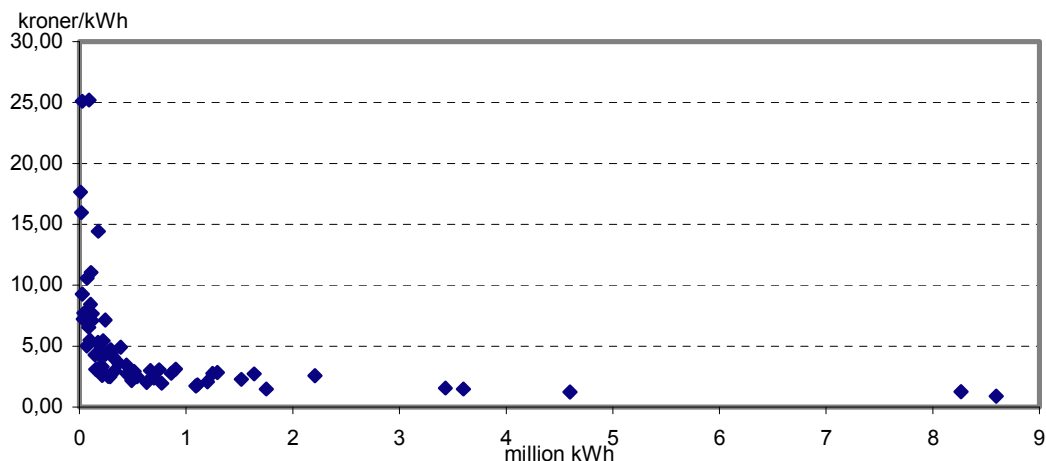
Overskudd i % av anleggskostnader	< =-5	-4,9-0	0-4,9	5-9,9	> =10
Antall	8	19	16	15	4

Et inntrykk av hvilken betydning kraftverkernes størrelse har på de forskjellige overskuddsprosentene får vi av figur 4.1. Vi ser at de fem største kraftverkene har et økonomisk resultat mellom 5 og 15 % av anleggskostnad. Det er en noenlunde klar tendens til at de største kraftverkene kommer best ut økonomisk, men med stor andel salg av elkraften til høyere pris i kraftverkets nærrområde er det også mange små kraftverk med god økonomi.



Figur 4.1 Økonomisk resultat i % av anleggskostnad ved salg både i nærområdet og via distribusjonsnettet

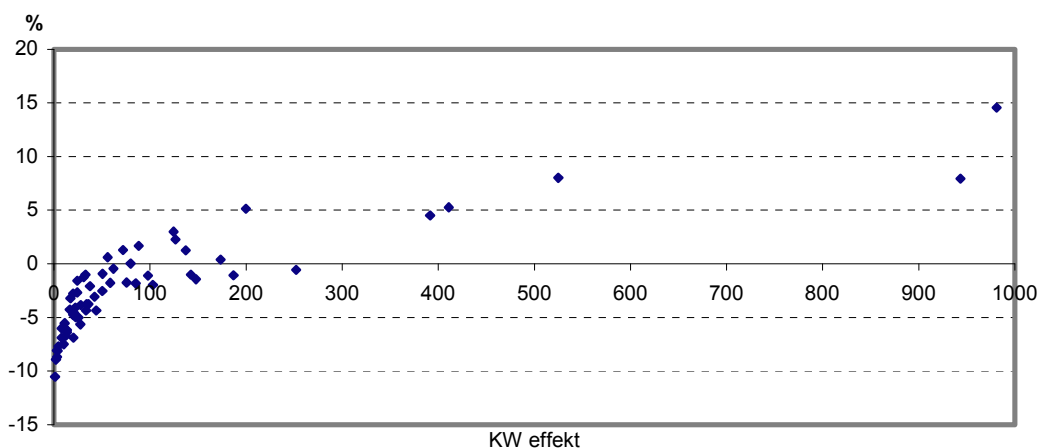
Mange av de aller minste kraftverkene kommer ut med underskudd. Det skyldes for en stor del relativt høye anleggskostnader (figur 3). Årsaker til den store variasjonen i anleggskostnader er spesielt forskjellig rørlengde, og dermed forskjellig kostnad både til selve røret og rørgrøft/rørgate.



Figur 4.2 Anleggskostnad per kWh kraftproduksjon

Ved ordinær utbygging, men her med en begrensning på kraftproduksjonen til 15 % av middelvannføringen, ligger driftskostnader + forrentning av kapitalen på ca 9 % av anleggskostnadene. Tar vi utgangspunkt i en strømpris til nett på 20 øre/kWh, tåles en anleggskostnad på bare vel 2 kroner/kWh produksjon før produksjonen blir ulønnsom. Som figur 4.2 viser, er det ikke mange utbyggingsalternativer som kommer under dette nivået. Dette illustrerer tydelig betydningen av å kunne bruke den produserte elkraften til å bytte bort eget innkjøp av elkraft via distribusjonsnettet, eller å selge elkraften lokalt, for på den måten å oppnå en høyere pris.

Dette kan også belyses ved å sette egen anvendelse av elkraften lik null i alle utbyggingsalternativer. Da finner vi for det første at ved ordinær utbygging er det bare 14 kraftverk som oppnår positivt økonomisk resultat. Se figur 4.3. Det går med andre ord klart fram at det spesielt er lokal anvendelse av elkraften som gir lønnsomhet. Dessuten ser vi at hvis hele elkraftproduksjonen måtte selges via distribusjonsnettet, ville en få en meget klar sammenheng mellom størrelsen på kraftverkene og deres evne til lønnsomhet.



Figur 4.3 Økonomisk resultat i % av anleggskostnad ved salg av all elkraft via distribusjonsnettet

4.1.2 Utbygging med tilskudd og stønadslån

Selv om finansiering via SND behandles individuelt for det enkelte utbyggingsalternativ, har vi ansett muligheten for finansiering generelt å være til stede, og derfor tatt utbygging med tilskudd og stønadslån med som et alternativ. For de kraftverkene som ikke gikk i økonomisk balanse ved det vi i kap.4.1.1 kalte ordinær utbygging, har vi derfor regnet inn tilskudd og stønadslån etter de reglene SND benyttet høsten 2001 (se kap. 2.3). Det betyr at tilskudd og fordel av rentefritt lån er trukket fra i kostnadsoverslaget. Dette får virkning som reduserte rentekostnader og avskrivninger. Denne kostnadsreduksjonen førte til at 11 kraftverk gikk over fra negativt til positivt resultat. Størrelsen på disse kraftverkene lå i området 5 til 98 kW effekt.

Betydningen av tilskudd og stønadslån er relativt størst for de små kraftverkene, fordi det i følge tildelingsreglene kan tildeles fullt tilskudd allerede ved et kostnadsoverslag på 500 000 kroner, og fullt stønadslån ved et kostnadsoverslag på 1 400 000 kroner. Av de 62 mulige utbyggingsprosjektene er det bare sju som har kostnadsoverslag under 500 000 kroner, mens 35 har kostnadsoverslag på mer enn 1 million kroner.

4.1.3 Utbygging med tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats

I dette beregningsalternativet er det både regnet med tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats (egen innsats i prosjektet er ikke verdsatt).

For alle utbyggingsalternativene er egeninnsatsen vurdert etter hva som ville være aktuelt for et gjennomsnitt av utbyggerne, selv om enkelte kanskje kunne gjøre det aller meste selv. Slik egeninnsatsen er beregnet her varierer den i størrelse etter omfanget av anleggsvirksomheten på dam, rørgrøft/rørgate, kraftstasjon, anleggsvei og kraftledning. Omfanget av de forskjellige delene av anlegget varierer imidlertid ikke direkte med størrelsen på kraftverket (kW effekt), men generelt krever et større verk et mer omfattende anleggsarbeid, og derfor har det muligheten til en større egeninnsats. Siden anleggskostnad regnet per kW effekt er minst på de større kraftverkene, vil egeninnsatsen relativt sett bety mindre for disse, selv om arbeidsomfanget kan være betydelig.

På samme måte som for tilskudd og fordel av stønadslån, er verdien av egeninnsatsen ikke tatt med i verdsettingen som ligger til grunn for avskrivninger og beregninger av rentekrav. Det ga som resultat at fire nye utbyggingsalternativ etter beregningene oppnådde overskudd.

For å se hvordan tilskudd, stønadslån og gratis egeninnsats påvirker det økonomiske resultatet for de minste og de større kraftverkene, har vi delt kraftverkene inn etter størrelse over eller under 50 kW effekt. Ved ordinær utbygging fikk vi resultatet som er vist i tabell 4.2.

Tabell 4.2 Størrelse og lønnsomhet ved ordinær utbygging

Størrelse	Antall kraftverk	Antall med overskudd
> 50 kW effekt	26	24
< 50 kW effekt	36	11

Dette viser at ved ordinær utbygging med 15 % utnyttelse av middelvannstanden, og uten tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats, er det de større utbyggingsalternativene som viser best mulighet til å gå med lønnsomhet.

Med tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats på anleggene, blir resultatene som vist i tabell 4.3. Tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats har som ventet mest å si for de små utbyggingsalternativene, men er heller ikke for dem avgjørende for så mange som halvparten. Til det er kostnadene til utstyr for store, også i forhold til de kostnadspostene det er mulig å få til egeninnsats på.

Tabell 4.3 Størrelse og lønnsomhet ved utbygging med tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats

Størrelse	Antall kraftverk	Antall med overskudd
> 50 kW effekt	26	26
< 50 kW effekt	36	24

4.1.4 Utbygging med tilskudd/stønadslan, gratis egeninnsats og økt utnyttelsesgrad

I dette alternativet har vi sett på hvordan en økning i utnyttelsesgraden av middelvannføringen fra 15 % til 30 % i tillegg til tilskudd/stønadslån og gratis egeninnsats virker inn på resultatet. Vi forutsetter da at det vil være mulig å få slikt unntak fra vernebestemmelsene. Økt utnyttelsesgrad gjør betydelige utslag. Det fører til at ytterligere ni potensielle utbyggingsalternativ blir lønnsomme.

4.1.5 Utbygging med tilskudd/stønadslan, gratis egeninnsats, økt utnyttelsesgrad og økt egen anvendelse av elkraften

Dette alternativet forutsetter i tillegg til tilskudd/stønadslån og utnyttelse av 30 % av middelvannføringen, at utbyggerne kan finne egen anvendelse for elkraft tilsvarende elkraftforbruket for en husholdning, og som det ikke er nødvendig å selge via distribusjonsnettet. Ytterligere to utbyggingsalternativer gikk da med overskudd.

4.1.6 Utbygging med tilskudd/stønadslan, gratis egeninnsats, økt utnyttelsesgrad, økt egen anvendelse av elkraften og reduserte anleggskostnader

Det siste utbyggingsalternativet gir ikke lønnsomhet, selv om det medregnes tilskudd/stønadslån, gratis egeninnsats og økt utnyttelsesgrad til 30 % av middelvannføringen. For dette alternativet vil følgelig lønnsomhet bare kunne oppnås med en større reduksjon i anleggskostnadene.

4.2 Kjennetegn på utbyggingsalternativer med god/svak lønnsomhet

Vi har i kap 4.1.1 sett at ved ordinær utbygging er det anvendelsen av elkraften som har størst betydning. Salg av elkraften lokalt, uten å måtte gå om distribusjonsnettet, og dermed betale linjeleie, er av avgjørende betydning for de fleste utbyggingsalternativene. Vi har også sett at størrelsen på anleggene, og spesielt utbyggingskostnad i forhold til produsert elkraft, vil være av avgjørende betydning.

I avsnittene 4.1.2–4.1.6 har vi sett at tilskudd og stønadslån vil hjelpe spesielt de minste utbyggingsalternativene. Også gratis egeninnsats betyr en god del, og vil sannsynligvis i konkrete tilfeller kunne bety atskillig mer enn det som er kommet fram i en gjennomsnittsbetraktning som den vi har måttet legge til grunn for våre beregninger.

Et alternativ som kanskje vil være vanskelig i et vernet vassdrag, å benytte en mer optimal vannmengde som grunnlag for kraftproduksjonen, ville klart hatt store konsekvenser for økonomien i utbyggingen. Se bl.a. avsnitt 4.1.4.

5 Lokaløkonomiske virkninger av vannkraftutbyggingen

I hovedprosjektet, «Miljøtilpasset el-kraftproduksjon ved små vannkraftverk i distrikts-Norge», er det skissert 62 mulige utbyggingssteder for små vannkraftverk. I kapittel 3 og 4 behandlet vi de foretaksøkonomiske sidene ved utbygging av disse kraftverkene. I dette kapitlet skal vi se på hva utbyggingen kunne ha å si fra en lokaløkonomisk synsvinkel. Vi kjenner ikke til at tilsvarende beregninger er gjort når det gjelder kraftverksutbygging, men lokaløkonomiske virkninger, inklusive ringvirkninger har vært undersøkt i andre sammenhenger tidligere, blant annet av Fossen (1995).

En del av de lokaløkonomiske virkningene av vannkraftutbyggingen er kortsiktige, og knytter seg spesielt til anleggsperioden. Andre er mer langsiktige og knytter seg til inntekter fra utbyggenes salg av elkraft, og på økt næringsvirksomhet på grunn av lokal tilgang på elkraft.

5.1 Kortsiktige lokaløkonomiske virkninger

De kortsiktige lokaløkonomiske virkningene består av økonomisk aktivitet i anleggsperioden. Når den er slutt er disse virkningene borte. Dette gjelder innleie av arbeid og innkjøp av varer. Ved ordinær utbygging er egeninnsatsen verdsatt og tatt med i anleggskostnadene. I det tilfellet er også egeninnsatsen en del av de lokaløkonomiske virkningene. Vi har i kap. 4.1 sett at med de forutsetninger som er brukt, er det 27 utbyggingsalternativ som må ha investeringstilskudd og stønadsån for å gå med overskudd. Av disse må 16 bygges ut med gratis egeninnsats. Av dem igjen må 12 få anledning til å øke utnyttelsesgraden til 30 %. To av disse må i tillegg finne noe egen anvendelse for elkraften og ett må finne måter å redusere anleggskostnadene på for å oppnå lønnsomhet.

Siden en beregning av lokaløkonomiske virkninger i alle fall er omtrentlig, har vi for enkelhets skyld valgt å ta med egeninnsatsen på alle 62 utbyggingsalternativene, mot at vi ikke har gjort tillegg for økte anleggskostnader for de 12 utbyggingsalternativene som må opp i 30 % utnyttelse av middelvannføringen for å gå i økonomisk balanse. Det vil si at vi har byttet gratis egeninnsats på 16 kraftverk mot større anleggskostnader på 12 av dem.

I kap. 2.2.2 har vi beskrevet hva egeninnsatsen i gjennomsnitt består av, og i tabell 5.1 har vi satt opp en oversikt over forholdet mellom egeninnsats og innkjøp/innleie for de delene av anlegget det er aktuelt med egeninnsats på. Kostnad til montering av utstyr har vi forutsatt ligger i prisen på utstyret, og at montering foretas av leverandøren. I de tilfellene leverandøren ikke er lokalt basert, er altså ikke arbeidet med montering en del av den lokaløkonomiske virkningen av anleggsarbeidet.

Tabell 5.1 Egeninnsats og innkjøp/innleie

Del av anlegget	Egeninnsats %	Kjøpes/leies lokalt %
Inntaksdam	50	50
Kraftstasjon	50	50
Rørgrøft/-gate	30	70
Anleggsvei	30	70
Kraflinje	50	0
Turbin	0	50

For anlegg av inntaksdam består innleid arbeid av flytting av masse og opplegg av dam, som er forutsatt utført med beltegraver. For kraftstasjonen foregår byggingen med innkjøp av materialer lokalt. Rørgrøft/-gate er forutsatt anlagt med graving av rørgrøft eller planering for rørgate med beltegraver, som leies. Anleggsvei planeres med innleid beltegraver. Kabel til kraftledning har vi regnet med ikke kan kjøpes lokalt. For turbin er det regnet med at plateturbin kan benyttes, og kan bygges lokalt, men at prisen ikke avviker nevneverdig fra de turbinene som er medregnet i NTNUs kalkyler. Vi har fått opplyst fra konstruktøren at kostnadene til plateturbinen fordeler seg ca 50/50 med hensyn til materialer og arbeid. Vi har videre forutsatt at materialer til turbinen ikke kan kjøpes lokalt. På denne bakgrunn har vi kommet til en samlet oversikt over egeninnsats og kjøp av varer og tjenester lokalt som vist i tabell 5.2.

Tabell 5.2 Egeninnsats og kjøp av varer og tjenester lokalt, i millioner kroner

Anleggsdel	Varer/tjenester	Egeninnsats	Sum
Inntaksdam	1,9	1,9	3,8
Kraftstasjon	3,2	3,2	6,4
Rørgrøft/-gate	18,1	7,7	25,8
Anleggsvei	3,0	1,3	4,3
Kraftledning	0,0	1,7	1,7
Turbin	10,6	0,0	10,6
Sum	36,8	15,8	52,6

Sum kortsiktig lokaløkonomisk virkning blir etter dette 52,6 millioner kroner.

5.2 Langsiktige lokaløkonomiske virkninger

Grunnlaget for de langsiktige lokaløkonomiske virkningene består hovedsakelig av de samlede driftsinntektene for alle de utbygde kraftverkene. I tillegg kan det sannsynligvis påregnes inntekter fra økt næringsvirksomhet på grunn av lokal tilgang på elkraft der det ikke er tilgang fra distribusjonsnett. I enkelte tilfeller kan det også være muligheter for

ny næringsvirksomhet på grunn av billigere elkraft der et nytt kraftverk produserer mer enn det som i utgangspunktet kan omsettes lokalt. Det kan da med fordel selges strøm til redusert pris til ny virksomhet i kraftverkets nærområde. Hvor mye av ny næringsvirksomhet som kan vokse fram av disse grunner er det for tidlig å finne svar på i dette prosjektet. Bare et fåtall av de 62 mulige utbyggingsalternativene er til nå i gang med konkret planlegging av kraftverk. De fleste potensielle utbyggerne, og også naboer innenfor aktuell avstand, er sannsynligvis enda ikke begynt å planlegge ny næringsvirksomhet som kan bli aktuell på grunn av lokal kraftverksutbygging.

Det vil også kunne oppstå en mulig lokaløkonomisk virkning i dette området, hvis et lokalt verksted bygger opp kompetanse på bygging av utstyr til små kraftverk og siden får levering også til andre områder. Får utbygging av små kraftverk et betydelig omfang, vil imidlertid denne produksjonen sannsynligvis etter hvert bli overtatt av en større bedrift innen maskinindustrien.

Driftsinntektene avhenger av prisene på elkraft, og hvor stor andel av den produserte elkraften som kan brukes/selges i eget nærområde og over eget linjenett. På bakgrunn av NTNUs registreringer, vil i utgangspunktet 22 % av elkraften for de kraftverkene som har vært medregnet i dette prosjektet kunne selges lokalt, mens 78 % er avhengig av å kunne selges via distribusjonsnettet.

Tar en utgangspunkt i at alle 62 prosjektene realiseres, delvis ved hjelp av tilskudd/stønadslån, gratis egeninnsats og unntak fra vernebestemmelsenes 15 %-regel, blir sum driftsinntekter 14,6 millioner kroner.

5.3 Lokaløkonomiske ringvirkninger

De kortsiktige lokaløkonomiske virkningene følger anleggsperioden. Når alle de aktuelle prosjektene er utbygd, vil de kortsiktige virkningene være borte og bare de langsiktige være tilbake. Der er derfor viktig å poengtere at det er de langsiktige virkningene som må tillegges størst vekt.

5.3.1 Beregning ved hjelp av multiplikatorer

Et uttrykk for de langsiktige lokaløkonomiske ringvirkningene av kraftverksutbyggingen kan en få ved å bruke multiplikatorer. En multiplikator for omsetningen sier hvor mye den totale lokaløkonomiske omsetningen endres når summen av omsetning fra de 62 kraftverkene endres. Å beregne multiplikatorer spesielt for dette formålet er et tidkrevende arbeid som ligger utenfor rammen av prosjektet. I stedet har vi gjort et anslag ut fra beregninger i andre sammenhenger.

I en undersøkelse utført av Sjelmo (1998) ble omsetningsmultiplikatoren for et utmarkslag i Selbu beregnet til 1,2 med samla direkte næringsomsetning som basis. I lignende undersøkelser i forbindelse med reiseliv, kom Hovland (1989, 1990 og 1993) og Dolve (1994) fram til tilsvarende multiplikatorer fra 1,3 til 1,7. Et gjennomsnitt av disse multiplikatorene ligger på ca 1,4. Med dette som bakgrunn kan en anslå den totale langsiktige lokaløkonomiske virkningen av den skisserte kraftverksutbyggingen til 20,4 millioner kroner (14,6 millioner kroner ganger 1,4).

Referanser

- Hovland, N.P., 1989. *Lokaløkonomiske virkninger av reiselivsvirksomhet. Eksempel fra Risør kommune*. Rapport nr. 24/89. Telemarksforskning. Bø.
- Hovland, N.P., 1990. *Lokaløkonomiske virkninger av reiselivsutbygging i Trysil*. Arbeidsrapport nr. 14/90. Telemarksforskning. Bø.
- Hovland, N.P., 1993. *Reiseliv i Vinje, lokaløkonomisk analyse*. Arbeidsrapport nr. 11/93. Telemarksforskning. Bø.
- Dolve, G., 1994. *Bygdeturisme i Hedmark. Delrapport 5*. NILF-rapport C-028-94. Norsk institutt for landbruksøkonomisk forskning og Turforsk Øst-Norge. Oslo/Ås.
- Fossen, A., 1995. *Bygdeturisme i Hedmark. Samlerapport*. NILF-rapport 1995:5. Norsk institutt for landbruksøkonomisk forskning. Oslo.
- Gjerde, I., 2000. *Byggekostnader for driftsbygninger i landbruket*. ITF-Rapport 109/2000. Institutt for tekniske fag, Norges landbrukshøgskole. Ås.
- Sjelmo, O., 1998. *Inntekspotensial for Guldseth Utmarkslag og ringvirkninger i kommunen*. Notat 1998:7. Norsk institutt for landbruksøkonomisk forskning. Oslo

Vedlegg 1

EL-KRAFTPRODUKSJON VED SMÅ VANNKRAFTVERK I DISTRIKTSNORGE

SPØRRESKJEMA

med svarfrist 12. oktober

I forbindelse med prosjektet «Miljøtilpasset el-kraftproduksjon ved små vannkraftverk i distriktsnorge», har Norsk institutt for landbruksøkonomisk forskning (NILF) fått i oppdrag å utrede den økonomiske virkningen av kraftverksutbygging for rettighetshaverne, og ringvirkningene i kommunen. Utredningene vil i store trekk bygge på data fra NVE. Når det gjelder bruken av den produserte el-kraften, er vi likevel delvis avhengige av å få informasjon fra utbyggerne/interessentene direkte. Som støtte for beregningene ønsker vi også informasjon om utsiktene til egeninnsats ved anlegg av kraftverkene, hvis utbygging skulle bli aktuell.

Hvordan vil den produserte el-kraften bli brukt. Kryss av alle aktuelle alternativ:

- | | | |
|--------------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| a) i egen bolig | <input type="checkbox"/> | |
| b) i egen gardsdrift | <input type="checkbox"/> | |
| c) i egen bedrift (Slag:.....) | <input type="checkbox"/> | Anslått årsbehov, KWh |
| d) i ny virksomhet | <input type="checkbox"/> | |
| e) salg til kraftlaget | <input type="checkbox"/> | |

I tilfelle ny virksomhet:

- | | |
|-------------------------------|-------|
| a) hva slags virksomhet | |
| b) hvor langt fra kraftverket | |
| c) anslått årsbehov, KWh | |

	Kryss av	JA	NEI	MERKNADER
Tilgang til maskinelt utstyr				
a) disponerer du/dere traktorgraver?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
b) disponerer du/dere beltegraver?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Egeninnsats ved anlegg av inntaksdam				
a) vil du/dere selv utføre gravearbeidet?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
b) vil du/dere selv utføre betongarbeidet?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Egeninnsats ved bygging av kraftstasjon				
a) vil du/dere selv utføre byggearbeidene?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Egeninnsats ved anlegg av rørgate/rørgrøft				
a) vil du/dere selv utføre anleggsarbeidene?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Egeninnsats ved bygging av anleggsvei				
a) vil du/dere selv utføre anleggsarbeidene?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Egeninnsats ved bygging av kraftlinje/legging av kabel				
a) vil du/dere selv utføre anleggsarbeidene?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Vi ber om at besvart spørreskjema innen 12. oktober sendes i vedlagte svarkonvolutt til Midtre Gauldal kommune, LNT-utvalget v/K. Tronvoll, 7290 Støren. Alle som får spørreskjemaet har fått et nummer, slik at vi kan vite hvem som har svart. All informasjon blir behandlet konfidensielt.

Vedlegg 2

Vassdrag [-]	Vann- føring [m ³ /s]	Effekt [kW]	Bruks- tid [h/år]	Årsprod. [MWh/år]	Mulig salg i næromr. [MWh/år]	Drifts- innt. [kr/år]	Drifts- kostn. [kr/år]	Gj.sn. årsres. [kr/år]	Gj.sn. årsres. % av anl.k.	Anl.- kostnad [kr]	Kostn.- oversl. [kr]
Alt. 1: Ordinær utbygging og 15% utnyttelse av middelvannføringen											
Forda øvre	1,000	981	8760	8593	366	1781126	613536	1167590	15,4	7596760	7596760
Hauka nedre	0,801	943	8760	8264	160	1680221	833058	847163	8,2	10352592	10352592
Ena nedre	0,955	525	8760	4597	810	1057985	463015	594970	10,5	5687512	5687512
Ena øvre	0,887	392	8760	3430	280	733842	443282	290560	5,4	5371818	5371818
Forda nedre	1,117	411	8760	3600	0	720054	440367	279687	5,3	5307548	5307548
Skjula	0,090	76	8760	665	726	321681	167833	153848	7,7	1988739	1988739
Stavilla midtre	0,561	62	8760	542	740	262527	114823	147704	10,9	1350021	1350021
Nyaa	0,151	200	8760	1752	0	350333	218157	132176	5,1	2584942	2584942
Stavilla nedre	0,589	173	8760	1519	660	416582	290910	125672	3,6	3457946	3457946
Rogga	0,083	88	8760	774	340	251321	129525	121796	8,1	1505208	1505208
Bua nedre	0,761	56	8760	490	340	194653	91564	103088	9,6	1072563	1072563
Herjaa	0,164	126	8760	1108	320	276309	175766	100543	5,0	2027866	2027866
Stavilla øvre	0,542	80	8760	699	342	236924	139404	97520	5,9	1658901	1658901
Fossum Mølle	0,492	51	8760	444	360	191115	100169	90946	7,5	1207147	1207147
Gynnelda	0,111	143	8760	1249	720	372973	285425	87549	2,5	3460004	3460004
Tåvåa	0,069	51	8760	442	810	214120	126943	87177	5,7	1519308	1519308
Hauka øvre	0,392	72	8760	631	247	196312	109792	86520	6,7	1283147	1283147
Henda	0,081	137	8760	1201	260	284607	208843	75764	3,1	2482697	2482697
Kvernødsbekken	0,050	38	8760	330	570	159540	86462	73078	7,5	979908	979908
Verma	0,075	31	8760	271	400	130965	62651	68314	10,1	679630	679630
Buru nedre	0,075	125	8760	1091	28	223052	161862	61190	3,2	1892099	1892099
Hansbakkbekken	0,022	25	8760	215	240	103960	51782	52178	9,4	556134	556134
Svara	0,028	17	8760	151	260	90834	45340	45494	9,7	467864	467864
Gryta	0,018	34	8760	298	300	144119	108520	35599	2,7	1302255	1302255
Ila	0,343	252	8760	2210	360	503473	474342	29131	0,5	5684634	5684634
Plasshaugbekken	0,081	28	8760	243	240	116785	89371	27415	2,6	1053729	1053729
Kvernbekken nord	0,034	44	8760	386	920	187032	160130	26901	1,4	1904108	1904108
Tildra	0,031	59	8760	513	187	155689	129067	26622	1,8	1494241	1494241
Malma	0,049	85	8760	747	240	217607	191170	26438	1,2	2287047	2287047
Branåa	0,029	17	8760	147	120	77323	56235	21088	3,4	628316	628316
Sevilla	0,154	187	8760	1638	400	396088	375623	20465	0,5	4462459	4462459
Bua øvre	0,700	103	8760	902	441	255763	235646	20117	0,7	2807180	2807180
Skåvollbekken	0,014	11	8760	98	400	58898	49537	9361	1,7	538886	538886
Gardåa	0,034	8	8760	71	300	42862	35901	6961	1,9	359068	359068
Storbekken	0,019	10	8760	87	340	52185	51122	1063	0,2	569663	569663
Alt. 2: Alt. 1. + investeringstilskudd og subsidielån											
Blukku	0,032	42	8760	370	140	113823	81976	31847	3,5	912911	1335394
Tøftbekken	0,017	23	8760	198	160	84954	63048	21906	3,2	675953	1027709
Ræa	0,065	98	8760	861	40	183636	163940	19696	1,0	1936384	2373717
Vinda	0,028	20	8760	176	41	46889	31712	15177	4,8	314268	558070
Smedbubekken	0,040	33	8760	288	1	57791	42728	15063	3,4	438678	719613
Storbekken	0,011	14	8760	120	440	72005	57056	14949	2,5	592608	919487
Sandbekken	0,014	12	8760	105	240	62758	49531	13228	2,3	564253	882669
Grøvja	0,017	28	8760	243	406	117392	112046	5345	0,4	1295004	1732337
Alvora	0,025	21	8760	183	75	57864	53337	4526	0,7	607955	939415
Bonesbekken nedre	0,014	5	8760	42	280	24904	21366	3539	2,1	172415	319824
Gardåa	0,034	24	8760	214	0	42862	40033	2829	0,7	430274	708701
Alt. 3: Alt. 2. + gratis egeninnsats											
Bonesbekken øvre	0,013	13	8760	110	280	65942	43117	22825	5,3	427258	1213985
Litjstavilla	0,080	8	8760	73	320	43548	26509	17040	7,5	226991	766860
Holta	0,154	148	8760	1294	75	271602	261275	10327	0,3	2997038	3678625
Buru øvre	0,072	22	8760	194	0	38859	36195	2663	0,8	345301	828112
Alt. 4: Alt. 3. + 30% utnyttelse av middelvannføringen											
Plassbekken	0,041	72	8760	632	0	126459	79108	47351	5,7	835549	1427588
Sandåa	0,047	67	8468	568	0	113566	75447	38120	4,8	794602	1451979
Buru, liten	0,025	41	8760	357	320	199464	164043	35421	1,9	1910112	2664448
Glisja	0,043	40	8760	352	0	70408	45639	24770	5,3	470068	1053468
Refsetbekken	0,039	51	8760	447	0	89492	75595	13898	1,7	794677	1345593
Byaa	0,044	5	8176	37	600	22464	15072	7392	9,0	81743	371082
Kvernbekken sør	0,016	6	7884	51	342	30522	25749	4772	2,2	218492	737301
Langdalsbekken	0,022	27	8760	237	0	47491	45812	1679	0,4	441985	916667
Kvernabekken	0,020	3	7884	22	60	13056	12563	494	1,0	48271	231311
Alt. 5: Alt. 4. + eget forbruk tilsvarende en husholdning											
Storbekken	0,049	8	7884	66	20	18836	17987	849	0,7	113247	353417
Bjørkåsbekken	0,032	7	7592	51	20	15815	15238	577	0,7	82230	304413
Alt. 6: Alt. 5. + reduserte anleggskostnader											
Ringåa	0,015	21	8760	180	990	108159	140206	-32047	-2,0	1618494	2325910