

Norges Handelshøyskole
Bergen, våren 2008

Utredning i fordypningsområdet: Finansiering og finansiell økonomi
Veileder: Førsteamanuensis Kurt Brekke

Småkraft

Nytt driftsgrunnlag i distriktene?

av

Ole Martin Farsethås

Denne utredningen er gjennomført som ledd i det fireårige siviløkonomstudiet ved Norges Handelshøyskole og er godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Forord

Jeg ønsker i denne oppgaven å vurdere hvordan forholdene ligger til rette for at småkraft kan bli en ny næringsvei i distriktene.

I Norge er det et uttalt politisk mål å bevare bosetning i distriktene. Dette fordrer selvsagt at det også opprettholdes arbeidsplasser og verdiskapning i distriktene. Mange har omtalt småkraftutbygging som en mulig næring som kan gi nye inntekter og arbeidsplasser i distriktene i en tid da jordbruket rasjonaliseres og mange arbeidsplasser forsvinner til byene.

Vannkraft er grønn energi, og med dagens fokus på klima, Kyoto avtalen, miljøvern og fornybare energikilder er det mange fordeler med en større utbygging av småkraft i Norge, ikke bare av distriktshensyn.

Jeg har i oppgaven lagt vekt på at investoren i dette tilfellet er en enkeltperson evt en liten gruppe mennesker (grunneierne), og at dette kan resultere i andre vurdering enn om investoren hadde vært et stort selskap.

Jeg har gjort de økonomiske modellene så enkle som mulig for ikke å gjøre oppgaven unødvendig komplisert.

Jeg har i oppgaven lagt til grunn en forventet strømpris på 25 øre/kWh. Dette må anses å være konservative anslag. Det samme gjelder forutsetningen om at realprisen på strøm vil være konstant. Disse to forholdene gjør at vurderingen trolig er noe forsiktig når det gjelder å akseptere prosjektet.

Jeg ønsker også å takke førsteamanuensis Kurt Brekke for veiledning med oppgaven.

Sammendrag

I denne oppgaven har jeg gjort en prosjektanalyse for en investering i et lite vannkraftverk. Jeg har vurdert investeringen fra ståstedet til en privat investor og tilpasset modellen etter dette. Jeg har vist at en investering som med stor sikkerhet hadde blitt gjennomført i et stort firma, vil bli avslått av den private investoren på grunn av større risikoaversjon. Jeg har så vist at offentlige garantier/støtteordninger som fjerner de største risikomomentene og bedre lønnsomheten vil gjøre at prosjektet blir gjennomført.

1 Innholdsfortegnelse

1	Innholdsfortegnelse	0
2	Innledning.....	5
3	Vannkraft	6
3.1	OPPBYGGING AV VANNKRAFTVERKET	6
3.2	MARKEDET FOR STRØM	8
3.3	TILBUD/ETTERSPOELSE	8
3.4	MARKEDET STRØM	9
4	Subsidier/støttetiltak	11
4.1	PRIS TILSKUDD	11
4.2	GARANTERT MINSTEPRIIS	11
4.3	DISTRIBUERT PRODUKSJON	12
5	Teori om lønnsomhet	14
5.1	VURDERING AV LØNNSOMHET	14
5.2	USIKKERHET	17
6	Kraftverket et investeringsprosjekt	21
6.1	INVESTORENE	21
6.2	KRAFTVERKETS UTGIFTER	21
6.3	LØNNSOMHET MED NÅVERDIMETODEN	21
6.4	KRAFTVERKETS INNTEKTER	22
6.5	USIKKERHET	24
7	Et eksempel – Lillevannkraftverket.....	25
7.1	GRUNNLAGSDATA	25
7.2	LØNNSOMHETSBEREGNINGER.....	27
7.3	USIKKERHET FOR LILLEVANN	28
7.4	INVESTERINGSBESLUTNINGEN	29
7.5	TILSKUDDSORDNINGER	30
8	Konklusjon	33
9	Referanser	34
9.1	NETTSTEDER	34
10	Appendiks A.....	35
11	Appendiks B.....	36
11.1	UTBYGGINGSKOSTNADER.....	36
11.2	DRIFTSKOSTNADER.....	36
11.3	INNTEKTER	37

Figurer og tabeller

Figur 1	Spotpris på strøm	10
Figur 2	Usikkerhet vist i stjernediagram	29
Figur 3	Usikkerhet vist i stjernediagram med tilskudd	31
Tabell 1	Kontantstrøm for Lillevannet	28
Tabell 2	Grunnlagsdata for stjernediagram	29
Tabell 3	Nåverdi med tilskudd	30

2 Innledning

Jeg ønsker i denne oppgaven å vurdere økonomien i et småkraftprosjekt.

I den første delen vil jeg gi en generell oversikt over de økonomiske forholdene rundt etablering og drift av et småkraftverk.

I del to av oppgaven vil jeg gjennomgå litt teori som jeg vil bruke i den siste delen hvor jeg tallfester disse størrelsene basert på data fra et eksisterende prosjekt. Dette vil blant annet omhandle hvordan man skal beregne lønnsomhet, hvordan man kan behandle usikkerhet og jeg vil også skrive litt om hvordan ulike tilskuddsordninger vil slå ut.

Små vannkraftverk, småkraft, er interessant på flere måter. For det første så produserer det elektrisk kraft helt uten å forurense – det er en fornybar og grønn ressurs. Videre så er vassdrag som er egnet for utbygging gjerne plassert langt fra bynære områder, og det er grunneierne som eier fallrettighetene til disse vassdragene noe som gjør at dette både er og kan bli en kjærkommen tilleggsnæring eller ny hovedeskjeft for mange i fraflytningstruende bygder i det utstrakte Norge. Jeg vil også belyse noen forhold rundt denne eierstrukturen som gjør at de potensielle utbyggerne av småkraft kan vurdere prosjekter ulikt andre investorer.

Til slutt er det også et virksomhetsområde som utvilsomt har fremtiden foran seg.

Jeg ønsker i denne oppgaven å vurdere hvilke faktorer som har størst innvirkning på investeringsbeslutningen for denne gruppen investorer, og i tillegg se om det kan være statlige initiativer/støtteordninger som kan gi økt utbygging.

3 Vannkraft

Et vannkraftverk sin oppgave består i å omgjøre den potensielle og/eller kinetiske energien i vannet til elektrisk strøm. Jeg vil først kort redegjøre for de ulike delene et anlegg består av.

3.1 Oppbygging av vannkraftverket

3.1.1 Demning/Inntaksarrangement

Inntaket er der vannet tas inn til kraftverket. Dette arrangementet er viktig av flere årsaker. Det må sikres at det ikke kommer stein, kvist eller fremmedgjenstander inn i vannveien. Det skal sikres at ikke svømmere, dykkere eller andre mennesker kan bli sugd fast eller på annen måte kommer til skade. Dette gjøres med en inntaksrist. For større anlegg er det vanlig med en eller annen form for automatisk rengjøring av inntaksristen da denne tettes igjen over tid.

Dersom anlegget har en demning, er inntaket plassert i forbindelse med denne.

3.1.1.1 Minstevannføring

I mange vassdrag er det krav om minstevannføring. Dette betyr ganske enkelt at kraftverket ikke kan ta alt vannet slik at elven blir helt tørrlagt. Dette er for å ivareta dyre og plante liv i elven. Spesielt er det arter på den såkalte ”rødlisten” som skal beskyttes. Kravet til minstevannføring kan variere i løpet av året derfor er det ofte en ventil i tilknytning slik at dette kan justeres.

3.1.2 Vannvei

Vannveien fører vannet fra inntaket og inn til kraftstasjonen. Vannveien består enten av tunnel i fjell eller rørgate. Rørgaten igjen kan bestå av rør i plast, PVC eller stålrør – alt avhengig av dimensjon og trykkklasse. Vannveien må være tilstrekkelig dimensjonert til at vannet ikke mister for mye av energien før det når turbinen og for å motstå trykkstøt som kan komme ved feil i anlegget eller raske endinger i lasten.

3.1.3 Stasjonsbygg

Stasjonsbygget er ofte det man tenker på som selve kraftstasjonen. Dette skal huse turbin, generator, transformator og apparat og kontrollanlegg. Stasjonsbygget må naturligvis plasseres helt i bunnen av fallet som skal bygges ut.

3.1.4 Turbin

Turbinen er hjertet i vannkraftverket og er den komponentene som omvandler energien i vannet til rotasjonsenergi. Selv om turbinen kanskje er den viktigste komponenten er den sjelden den dyreste. Det finnes flere turbintyper – som har forskjellige egenskaper når det gjelder ulike fallhøyder, vannmengder og reguleringsområdet. Hovedtypene er Pelton, Kaplan og Francis.

3.1.5 Generator

Generatoren omvandler rotasjonsenergien til elektrisk kraft. Dette er gjerne kraftverkets dyreste enkeltkomponent. Større maskiner er gjerne laget for høyspent, mens mindre er for lavspent.

3.1.6 Transformator

Transformatoren transformerer opp spenningen på kraften som bli levert. Det er hovedsaklig to grunner til at man ønsker å transformere opp spenningen – man kan levere mye mer effekt pr ampere – noe som gjør at kravet til tykkelse på overføringskabler blir betydelig redusert, og siden overføringsnettet er basert på høyspent – må også småkraftverket levere høyspent for å levere til nettet.

3.1.7 Apparatlegg

Apparatlegget består av brytere og målefelter for å koble kraftverket inn og ut av strømmettet ved produksjon og ved eventuelle feiltilstander. Koblingsutstyr for høyspent er gjerne svært kostbart, og krever spesielt tilrettelegging ved installasjon.

3.1.8 Kontrollsystem

Kontrollsystemet skal overvåke og kontrollere kraftverket. Det styrer ventiler og brytere, og de fleste småkraftanlegg i dag kan fjernopereres. Nyere anlegg har svært avanserte kontrollsystemer som gir mulighet for å starte og stoppe anlegget etter vannivået i inntaksdammen eller å produsere til avtalte tider hvor etterspørselen etter strøm er stor.

3.1.9 Tilkobling til nettet

Et vannkraftverk ligger sjelden i direkte tilknytning til en eksisterende kraftledning. Det må derfor legges kabel fra stasjonen og til nærmeste overføringslinje som har riktig spenning og tilstrekkelig overføringskapasitet. Dette må alltid dekkes av utbygger. Dersom anlegget er av en viss størrelse – kan det være at den eksisterende linjen ikke er godt nok dimensjonert, noe som vil kreve en kostbar oppgradering av hele linjen. På dette området er det ulik praksis – noen E-verk tar hele regningen selv, mens andre skyver mesteparten over på utbyggerne. Det råder også en ”førstemann til mølla” praksis ved at den første utbyggeren på linja slipper billig unna, mens det er den som tilfører effekten som gjør at linjen må oppgraderes som blir sittende med svarteper.

3.2 Markedet for strøm

Elektrisk kraft er et produkt som ikke lar seg lagre i et slikt omfang at det kan påvirke balansen i tilbud/etterspørsel. Mao så må til enhver tid produksjonen av elektrisk kraft være lik etterspørselen.

Tidligere var man nødt til å opprettholde denne balansen internt i Norge – sogar også innefor enkelte geografiske områder, mens man i dag har bygd store overføringslinjer til flere andre land. Dette gir mulighet til å kjøpe kraft fra utlandet når vår nasjonale etterspørsel er høyere enn produksjonen og selge strøm til utlandet når det motsatte er tilfelle.

Like fullt har vi fremdeles kapasitetsproblemer med disse overføringene – noe som belyses med den dagsaktuelle kraftmangelen i midt-Norge. Det oppstår også et betydelig energitap ved kraftoverføring over store avstander noe som gjør at man ønsker at produksjon og forbruk av strøm skal balanseres innen de ulike geografiske regionene.

3.3 Tilbud/etterspørsel

Etterspørselen etter kraft påvirkes av flere forhold. Man har daglige variasjoner hvor strømforbruket er høyt på dagtid hvor industri og privatpersoner bruker mye strøm, før det faller mot kvelden og er lavest på natten. Den samme variasjonen har du i løpet av uken, hvor etterspørselen er betydelig lavere i helgene enn i ukedagen. Til slutt varierer etterspørselen etter årstidene, spesielt i Norge hvor en stor del av oppvarmingen om vinteren bruker elektrisk kraft.

Disse svingingene gjenspeiles i markedsprisen på strøm.

Som nevnt tidligere må tilbud og etterspørsel balanseres. Dette er ikke noe problem i Norge hvor nesten all elektrisitetsproduksjonen kommer fra vannkraft. Vannkraftverk med magasiner har svært god reguleringsmulighet og man taper ikke noe ved å stenge ned kraftverket. Et vannkraftverk har en begrenset mengde vann tilgjengelig – det vil derfor uansett måtte begrense produksjonen i forhold til maks produksjon.

I våre naboland og på kontinentet består kraftproduksjonen i stor grad av ulike former for varmekraftverk. Disse kan ha kull, olje eller kjernekraft som brensel – men felles for de er at de ikke har like gode reguleringsmuligheter, og at marginalkostandene er små. De produserer derfor hele tiden for fullt – selv om etterspørselen er lav – og presser prisene ned i perioder med lav etterspørsel. Norske vannkraftverk har også svært lave marginalpriser, men har som sagt begrenset tilgang på vann.

Et litt forenklet bilde av markedsmekanismen vil da være at man i perioder med høy strømpris (dagtid, vinter) så produserer de norske magasinverkene for fullt og eksporterer også noe

strøm til høy pris, mens man i perioder med lav pris (natt og sommer) importerer billig kraft fra ulike varmekraftverk mens de norske anleggene står.

Det må i denne sammenhengen nevnes at småkraftverk som er temaet i denne oppgaven som oftest er såkalte elvekraftverk. Det har altså ikke en stor demning, men må tilpasse produksjonen etter vannføringen i elven. Jo større demning man har – jo bedre regulerings mulighet har man – alt fra en liten inntaksdam som kan holde noen timers vannføring, til store magasiner som kan holde all vannføringen i flere år. Men som sagt har de fleste småkraftverk ikke reguleringsmuligheter og må produsere i takt med vannstrømmen i elva. I praksis betyr dette stor produksjon om våren da ”alle andre” også har stor produksjon pga snøsmelting, mens på vinterstid – når prisen er høy – er produksjonsmulighetene mindre. En må altså legge til grunn en lavere forventet strømpris til elvekraft enn for magasinkraftverk. Et magasinkraftverk har også mulighetene til å kjøre anlegget på optimal ytelse (som gjerne er rundt 90-100% av maks kapasitet), mens man i elvekraftverket i store deler av året må kjøre på lavere ytelser – gjerne ned i mot 30% av maks kapasitet. Dette gir dårligere virkningsgrad på anlegget og det må også tas hensyn til dette ved valg av installert utstyr.

3.4 Markedet strøm

Når den nye Energiloven ble vedtatt av Stortinget i 1990 ble det norske kraftmarkedet deregulert. Markedet ble delt i to – hvor produksjon og omsetning ble utsatt for konkurranse, mens overføringsnettene hadde monopolkontroll – da dette var et naturlig monopol.

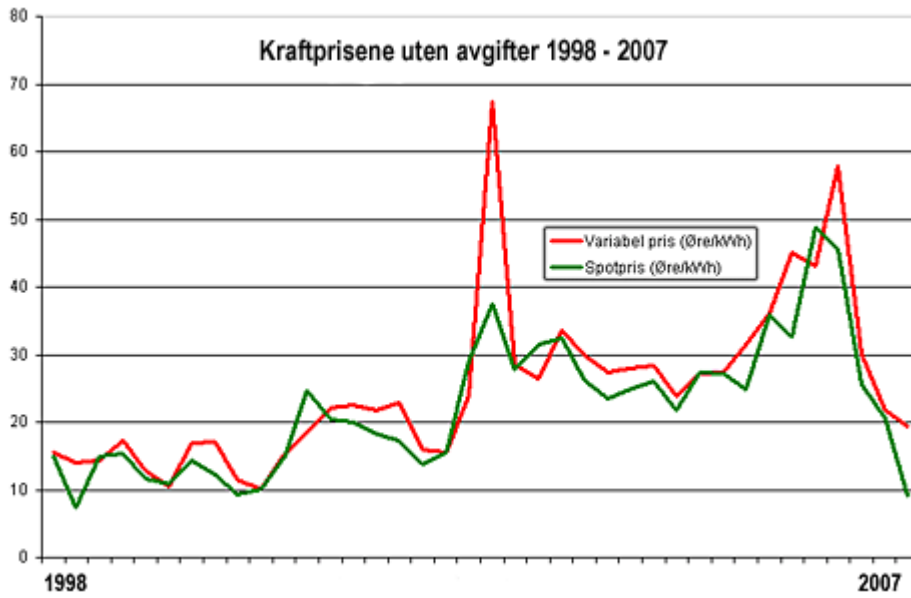
Strøm selges i dag på en børs til markedspris. Etter den nye energiloven har Nord Pool ASA (The Nordic Power Exchange) vokst frem som den ledende markedsplassen for kraft i dag.

Nord Pool tilrettelegger i dag for 4 ulike markeder: Elspot, Eltermin, Elbas og Elopsjon. Her vil jeg bare beskrive spot markedet litt nærmere.

Elspot er markedet for omsetning av faktisk elektrisitet med levering døgnet etter. Dette foregår ved aktørene innen klokken 12 dagen før, melder inn hva de ønsker å kjøpe og selge og til hvilken pris for hver av døgnet 24 timer. Det fastsettes en pris for hver time på døgnet som er balansepriser mellom tilbud og etterspørsel Denne prisen kalles elspot eller systempris. Og det er denne prisen som danner grunnlaget for hvilken pris en produsent får. I tillegg er spotmarkedet delt opp i ulike geografiske soner.

Børsen har også en viktig oppgave ved å koordinere tilbud og etterspørsel både i mengder og i geografiske plassering.

Nord Pool har også begynt handel av grønne sertifikater, selv om disse ikke ble innført i Norge. Forbrukeren må i tillegg til denne systemprisen og betale avgifter til staten, fortjeneste til distributøren og nettleie.



Figur 1 Spotpriser på strøm (www.dinepenger.no)

4 Subsidiier/støttetiltak

Det er mange grunner til at man ønsker å ha økt utbygging av småkraft i Norge. Det er en ønskelig del av distriktspolitikken, den er viktig for miljøpolitikken, det er god næringspolitikk og det er viktig å være selvforsynt med elektrisk kraft.

Det vil også være naturlig å anta at hensikten med en slik tilskuddordning er å sikre økt utbygging av småkraft. Jeg vil senere i oppgaven evaluere hvordan de ulike tilskuddsordningene slår ut i når beslutningen skal taes .

4.1 Pris tilskudd

Et pristilskudd på kraft vil innebære et øre-tilegg på kraftprisen som produserer. Størrelsen på dette er vanskelig å forutsi, men dagens foreslåtte ordning vil gi 4 øre/kWh.(www.kraftverk.net) I Storbritannia har man i dag en ordning som gir 30 øre/kWh.

Generelt kan det sies at et pristilskudd øker inntektene uansett hva strømprisen er – dette kan gi lønnsomhet ved lave strømpriser eventuelt høye utbyggingskostnader, eller det kan være en påplussning til overskuddet dersom strømprisene er høye nok til å gi positivt resultat uten tilskudd.

4.2 Garantert minstepris

En garantert minstepris på strøm vil sikre småkraftprodusentene en minimumspris på strømmen de selger. Nedsiderisikoen vil selvsagt avhenge av hvor høy minsteprisen er – men det er åpenbart at en minstepris på kraft vil redusere risikoen knyttet til nye anlegg betydelig.

En garantert minstepris har flere positive sider.

Den fjerner den største risikokomponenten, noe som helt klart vil gjøre at flere investorer gjennomfører prosjektene sine. Det vil også gjøre det lettere å få finansiert et slikt prosjekt.

Det vil også være rimelig støtte fra statens side. Nivået på en slik støtte vil naturlig avhenge av forventningen til strømprisen, men hvis man plasserer en slik garanti på rundt 80% av forventet gjennomsnittspris for kommende periode, vil utbetalingene fra staten trolig bli begrenset. Og man gir ikke subsidier i perioder der strømprisen er høy og produsentene tjener gode penger på å selge strøm til markedspris.

4.3 Distribuert produksjon

I dag har vi store geografiske avvik i hvor det forbrukes strøm og hvor det produseres strøm. Resultatet av dette er at strøm må transporteres over lange avstander – dette er både dyrt å bygge ut, og det er også et betydelig energitap som følge av tap i ledningsnettet. Distribuert produksjon er å produsere strøm nær forbrukerne – på denne måten vil man kunne redusere overføringstapene, og ikke minst sikre alle tilstrekkelig med strøm. Med ustrakt distribuert produksjon vil man også bli mindre avhengig av de store overføringslinjene – noe som vil gi større forsyningssikkerhet.

Det er i dag kraftmangel i MidtNorge. Store mengder strøm blir derfor overført via linjenettet. Denne ubalansen gjør at det samfunnsøkonomisk vil være mye mer lønnsomt med økt produksjon i midt Norge fremfor en økning på Vestlandet. Det er også en relativt stor overføring mellom Vestlandet som produserer lange med strøm enn de forbruker og Østlandet hvor forholdet er motsatt. Dette skyldes selvsagt befolkningsmønster og topologi. Slik dagens system med tilskudd og nettleie er – er det ingen insentiver for å øke produksjonen i områder hvor behovet er størst.

Det vil også være vanskelig å danne et helhetlig og rettferdig regelverk for et slikt en støtteordning basert på distribuert produksjon. Hvor skal grensene gå? Skal støtteordningen kun gjelde nye kraftverk, eller også de etablerte i området? Skal støtteordningen gjelde alle nybygg, eller bare de som er økonomisk anstrengte? Og hvordan skal man avgjøre om et prosjekt er anstrengt eller ikke?

Like fullt tillater jeg meg å skissere en løsning som kan gi et godt samfunnsøkonomisk resultat.

- Det gis en et pristilskudd for en periode på 15 år
- Tilskuddet avhenger av en forventet sparte overføringskostnader
- Det garanteres en minstepris på produsert strøm

At støtten er begrenset til 15 år gjør at den veier tungt for investeringsbeslutningen, mens kostnadssiden for staten har begrenset omfang.

For at systemet skal virke rettferdig for utbyggerne vil en gradvis nedtrapping av støtten når man fjerner seg fra sentrum av området som trenger kraft. Dette vil også gjøre at kostnaden ved støttetiltaket motsvares av den samfunnsøkonomiske gevinsten.

At tiltaket skal gjelde alle nyetableringer (og ikke bare for eksempel småkraft) er naturlig, da det er kraftproduksjonen i et geografisk område man ønsker å stimulere – ikke småkraft eller vindkraft spesifikt.

Slik systemet med nettleie fungerer i dag – må sluttbruker betale den samme nettleien uavhengig om strømmen han forbruker har forflyttet seg 10km eller 1000km i strømnettet.

En slik ”stimuleringspakke” vil utvilsomt gi økt utbygging. Pristilskuddet vil gi økt lønnsomhet og garantert minstepris vil i stor grad fjerne risikoen.

5 Teori om lønnsomhet

Jeg vil i dette avsnittet gjennomgå en del av den teorien jeg vil benytte når en investeringsbeslutning skal tas. Elementært i en slik vurdering er spørsmålet om lønnsomhet.

5.1 Vurdering av lønnsomhet

Jeg vil her kort presentere noen ulike modeller for å vurdere prosjektets lønnsomhet.

5.1.1 Payback metoden

Paybackmetoden tar utgangspunkt i hvor lang tid det går før man har fått tilbakebetalt investert beløp.

Matematisk kan det beskrives som:

$$U_0 + AK = \sum_{t=1}^n E(X_t)$$

hvor:

U_0 = *Investeringsbeløp i år 0*

AK = *Arbeidskapital*

$E(X_t)$ = *Forventet netto kontantstrøm år t*

n = *Antall år før investeringen er tilbakebetalt.*

Dette er enkel måte som kan gi et raskt innblikk i hvordan inntjeningen står i forhold til investeringene i prosjektet. En lav n – altså at investeringen er tilbakebetalt innen få år, betyr jo at prosjektet har en høy kontantstrøm, og at prosjektet vil betale seg raskt tilbake, som igjen gjør at risiko og binding av kapital blir redusert.

Det er flere ulemper med denne metoden. Den sier blant annet ikke noe om hvordan det videre forløpet til prosjektet – med Payback metoden vil man få samme resultat om man vurderer et prosjekt med 5 års levetid som et med 25 års levetid, dersom ”payback” tiden er 4 år.

Metoden favoriserer prosjekter med kort levetid. Og er ikke spesielt godt egnet for prosjekter som har lav risiko og kan gjennomføres med en relativt lav internrente. Metoden tar heller ikke hensyn til nåverdibetraktninger – altså at en krone er mer verdt i dag enn om flere år. Metoden er altså lite egnet for et småkraftverk som bygges for en levetid på minst 40 år.

5.1.2 Nåverdi

Et prosjekts nåverdi viser den verdiøkningen, formuesvekst eller økonomisk verdiskapning som oppnås på tidspunkt null ved å velge dette prosjektet fremfor å bruke penger på noe som gir avkastning lik diskonteringsrenten (Bøhren, Gjærum 2003)

Når man skal beregne nåverdien av et prosjekt vil alle inn- og utbetalinger til prosjektet bli neddiskontert til prosjektets startdag/første inn-/utbetaling.

Matematisk kan dette uttrykkes slik:

$$NV = -I_0 + S_1/(1+k) + S_2/(1+k)^2 + S_3/(1+k)^3 + \dots + S_n/(1+k)^n$$

Hvor:

S_i = Kontantstrømmen ved slutten av år i , $i=0,1,2,3,\dots,n$

N = Prosjektets levetid

I_0 = Investeringssum i år 0

K = Avkastningskrav

Neddiskonteringsrenten som brukes avhenger av flere ting – slik som pengemarkedsrenten og prosjektets risiko. Når alle kontantstrømmer er neddiskontert – så summeres de, og vi går nåverdien til prosjektet. Hvis nåverdien er positiv, indikerer det at prosjektet gir større avkastning enn en alternativ investering til neddiskonteringsrente ville gitt. Altså bør prosjektet gjennomføres. Vi ser også at nåverdien er svært avhengig av avkastningskravet – spesielt gjelder dette for prosjekter med lang løpetid. En fordel med nåverdimetoden er at den gir et absolutt resultat i kroner og øre samt at den gjør det mulig å sammenligne prosjekter med ulike risikoprofil direkte,

5.1.3 Internrente

Et prosjekts internrente er den diskonteringsrenten som gir prosjektets kontantstrøm en nåverdi lik null. (Bøhren, Gjørnum 2003)

En internrentebetraktning gir et litt annet innblikk i et prosjekts lønnsomhet, selv om den er basert på de samme mekanismene som nåverdimetoden. Internrenten sier hvor høy avkastning man til enhver tid har på de pengene som er investert i prosjektet, og hvis denne er høyere enn avkastningskravet så bør prosjektet gjennomføres. Matematisk kan dette uttrykkes slik:

$$X_0 + X_1/(1+i) + X_2/(1+i)^2 + \dots + X_T/(1+i)^T = 0$$

Hvor

$X_{0,1,2,T}$ = kontantstrømmen ved ulike år

i = internrenten

Internrentemetoden gir i motsetning til nåverdimetoden et relativt lønnsomhetsmål, lønnsomheten oppgis i prosenter ikke i kroner. Dette gjør internrenten vanskelig å forholde seg til, da man ikke vet hvilke summer det er snakk om. Sammen med nåverdien får man et mye bedre innblikk.

5.1.4 Andre forhold

For de fleste investorer er det selvsagt flere forhold enn internrente og nåverdi som spiller inn, og det finnes ikke noe fasitsvar på hvordan man skal vektlegge ulike egenskaper ved prosjekter.

De fleste investorer har også begrensninger på hvor mange prosjekter de kan delta i, og må gjerne velge mellom to eller flere lønnsomme prosjekter. Jeg ønsker å belyse noen forhold som ofte vil påvirke investeringsbeslutningen.

5.1.4.1 Størrelse på prosjektet

Verken internrente eller nåverdi sier noe om hvor store summer det er involvert. Nåverdien sier kun noe om hvor stor nåverdi prosjektet har – den sier ikke noe om det er investert 100 000,- eller 25 millioner. Og det er naturligvis mer interessant å tjene en gitt sum dersom investeringen er liten.

Det samme forholdet gjelder for internrenten. Det er selvsagt bra å ha en internrente på 20% - men hvis prosjektet kun innebærer en svært liten investering – vil ikke et slikt prosjekt kunne bidra med særlig kontantstrøm.

5.1.4.2 Løpetid på prosjektet

En annen viktig faktor er hvor langvarig prosjektet er. Et prosjekt som lar seg gjennomføre raskt vil innebære mindre risiko – da det alltid er forbundet risiko med inntekter langt frem i tid.

Videre vil en rask gjennomføring av prosjektet frigjøre den bundne kapital raskt.

5.1.4.3 Andre forhold

Det er selvsagt mange andre forhold som spiller inn – er dette et prosjekt som kan gi oss bedre omdømme? Kan vi skaffe oss kompetanse som kan brukes i andre deler av virksomheten vår..?

Kan det sikre oss flere ordrer i fremtiden. Mao – det er svært mange forhold som gjør at et prosjekt aldri er en ren økonomisk beslutning – det er alltid andre forhold som spiller inn. Og ikke minst så er det veldig vanskelig å tallfeste risiko – noe jeg vil gjennomgå i neste avsnitt

5.2 Usikkerhet

Alle investeringsprosjekter er forbundet med en del usikkerhet. Denne usikkerheten knytter seg til den fremtidige kontantstrømmen. Man vet ikke hvilken kontantstrøm et prosjekt vil gi på det tidspunktet beslutningen om å gjennomføre prosjektet tas. Derfor baserer man utregning av nåverdi på forventet kontantstrøm, og korrigerer for usikkerheten i diskonteringsrenten. Denne renten vil da bestå av 2 komponenter (tidskostnad og risikokostnad):

$$r = r_f + r_k$$

Hvor:

- r = risikojusterte rente
- r_f = nominell risikofri rente (tidskostnad)
- r_k = risikokostnad

Den risikofrie renten er enkel å finne. Derimot er det vanskeligere å avgjøre hvor stor risikokostnad man skal beregne seg. Denne øker jo høyere risiko prosjektet har. For å kvantifisere risikoen bruker vi begrepene varians (var) og standardavvik (Std).

Variansen finner vi ved å summere de kvadrerte differansene mellom forventingsverdi og verdien i utfallet, multiplisert med sannsynligheten for utfallet. Standardavviket finner vi ved å ta roten av variansen. Standardavviket vil ha samme benevning som utfallene har, og er derfor letter å forholde seg til intuitivt.

5.2.1 Systematisk og usystematisk risiko

Man skiller også mellom systematisk og usystematisk risiko.

For en investor som skal vurdere et prosjekt – er det ikke bare prosjektets ”usikre” kontantstrøm som må vurderes – det må også ses i sammenheng med bedriftens nåværende kontantstrøm. Ofte vil det være slik at de ulike kontantstrømmene påvirkes ulikt av samme risikokilde – og da vil virkningene til en viss grad oppheve hverandre og den totale risikoen reduseres. Den risikoen som kan elimineres ved å investere i mange ulike prosjekter kalles for usystematisk risiko. Vi har da at:

total risiko = systematisk risiko + usystematisk risiko.

Den usystematiske risikoen er risiko som er forbundet med den aktiviteten man bedriver – eksempler på slik risiko er risikoen for fallende oljepris hvis man leter etter olje, risikoen for fallende boligpriser hvis man bygger hus eller risikoen for lave energipriser hvis man skal bygge et kraftverk. Den usystematiske risikoen kan elimineres dersom investoren har en veldiversifisert portefølje av verdipapirer. Altså, hvis man har litt eierinteresser i mange forskjellige selskaper – så vil en negativ utvikling for en av sektorene ikke påvirke porteføljens verdi i stor grad – man har ”eliminert” den usystematiske risikoen.

Den systematiske risikoen er den prosjektspesifikke risikoen som inkluderer risikoen for kostnadssprekk, redusert inntjening og alle andre problemer som kan oppstå i investeringsprosjekt, og som man ikke kan eliminere ved å spre sine aktive.

5.2.2 Kapitalverdimodellen

En grei måte å behandle usikkerhet på er å kreve høyere avkastning på pengene som er investert i prosjektet. For et prosjekt som har minimal/ingen risiko – vil vi finne nåverdien ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer med risikofri rente. Dersom prosjektet derimot har risiko – vil vi neddiskontere den fremtidige kontantstrømmen med en høyere rente – den risikofrie renten pluss et risikotillegg.

Det er ikke mulig å diversifisere seg vekk fra all risiko. Men dersom man tilpasser seg optimalt og eliminerer all usystematisk risiko, vil man sitte med det optimale forholdet mellom risiko og forventet avkastning. Dette tilsvarer markedsporteføljen.

Prosjektets samvariasjon med markedsporteføljen blir derfor det sentrale risikomålet. (Bøhren, Gjørum, 2003)

Denne samvariasjonen definerer vi med prosjektets beta:

$$\beta_p = \text{Kov}(r_p, r_m) / \text{Var}(r_m)$$

Når man så har funnet et prosjekts betaverdi – kan man bruke den videre til å finne kapitalkostnaden for prosjektet.

Matematisk ser dette slik ut før skatt (Bøhren, 2003):

$$r_p = r_f + \beta \times [E(r_m) - r_f]$$

Hvor:

r_p = Avkastningskrav

r_f = Risikofri avkastning

β = betaverdien

$E(r_m)$ = forventet avkastning på markedsporteføljen.

Altså er det nødvendige avkastningskravet til en investering lik summen av den risikofrie renten og markedets meravkastning ($[E(r_m) - r_f]$) multiplisert med beta. Beta angir risikoen som blir regnet ut basert på variansen til aktiva. For markedsportefølgen vil beta = 1. Da viser også uttrykket at da kan man forvente markedsavkastning. Dersom man har et prosjekt med større usikkerhet enn markedet – altså at det har en høyere varians enn markedet – så vil beta være større enn 1 og avkastningskravet øker.

Ved å bruke KVM (Kapitalverdimodellen) kan man finne et korrekt avkastningskrav som kan benyttes når nåverdi skal beregnes. På denne måten vil man få en nåverdiberegningen som er sammenlignbar med risikofrie prosjekter – noe som gjør det mulig å sammenligne prosjekter med ulik risiko.

Dessverre er det flere forhold som gjør denne metoden uegnet til å bestemme avkastningskravet for våres prosjekt. Det forutsettes at investoren kan diversifisere seg vekk fra systematisk risiko. Det er mulig for store investorer på børs som kan benytte seg av ulike finansielle instrumenter for å oppnå ønsket posisjon. En privatperson som skal investere i et vannkraftverk har ikke denne muligheten, og vil også måtte ta systematisk risiko. Dette gjør at avkastningskravet som

modellen gir blir for lavt – da den usystematiske risikoen kommer i tillegg til den systematisk som ligger i modellen.

Videre krever denne modellen at man kan finne beta. Igjen er dette relativt uproblematisk for større selskaper som er notert på børs. Da kan man bruke historiske kurser og finne variansen. For små, ikke børsnoterte selskaper er dette vanskelig. Man kan finne sammenlignbare selskaper – men det vil alltid være avvik.

Så – selv om KVM er et godt verktøy for å finne frem til riktig avkastningskrav, er det ikke egnet for dette prosjektet. Usikkerheten ved å anslå systematisk risiko og beta blir for stor. Jeg vil derfor ikke bruke denne metoden.

5.2.3 Følsomhetsanalyse/Stjernediagram

En annen måte å behandle risiko på er å se hvordan endringer i de ulike faktorene som inngår i prosjektet vil påvirke nåverdien. Dette kalles en følsomhetsanalyse og kan gjøre for de ulike faktorene. Når man setter disse sammen i samme diagram, kalles det stjernediagram. Dette diagrammet gir en oversiktlig fremstilling av hvordan en prosentvis endring av de ulike innsatsfaktorene påvirker nåverdien til prosjektet. Den åpenbare fordelene er at man ser en direkte sammenheng mellom endringer i prosjektdata og kroner og øre i nåverdi.

Bakdelen med disse er at de kun viser endring i en av faktorene og at de baserer seg på marginale data. Altså – man ser kun på endring i en av faktorene av gangen og man forutsetter at endringene ikke påvirker andre faktorer og at effekten er lineær. Men diagrammet gir en god indikasjon på hva som driver lønnsomhetene i prosjektet. Man må selvsagt gjøre seg opp en mening om hvor sannsynlig det er at faktorene endrer seg med 10, 20 eller 50 %.

6 Kraftverket et investeringsprosjekt

I denne delen knytter jeg sammen den innledende delen av oppgaven og teorien og presenterer et prosjekt. Dette prosjektet er en eventuell bygging av et småkraftverk.

6.1 Investorene

I denne oppgaven ønsker jeg å se nærmere på kraftverk som blir bygd ut av private aktører. Det er gjerne sett på som fremtidig levebrød som på sikt skal erstatte inntekter fra jord/skogbruk. Bygging av en vannkraftverk utgjør en stor investering, ofte på mange millioner. Da tiltakshaverne gjerne er enkeltpersoner vil de måtte stå ansvarlig for eventuelle tap selv, noe som kan få svært omfattende konsekvenser både for de selv, familien og eiendommer de har. Jeg antar derfor at utbyggerne av småkraft har en stor grad av risikoaversjon.

Da utbygging av en vannkraftverk også er et svært komplisert prosjekt hvor det trengs ekspertise på mange forskjellige fagfelter – vil nok også risikoen for en enkeltperson være større enn for de store aktørene – som både har erfaring og ressurser til å sikre at de beste løsningene blir valgt.

Dette forholdet påvirker i dag i stor grad småkraftmarkedet. Store aktører tilbyr grunneierne å foreta hele utbyggingen for egen regning og risiko, mot at de får andeler av overskuddet når anlegget er satt i drift.

6.2 Kraftverkets utgifter

Tidligere i oppgaven har jeg gått igjennom de ulike komponentene i kraftverk. Det er også disse som utgjør ryggraden når det gjelder kostnader. I tillegg kommer eventuelt leie av fallrettigheter, kapitalkostnader i byggeperioden og ulike former for konsulent bistand. Driftskostnader etter at anlegget hører til driftsutgiftene.

6.3 Lønnsomhet med nåverdimetoden

Før jeg går i gang med selv lønnsomhetsvurderingen og tar en investeringsbeslutning vil jeg gi noen nærmere avklaringer om hvilken data jeg skal bruke i modellen.

6.3.1 Nominelle/reelle verdier

Da dette prosjektet har lang løpetid + 40 år vil inflasjon utgjøre en betydelig størrelse, og de eventuelle forutsetninger for prisstigning som legges til grunn vil kunne påvirke resultatet i betydelig grad. Kontantstrømmene til prosjektet kan uttrykkes i reelle verdier (som korrigeres for inflasjon) eller i nominelle verdier (som ikke korrigeres for inflasjon). Igjen kan man snakke om en generell prisstigning som er en gjennomsnittlig prisstigning på alle varene som måles, og en spesifikk prisstigning som måler prisstigningen på en enkelt vare/varegruppe. I et slikt prosjekt

vil gjerne drift og vedlikeholdskostnader følge slags tjenesteindeks, mens strømprisen gjerne vil følge en energiindeks.

Jeg velger å benytte meg av reelle størrelser i denne oppgaven. Dette innebærer at jeg forventer at prisutviklingen for strøm, vedlikehold og drift vil utvikle seg i samme forhold. Jeg legger også til grunn at den reelle prisen på strøm vil være konstant.

6.3.2 Egenkapital/totalkapital

Vi kan regne ut kontantstrømmene til totalkapitalen (gjeld og egenkapital) eller til Egenkapitalen.

Forskjellen mellom de to metodene er at ved å beregne kontantstrømmene til egenkapital så vil prosjektets finansiering spille inn ved at lånebeløp, renter og avdrag tas med i kontantstrømmene.

Sammenhengen mellom avkastningskrav på totalkapital og egenkapital kan man finne ved vektstangformelen. Den sier at økt lånefinansiering gir høyere avkastningskrav på egenkapitalen. Dette samsvarer med at høy lånefinansiering gir høyere risiko for den innskutte egenkapitalen.

Da jeg i denne oppgaven ikke vurderer hvordan prosjektet skal finansieres, vurderes prosjektet som om det var 100% selvfinansiert – og følgelig benytter totalkapitalens kontantstrøm.

6.3.3 Med eller uten skatt

Man kan velge om man vil gjøre beregningen før skatt eller etter. Dersom en skatt virker nøytralt, vil det være slik at nåverdien til et prosjekt vil være det samme om man beregner den før skatt og neddiskonterer med avkastningskravet før skatt, eller om man bruker kontantstrømmen etter skatt og neddiskonterer med avkastningskravet etter skatt.

Jeg vil i denne oppgaven gjøre beregningene før skatt for å gjøre modellen så enkel som mulig.

6.3.4 Avkastningskrav

Avkastningskravet vil selvsagt være av stor betydning for hvor lønnsomt prosjektet er. Øker man avkastningskravet kan et lønnsomt prosjekt forvandles til et ”økonomisk mareritt”. Og motsatt hvis man går andre veien. I dag ligger risikofri avkastning på 5-6 % nominelt i et 10 års perspektiv, mens børsen historisk har gitt 13-15 % nominelt. Da jeg anser et slikt prosjekt til å være noe mindre risikabelt enn investeringer på børsen, men like fullt har en betydelig risiko, har jeg valgt et reelt avkastningskrav på 10 % før skatt.

6.4 Kraftverkets inntekter

Kraftverket har kun en inntekstkilde og det er salg av strøm. Kraftverkets inntekter vil da avhenge av to faktorer – hvor mye strøm man produserer og hvilken pris man får for strømmen.

6.4.1 Kraftproduksjon

Det er mange forhold som spiller inn når man skal estimere hvor mye kraft et kraftverk kan produsere. Den viktigste faktoren er hvor stort nedfallsfeltet er. Nedfallsfeltet er området hvor regn til slutt vil ende opp i vassdraget hvor man ønsker å bygge kraftverk.

Ved å bruke nedslagsfeltet og sette disse tallene sammen med historiske metrologiske data som sier noe om hvor mye regn man kan forvente i de ulike månedene året og se på grunnforholdene (som sier noe om hvor lang tid regnet bruker på å trekke ned til vassdraget) kan man utarbeide en varighetskurve. En varighetskurve gir et anslag for vannføring i elven gjennom året – og det er denne som er styrende for dimensjonering av kraftverket. Hvis man har samme vanntilstrømning hele året er jo saken grei – da bygger man kraftverket stort nok til å ta alt vannet hele tiden, men slik er det jo ikke, og størrelsen blir et kompromiss mellom å bygge stort nok til å kunne ta mesteparten av vannet i perioder med mye vann, mens man på andre siden må passe på at kostnadene ikke blir for høye til å gjøre prosjektet lønnsomt.

Kraftverk med dam/magasin er grunnlag for samme vurdering, men her vil dammens størrelse også påvirke. Dammen vil kunne jevne ut variasjoner i vanntilstrømningen – og gjøre at man kan greie seg med et mindre anlegg – som da vil produsere på fullt over en lengre periode. Men magasin gjør det også mulig å flytteproduksjon til perioder med høy pris.

6.4.2 Strømpris

Mens den forventede produksjonen ganske nøyaktig kan estimeres i en forstudie, så er strømprisen nær sagt umulig å forutsi. Strømprisen varierer både i løpet av et døgn og som en børspreis vi kjenner som spottprisen på strøm (som er et gjennomsnitt for døgnet).

Faktorer som påvirker strømprisen (foruten de vanlige markedsmekanismene) er blant annet når på døgnet du selger strømmen (strømprisen er høyere på dagen enn den er på natten) og det er generelt lavere strømpriser i forbindelse med vårflom enn det er i kalde perioder på vinteren.

Jeg vil også her nevne muligheten av å bruke strømmen selv. For svært små kraftverk og for storforbrukere av elektrisk kraft vil det være slik at hvis man tar strømmen rett fra anlegget blir man ikke belastet for nettleie. Slik strømprisene er i dag, betyr det at man kan regne seg omtrent dobbelt betalt for strømmen – samt at man kan eliminere prisusikkerheten for både kjøper og selger av kraften.

6.5 Usikkerhet

Det som gjør det vanskelig å fatte en investeringsbeslutning om et slikt prosjekt, er at det er knyttet mye usikkerhet til grunnlagsdataene.

6.5.1 Usikkerhet om utbyggingskostnad

Denne usikkerheten er selvsagt svært sammensatt, men vil like fullt gjennom anbud og fastpris kunne kontrolleres på en tilfredsstillende måte. Hvis man inngår en avtale med et firma som totalleverandør, eller har parallell samtaler vil man kunne ha full oversikt over de ulike kontraktssummene før man undertegner og bestemmer seg for å gå videre med prosjektet.

6.5.2 Usikkerhet om produksjon

Usikkerhet rundt produksjon oppstår da ingen kan spå været – og variasjoner i nedbør direkte påvirker produksjonsvolum. Videre vil også virkningsgraden til anlegget avgjøre hvor mye strøm du får ut av en gitt vannmengde. Denne usikkerhet er det vanlig at man sikrer seg mot i form av penalty-bestemmelser i kontrakten.

Til slutt vil også vedlikehold, stopp og havarier påvirke produksjonen. Dersom maskinen til stadighet må stoppe pga vedlikehold eller skade, vil den jo ikke kunne produsere strøm.

6.5.3 Usikkerhet om pris

Pris usikkerhet er helt klart den største usikkerheten. I teoridelen nevnte jeg at man kunne diversifisere seg vekk fra den systematiske risikoen – som denne prisusikkerheten er. Derimot er nok ikke dette så lett i praksis for enkeltpersoner eller en mindre gruppe investorer.

7 Et eksempel – Lillevannkraftverket

Jeg vil i dette avsnittet vise et eksempel på hvordan økonomien for et småkraftprosjekt vil bli.

Investeringsdata og produksjon er basert på et virkelig tilfelle. Disse vil jeg bruke for å vurdere lønnsomheten til dette prosjektet,

7.1 Grunnlagsdata

7.1.1 Produksjon

Beregninger og historiske data for området indikerer at man kan forvente en gjennomsnittsproduksjon for:

Vinter (november tom april) på:	1,57 GWh
Sommer (mai tom oktober) på:	2,27 GWh
<u>Totalt</u>	<u>3,84 GWh</u>

7.1.2 Prosjektkostnader

Prosjektkostnadene er estimert som følger:

Dam, inntak, rørgate	1 100 000,-
Stasjonsbygg	800 000,-
Turbin, generator, apparatanlegg, kontrollanlegg, Transformator	3 100 000,-
Administrativt, Konsulentutgifter, diverse	200 000,-
Nettilkobling	600 000,-
<u>Totale utgifter</u>	<u>5 800 000,-</u>
Uforutsette kostnader 10%	580 000,-
<u>Budsjettkostnader</u>	<u>6 380 000,-</u>

Dette gir en pris på 1,67kr/kWh. Denne summen som viser investeringskostnader med produserte kWh gir en rask indikasjon på om prosjektet er godt eller ikke. Generelt sier man i kraftbransjen at utbyggingskostnader under 2kr/kWh er lønnsomme prosjekter.

7.1.3 Driftskostnader

I dette prosjektet antar vi 2 øre/kWh i rene driftskostnader, samt en årlig avsetning på 3 øre/kWh til vedlikehold og nødvendige utskiftninger. Altså utgjør de variable kostnadene 5 øre/kWh.

7.1.4 Driftsinntekter

Driftsinntektene til dette småkraftverket vil ene og alene komme fra salg av strøm. Og inntektene vil være direkte proporsjonale med strømprisene og produksjonen.

Hvilke forutsetninger man legger til grunn for å fremtidig strømpris har avgjørende betydning for lønnsomhetsberegningene som blir gjort. Hvis man ser på hva forventingsprisene er for de kommende årene (www.nordpool.com) så ligger prisene på rundt 50 øre/kWh. Men dette er gjennomsnittspriser for hele året. Småkraftverket det her er snakk om vil ha en stor andel av produksjonene i flomperioder med lavere pris, og liten produksjon om vinteren. Videre ønsker investorene å benytte konservative anslag. Forventet strømpris er derfor satt til 25 øre/kWh.

7.1.5 Prosjektets varighet

Et vannkraftverk er en stor investering som skal vare lenge og man bør legge til grunn minimum 40 års drift (NVE, 2007). Det er heller ikke slik at utstyret i kraftverket eldes likt. Utstyret vil hele tiden være under vedlikehold, og det er mer eller mindre en forutsetning for driften at utstyret er godt vedlikeholdt. Jeg har her lagt til grunn en årlig avsetning på 3 øre/kWh produsert strøm. Dette er ment å dekke alle utgifter som påløper for å hele tiden holde anlegget i tilfredsstillende stand. Følgelig vil ikke prosjektet ha en avslutning, men vil i teorien være i drift i all fremtid.

7.2 Lønnsomhetsberegninger

Tabell 1 viser kontantstrømmene de første 4 årene og hvordan den vil bli i de påfølgende årene

	År 0	År 1	År 2	År 3	År <i>n</i>
<i>Utgifter</i>					
Investering	-6 380 000,-				
Driftsutgifter		-192 000,-	-192 000,-	-192 000	-192 000
<i>Inntekter</i>					
Salg av strøm		960 000,-	960 000,-	960 000,-	960 000,-
Kontantstrøm	-6 380 000,-	768 000,-	768 000,-	768 000,-	768 000,-

Tabell 3 Kontantstrøm for Lillevannet

7.2.1 Paybackmetoden

Paybackmetoden gir for dette prosjektet en tilbakebetalingstid på $6\,380\,000/768\,000 = 8,3$ år.

Det er relativt høyt, men på den annen side så er dette et prosjekt med en mye lengre levetid enn den beregnede ”paybacktiden”. Prosjektet har også en betydelig restverdi når paybacktiden utløper samt at det er et prosjekt med relativt lav risiko – altså man kan benytte et moderat avkastningskrav. Dette gjør at prosjektet blir godkjent etter en grovsiling med paybackmetoden.

7.2.2 Nåverdimetoden

Med et avkastningskrav for totalkapitalen på 10% før skatt blir nåverdien til prosjektet: 602 000,- . Denne utregningen er vist i appendiks A.

Dersom man skulle sett slavisk på nåverdimetoden for å vurdere prosjektet så er dette et prosjekt som bør gjennomføres – gitt at tallgrunnlaget og avkastningskravet er riktig.

7.2.3 Internrente

Internrenten før skatt for prosjektet er 10,9%.

Igjen er det slik at hvis vi kun skulle sett på denne lønnsomhetsvurdering så er dette et prosjekt som bør gjennomføres da internrenten er høyere enn avkastningskravet.

7.3 Usikkerhet for Lillevann

Som beskrevet tidligere er det alltid knyttet usikker til et slikt investeringsprosjekt. For å få bedre oversikt over hvordan endringer i de ulike faktorene som inngår i prosjektet vil påvirke lønnsomheten, kan vi lage et stjernediagram. Dette diagrammet tar utgangspunkt i nåverdien til forventningsverdiene og gir et grafisk bilde av hva som skjer med nåverdien hvis faktorene endrer seg. For at vi skal få alle faktorene inn i samme diagram, bruker vi prosentvis endring som benevning på X-aksen, mens Y-aksen viser nåverdi.

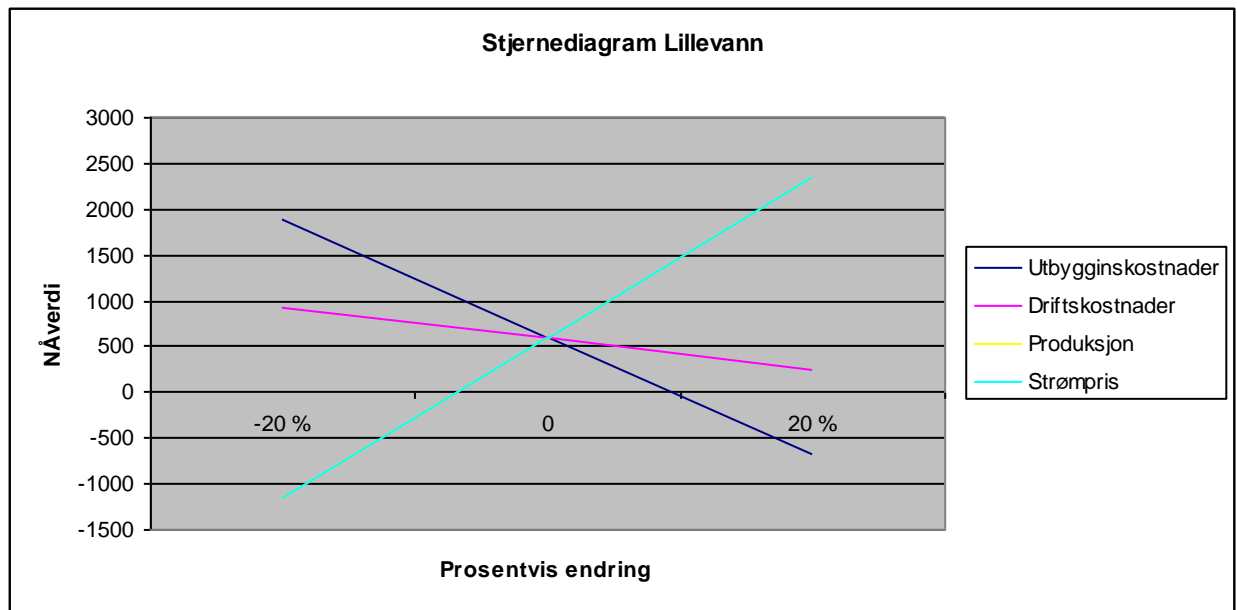
Nedenfor er resultatene samlet i en tabell. Oversikt over disse utregningene er vist i appendiks B.

Stjernediagram				
	Utbyggingskostnader	Driftskostnader	Produksjon	Strømpris
-20 %	1877	935	-1144	-1144
0	602	602	602	602
20 %	-674	253	2347	2347

Tabell 4 grunnlagsdata for stjernediagram

Under kan vi se selve stjernediagrammet, hvor alle kurvene møtes i punktet 0 % og NPV=602 000,-, som er utgangspunktet våres. Diagrammet har 4 linjer – 2 som peker oppover og 2 som peker nedover. Når linjene peker oppover betyr det at prosjektets nåverdi øker når denne faktoren øker. I vårt stjernediagram ligger disse linjene oppå hverandre og representerer pris og volum på strømmen. De to linjene som faller representerer investeringskostnader og driftskostnader som begge gir lavere nåverdi dersom de økes.

Hvor avgjørende den enkelte faktor er for nåverdien kan ses på hellingen til kurven. Jo brattere kurve, jo større betydning har innsatsfaktoren. Vi ser av kurvene at det er volum og pris som har størst betydning og at det er driftskostnadene som har minst betydning.



Figur 2 Usikkerhet vist i stjernediagram.

Det viktigste med stjernediagrammet er likevel hvor linjene krysser X-aksen. I krysningsspunktet er nåverdien null – og en ytterligere endring i samme retning vil gjøre prosjektet ulønnsomt. Stjernediagrammet til Lillevann viser at en relativ prisreduksjon på strøm på ca 7 % vil gjøre prosjektet ulønnsomt. Det samme gjelder for produksjon. Utbyggingskostnadene på sin side må øke med snaut 10 %, mens driftkostnadene må øker med mer enn 20 % før prosjektet blir ulønnsomt.

7.4 Investeringsbeslutningen

Nåverdiberegningen som ble gjort viste at nåverdien var positiv. Likefullt vil jeg trekke frem noen sider ved usikkerhetsanalysen som gjør at dette prosjektet trolig ikke vil bli gjennomført. De to elementene på kostnadssiden vil kunne påvirke prosjektet, men trolig vil ikke kunne gi veldig store utslag. Derimot er konsekvensene på inntektssiden ganske så dramatiske. Prosjektet er ulønnsomt ved et relativt prisfall på 7 % - som tilsvarer en reduksjon fra 25 øre/kWh til 23,25øre. Og hvis gjennomsnittsprisen faller til 20 øre er nåverdien hele -1 144 000,-. De samme forholdene gjelder for produksjonen. Nå vil en god forundersøkelse av vassdraget gi god sikkerhet for hvilken produksjon man kan oppnå, men hvis uventede driftsproblemer skulle oppstå eller at anslaget på forventet produksjon er for høyt – så er ikke en 7 % buffer mye. Og skulle både prisanslaget og produksjonsanslaget være veldig feil – så kan resultatet være tap på flere millioner.

Så alt i alt tror jeg at dette prosjektet vil bli avslått fordi nedsiderisikoen er for stor. Dette henger sammen med det jeg skrev i avsnittet om investoren. For et stort selskap som har mange parallelle prosjekter og har de finansielle musklene til å bære et eventuelt tap på et enkeltprosjekt, så er nok dette et attraktivt prosjekt. Men for en privatperson som må investere alle sparepengene sine og kanskje pantsette eiendommen for å gjennomføre prosjektet – så vil risikoen for å miste alt veie tyngre enn mulighetene til å oppnå meravkastning. Kort fortalt – den private investoren har høyere risikoaversjon enn det store selskapet!

7.5 Tilskuddsordninger

Jeg vil nå se om de ulike formene for tilskudd kan påvirke investeringsbeslutningen.

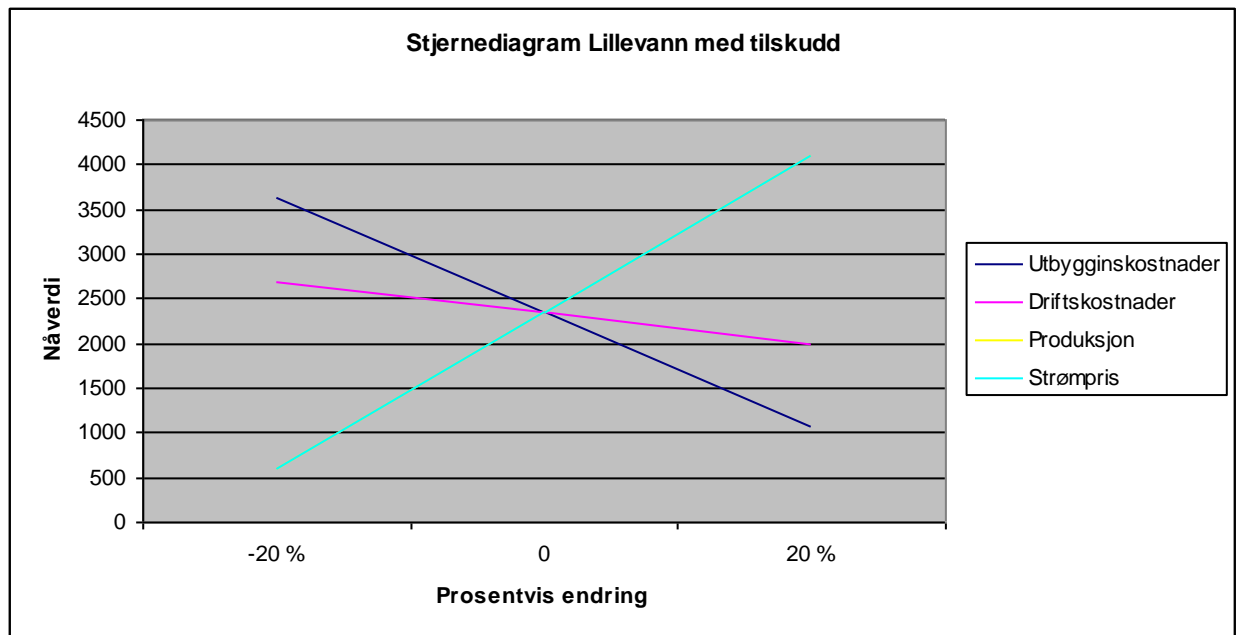
7.5.1 Pristilskudd

Hvis det gis et pristilskudd for produksjon av ”Grønn Kraft” på 5 øre/kWh vil vi få følgende kontantstrøm.

	År 0	År 1	År 2	År n
<i>Utgifter</i>				
Investering	-6 380 000,-			
Driftsutgifter		-192 000,-	-192 000,-	-192 000
<i>Inntekter</i>				
Salg av strøm		1 152 000,-	1 152 000,-	1 152 000,-
Kontantstrøm	-6 380 000,-	960 000	960 000,-	960 000,-

Tabell 3 Nåverdi med tilskudd

Nåverdien til prosjektet vil bli: 2 347 000,- som er en betydelig økning i forhold til det opprinnelige prosjektet.



Figur 3 Usikkerhet vist i stjernediagram med tilskudd

Vi ser også fra stjernediagrammet at prosjektet er blitt mye mer robust. Det er ingen av alternativene in stjernediagrammet som gir negativ nåverdi.

Med et så godt prosjekt som dette vil prosjektet bli gjennomført dersom det hadde blitt innført subsidier på 5 øre/kWh.

7.5.2 Garantert minstepris

Hvis vi igjen tar utgangspunkt i tallene fra den det opprinnelige eksempelet. En garantert minstepris på 80% av den forventede strømprisen vil gi oss strømpris som ikke kan bli lavere enn 20 øre/kWh. Dette vil ikke endre på det faktum at prisen kan falle, slik at prosjektet får negativ nåverdi. Det vil heller ikke noen garanti mot lavere produksjon enn forventet.

Men vi må ikke glemme at vi i regneeksempelet våres snakker om en forventet gjennomsnittspris. Denne vil selvsagt variere mye mindre, enn dagsprisene. På denne måten vil også en garantert minstepris kunne sikre en høyere pris enn børspris på mange dager i året, selv om gjennomsnittsprisen det året ikke var under minsteprisen.

Resultatet av en slik minstepris er vanskelig å bedømme, men det er åpenbart at det vil gi en høyere gjennomsnittspris i perioder hvor prisene er lav. Den vil også fjerne usikkerhetsmomentet ved at bunnen faller ut av markedet.

Så ved å fjerne risikoen for fullstendig kollaps og tilføre litt bedre inntjening vil også støttetiltaket med minstepris gjøre at prosjektet vil bli gjennomført.

7.5.3 Distribuert produksjon

Da begge støtteordningene hver for seg gjorde at prosjektet ble gjennomført, vil selvsagt pakken med begge deler gi samme resultat

Man vil faktisk med relativt småstøttetiltak som dette skape meget sterke indisier for økt utbygging.

8 Konklusjon

Jeg har i denne oppgaven vist at et prosjekt som i utgangspunktet er en lønnsomt prosjekt kan bli avslått av private investorer fordi de har høy risikoaversjon. Videre ser vi at relativt små støttetiltak kan fjerne mye av usikkerheten til prosjektet og gjøre prosjektet lønnsomt.

Det finnes selvsagt prosjekter som ikke vil bli lønnsomme med de nevnte støttetiltaken, og det finnes prosjekter som er lønnsomme også uten dem. Like fullt viser denne oppgaven at de nevnte støttetiltakene gir betydelig insentivvirkning.

Småkraftforening ønsker et tilskudd i størrelsesorden 20 øre/kWh. Det vil gi dramatisk bedring av lønnsomheten i slike prosjekter.

9 Referanser

Bøæhren, Øyvind og Gjærum, Per Ivar (2003): *Prosjekt Analyse*. 2 utg, Skarvet forlag AAS

Norges Vassdrags- og Energidirektorat (2007): *Planlegging og etablering av små vannkraftverk*, NVEs hustrykkeri

Lillestøl, Jostein (1997): *Sannsynlighetsregning og statistikk, med anvendelser*. 5 utg, Cappelen Akademiske Forlag, Oslo

Peter Fraser(2002): *The economics of distributed generation*, ENERGY PRICES AND TAXES, 4th Quarter 2002

9.1 Nettsteder

Norges vassdrags- og energidirektorat, www.nve.no

Nordpool, www.nordpool.com

Energifakta, www.energifakta.no

Statnett, www.statnett.no

Dine penger, www.dinepenger.no

Småkraftforeninga, www.kraftverk.net

10 Appendiks A

Beregning av nåverdi.

Nåverdien ved $t=1$ av en uendelig annuitet på 768 000,- ved en neddiskonteringsrente på 10 % er gitt ved :

$$NPV_1 = 768\,000,-/0,10 = 7\,680\,000,-$$

Prosjektet vil følgelig ha en nåverdi på:

$$NPV_0 = -6380\,000,- + 7\,680\,000,-/1,1$$

$$NPV_0 = 602\,000,-$$

11 Appendiks B

Utregning av nåverdier ved endring av de ulike komponentene i regnestykket.

11.1 Utbyggingskostnader

20% økte utbyggingskostnader

	År 0	År 1	År 2	År 3
Investering	-7 656 000,-			
Driftsutgifter		-192 000,-	-192 000,-	-192 000
Salg av strøm		960 00,-	960 000,-	960 00,-
Kontantstrøm	-7 656 000,-	768 000,-	768 000,-	768 000,-

NPV = - 674 000,-

20% reduserte utbyggingskostnader

	År 0	År 1	År 2	År 3
Investering	-5 104 000,-			
Driftsutgifter		-192 000,-	-192 000,-	-192 000
Salg av strøm		960 00,-	960 000,-	960 00,-
Kontantstrøm	-5104 000,-	768 000,-	768 000,-	768 000,-

NPV= 1 877 000,-

11.2 Driftskostnader

20% økte Driftskostnader

	År 0	År 1	År 2	År 3
Investering	-6 380 000,-			
Driftsutgifter		-230 400,-	-230 400,-	-230 400,-
Salg av strøm		960 000,-	960 000,-	960 00,-
Kontantstrøm	-6 380 000,-	729 600,-	729 600,-	729 600,-

NPV = 252 720,-

20% reduserte Driftskostnader

	År 0	År 1	År 2	År 3
Investering	-6 380 000			
Driftsutgifter		-153 600,-	-153 600,-	-153 600,-
Salg av strøm		960 00,-	960 000,-	960 00,-
Kontantstrøm	-6 380 000,-	806 400,-	806 400,-	806 400,-

NPV= 934 545,-

11.3 Inntekter

Da inntektene er produktene av produsert mengde og oppnådd pris – vil resultatet av denne analysen være det samme. Jeg gjør den derfor kun for pris og ikke for mengde.

20% økte Driftsinntekter

	År 0	År 1	År 2	År 3
Investering	-6 380 000,-			
Driftsutgifter		-192 000,-	-192 000,-	-192 000,-
Salg av strøm		1 152 000,-	1 152 000,-	1 152 000,-
Kontantstrøm	-6 380 000,-	960 000,-	960 000,-	960 000,-

NPV = 2 347 000,-

20% reduserte Driftskostnader

	År 0	År 1	År 2	År 3
Investering	-6 380 000			
Driftsutgifter		-192 000,-	-192 000,-	-192 000,-
Salg av strøm		768 000,-	768 000,-	768 000,-
Kontantstrøm	-6 380 000,-	576 000,-	576 000,-	576 000,-

NPV= -1 143 600,-