

Økonomisk analyse av vannkraftverk under ordningen
elsertifikat - To case studier av minikraft

Economic analysis of small hydroelectric river power
plants under the scheme green certificate - Two case
studies

Kristoffer Svalastog

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP
Institutt for økonomi og administrasjon
Masteroppgave 30 slip. 2011



Forord

Temaet for masteroppgaven er analyse av økonomien til to casestudier av minikraft, i det henseende å få bygd ut to elvekraftverk i Krødsherad. Oppgaven heter økonomisk analyse av vannkraftverk under ordningen elsertifikat – To case studier av minikraftverk

Jeg retter en stor takk til førsteamanuensis Olvar Bergland for veiledning våren 2011. En veiledning som har vært lærerik og gitt meg utfordringer.

Jeg takker samtidig de andre som har vært med å bidro med nyttig informasjon og tips
vannkraftingeniør Trygve Øderud har gitt nyttige bidrag til hydrologiske aspekter og turbinkonstruktør
Bjarne Nereng med tekniske løsninger for casene jeg har studert.

Ås, 11 mai 2011

Kristoffer Svalastog

Sammendrag

Denne masteroppgaven er en del av masterstudiet ved Universitet for Miljø og Biovitenskap, og er skrevet med det formål å belyse økonomiske spørsmål rundt to case studier av minikraftverk. Analysen ser på inntektsdannelsen fra både kraftprisen i markedet og elsertifikat. Den baserer seg på en regnearkmodell som er bygget på hydrologiske data for et gjennomsnitts nedbørsår. Denne samkjører ukespriser og daglige produksjonsverdier. Deretter er den blitt tilstand for en analyse av forskjellige kraftpris utviklingsscenarioer, og slik sett kommet til et nøyaktig estimert resultat av inntektsmulighetene i en tidligfase av analysen i et prosjekt. Det er sett på flere løsninger for produksjonen der økonomien i å utnytte døgnprisvariasjoner i et reservoar, og drift med og uten minstevannsføring er analysert. Opsjonsprising med en realopsjonstilnærming er også med for å vurdere hva slags triggerpris, som beskriver optimalt investeringstidspunkt for et anlegg.

Abstract

This thesis is part of the study at the University of Life Sciences, and is written with the aim to shed light on economic issues on two case studies of mini power plants. The analysis looks at income determination from both the electricity price in the market and the new green certificates and is based on a spreadsheet model that is constructed on the basis of hydrological data for the average year of rain. This is combined with the prices and the daily production values. It has then been stated for an analysis of different electricity price scenarios, and thus it comes to an accurate result of the revenue opportunities in an early phase of the analysis in a project. The thesis analyzes several solutions for the production economy to exploit day price variations in a reservoir by operating with and without the minimum flow and by determining the causes of normal river flow production. Option pricing with a real option approach are provided to consider what kind of trigger price to set, which describes the optimal investment time for the plant.

Innholdsfortegnelse

1. Introduksjon.....	9
1.1. Innledningsvis om elektrisk kraft og kraftmarkedet.....	11
1.1.1. Egenskapene til elektrisk kraft	11
1.1.2. Et marked for handel med elektrisk kraft	11
1.1.3. Det Nordiske kraftmarkedets natur.....	11
1.1.4. Merit order.....	12
1.1.5. Nordpool og Nasdaq.....	13
1.1.5.1. Prisområder	13
1.1.5.2. Kortsiktige prisvariasjoner	14
1.2. Elsertifikater	14
2. Teoretiske problem og hypoteser	16
2.1.1. Problemstilling	16
3. Kraftprisestimering.....	18
3.1. Kraftprismodellen.....	18
3.1.2. Reservoar verdien	20
3.1.3. Opsjonspris	21
4. Produksjons og teknisk - utredning	25
4.1. Tekniske forutsetninger	25
4.1.1. Utnyttet effekt.....	25
4.1.2. Tekniske parameter	25
4.2. Kostnader.....	26
4.2.1. Produksjonskostnader.....	26
4.2.2. Positiv kostnad	27
4.2.3. Start og stopp kostnader	27
4.2.4. Investeringskostnaden	27
4.3. Hydrologi.....	28
4.3.1. Areal størrelse.....	30
4.3.2. Energi produksjon	30
4.3.3. Geologi.....	32
4.4. Framtidige markeds priser	32
4.4.1. Priseffekten av reservoar	33
4.4.2. Investeringsforutsetninger for lukesystem.....	33
5. Analyse og resultat	35
5.1.1. Vektet årspris.....	35
5.1.2. Prisutvikling på basis av forwardkontrakter	35

5.1.3.	Minstevannsføring.....	35
5.1.4.	Elsertifikatprisene.....	35
5.1.5.	Usikkerhet i investering, vanntilgang, og prisutvikling.....	36
5.2.	Analyse av Hervikbekken.....	37
5.2.1.	Effektkurven til turbinen	37
5.2.2.	Produksjonsalternativer	37
5.2.3.	Hervikbekken og reservoar.....	37
5.2.4.	Resultat Hervik.....	38
5.2.5.	Produksjonseffekten av reservoar.....	39
5.2.6.	Reservoarbruk den beste perioden.....	40
5.2.7.	Inntekts scenarier.....	40
5.2.8.	Sensitivitet i prosjektet	41
5.2.9.	Miljøkonsekvenser reservoar.....	45
5.3.	Analyse av Fyranelva	46
5.3.1.	Effektkurven til turbinen	46
5.3.2.	Inntektsbildet	46
5.3.3.	Resultat Fyranelva.....	46
5.3.4.	Opsjonspris og investeringstidspunkt.....	47
5.3.5.	Sensitivitet i prosjektet	49
5.4.	Minstepris.....	52
5.5.	Gjennomsnittspris og produksjon NO1.....	52
5.6.	Hydrologiske variasjoner.....	53
6.	Diskusjon.....	56
6.1.	Mulig kraftmarkedssenario.....	56
6.2.	Variasjon i elsertifikatprisene.....	57
6.3.	Tekniske alternativ, ikke optimal turbininstallasjon.....	57
6.4.	Bruksparallel av vannressursen til tidligere tider	58
7.	Konklusjoner	58
8.	Kilder.....	61

Figurer

Figur 1 Merit order	10
Figur 2 Toperiodemodell med reservoar og forskjell i priser.....	12
Figur 3 Årlig gjennomsnittsavrenning for de hydrologiske dataene settene	25
Figur 4 Døgnverdier med vanntilgang de siste 21 år.....	25
Figur 5 Produksjonsprofil Fyranelva	26
Figur 6 Produksjonsprofil Hervikbekken	27
Figur 7 Effektkurven til turbinen i Hervikbekken	33
Figur 8 Effektkurven til turbinen i Fyranelva.....	41
Figur 9 Opsjonsverdien av investeringsmuligheten	43
Figur 10 Gjennomsnittspris og produksjon NO1	47
Figur 11 Hydrologisk histogram Hervikbekken.....	49
Figur 12 Hydrologisk histogram Fyranelva.....	50
Figur 13 Årlige hydrologiske variasjoner.....	51

Tabeller

Tabell 1 Basis produksjonsdata	24
Tabell 2 Oversikt over hydrologiske data	26
Tabell 3 Forwardpriser Nasdaq	30
Tabell 4 Merpris strategier	31
Tabell 5 Priser på svenske elsertifikat	33
Tabell 6 NV av inntektene for Hervikbekken.....	35
Tabell 7 NV av mer inntekten ved prisstrategier.....	36
Tabell 8 NNV Hervikbekken med minstevannføring, uten reservoar.....	39
Tabell 9 NNV Hervikbekken med minstevannføring, og reservoar	40
Tabell 10 NNV Hervikbekken uten minstevannføring, uten reservoar	41
Tabell 11 NNV Hervikbekken uten minstevannføring, med reservoar.....	42
Tabell 12 Inntektsbildet for Fyranelva	44
Tabell 13 Eksogene variabler benyttet i opsjonen.	44
Tabell 14 NNV Fyranelva med minstevannføring.....	46
Tabell 15 NNV Fyranelva uten minstevannføring.....	47

1. Introduksjon

Denne masteroppgaven analyserer økonomien ved eventuell utbygging av to minikraftverk i Krødsherad i Buskerud. Hovedfokuset er å analysere de forskjellige parameterne i en nettonåverdianalyse, men tar også for seg økonomien i et mindre reservoar for det ene casestudiet, og realopsjonsprising på det casestudiet som viste seg lønnsomt. Elsertifikater er med i den totale inntektsberegningen sammen med den ordinære kraftprisen. Hovedelementene i nettonåverdianalysen er de mest diskuterte økonomiske parameterne igjennom oppgaven, inntektsdannelsen, dekningsbidrag, rente, og investeringskostnad.

De økonomiske parameterne som påvirker overnevnte har jeg forsøkt å belyse på en oversiktlig måte, der jeg hovedsakelig har lagt vekt på prisutvikling, produksjonskvantum ifra den stedvise vannressursen, og produksjonsalternativer der parametere som minstevannføring og økonomien i å kunne utnytte et mindre reservoar blir belyst. Et estimat på investeringstørrelsen og opsjonsprising er også med da det er viktig for å se på den totale lønnsomheten og det optimale investerings tidspunkt for det av prosjektet som viste seg lønnsomt.

Min egen motivasjon i denne masteroppgaven er knyttet til en grunnleggende personlig interesse for økonomi, bærekraft og miljø. Mer spesifikt med et ønske om å få til ny fornybar energi som kan være med å bidra til en renere og mer bærekraftig kraftforsyning i kraftsystemet. Om i tillegg en side effekt av utbygging gjør at man unngår å bygge ut noe kullkraft eller annen sort teknologi, så er det slik jeg ser det en bra ting, da løsningen på karbonutslippene til atmosfæren fra sorte produsenter enda ikke er helt klar til å implementeres i energiforsyningen så det monner noe særlig.

Innledningsvis vil jeg opplyse om at Hervikbekken, det ene case studiet som er analysert er i tilknytting til en gård som jeg skal være med å drive i framtiden. Det har igjennom prosessen vært en personlig drivkraft da jeg som ny innflytter til Krødsherad har ett ønske om å få til økt næringsgrunnlag i tilknytning til eiendommen. Igjennom masterprogrammet Økonomi og Administrasjon ved Universitetet for Miljø og Biovitenskap så har jeg tatt energifag som har tjent som basis for mitt arbeid med masteroppgaven. Det har vært en god grunnmur for den videre konkrete analysen av de to casene jeg har sett på.

Å bygge ut Hervikbekken ble sett på av vannkraftingeniør ved navn Trygve Øderud for noen år tilbake. Rapporten konkluderte med at en utbygging ikke var lønnsom på det daværende tidspunkt på grunn av for høy marginal utbyggingskostnad i forhold til datidens kraftpriser. Tiden har gått og foruten at det har vært en prisstigning i strømmarkedet, så har det den siste tiden vært en høylytt diskusjon omkring innfasing av grønne sertifikat på strøm, eller elsertifikat som har blitt den etablerte betegnelsen. I forslaget til lov om elsertifikat som er ute til høring(Energidepartementet, 2010), som den daværende olje og energiminister Terje Riis Johansen sto i bresjen for, er regjeringens klare

målsetning at elsertifikat ordningen skal være i gang 1. januar 2012. Om det er slik at elsertifikat kommer på plass, så vil det gi betydelige inntektsøkning til kraftprodusenter som ønsker å bygge ut. Dette var i mine øyne grunn nok grunn til å se på saken på nytt.

Det andre casestudiet er en elv som heter Fyranelva, og tilhører en tilgrensende eiendom. Litt av grunnen til at jeg valgte å se på denne elva samtidig er at det forelå en eldre gjennomgang som en ingeniør student fra Førde tekniske fagskule hadde utarbeidet, samt at det forelå noe brevveksling med NVE, slik at noe data var innsamlet i forhold til hydrologi, og produksjon. Dette var formålstjenelig i starten da jeg ikke viste helt hvor jeg skulle begynne analysen. Denne gjennomgangen konkluderte med at en utbygging var lønnsom, men var ikke basert på en grundig gjennomgang, men snarere et overslag av mulighetene.

En annen grunn til at jeg ønsket å se på denne elva kan sees på som en fin mulighet til å bidra med noe til lokalsamfunnet etter endt utdanning. Dette kan være en mulig næringsutbygging som vil kunne gi gunstige ringvirkninger i regionen. Fyranelva ligger i samme geografiske område som Hervikbekken men er større i sin vannføring og har en annen topografisk profil som gjør at utbyggingskostnaden ved denne investeringen er mindre og inntjeningen er større.

Det er mange aspekter som ligger inne i en vannkraftutbygging, slik som juridiske spørsmål omkring grunneierrettigheter og miljøkonsekvenser. Mitt hovedfokus er de økonomiske problemene, da dette er hva mitt masterprogram omhandler. Lønnsomhetsanalyse er hovedfokuset i utredningen, og det er nettopp lønnsomheten til prosjektene som kan si om en utbygging er interessant eller ei for grunneier eller enhver annen rasjonell investor.

Mer spesifikt så har jeg sett mer inngående på inntektsgenereringen med forskjellige prisutviklingsalternativer, de hydrologiske aspektene som påvirker produksjonen, strategi for å utnytte døgnprisene i kraftmarkedet, gevinsten av et mindre reservoar og opsjonsverdien av det kraftverket som viste seg lønnsomt. For øvrig så kan det finnes nyttige ting som er besvart i oppgaven som også andre prosjekter kan benytte seg av i en tidligfase av lønnsomhetsberegninger, slik som den vektete årsprisen i forhold til forwardprisen på strøm. Dette er et mer generelt resultat fra simuleringsmodellen min, men en viktig korreksjonsparameter for inntektene fra et elvekraftverk i forhold til forward prisen det samme år som vil kunne brukes av i analyse av små elvekraftprosjekter på Indre Østlandsområdet.

1.1. Innledningsvis om elektrisk kraft og kraftmarkedet

1.1.1. Egenskapene til elektrisk kraft

Jeg vil innledningsvis fortelle hva hva slags vare elektrisk kraft er, da den har noen helt spesielle egenskaper som gjør at markedet har noen særpreg ved seg. For oversiktens skyld har jeg listet opp egenskapene nedenfor, kilden til avsnittet er (Wangensteen, 2007)

- Kontinuerlig flyt. Elektrisitet blir produsert og forbrukt kontinuerlig.
- Forbrukes i samme øyeblikk som den genereres. Elektrisitet forflytter seg med lysets hastighet.
- Ikke lagringsbar. Det som menes med det, er at det ikke er mulig å lagre elektrisitet i så store mengder at det ville vært en mening i strømmettet vårt.
- Variasjon i forbruket. Forbruket varierer med et karakteristisk mønster igjennom dag og natt, igjennom uka, og over året.
- Ikke sporingsbar. Det er ingen fysiske egenskaper ved varen som gjør at man kan spore den fra konsument til produsent. Dette gir at man har noen utfordringer i forhold til betaling med der strømmålere er avgjørende.
- Essensiell for samfunnet. Elektrisitet er sett som et absolutt nødvendighet i dagens samfunn.
- Mulighet for sammenbrudd. På grunn av de tekniske egenskapene til strømsystemet så kan man få fullstendige sammenbrudd, konsekvensene for økonomien vår blir fort veldig store om områder svartlegges.

1.1.2. Et marked for handel med elektrisk kraft

Et grunnleggende element i dagens kraftproduksjon er at man har et velfungerende marked som kan effektivt omsette kraften. For at dette skal være mulig behøver man et fritt og åpent marked, som har mange kjøpere og produsenter(Wangensteen, 2007). Det Nordiske kraftmarkedet er et slikt marked, og Nord Pool er handelsstedet for markedet der man kan handle på spotkontrakt. En spotkontrakt vil si at man handler strøm til de nåværende prisene, eller ”on the spot”. Dette er prisen som dannes der hvor tilbudskurven krysser etterspørselskurven (Wangensteen, 2007). Handelsvaren strøm har den egenskapen av å være en ekstrem ferskvare. Den må konsumeres i samme øyeblikk som den produseres, noe som fører til at man får et marked som hele tiden er i bevegelse. Systemprisen er krysningpunktet mellom tilbud og etterspørselskurven, denne varierer fra time til time, og varierer spesielt med forbruket.

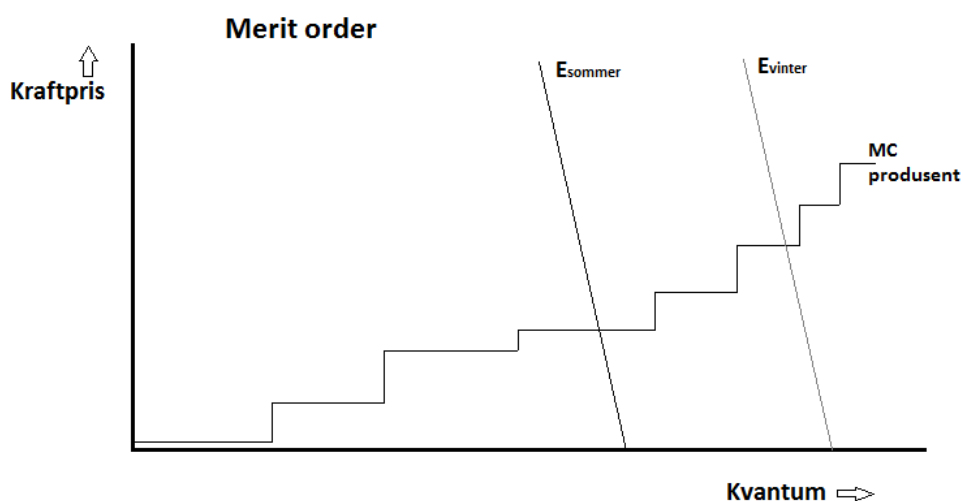
1.1.3. Det Nordiske kraftmarkedets natur

I det nordiske kraftmarkedet er små vannkraftprodusenter pristagere, konsekvensen av det er at produsentene får inntjening etter hva den aktuelle markedspris er til enhver tid. Siden det å produsere kraft fra vann er forbundet med meget små marginal kostnader, så fører det til at det ikke er lønnsomt

å stenge et vannkraftverk selv om prisen til tider er lav. På vinteren er kraftprisene høye, da etterspørselen er høy og tilgangen på rimelig kraft fra blant annet elvekraftverk nær sagt er fraværende. Generelt kan man si at i vinterhalvåret så er etterspørselen svært uelastisk. Mye av forbruket går til oppvarming, der mange ikke har alternative fyringskilder, og da brukes strøm uansett døgnspris. Dette gir en bratt etterspørselskurve. Våren og sommeren kjennetegnes ved at tilbudet av kraft er høyt og eksporten til andre land høy, da vi i Norge produserer langt mer kraft en vi klarer å bruke. Eksportkablene som går til andre land blir fylt til kapasitetsgrensen med salgbar kraft. Dette fører til at i de mest vannrike periodene at strømprisen kan falle drastisk, og gå ned mot null. Det er imidlertid ikke ofte og den vanlige prisen vil være på ca. 60 prosent av den gjennomsnittlige vinterprisen. Det gir imidlertid relativt store utslag i inntjeningen for et elvekraftverk når man kalkulerer dette inn i den framtidige prisprognosen kontra å benytte seg av forward prisen på strøm fra Nasdaq. Dette besvares i oppgaven i analysedelen.

1.1.4. Merit order

Merit order I strømmarkedet er en beskrivelse av når de forskjellige produsentene av elektrisk energi går inn og ut av produksjon, med basis i deres marginalkostnader og hvilke markedspriser som er gjeldende. Har en produsent lave marginale enhetskostnader så vil den være i produksjon mye lengre enn det en produsent med høye marginalkostnader gjør. Siden mye av det Nordiske kraftmarkedet er dekt opp av kullkraft som har en slik natur at man ikke kan gå inn og ut av produksjon dagelig så stabiliserer systemet seg rundt en kraftpris som de mest effektive kullkraftverkene klarer i mellomsesonger og vintersesong mens de kan gå ut av produksjon på vår og sommer da kraftprisene faller i det nordiske prissystemet på grunn av høy produksjon fra blant annet elvekraftverk. Merit order går i stegvise trinn og forklarer tilbudet av kraft ettersom de marginale kostnadene øker.



Figur 1 Merit order

Vindkraft og elvekraft produksjon er forbundet med svært lave marginalkostnader, de er de siste typen produsenter som går ut av et kraftmarked, da de vil komme bedre ut av det økonomisk med å produsere kraft enn å la være, disse produsentene ligger helt til venstre på kurva. Neste steg på MC produsent linja kan være vannkraftprodusenter med et reservoar der man har en marginalkostnad på vannet lik alternativverdien av å produsere vannet i en annen periode, disse kan finnes i flere størrelser, og jo større lagringskapasitet man har over året jo høyere priser kan man oppnå. Neste steg er der Esommer krysser og er typisk moderne effektive kullkraftverk, videre er det eldre kullkraftverk som er mindre effektive, som bruker mer drivstoff for å lage samme mengden kraft men som er nedbetalte og dermed lønnsomme deler av året. Det som gjerne blir betegnet som peak – load kraft er kraften som blir fasett inn i perioder av vintersesongen som det er ekstrem prisperioder, da det gjerne er ekstra kaldt og høyt forbruk. Slikt som mobile gasskraftverk og dieselgeneratorer er lønnsomme i drift da. Merit order viser hvordan en bekkekraftprodusent vil tilpasse seg prisene i markedet når anlegget først er etablert.

1.1.5. Nordpool og Nasdaq

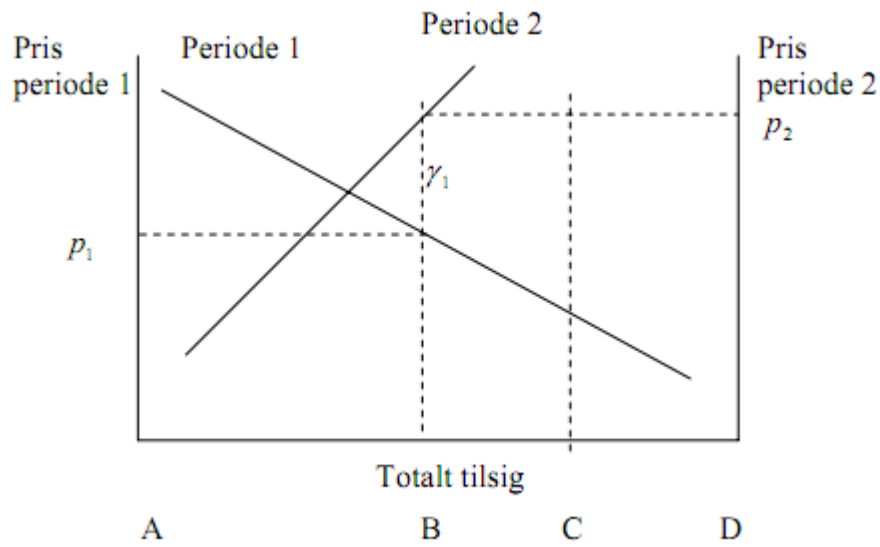
Nordpool er et nordisk kraftmarkedssamarbeid, der man har integrerte kraftmarked fra flere land. Dette gir samfunnsmessige overskudd og bedre robusthet sammenlignet med situasjonen man hadde før kraftsamarbeidet kom startet. Her melder alle produsenter eller nettselskaper som videreselger strømmen for små kraftprodusenter inn strømmen de kommer til å produsere de neste 24 timene. Dette skjer hver dag før 12. Etterspørselen blir også meldt inn fra alle strømselskaper som videreselger strøm til sluttforbrukerne til samme tid. Klokket 13 samme dag blir den totale tilbuds- og etterspørselen til markedet frigitt, på det grunnlaget dannes systemprisen fra Nord Pool. Siden det er overføringskapasiteten mellom regioner og land som ofte er utslagsgivende for hvor høy eller lav prisen blir i et område som blir ”låst” inne. Så er det på grunn av skranker som fører til at man får prisområder. Norge er det landet som har flest skranker og overføringsbegrensninger i sitt nasjonale linjenett av alle landene som er med i kraftsamarbeidet, Det prisområde casestudiene ser på er i sone NO1, Oslo regionen. Når man imidlertid ikke skal handle med strøm i spot markedet, som betegner markedet her og nå, så gjør man dette i derivatmarkedet. Handelsstedet for disse verdipapirene gjøres på den interaktive markedsplassen Nasdaq. Nasdaq OMX commodities er derivatmarkedet for finansielle instrumenter i strøm markedet. Her kan man blant annet finne priser på forward kontrakter inntil 5 år frem i tid.

1.1.5.1. Prisområder

Innenfor det Nordiske markedet har man prisområder. Disse prisområdene kommer som følge av at man har områder som har overskudd eller underskudd på kraft, og at man ikke kan innføre eller bli kvitt nok kraft igjennom overføringssystemet slik at man får en høyere eller lavere pris enn det resten av kraftmarkedet har. Man har 7 slike prisområder her i Norge i dag. Området det her er snakk om heter NO1, og er ofte betegnet for Oslo området.

1.1.5.2. Kortsiktige prisvariasjoner

Det er døgnpris svingninger på strømmarkedet (Doorman, 2009). Prisvariasjonene kan vises ved at man har forskjellige priser over døgnet og helga, sammenlignet med formiddagen i ukene. Om man bruker et reservoar for å utnytte disse variasjonene så oppnår man en høyere inntekt for det vannet man har disponibelt.



Figur 2 Toperiodemodell med reservoar og forskjell i priser

I den første perioden så er forbruket relativt lavt med tilhørende relativ høy produksjon av elektrisk kraft, det kommer fram ved at etterspørselskurven for perioden er slakt stigende. For periode to vil man ha et høyere forbruk, her vil vannkraftprodusentene med reservoarkraft kunne utnytte disse forskjellene. Etterspørselen har en brattere kurve i periode to, som illustrerer at forbruket er mer uelastisk.

1.2. Elsertifikater

Det er ute en ny lov til høring på de mye omtalte elsertifikatene, også omtalt som grønne sertifikater. Disse vil fungere som en tilleggsinntekt for en kraftprodusent som produserer mindre en 1500 MWh per år. Minikraft som er definert som et kraftverk som produserer mellom 0,1 og 1 MWh per år (NVE, 2010), vil derfor være innenfor denne ordningen. Enda er det ikke bestemt at Norge skal ha denne ordningen med sikkerhet. Men det er stor politisk vilje for å få til dette, og det er sterkt insinuert fra regjeringen at denne ordningen vil komme på plass fra og med 1. januar 2012. Elsertifikatene er en ordning for å tilføre mer kraft inn i markedet, denne er tenkt å fungere slik at man tildeler sertifikater til mindre produsenter for så å pålegge forurensende produsenter å kjøpe disse for en viss andel av

deres produksjon(Hoel, 2005). Siden elsertifikatene er målstyrte av politikerne, og målsetningen er 25 øre per kWh. Politikernes verktøy for å nå dette målet, vil være å justere andelen elsertifikater som forurensende produsenter må kjøpe slik at markedet finner sin ballanse pris der hvor målsetninga ligger. Andelen som de må kjøpe blir justert med en andelsparameter slik at tilbud og etterspørsel vil falle på en pris på ca. 250 kr per MWh, som er 25 øre per kWh. Dette vil, om ordningen blir realisert, bli en stor mulighet for økte inntekter for små kraftprodusenter. Det står i forslaget til lov om elsertifikat (Energidepartementet, 2010) som er ute til høring at man får tildelt sertifikater 15 år etter man begynner å produsere kraft fra anlegget, og at man kan selge sertifikatene når man vil innenfor perioden. Øverste begrensning i tidsrom er til og med 31.12.2035 (Energidepartementet, 2010) . Hvis man ser til Sverige sin ordning med grønne sertifikater så varierer prisene på sertifikatene noe fra år til år, dette kan man regne med vil skje i Norge også. Når elsertifikatene har disse egenskapene så skapes det en situasjon der markedet vil ha forventninger til prisutviklingen. Elsertifikatene har da egenskaper tilsvarende andre verdipapirer, og som produsent kan man om man har en forventning om at kraftprisen øker, og at man kan slik sett gamble på at denne vil gå opp i en senere periode. Forventet elsertifikat verdi vil ligge på 25 øre per kWh(Energidepartementet, 2010) men kan om han gjør en god gjetting på markedsutviklingen tjene mer en 25 øre per kWh. Er sertifikatverdien under 25 øre kWh så vil produsenter som har likviditet til det avvente med å selge til sertifikatverdien er lik målsetningen. I min analyse har jeg for enkelhets skyld forutsatt at sertifikatene vil ha en pris på 25 øre per kWh over levetiden.

2. Teoretiske problem og hypoteser

Spørsmålene jeg ønsker besvart i denne oppgaven handler om økonomien i kraftprosjekt, dette innebærer mange faktorer fra produksjon med skranker og nyanser, til kraftprisestimering. Det hydrologiske datamaterialet og kraftprisestimeringen handler om en kvantitativ analyse mens jeg har hentet inn data fra den tekniske faglige siden for å finne mulige tekniske løsninger som kan fungere sammen slik at det går an å lage et helhetlig anlegg av det.

Prisestimeringen for prosjektets levetid er gjort med bakgrunn i prisdata fra prisområde NO1 Oslo og omegn, datamaterialet kommer fra Nord Pool og er basert på times observasjoner igjennom døgnet fra 1996 fram til starten av januar 2011. Når det gjelder størrelsen på vannressursen så er måleresultatene som er observert ved målestasjonene 12.212 Hangtjern og 12.188 Langtjernbekk benyttet. Disse resultatene gir profilkurver for avrenninga, som igjen gir svar på produksjonsmulighetene for de to casene som er analysert.

2.1.1. Problemstilling

Siden det er ønskelig at studien skal ha en generell nytteverdi, har jeg satt opp spørsmålene jeg vil belyse i rekkefølge med det mest samfunnstjenelige øverst.

- Hva kan man som elvekraftprodusent regne med å oppnå som en vektet gjennomsnittspris over hele året, da den største delen av produksjonen er i sommerhalvåret og de beste prisene er på vinteren?

Forwardkontraktene på strøm sier noe om prisen på strøm i framtiden, men denne må korrigeres for at den skal være reell for en elvekraftprodusent. Casene er representert under med hvert sitt navn siden begge casene er unike. Hovedproblemene for begge er likevel like:

- Er det lønnsomhet i en eventuell utbygging ved gitte utviklinger i pris og elsertifikat?
- Hvor mye vil en utnyttning av minstevannsføringen til kraftproduksjon gi i økt nettonåverdi?

For ordens skyld har jeg satt opp del problemene for elvene hver for seg.

Hervikbekken

- Hvor stor kan utbyggingskostnaden være for at man kan forsvare å bygge et automatisk slusesystem ved et eksisterende reservoar?

Fyranelva

- Hva er triggerprisen for den maksimale prosjektverdien av elva, og hva bør være konsekvensen av denne prisen?

Det viktigste resultatet fra denne masteroppgaven er om utbyggingene er lønnsomme og kan bygges ut, eller ikke, med en situasjon der ordningen med elsertifikater er på plass. Analysen vil slik sett være en forstudie til videre utredninger for hydrologiske målinger i de spesifikke elvene, og utbyggingsalternativer, med videre optimalisering av maskininstallasjon.

3. Kraftprisestimering

Som forutsetning i oppgaven er det ikke tatt hensyn til inflasjon. Det er ikke tatt hensyn til dette i prisestimeringen fordi det ikke synes å være mye prisstigning i utgangspunktet fra år til år historisk sett. Men den årlige endringen i kraftprisen er heller tatt med som en realprisutvikling i den videre analysen. Prisvariasjoner over året er tatt hensyn til da det innebærer en betydelig faktor for den faktiske årsprisen man oppnår i kraftproduksjon. Min analyse baserer seg på en stokastisk modell der man ikke kjenner de framtidige parameterverdiene, da modellen er påvirket av et marked som er samkorrelert med blant annet svingningene verdensøkonomien og fremtidig årsnedbør. Slike typiske variabler kan man ikke si med sikkerhet hvordan vil utvikle seg. Derfor har jeg blant annet estimert flere prisutviklingsalternativer som gjør at det er stor sannsynlighet for at prosjektkalkulasjonene vil havne innenfor hva som virker rimelig i dag.

3.1. Kraftprismodellen

Man har i kraftproduksjon med vannkraft noen marginalkostnader, disse trekkes fra før inntektene diskonteres tilbake til nåtid. Ved å trekke fra marginalkostnaden, C fra kraftinntekten P så får man et dekningsbidrag per enhet solgt kraft θ_p .

$$\theta_p = P - C \tag{1}$$

Det foreligger en lov om elsertifikat som er ute til høring nå, som er planlagt vedtatt og satt i drift 1. januar 2011. Ved en slik innføring av elsertifikater så vil dekningsbidraget per enhet θ_τ , øke med størrelsen av elsertifikatprisen P_s

$$\theta = (P + P_s) - C \tag{2}$$

For å finne den riktige kraftprisen til et vannkraftverk som baserer seg på et lite eller ingen reservoar kapasitet så vil man ikke oppnå en pris tilsvarende Nord Pools forward kontrakter, men en vektet årspris vil være den man reelt kan oppnå.

$$P = \frac{\sum q_t p_t}{\sum q_t} \tag{3}$$

Der q_t er kraft produsert på dag t , og p_t er prisen på kraft dag t . Denne vektete kraft prisen blir funnet ved hjelp av modellsimulering.

Den optimale investeringsstørrelsen i et vannkraftverk finner man ved å maksimere verdien av prosjektet med respekt på verdifunksjonen L , det oppnås når den marginale verdien av en ekstra enhet produksjons kapasitet er lik dens marginale kostnad.

$$\max L(Q, \theta_T) - I(Q) \Rightarrow \frac{\partial}{\partial Q} L(Q, \theta_T) = I(Q) \quad (4)$$

Den variable produksjonskostnaden er 1,3 øre per kWh. Bruker man geometrisk Browns bevegelse for å si noe om framtidige kraftpriser vil utvikle seg på sikt så vil det se slik ut:

$$E(\theta(T)) = \theta_0 e^{aT} \quad (5)$$

Der e er grunntallet til den naturlige logaritmen, a den årlige veksten i dekningsbidraget, θ_0 er inngangsverdien til dekningsbidraget og T er tiden i år.

Vannkraft er som kjent en fornybar evigvarende ressurs, derfor vil man ha muligheten til å produsere energi fra denne ressursen så lenge det finnes vann. Prosjektverdien og også inntektene av den eventuelle investeringen vil likevel være betinget av hvor lenge produksjonsutstyret vil vare, fordi man trenger et anlegg for å produsere strømmen man ønsker å selge.

For å benytte seg av overnevnte Geometrisk Browns metode som kan generere et estimat av framtidig dekningsbidrag så kan man benytte netto nåverdi, det kan man også med alternative prisutviklings scenarioer I tillegg så kan man inkludere elsertifikat inntektene. Man oppnår da at man kan se det totale neddiskonterte inntektsbildet.

$$NV = \sum_{T=1}^n \frac{\text{inntekt}}{(1 + \text{rente})^T} \quad (6)$$

Hvor summen av den neddiskonterte inntekten er det totale årlige dekningsbidraget etter nettleie, salgskostnader og variable driftskostnader av anlegget er trukket ifra og T er tiden i år.

Når man har et investeringsoverslag over hvor stor anleggskostnaden vil bli så setter man

$$I \leq NV \quad (7)$$

Har man har et positivt uttrykk så er en eventuell investering lønnsom.(11) omformulert blir $NNV = NV - I$. Forutsetningen jeg har brukt i analysen er at man vil motta fulle kraftinntekter fra det året man har foretatt investeringen, noe som jeg ser som sannsynlig på såpass små anlegg.

3.1.1.1. Redegjørelse for rente i NV analysen

Renten som er benyttet i analysene under er den samme renten som Norges vassdrags og energidirektorat sin veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk benytter på prosjekt kalkulasjoner. Denne renten er 7 prosent (NVE, 2010). Mens merverdien av kraftinntektene fra en eventuell utnyttelse av minstevannføring i samme installasjon diskonterer jeg med 4,5 prosent da dette ikke innebærer noen teknisk risiko, og heller ikke noen politisk risiko da man først har fått tillatelse til å utnytte denne.

Begrunnelsen for at det er benyttet samme rente på elsertifikat diskonteringen er at en sertifikatordning er slik jeg ser det en inntekt som ikke er noe mer sikker enn strømprisen, selv når den først er vedtatt og etablert. Grunnen til det er at sertifikatprisen sannsynligvis vil variere litt slik som også de historiske tallene fra Sverige tilsier. Siden det er et politisk virkemiddel som kan endres med en presentsats som politikerne bestemmer at sorte produsenter skal kjøpe, så vil dette bety at sertifikatene er heftet med en politisk risiko. Hvordan politikerne setter andelen vil gi utslag i elsertifikatprisen. Derfor er sertifikatinntektene priset med risiko. Denne har jeg forutsatt at er tilsvarende diskonteringsrenta for vannkraftverk lik 7 prosent.

3.1.2. Reservoar verdien

For å forklare hvordan et kraftsystem med prisvariasjoner i døgnprisene så benytter jeg vannkraftmodell fra Førsund (Førsund, 2007). Denne forklarer hvordan man utnytter vannet på en optimal måte fra en periode til en annen, dersom man har lagringskapasitet i et reservoar. Tidshorisonten, t tar for seg en gitt periode, hvor man ikke overlater noe vann til neste periode. Når prisene på elektrisk kraft varierer over døgnet så vil det være hensiktsmessig å maksimere verdien L av vannet i reservoaret.

$$\max \sum_{t=1}^n L_t(\varepsilon_t) \tag{8}$$

Der ε_t er en parameter for elektrisitet i kWh, dette er med hensyn på:

$$\sum_{t=1}^n = \gamma \varepsilon_t \leq v_t \tag{9}$$

Den totale kraften som er tilgjengelig er i modellen lik vann, v i modellen, som ved en konverteringsfaktor, γ igjen blir lik kraftproduksjonen. For enkelhets skyld kan man si at elektrisitetsproduksjonen er lik vannet man har tilgjengelig.

$$v_{t,r} = \varepsilon_{t,r} \tag{10}$$

Der $v_{t,r}$ er vannet tilgjengelig ved tiden t i reservoaret.

$$\mathcal{L} = \sum_{t=1}^n L(\varepsilon_t) - \sum_{t=1}^n \lambda_t (\varepsilon_t - v_t) \tag{11}$$

Hvor \mathcal{L} er lagrange parameteren λ_t er skyggeprisen på den elektriske krafta ved tiden t , det vil si den merprisen man kan forvente å få innen lageret er så fullt at det vil renne over. Størrelsesbegrensningen på reservoaret er en skranke for modellen.

Nødvendige første ordens betingelser for problemet er:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \varepsilon_t} = L'_t(\varepsilon_t) - \lambda \leq 0 \tag{12}$$

Der $\lambda \geq 0$, og $\varepsilon_t \geq 0$

Modellen strekker seg over to perioder, med forskjellig etterspørsels tilbøyelighet i begge periodene. Periode 1 kan vi tenke oss er natta, kveld, ettermiddag, og eller helg mens periode 2 er formiddagen på hverdager.

3.1.3. Opsjonspris

Når man skal bygge ut et prosjekt, så kan man benytte seg av realopsjonsteori for å finne den optimale utbyggingsbeslutningen. Selv om nettonåverdien av prosjektet er positiv så kan det lønne seg å vente til en seinere periode med å bygge ut siden verdien av en utbygging kan øke av å vente. Den optimale utbyggingsbeslutningen er avhengig av hvilken prisutvikling man antar, formålet er å finne en opsjonspris om man ønsker å selge en fallrettighet og å finne en optimal utbyggingsbeslutning eller triggerpris, for når anlegget bør settes i drift i forhold til å maksimere verdien av en utbygging.

Inntektene et kraftverk genererer og investeringskostnaden er hva man behøver for å finne verdien $F(V)$,

$$F(V) = L(Q, \theta) - I(Q)$$

(13)

Der $L(Q, \theta)$ er uttrykket for verdien av inntektsdannelsen til et vannkraftverk, og $I(Q)$ er et uttrykk for investeringsstørrelsen. Der Q er størrelsen av prosjektet i kWh per år. Verdifunksjonen $L(Q, \theta)$, er verdien av et anlegg som en funksjon av størrelsen av prosjektet og dekningsbidraget per kWh.

$$L(Q, \theta) = NV$$

(14)

Der verdien er beregnet på basis av dekningsbidraget fra kraftsalg og elsertifikater med en årlig vekst i dekningsbidraget, og med en forventet levetid på anlegget lik 35 år.

Jeg har benyttet Pindyck (Pindyck, 1994) sin tilnærming, der man antar at en investor har monopolrettigheter på utbyggingen og dermed retten til å investere på det tidspunktet han ønsker. Den underliggende variabelen, dekningsbidraget per kWh har den allerede nevnte Geometriske Browns bevegelse heretter kalt $V(\theta_0)$.

$$d\theta = \alpha\theta dt + \sigma_F\theta dz$$

(15)

Der α er den årlige veksten i dekningsbidraget og σ_F er standardavviket til forwardprisene. Nåverdien av prosjektet er lineært voksende avhengig av θ_0 , nåverdien kan derfor skrives på følgende form:

$$V(\theta_0) = a\theta_0 + b$$

(16)

Den optimale verdien for $V(\theta)$, finner man ved den optimale verdien V^* som er det totale kraftanleggets Verdi når "trigger" prisen er lik θ^* .

$$V^* = \frac{\beta}{\beta - 1} I$$

og

$$A = (V^* - I)/(V^*)^\beta = \frac{(\beta - 1)^{\beta-1}}{(\beta)^\beta I^{\beta-1}}$$

(17)

Den optimale investeringen er der opsjonsverdien er lik V^* . Utvider dF ved hjelp av Ito's Lemma så får vi en kvadratisk differensial ligning:

$$\frac{1}{2}\sigma_F^2\beta(\beta - 1) + (r_m - \delta)\beta - r_m = 0$$

(18)

Der r_m er markedsrenta på kapital. Den positive roten av denne ligningen kan skrives som:

$$\beta = \left(\frac{1}{2} - \frac{r_m - \delta}{\sigma_F^2}\right) + \sqrt{\left(\frac{r_m - \delta}{\sigma_F^2} - \frac{1}{2}\right)^2 + \frac{2r_m}{\sigma_F^2}}$$

(19)

Der $\beta > 1$, δ er en bestemt parameter.

Løsningen på dette problemet er:

$$F(V) = AV^\beta$$

(20)

Framtidsverdien av opsjonen er bestemt av den positive roten av β , siden det er en differensialligning så har uttrykket også en negativ rot, men denne er ikke interessant da den ikke virker inn på kjøpsopsjonen.

Om eier ønsker å maksimere markedsverdien av et vannkraftverk så gjør han det ved å holde en opsjon til den har nådd sin optimale framtidige verdi. Vi gjør om på ligningene og finner θ som er der utløsningsprisen eller triggerprisen er θ^* .

$$\mu = \omega\rho_{xm}\sigma$$

(21)

Formel 24. blir omtalt som CAPM, der μ er markedets udiversifiserbare risiko, ω er markedets risikopremie, ρ_{xm} er korrelasjonen mellom en perfekt korrelert markedsportefølje med kraftverkets utvikling i markedet og σ er standardavviket. Vi kan anta at det ikke er noen dividendeutbetalinger ifra denne, så den helhetlige avkastningen vil komme ifra fallrettens verdistigning. I (Pindyck, 1994) så forklares det nærmere. Jeg har forutsatt at μ er tilsvarende 7 prosent.

$$\delta = \mu - \alpha$$

(22)

- θ^* er den verdien av θ som er optimal for at man skal investere i prosjektet. Dersom θ^* er høy så gir det at man ikke vil nå dette dekningsbidraget på kraftprisen på lang tid. Opsjonen på å selge fallretten har da derfor relativt lav verdi.
- "Value-matching": Når det er optimalt å innløse opsjonen betales investeringskostnaden for å realisere prosjektet. Prosjektet leverer til gjengjeld inntekter i mange år etterpå. Opsjonsverdien skal derfor være lik nåverdien til prosjektet: $F(\theta^*) = V(\theta^*)$ som gir følgende grensebetingelse: $F(\theta^*) = V(\theta^*)$
- "Smooth-pasting" Når $\theta = \theta^*$ skal "adjusted present value", $APV = V(\theta) - F(\theta)$ ha sin maksimale verdi. For å finne dette toppunktet finnes $\frac{d(APV(\theta^*))}{d\theta_0} = V'(\theta) - F'(\theta) = 0$ Siden $V(\theta)$ er lineært stigende og $F'(\theta)$ er eksponentielt stigende, er man sikker på at APV har toppunkt når $F'(\theta^*) = V'(\theta^*)$.

Fra betingelsene over så kan man sette opp to følgende ligninger:

$$A\theta^{*\beta} = V(\theta^*) = a\theta^* + b \tag{23}$$

$$\beta A\theta_0^{*(\beta-1)} = V'(\theta_0^*) = a \tag{24}$$

Løser man ligningene med hensyn på θ^* , gir det følgende uttrykk:

$$\theta_0^* = \frac{-b}{a(1 - \frac{1}{\beta})} \tag{25}$$

Ved å benytte (17) og (25) så kan opsjonsverdien $F(\theta_0)$ og "trigger" prisen θ_0^* beregnes.

4. Produksjons og teknisk - utredning

4.1. Tekniske forutsetninger

Dataene som er benyttet for å finne fallmeter i analysen kan beregnes nøyere, men ut fra prosjektens tidlige stadium er den metoden som er benyttet en adekvat målemetode. Da denne oppgaven konkluderer med resultater som gir grunn for videre analyser, så er en eksakt høydemåling, samt vannmåling av den aktuelle bekken på sin plass.

Ut ifra møte med turbinkonstruktør Bjarne Nereng så er vannfallenes høydemeter beregnet, samt rørgatas lengde bestemt. Antall høydemeter ble beregnet ut fra høydekoter i kart fra statens kartverk. Rørgatelende ble for Hervikbekken 1050 meter mens Fyranelva 400 meter. Dette ble målt ut ved å følge høydedrag i terrenget og målt ved hjelp av måleverktøy i en elektronisk kartversjon på statens kartverk sine hjemmesider.(Statkart.no, 2011)

4.1.1. Utnyttet effekt

For å finne en mest mulig riktig verdi for antall kWh produsert ved et kraftverk så er det viktig å justere dette for effekttapet man har i produksjonskjeden før strømmen blir målt og sendt ut på nettet til forbrukerne. Dette effekttapet består av en faktor for hver av prosessene fra omformingen fra vann i bevegelse til ferdig utnyttbar strøm i nettet. Turbinen er den største faktoren for tap i kjeden, denne er ved optimale forhold 92 prosent utnyttelsesgrad lagd om til mekanisk bevegelsesenergi på en aksling, det er imidlertid slik at om vannføringen er liten og man ikke har magasinmulighet, slik at man kan effektkjøre vil effekt tapet bli betydelig større. Ut fra turbineffektkurvene i tabellene nedenfor i case analysene så er dette tatt hensyn til i min produksjonsmodell der vanlig elvekraft produksjon er regnet ut. Ved magasinering er denne konstant og beregnet til 92 prosent, da man kan optimalisere driften maksimalt.

Ledd to fra vann til strøm er tapet i generatoren, dette tapet kommer blant annet av varmegenerering, denne kan ligge på 96 prosent, og det er det jeg har benyttet i kalkulasjonene, det siste leddet er transformeringen av strømmen slik at den har samme spenning som det nettet den skal føres inn på. Dette tapet er anslått til en prosent. Verdiene for generator og transformator er hentet fra NVE (NVE, 2010). Disse faktorene er de jeg har benyttet for å korrigere salgbar produksjon fra kraftverkene.

4.1.2. Tekniske parameter

Basisdata for produksjonen

		<u>Hervikbekken</u>	<u>Fyranelva</u>
Årlig tilløp m ³		5 157 044	12 995 294
Vannets spesifikke vekt (ett tonn per m ³ vann)	1		
Tyngdens akselrasjon	9,81		
Virkningsgrad for turbin/generator/trafo	92 % 96 % 99 %	0,87	0,87
Max vannmengde igjennom turbinen		0,45	1
Brutto Fallhøyde i meter		45	33
Falltap meter		3,5	2
Netto fallhøyde		41,5	31
Effekt/ ytelse	kw	157	260
Energi ekvivalent	kwh/m ³	0,099	0,074
Energipotensial	kvh	509 929	959 861

Tabell 1 Basis produksjonsdata

I tabell 1 så er dataene til årstilløpet beregnet ut fra den skalerte størrelsen på vannmengden fra Hangtjern, det vil forklares på en bedre måte i kapittelet 5.3. Hydrologi. De tekniske parameterne tyngdens akselrasjon, virkningsgrader, og fallmeter er hentet fra NVE og fra Nereng. Effekt, energi og energipotensial er resultater av parameterne, og er beregnet som i NVE sin Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk (NVE, 2010). Denne tabellen er en grov skisse på en produksjon, og elementer som flomtap og effektkorrigerings av produksjonen. Men gir en oversikt over viktige forutsetninger for å etablere en mer riktig hydrologisk beregning. For å se effekttapet mer eksakt se avsnittene under hver case om effektkurven til turbinen.

4.2. Kostnader

I vannkraftutbygginger er det i hovedsak investeringsutgiften, og dens finansieringskostnader som representerer den store kostnadsposten. Men det er også faste kostnader i forbindelse med inspeksjon og kontrollrunder på anlegget. Disse er ikke regnet inn. I tillegg så kommer vedlikeholdskostnadene av bygg og vannveiene og eventuell oppgradering av anlegget. Disse kostnadene er derfor ikke priset inn og kommer ikke til syne i evalueringen.

4.2.1. Produksjonskostnader

Variable kostnader forbundet med kraftproduksjon fra vannkraftverk er relativt lave. De blir beregnet per kWh og består av en feed-in tariff eller nettleie til det lokale kraftlaget, en avgift til det nasjonale linjenettet, en kostnad i forbindelse med videre salg av kraften, og variable kostnader til selve produksjonen. Midtnett som er det nærmeste lokale kraftlaget som har erfaring med kraftprodusenter fra før opererer med en kostnad for videresalg av strøm til Nord Pool på 1 øre per kWh, og en feed inn tariff som består av en variabel kostnad på 0,8 øre per kWh og en fordeling av gevinsten med innfasing. (Ruud, 2011) denne kostnaden er altså positiv, og representerer en ekstra inntekt for

produsenten som jeg har estimert til 1,5 øre per kWh. Nettleia til Statnett er 1,3 øre per kWh (Bruland, 2011) For produksjonskostnadene i tilknytning til det tekniske så har jeg satt disse lik 0,5 øre per kWh i henhold til anbefalingen (NVE, 2010). Totalt så summeres produksjonskostnadene til C lik 2,1 øre per kWh.

Case studiene denne oppgaven beskriver så finnes begge lokasjoner innenfor samme regionale område, og er således tilstand for samme vilkår og nettselskap.

4.2.2. Positiv kostnad

Midt Kraft as er et regionalt selskap som har flere småkraftprodusenter på linjenettet sitt. De kontrollerer feed inn tariffen som man opererer med i området, som her består av en konstant nettkostnad per kWh, og en positiv kostnad per kWh. Gjennomsnittstapet i linjenettet til Midtnett ligger på ca. 9 prosent. (Øderud, 2011), det betyr at for hver kWh man fører inn på linjene fra det nasjonale nettet så tapes i gjennomsnitt 9 prosent fram til kunden.

Det gir derfor betydelige reduksjoner i tapene for eierne av linjenettet om man kan fase strøm inn på nettet nærmere konsumenten. Nettleie i det regionale nettet blir tilstand for en handel mellom småkraftverket og det lokale nettselskapet. Dette er for å finne en riktig verdi på hvor mye kraftverket skal kompenseres for reduksjonen i krafttapet på linjenettet. Det generelle svaret på hvordan delingen bør være er at man deler gevinsten fra reduksjonen av tapet (Øderud, 2011). Det er slik også jeg har beregnet denne.

4.2.3. Start og stopp kostnader

Ved produksjon av elektrisitet fra vannkraft, påløper det en kostnad hver gang man starter og stopper turbinen (Doorman, 2009). Denne kostnaden har jeg ikke tatt hensyn til og derfor heller ikke priset inn i modellen.

4.2.4. Investeringskostnaden

Mer generelt sett så er maskinkostnaden kanskje den faktoren som spiller størst inn på lønnsomheten når vi ser på en nettonåverdi analyse av et vannkraftprosjekt. Her kan det derfor være lønnsomt å bruke tid på å finne den riktige leverandøren, som leverer den kvaliteten og levetiden som er påkrevd for et slikt anlegg. De totale investeringskostnadene er estimert fra en rekke leverandører av tjenester til kraftbransjen og byggenæringa for øvrig. Heidenreich as, og Byggmester Alf Kjernås har kommet med konkrete tilbud, mens Nereng (2011), har gitt et overslag over de maskintekniske kostnadene, samt påkobling til kraftnettet. Gravejobben har jeg gjort et grovt overslag over. Den totale investeringsoversikten finnes i vedlegget. Investeringsbeløpet for de to elvene er 4 477 000 kr for Fyranelva og 4 602 000 kr for Hervikbekken.

4.3. Hydrologi

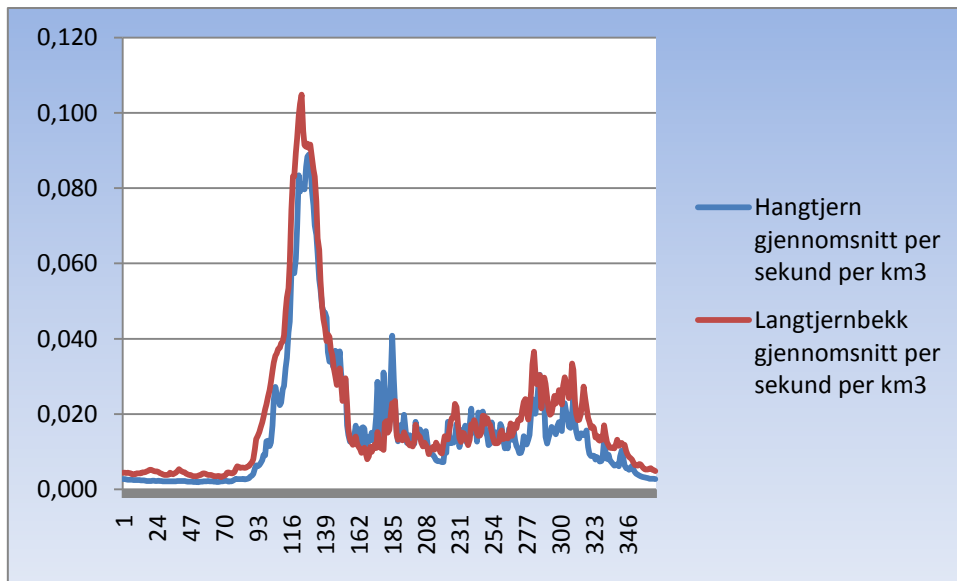
Hydrologi er læren om vannets (ferskvannets) sirkulasjon, forekomst og bevegelse, og de årsaker som ligger til grunn for dette (Klæboe, 1957). Tilnæringsmetoden for å finne inntektsgrunnlaget i et kraftverk som her er benyttet er med støtte fra en rapport som vannverksingeniør Trygve Øderud har utarbeidet i 2007. Dataene som er benyttet er hentet fra NVE og siden de anbefalte en annen målestasjon denne gangen, så har jeg brukt denne i tillegg som en sammenligning for å ha et referanse datasett. De økonomiske beregningene har jeg likevel regnet ut ifra datasettet fra Hangtjern da disse ikke har målefeil oppstrøms ifølge Taksdal (Taksdal, 2011). Hydrologiske aspekter i prosjektet er beregnet ut ifra data levert av NVE fra to nærliggende målestasjoner, med datasett fra henholdsvis fra 1973 til 2009 og 1986 til 2007.

Målestasjon	Nedbørsfelt	Datatype	Datamatriale	Målefeil	liter/km ² /s	Nedskalert
Hangtjern	11,56 km ²	Daglige	1986 – 2007	Nei	15,7 lit.	Ja
Langtjernbekk	4,86 km ²	Daglige	1973 – 2009	Ja	18,8 lit.	ja

Tabell 2 Oversikt over hydrologiske data

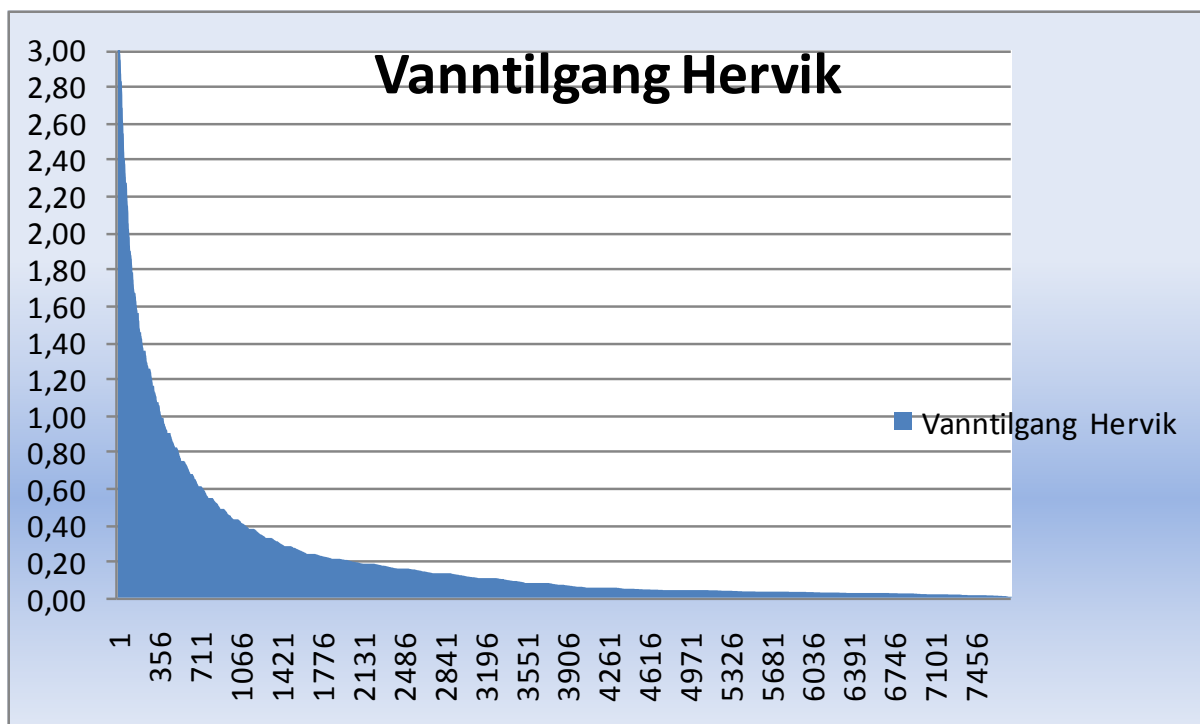
Disse har henholdsvis måleareal på 4,86 kvadratkilometer, og 11,56 kvadratkilometer. Begge to ligger i samme vassdrag, og det minste området Hangtjernbekken renner ut i Langtjern. Når jeg har sett tilbake i tid for å se på den aktuelle årsnedbøren så har jeg benyttet Langtjernbekk da dette er datasettet som strekker seg lengst tilbake i tid, og er således godt nyttbart når man skal se på hva slags nedbørsmengder man kan forvente seg i framtiden.

Når man sammenligner dataene fra de to stasjonene så ser de likevel relativt like ut, selv ved flomperioder. Et viktig grunnlag for å beregne maskinstørrelsens riktige størrelse er gjennomsnittsavrenning per kvadratkilometer per sekund.



Figur 3 Årlig gjennomsnittsavrenning for de hydrologiske dataene.

Fra avrenningskurvene ser man at de samvarierer. Linja for Langtjernbekk fra det minste nedslagsfeltet viser at på det jamne at avrenninga er litt høgere der enn Hangtjern. Etter anbefaling fra NVE så er Hangtjern benyttet som utgangspunkt, da målestasjonen ved Langtjernbekk har flomdempende elementer oppstrøms som reduserer relabiliteten på flomdataene. For å steds korrigere dataene så har jeg benyttet NVE sitt avrenningskart i tillegg. Dette viser ved iso kurver hva den mest sannsynlige avrenningsstørrelsen på aktuelle høyder og områder er. Ved å sammenligne de to resultatene viste avrenningskartet 18 liter ved Fyranelva og 15 liter ved Hervikbekken (Nereng, 2011). Det resultatet bruktes så for en justering av avrenninga for de to områdene, slik at middelverdien for årstilsiget på basis av daglige gjennomsnittsdata ble justert i henhold til dette. Profilen på årstilsiget av nedbør forblir den samme men man har et justert datasett som passer bedre til de lokale forholdene det er snakk om. For Fyranelva så ble de daglige tilsigsverdiene redusert med 4,5 prosent, mens Hervik er redusert med 17,5 prosent for å oppnå dette. Langtjernbekk målestasjon gir i gjennomsnitt 6,5 prosent mer utnyttbar nedbør i forhold til arealet sammenlignet med Hangtjern.



Figur 4 Døgnverdier med vanntilgang de siste 21 år.

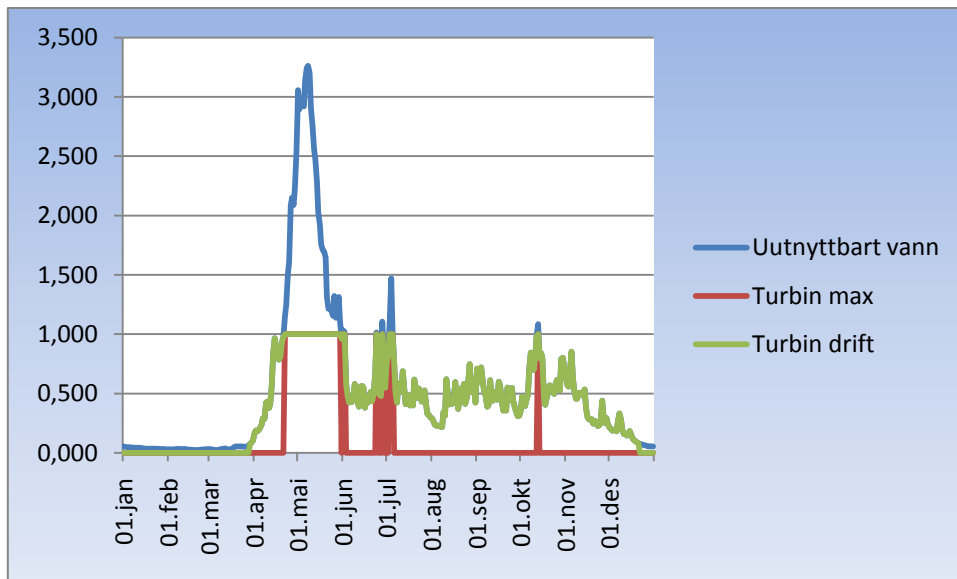
Figur 4 viser hvordan vannmengdene er på basis av de siste 21 åra fra skalert til Hervik fra Hangtjern målestasjon. Dette diagrammet illustrerer hvor mye vann det er over den totale tidshorizonten på 20 år. Dette illustrerer hvor mye vann som er i elva over en lengre tidsperiode, og om målet er å maksimere bruken av vannet i elva til kraftproduksjon så benytter man den turbinen som maksimerer bruken av arealet under kurven.

4.3.1. Areal størrelse

Nedbørfeltets størrelse for henholdsvis Fyranelva og Hervikbekken er hentet ifra tidligere rapporter som er skrevet om disse vannressursene. Trygve Øderud har beregnet nedslagsfeltet for Hervikbekken til 14,9 kvadratkilometer, mens det var Sverre Krog (Krog, 1999) som estimerte størrelsen i Hervikbekken.

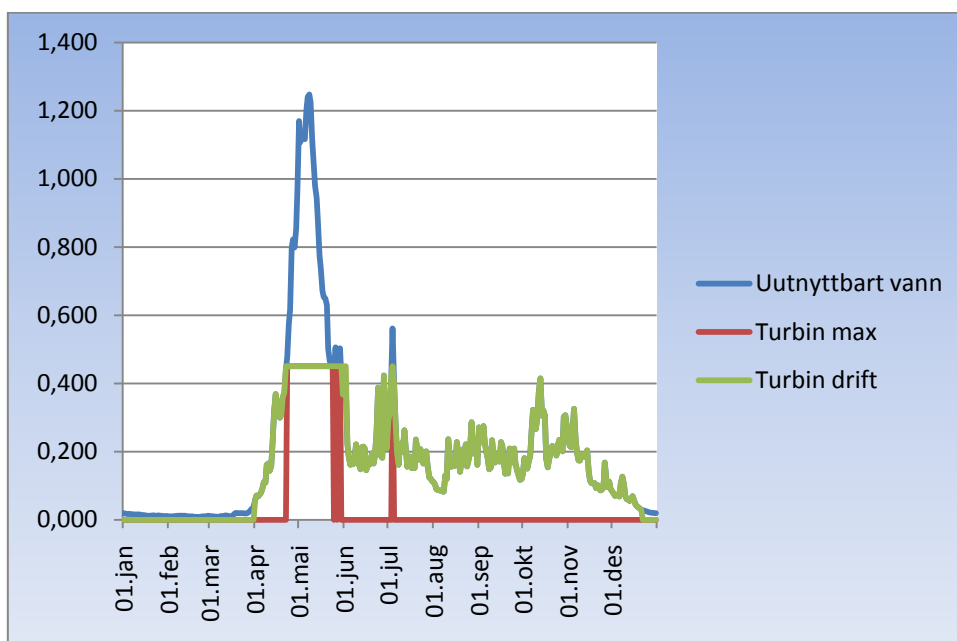
4.3.2. Energi produksjon

Energi produksjonen fra vannet kan man regne ut ved å ta høydeforskjellen man vil utnytte korrigert for et falltap. Man finner da en energi ekvivalent, som sier hvor mange kW det kan bli av hver kubikk meter vann. Slik beregnes årsproduksjonen ved å multiplisere opp fra vann mengde per sekund til energi produksjon per dag.



Figur 5 Produksjonsprofil Fyranelva.

På Y-aksen så er det kubikkmeter avrenning per sekund. Turbin max er der hvor maksimal turbin kapasitet er nådd, slik at det overskytende vannet synes som flomtaket i den blå linjen. Det vannet man kan benytte til energiproduksjon er integralet av Turbin drift kurven. Fra denne kurven er allerede minstevannføringen trukket ifra, siden dette ikke er økonomisk utnyttbart vann om man blir pålagt det. For å tilfredsstille mulige minstekrav fra miljøvernmyndighetene om minstevannføring så er denne satt til 50 liter i sekundet i Fyranelva, og 20 liter i Hervikbekken.



Figur 6 Produksjonsprofil Hervikbekken

4.3.3. Geologi

For de områdene det her er snakk om så er det ikke tatt hensyn til geologiske forhold som kan være grunn til at man skal korrigere vannstrømmen i elvene. Slike grunnforhold kan føre til at man bør foreta nødvendige korrigeringer. Om det er slike grunnforhold så kan det innebære at vannmengden som her er regnet ut ikke er korrekt, da vann kan forsvinne på veien igjennom tørre bakkeområder og forsvinne ned i grunnvannet, eller andre veien at det er oppkommer med vann som kommer fra grunnvann fra andre steder. Den eneste måten man kan være sikker på at man har riktig vannmengde er om man foretar fysiske målinger av den aktuelle avrenningen i elva.

4.4. Framtidige markeds priser

Forward kontraktene på Nasdaq sine hjemmesider (OMX, 2011) priser på framtidige kraftkontrakter som markedet har satt. Det er rimelig å anta at markedsaktørene i kraftmarkedet er de som har mest informasjon om hva som er den mest sannsynlige kraftprisen vil være på et framtidig tidspunkt. Forwardkontraktene strekker seg frem over fem år i tid og, forwardene har utløpsdato 31/12. Det vil si at forwarden for 2016 som er den siste, har utløpsdato praktisk talt i 2017. Legger man til den årlige variasjonen i strømprisen så kan man estimere dette årets inntekt uten å anta noen utvikling men med en beregning fra markedets årlige prisvariasjon.

År	Euro per MWh	kr per kWh
2011	57,40	0,45
2012	50,35	0,40
2013	40,00	0,32
2014	47,00	0,37
2015	48,25	0,38
2016	49,75	0,39
	Kronekurs	7,891
	(dato 29.03.2011)	

Tabell 3 Forwardpriser Nasdaq

Bruker man geometrisk Browns bevegelse for å si noe om framtidige kraftpriser vil utvikle seg på sikt så kan man benytte eksponentiell regresjon av data i tabell over. Med en inngangsverdi lik 36 øre per kWh, tilsvarende gjennomsnittet av siste års kraftpris blir den årlige prisveksten i markedet 0,9 prosent. Dette er et estimat på den framtidige kraftprisen med den informasjonen markedsaktørene har i dag.

Når innfasingen av elsertifikater i markedet er et faktum og myndighetene ser for seg storstilt utbygging i nye kraftprosjekter og disse i stor grad kommer fra små vannkraftutbygginger uten store reservoar, så vil man kunne tenke seg at det blir mer produksjon som blir innfaset i markedet i

sommerhalvåret da det er mye kraft i markedet fra elvekraft fra før. Dette kan føre til ytterligere prispress på sommerprisene, og man kan derfor tenke seg en årlig nedgang i kraftprisene en tid framover som et mulig utviklingsalternativ i kraftprisene. Det blir i så fall den motsatte utviklinga til det modellen over estimerer.

4.4.1. Priseffekten av reservoar

For å finne merverdien av å selge vannet når det er best døgnpris, så har jeg forutsatt en salgsstrategi der vannet holdes tilbake i de timene i døgnet som har dårligst priser. Det er ikke tatt hensyn til at det kan variere i løpet av året, men er evaluert på basis av historiske priser i prisområde NO1 der gjennomsnittsprisene fra 2002 fram til 2011 er det som er basisgrunnlaget. Alle timene i døgnet er tatt ut og valgt bort etter et kriterium om at de beste prisene produseres det kraft på. Fram til lageret blir 12 timer eller større, så er timene i samme rekke, etter dette tidspunktet så blir klokkeslettene 8 og 16 plukket ut, da de er enestående timer på dagen med dårlig pris.

Lager størrelse	Uten lager	to timer	4 timer	6 timer	12 timer	20 timer	helg og 20 timer
Uten lager	0,0						
to timer	0,2	0,0					
4 timer	0,4	0,2	0,0				
6 timer	0,6	0,4	0,2	0,0			
12 timer	0,9	0,7	0,6	0,3	0,0		
20 timer	1,3	1,1	0,9	0,7	0,3	0,0	
helg og 20 timer	2,1	1,9	1,8	1,5	1,2	0,9	0,0

Tabell 4 Merpris strategier

Tabellen illustrerer hvor mange øre per kWh man tjener på å holde vannet igjen deler av tiden for så å produsere dette på ett annet tidspunkt.

En måte å finne verdien av denne arbitrasjen er å ta nåverdien av merinntektene. En medfølgende effekt av at man kan effektkjøre turbinen deler av døgnet, gjør at man kan har muligheten til utnytte turbinen ved maksimal effekt slik sett optimaliseres produksjonen, og man får mer ut av vannet som renner forbi.

4.4.2. Investeringsforutsetninger for lukesystem

Nåverdiberegningene er med basis i 7 prosent rente og 25 års varighet på inntekten. Grunnen til varigheten på investeringen er satt til 25 år er på bakgrunn av en forutsetning om at lukekonstruksjon med hydraulisk lukke og åpne funksjon er antatt å ikke vare lengre en 25 år. Nåverdien er likevel basert på inntektene fratrukket produksjonskostnadene, dette for å vise hvor mye det er lønnsomt å investere i et lukesystem før det blir for kostbart. I tillegg så kommer det teknisk risiko ved luke installasjonen, da denne kan gå i stykker ved is problematikk for eksempel.

Den isolerte priseffekten av å kunne produsere de timene av døgnet som er best pris, kan sees tabell 6. i kolonnen til venstre. Her er egne kolonner med forutsetningen om at turbinen har samme

effektiviteten som den har i et vanlig elvekraftverk. Slik synliggjøres den direkte prisøkningen i inntektsbildet. For alle praktiske tilnærminger så vil det ikke være mulig å utnytte døgnprisvariasjoner uten at man har et reservoar å mellomlagre vannet i. Derfor får man også gevinsten av å effektkjøre turbinen når det er best priser.

5. Analyse og resultat

I denne delen av oppgaven så ser jeg på og analyserer hvert tema som kommer mer inngående, men siden dette henger så nøye sammen med de resultat og tabellene som finnes her så har jeg slått de to sammen i samme kapittel, for oversiktens skyld.

5.1.1. Vektet årspris

Forward prisene forteller noe om forventningen til strømprisen i en seinere periode, og forfallet til forwardene på Nord Pool er ved årsskifte, det betyr at forventningen vil være på hva strømprisen vil bli rundt innløsningsdatoen. Med å legge sesongvariasjonen på en nyttårsnotering så finner man årspriser som er vektet for variasjonene i produksjon og pris. Mønsteret følger på basis av tidligere års prisvariasjon. Vekter man denne årsprisen med produksjonskvantumet så synliggjøres den faktiske vektete årsprisen for et kraftverk. Den ligger på 82 prosent av hva forwardkontrakten ligger på samme år.

5.1.2. Prisutvikling på basis av forwardkontrakter

Prisprognosene mine er basert på forwardkontraktene fra Nasdaq. Etter 2016 så er prisutviklingen regnet ut på basis av tenkte prisbaner med en prosentvis utvikling i prisen hvert år. El sertifikatene får man utbetalt i 15 år etter anlegget er satt i produksjon. Varigheten for elsertifikat effekten i markedet vil likevel være lengre, både pga. av at det er investeringstregghet blant markedsaktørene, at det tar tid å få behandlet konsesjonssøknader hos NVE. Med en varighet på investeringen av anlegget på 35 år så gir det nåverdier av inntektene fra kraftsalget og elsertifikater framstilt i tabell 6 og 7.

5.1.3. Minstevannsføring

For alle utregninger over er det benyttet minstevannsføring lik 50 liter per sekund i Fyranelva, og 20 liter per sekund i Hervikbekken. For å beregne verdien av vannet man slipper forbi, for å se hvor stor økonomisk gevinst dette kan gi ved å utnytte dette, gir det for Fyranelva en økt årsproduksjon lik 8,6 prosent mens inntektene vil øke mer enn dette da man kan produsere i større grad av året da prisene er bedre. Dette gir 9,2 prosent økte inntekter fra kraftsalget, illustrerende er nåverdier av denne merinntekten 430 000 kr. Renta på en slik beregning er justert lik risikofri rente, da det ikke er noen risikobetraktninger ved å utnytte mer av vannet som renner elva i samme system slik jeg ser det. Ved å stenge krana til minstevannførselen er derfor kun en risikofri diskonteringsrente som er benyttet, denne har jeg satt til 4,5 prosent. I tillegg så vil man ha en effekt av økte sertifikat inntekter, disse har jeg diskontert med 7 prosent da de ikke er risikoreducerende med fler sertifikater. Tall på dette finnes i tabell 6 og 7.

5.1.4. Elsertifikatprisene

Elsertifikatenes levetid skal i følge lovforslaget være i 15 år fra produksjonsstart i anlegget, det betyr at man kan selge sertifikatene man har produsert for, når man vil innenfor perioden. Det tilsier at

produsentene som maksimerer sin profitt vil selge disse når det er best pris i løpet av året. Dette vil føre til en automatisk utjevning av sertifikatprisen, og ikke nødvendigvis gi store prisfall i perioden da det er høy produksjon i sommerhalvåret. Det betyr at sertifikatene vil få en prisutjevneende effekt, slik at man fra den kraften man produserte til relativt lave priser i vårflommen, kan selge sertifikatene til en utjevnet pris over året. Har produsenten god likviditet så kan sertifikatene fungere som et hvilket som helst annet verdipapir hvis man har større tro på markedet i en senere periode så vil man velge å selge da istedenfor. Investeringsstørrelse med basis i forwardpris

Tar man forward prisen som utgangspunkt for hvor stor en investering kan være så vil den tilsvare 5,86 millioner kr for Fyranelva og 3,2 millioner kr for Hervik. Dette er med dagens relativt sikre situasjon før elsertifikat er etablert i markedet.

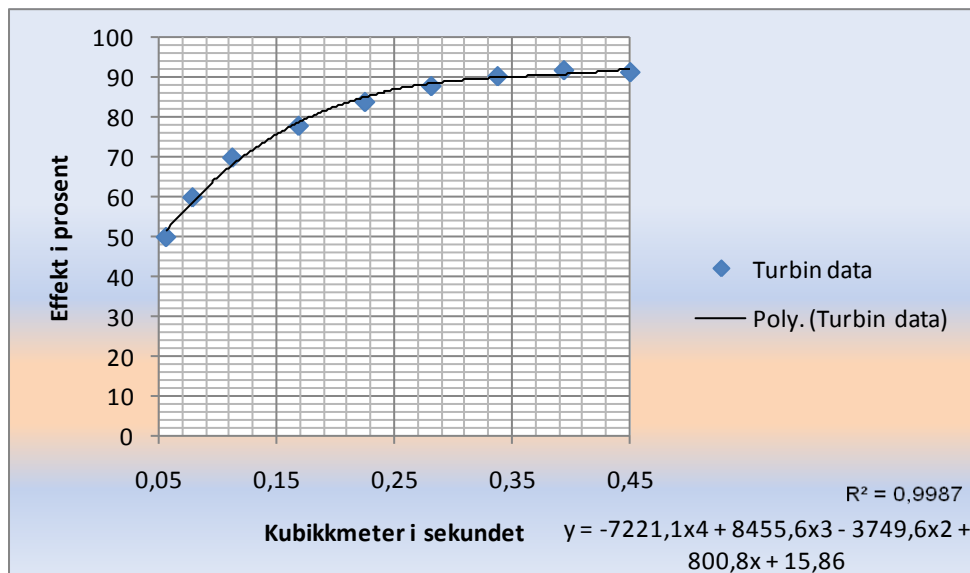
5.1.5. Usikkerhet i investering, vanntilgang, og prisutvikling

I alle investeringer til vannkraftverk så finnes risiko for variasjoner i de forskjellige parameterne i en nettonåverdianalyse. I utredningen av casene nedenfor så har jeg analysert endringer i parameterne for investering vannføring, og prisutvikling. Dette for å se på hvor sårbar lønnsomheten er i slike prosjekt for uforutsette endringer i overnevnte. De parameterne som kanskje er mest utsatt som gir store endringer er investeringskostnaden, og vanntilgangen. (Øderud, 2011) Spesielt gjelder det uforutsette kostnader i forbindelse med investeringen, til for eksempel at man må foreta en fjell sprengning fordi man kommer på fjell der rørgaten skal ligge. Dette kan føre til en stor økning i kostnadene til rørgaten. Det er også viktig å huske på at den faktiske vannmengden i elvene ikke er kjent, når man ikke har foretatt fysiske målinger i elvene. Ved å bruke andre områder som referanseområde for casene så trenger ikke vannføringen være riktig med kan variere med minst +- 20 prosent. (NVE, 2010) Prisen er også viktig men er ikke så utslagsgjørende, for nettonåverdien av prosjektet som overnevnte to parametre er. Resultatene av analysen finnes under hver av casene nedenfor i tabell form.

5.2. Analyse av Hervikbekken

5.2.1. Effektkurven til turbinen

Effektkurven for turbinen Semikaplan SK 104/4-400, som er en av BNTurbin as sine turbiner, skalert til maskinstørrelsen i både Hervikbekken, og Fyranelva, dette er en nøyaktig tilnærming i forhold til prosjektene framskredenheter. (Nereng, 2011). Fra denne kurven er døgnverdiene modellen justert slik at de dagene elva ikke renner full, får riktig energiutbytte av produksjonen.



Figur 7 Effektkurven til turbinen i Hervikbekken

5.2.2. Produksjonsalternativer

Jeg har sett på fire forskjellige produksjonsalternativer i denne oppgaven, dette for å se hva slags mulighetsspekter man har innenfor produksjonen. Siden det er vanskelig å si hva utfallet av en eventuell konsesjonsbehandling av vassdraget, om man får utnytte reservoar eller minstevannføring så er det greit å belyse flere muligheter. Siden det finnes et gammelt reservoar ifra sagbrukstiden, så var det nærliggende å se på hva slags muligheter dette kunne gi. Derfor så har jeg sett på en utbygging av bekken, både med og uten reservoar mulighet, og en drift med og uten minstevannføring.

5.2.3. Hervikbekken og reservoar

Ved Hervikbekken ligger det et gammelt damanlegg som det går an å benytte for å lagre vann til vannkraftproduksjon. Dette ligger oppstrøms det planlagte turbinhuset, og er i enden av den tiltenkte rørgaten. Størrelsen på dette lageret er ikke eksakt beregnet med er estimert ved hjelp av Statens Kartverks sitt arealberegningssystem, samt feltturer der dybden er tatt ut i grove trekk. Det har gitt basis til følgende; Arealstørrelsen er 100daa, 30 prosent av arealet er over 2,5 meter dypt, 20 prosent av arealet er 1,5 meter, mens 50 prosent har en dybde på en meter. Dette gir samlet sett et lagervolum på 120 000 kubikkmeter. Med forutsetning om at det benyttes turbinstørrelse med svelgekapasitet på 0,45 kubikkmeter i sekundet, så vil det gi muligheter først og fremst til effektkjøring av anlegget over

døgnet, men også at man kan ta vare på flomvann på en bedre måte, og oppnår i et gjennomsnittså en økt produksjon på 11 prosent som følge av dette.

Når man ser et gjennomsnittså over ett så blir reservoaret benyttet i 47 dager, 28 av disse renner det over dammen, mens de resterende 19 dagene så er det kalkulert på basis at man tømmer det umiddelbart da det er kapasitet til det, slik at turbinen går for fullt så lenge det er vann i magasinet. Det går imidlertid an å benytte dette vannet på et annet tidspunkt enn dette da man kan få bedre pris på ressursen. Med en stor flomtopp per år, så fyller man lageret en gang med to flomtopper så fyller man to ganger. Hver gang så har man 74 timer full turbin drift uten å ta hensyn til tilsiget. Dette kan man utnytte når man skulle finne det formålstjenlig i en seinere periode med bedre priser.

5.2.4. Resultat Hervik

Inntektsbilde for Hervikbekken	Med minstevannføring		Uten minstevannføring	
	Uten lager	Med lager	Uten lager	Med lager
Produksjonsvolum per år Fyranelva kWh	469 275	521 726	509 951	577 722
Produksjon av kWh i prosent av bekken uten mvf	100 %	111 %	109 %	123 %
	NNV av inntekt		NNV av mer inntekten	
Resultat av pris estimat med 2 prosent vekst	kr 2 051 250	kr 2 435 142	kr 504 902	kr 525 169
Resultat av pris estimat med 1 prosent vekst	kr 1 898 929	kr 2 263 795	kr 457 808	kr 489 418
Resultater med geometrisk Browns metode	kr 1 879 137	kr 2 241 531	kr 451 532	kr 484 654
Resultater med 0,5% vekst etter 2016	kr 1 831 432	kr 2 187 867	kr 437 155	kr 473 740
Resultater med 0% vekst etter 2016	kr 1 769 033	kr 2 117 674	kr 418 195	kr 459 346
Resultater med -1% vekst etter 2016	kr 1 657 778	kr 1 992 523	kr 384 739	kr 433 948
Resultater med -2% vekst etter 2016	kr 1 562 058	kr 1 884 846	kr 356 363	kr 412 407
NV i prosent av NV med mvf.	100 %	119 %	124 %	145 %
Inntekter fra grønne sertifikater i 15 år	kr 1 068 530	kr 1 209 354	kr 92 616	kr 181 958
NV elsertifikat i prosent av av NV med mvf.	100 %	113 %	109 %	130 %

Tabell 6 NV av inntektene for Hervikbekken. De framtidige kraftinntektene og sertifikatinntektene med og uten minstevannføring eller mvf.

Sertifikatprisen i tabell 6 stammer fra en jamn pris på 250 øre per MWh og nåverdi av inntektene med forutsetning om 7 prosent rente og 15 år med sertifikatrettigheter.

Tabell 6 viser gevinsten ved å utnytte minstevannsføringen beregnet til dagens nåverdi av prosjektet, i tillegg til NV av prosjektet i seg selv, både med og uten reservoar.

Hvis antagelsen er at prisen vil følge en geometrisk Browns utvikling og man ønsker å utnytte minstevannsføringen, et reservoar og effektkjøring med overnevnte døgnpriser så vil dette gi en NV lik 4,12 millioner kr.

Tabell 7 inneholder produksjonsvolumet man oppnår uten effektkjøring, slik at man kan se verdien av prisvariasjonene isolert sett. Simuleringsmodellen har benyttet prisene fra tabell 3. som utgangspunkt for tallene.

NV av merinntektene ved forskjellige utbyggings alternativ

	Med minstevannføring		Uten minstevannføring	
	Isolert pris effekt	Med reservoar	Isolert pris effekt	Med reservoar
Produksjonsvolum kWh	469 275	521 726	509 951	577 722
Utnyttelse av vannet i turbinen	84,5 %	92 %	84,50 %	92 %
ingen lager	0	0	0	0
to timer	10 937	12 160	11 886	13 465
4 timer	21 875	24 320	23 771	26 930
6 timer	32 812	36 480	35 657	40 395
12 timer	49 219	54 720	53 485	60 593
20 timer	71 094	79 040	77 256	87 523
helg og 20 timer	114 843	127 680	124 798	141 383

Tabell 7 NV av mer inntekten ved forskjellige prisstrategier. Gevinsten av å kun se på døgnpris variasjonene med forskjellige reservoar størrelser.

Produksjonsvolumet er over 11 prosent høyere i situasjonen der man kan effektkjøre turbinen ved å benytte et reservoar. Det gir et tilsvarende utslag i nåverdien av inntektene fra dam investeringen.

Det er flere mulige utbyggingsalternativer i Hervikbekken med tanke på hvordan man kan utnytte vannet. Hvis man utnytter vannet som et rent bekkkraftverk med minstevannføring så vil man ifølge produksjonssimuleringen kunne produsere 469 000 kWh fra vannet i bekken. Om man benytter reservoar så vil man kunne kjøre turbinen med full effekt de tider som man ønsker å produsere. Det gir en økt NV av kraftproduksjonen tilsvarende ca. 12 prosent. Grunnen til det er at turbinen utnytter vannet i lavere grad når vannmengdene er små i vassdraget, kan man derimot spare vannet og heller slippe igjennom mer om gangen. Dette gir økt produksjon.

5.2.5. Produksjonseffekten av reservoar

Effekten av et reservoar kan illustreres i antall ekstra kWh man kan produsere fra bekken med samme vannføring. Denne er for Hervikbekken 11,2 prosent, og er registrert ved at effektkorrigert produksjon med lager er dividert på effektkorrigert produksjon uten lager. Kraftinntektseffekten av dette er 12,4 prosent om man benytter vannet umiddelbart til å produsere på den ledige kapasiteten turbinen måtte ha. De økte sertifikatinntektene av dette tilsvarer 11 500 kr årlig eller en økning i NNV lik 105 000 kr. Denne produksjonen kan man imidlertid tenke seg å flytte til hvilket som helst tidspunkt på året da det er bedre priser, som vil gi en mye større inntektseffekt. Effekten av flyttet reservoar bruk vil komme i tillegg til verdiene som man kan finne i tabell 5 og 6.

5.2.6. Reservoarbruk den beste perioden

Inntektsøkning ved å spare reservoar til en seinere periode, er også en faktor man bør regne med. I alle utregninger over så er vannet i reservoaret benyttet så fort turbinen har ledig kapasitet. Det betyr at man ikke får mer verdien som man kan benytte seg av, ved å spare flomvannet til den tiden av året man har best pris. La oss si at dette er i uke 50, og prisen ligger 5 prosent over hva forward prisen er for samme år. Da vil man tjene 45 prosent mer på reservoaret og med en strømpris på 35 øre per kWh. Det blir 18 900 kr mer per år eller NV av denne inntekten i 25 år som er 220 000 kroner.

5.2.7. Inntekts scenarioer

5.2.7.1. Elvekraftverk uten reservoar, med minstevannføring

Det første pris estimatet vi kan tenke oss er når man produserer på basis av det vannet som renner forbi i samme øyeblikk. Dette er en situasjon der man ikke har mulighet for å lagre vannet til seinere perioder. Det betyr at man også produserer uten mulighet for å utnytte prisvariasjonene med et reservoar. Dette alternativet har tatt med minstevannføring i betraktning. Inntektene av dette vil variere ettersom hvilket prisutviklingsalternativ man har mest tro på, og NV av disse finnes i tabell 5. og kan variere mellom 2,63 og 3,11 millioner.

5.2.7.2. Elvekraftverk med minstevannføring som utnytter sagbruksdam

Ved samme forutsetninger som over og man ønsker å produsere med effektkjøring i det eksisterende damanlegget så vil dette gi økte inntekter tilsvarende en NV fra 3,09 til 3,64 millioner kr. Det eksisterende damanlegget er i størrelsesorden 120 000 kubikkmeter vann ved maksimal fyllingsgrad. Merinntektene kommer ifra resultatene i tabell 6. og baserer seg på at man klarer å utnytte priseffekten av det et damanlegg gir muligheten for om man utnytter det med en gang. Her er det tatt en forutsetning om at turbinen klarer å produsere på det vannet som kommer med 20 timers oppsparing og produksjon stans i helgene. Timene man tar ut av produksjonen er i stigende rekkefølge med dårligst pris først kl. 4,5,3,6,2,1,24,7,23,22,16,8,21,15,17,14,2013,18, og kl. 19. Man produserer derfor hver formiddag i ukedagene på denne strategien.

5.2.7.3. Elvekraftverk uten reservoar og minstevannføring

Dette gir en økning av produksjonen fra basisscenarioet med 9 prosent mens NV av kraftsalg øker med 24 prosent så øker NV av sertifikatinntektene med 9 prosent. Den totale NV av prosjektet vil nå ligge imellom 3,08 og 3,7 millioner kr.

5.2.7.4. Elvekraftverk uten minstevannføring som utnytter sagbruksdam

Med samme lagerstørrelsen som over men ved å utnytte minstevannføringa så vil det gi en økt NV av kraftsalget tilsvarende 45 prosent. Det blir en NV mellom 3,69 og 4,35 millioner avhengig av hvordan prisutviklingen blir.

5.2.8. Sensitivitet i prosjektet

Nettonåverdier i NOK av utbygginger i Hervikbekken

-Med minstevannføring, uten reservoar

	Halverte kostnader	25% reduserte kostnader	Basis investering
Estimert investeringskostnad	2 301 207	3 451 811	4 602 414
Nettonåverdier i kr			
2 % årlig prisutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	194 617	-955 987	-2 106 590
Normal vannføring	818 573	-332 031	-1 482 634
Mer vanntilgang +25%	1 598 518	447 914	-702 689
1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	72 760	-1 077 843	-2 228 447
Normal vannføring	666 252	-484 352	-1 634 955
Mer vanntilgang +25%	1 408 117	257 513	-893 091
Geometrisk Browns utvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	56 927	-1 093 677	-2 244 280
Normal vannføring	646 460	-504 143	-1 654 747
Mer vanntilgang +25%	1 383 377	232 774	-917 830
0,5 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	18 763	-1 131 841	-2 282 444
Normal vannføring	598 755	-551 849	-1 702 452
Mer vanntilgang +25%	1 323 745	173 142	-977 462
0 % i årlig prisutviklingutviklinga:			
Mindre vanntilgang -25%	-31 156	-1 181 760	-2 332 363
Normal vannføring	818 573	-614 247	-1 764 851
Mer vanntilgang +25%	1 245 747	95 144	-1 055 460
-1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	-120 160	-1 270 764	-2 421 367
Normal vannføring	425 101	-725 502	-1 876 106
Mer vanntilgang +25%	1 106 679	-43 925	-1 194 529
-2 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	-196 736	-1 347 340	-2 497 944
Normal vannføring	329 381	-821 222	-1 971 826
Mer vanntilgang +25%	987 028	-163 575	-1 314 179

Tabell 8 NNV av Hervikbekken med minstevannføring, uten reservoar

Nettonåverdier i NOK av utbygginger i Hervikbekken

-Med minstevannføring, og reservoar

	Halverte kostnader	25% reduserte kostnader	Basis investering
Estimert investeringskostnad	2 301 207	3 451 811	4 602 414
Nettonåverdier i kr			
2 % årlig prisutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	614 390	-536 214	-1 686 818
Normal vannføring	1 343 289	192 685	-957 918
Mer vanntilgang +25%	2 254 413	1 103 809	-46 794
1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	477 312	-673 292	-1 823 895
Normal vannføring	1 171 942	21 338	-1 129 265
Mer vanntilgang +25%	2 040 229	889 625	-260 978
Geometrisk Browns utvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	459 501	-691 103	-1 841 706
Normal vannføring	1 149 678	-926	-1 151 529
Mer vanntilgang +25%	2 012 399	861 796	-288 808
0,5 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	416 570	-734 034	-1 884 637
Normal vannføring	1 096 014	-54 590	-1 205 193
Mer vanntilgang +25%	1 945 319	794 715	-355 888
0 % i årlig prisutviklingutviklinga:			
Mindre vanntilgang -25%	360 415	-790 188	-1 940 792
Normal vannføring	1 343 289	-124 783	-1 275 386
Mer vanntilgang +25%	1 857 578	706 974	-443 629
-1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	260 294	-890 309	-2 040 913
Normal vannføring	900 669	-249 934	-1 400 538
Mer vanntilgang +25%	1 701 139	550 535	-600 068
-2 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	174 153	-976 451	-2 127 054
Normal vannføring	792 993	-357 611	-1 508 214
Mer vanntilgang +25%	1 566 543	415 939	-734 664

Tabell 9 NNV av Hervikbekken med minstevannføring, og reservoar

Nettonåverdier i NOK av utbygginger i Hervikbekken

-Uten minstevannføring, uten reservoar

	Halverte kostnader	25% reduserte kostnader	Basis investering
Estimert investeringskostnad	2 301 207	3 451 811	4 602 414
Nettonåverdier i kr			
2 % årlig prisutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	672 632	-477 972	-1 628 576
Normal vannføring	1 416 091	265 488	-885 116
Mer vanntilgang +25%	2 345 416	1 194 812	44 209
1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	513 099	-637 504	-1 788 108
Normal vannføring	1 216 676	66 072	-1 084 531
Mer vanntilgang +25%	2 096 147	945 543	-205 060
Geometrisk Browns utvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	492 246	-658 358	-1 808 961
Normal vannføring	1 190 609	40 006	-1 110 598
Mer vanntilgang +25%	2 063 563	912 960	-237 644
0,5 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	442 580	-708 024	-1 858 627
Normal vannføring	1 128 527	-22 077	-1 172 681
Mer vanntilgang +25%	1 985 960	835 356	-315 247
0 % i årlig prisutviklingutviklinga:			
Mindre vanntilgang -25%	377 492	-773 111	-1 923 715
Normal vannføring	1 416 091	-103 436	-1 254 040
Mer vanntilgang +25%	1 884 261	733 657	-416 946
-1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	261 724	-888 879	-2 039 483
Normal vannføring	902 457	-248 146	-1 398 750
Mer vanntilgang +25%	1 703 373	552 770	-597 834
-2 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	162 447	-988 156	-2 138 760
Normal vannføring	778 361	-372 243	-1 522 846
Mer vanntilgang +25%	1 548 253	397 649	-752 954

Tabell 10 NNV av Hervikbekken uten minstevannføring, uten reservoar

Nettonåverdier i NOK av utbygginger i Hervikbekken

-Uten minstevannføring, med reservoar

	Halverte kostnader	25% reduserte kostnader	Basis investering
Estimert investeringskostnad	2 301 207	3 451 811	4 602 414
Nettonåverdier i kr			
2 % årlig prisutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	1 180 091	29 488	-1 121 116
Normal vannføring	2 050 416	899 812	-250 791
Mer vanntilgang +25%	3 138 321	1 987 718	837 114
1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	1 014 412	-136 191	-1 286 795
Normal vannføring	1 843 317	692 714	-457 890
Mer vanntilgang +25%	2 879 448	1 728 845	578 241
Geometrisk Browns utvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	992 790	-157 813	-1 308 417
Normal vannføring	1 816 290	665 686	-484 917
Mer vanntilgang +25%	2 845 664	1 695 060	544 457
0,5 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	941 128	-209 476	-1 360 080
Normal vannføring	1 751 711	601 108	-549 496
Mer vanntilgang +25%	2 764 941	1 614 337	463 734
0 % i årlig prisutviklingutviklinga:			
Mindre vanntilgang -25%	689 326	-461 277	-1 611 881
Normal vannføring	2 050 416	286 356	-864 248
Mer vanntilgang +25%	2 371 501	1 220 898	70 294
-1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	568 887	-581 716	-1 732 320
Normal vannføring	1 286 411	135 807	-1 014 796
Mer vanntilgang +25%	2 183 315	1 032 711	-117 892
-2 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	649 645	-500 959	-1 651 562
Normal vannføring	1 387 358	236 754	-913 849
Mer vanntilgang +25%	2 309 499	1 158 895	8 292

Tabell 11 NNV av Hervikbekken uten minstevannføring, med reservoar

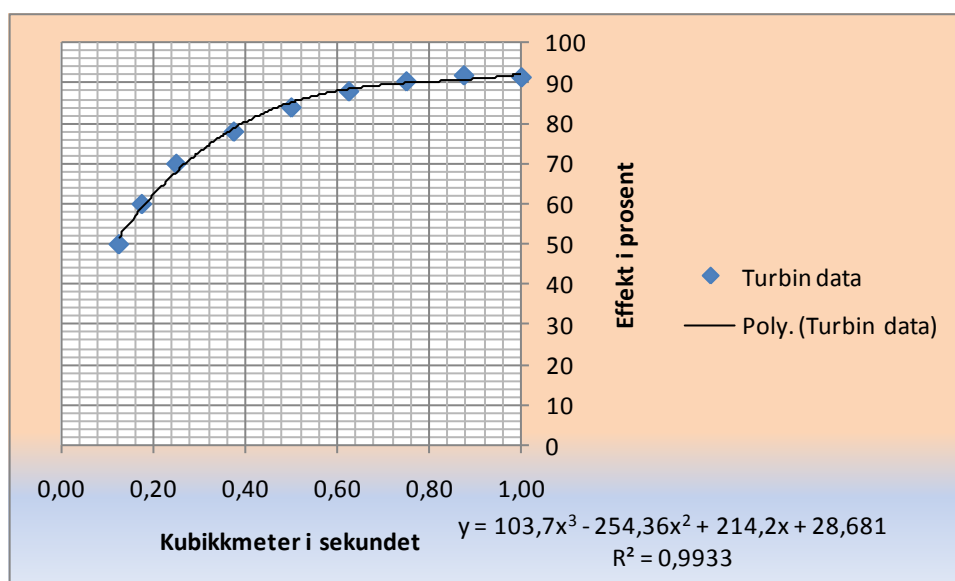
5.2.9. Miljøkonsekvenser reservoar

Ved å utnytte det allerede eksisterende reservoaret så vil man unngå miljøødeleggelser ved å måtte etablere eventuelt nytt reservoar nedstrøms det eksisterende. Dette vil samtidig sørge for at man besørger vedlikehold og stell av det kulturminnet som steindemningen representerer. Det blir således riktig i forhold til hva som etter hvert har blitt en etablert sannhet i tiden, vern gjennom bruk.

5.3. Analyse av Fyranelva

5.3.1. Effektkurven til turbinen

Full effekt lik 92 prosent på turbinen er bare riktig om man utnytter vannet gjennom plaskekjøring, eller effektkjøring i et reservoar. Grunnen til det er at turbinene ikke klarer å utnytte små vannmengder like effektivt som når de går for full maskin. Diagram 5. viser i detalj hvordan effekten vil variere i forhold til hvor mange kubikkmeter vann som renner igjennom turbinene.



Figur 8 Effektkurven til turbinen i Fyranelva

Når man har en effektkurve, så justerer man den faktiske produksjonen etter hvilken vannmengde som renner på en gjennomsnittsdag for å finne den korrigerte inntektsgenereringen.

5.3.2. Inntektsbildet

Fyranelva har det største nedbørsfeltet og mest vannføring per kvadratkilometer. Men her er det ingen mulighet for å lagre vann. Dette blir derfor et kraftverk som er utsatt for å måtte produsere når vannet renner i elva. Dette gir redusert produksjon med tanke på at turbiner ikke har fullt utbytte av vannet når de ikke renner med optimal mengde slik som man kan gjøre med et reservoar. I tillegg vil man ikke få utnytte prisvariasjonene over døgnet, men produserer til enhver tid til gjeldende priser, uten noen form for mulighet til å utnytte strømprisvariasjonene.

5.3.3. Resultat Fyranelva

Tabell 7 viser kraftinntektene ved minstevannføring og merinntekten av å kutte minstevannsføringen. Antar man at prisen vil følge en geometrisk Browns utvikling, og man ønsker å finne verdien av å benytte alt tilgjengelig vann i elva, så legger man sammen NV av kraftinntekter med merinntekten fra

minstevannføringen og elsertifikatverdien med merinntekten som er totalt 6,28 millioner kr.

Inntektsbilde for Fyranelva

	Med minstev.f.		Uten minstev.f.	
	893 966		970 541	
	<u>NV av inntekter</u>		<u>Mer inntekten, NV</u>	
Produksjonsvolum per år Fyranelva kWh				
Resultat av pris estimat med 2 prosent vekst	kr	3 942 810	kr	477 577
Resultat av pris estimat med 1 prosent vekst	kr	3 650 026	kr	433 090
Resultater med geometrisk Browns metode	kr	3 611 984	kr	427 162
Resultater med 0,5% vekst etter 2016	kr	3 520 287	kr	413 581
Resultater med 0% vekst etter 2016	kr	3 400 347	kr	395 670
Resultater med -1% vekst etter 2016	kr	3 186 498	kr	364 066
Resultater med -2% vekst etter 2016	kr	3 002 509	kr	337 261
Inntekter fra grønne sertifikater i 15 år	kr	2 035 541	kr	205 600

.Tabell 12 Inntektsbildet for Fyranelva

Den samme verdien vil også være grensen for hvor stor investeringen kan være før prosjektet ikke lengre er lønnsomt med den prisutviklingen.

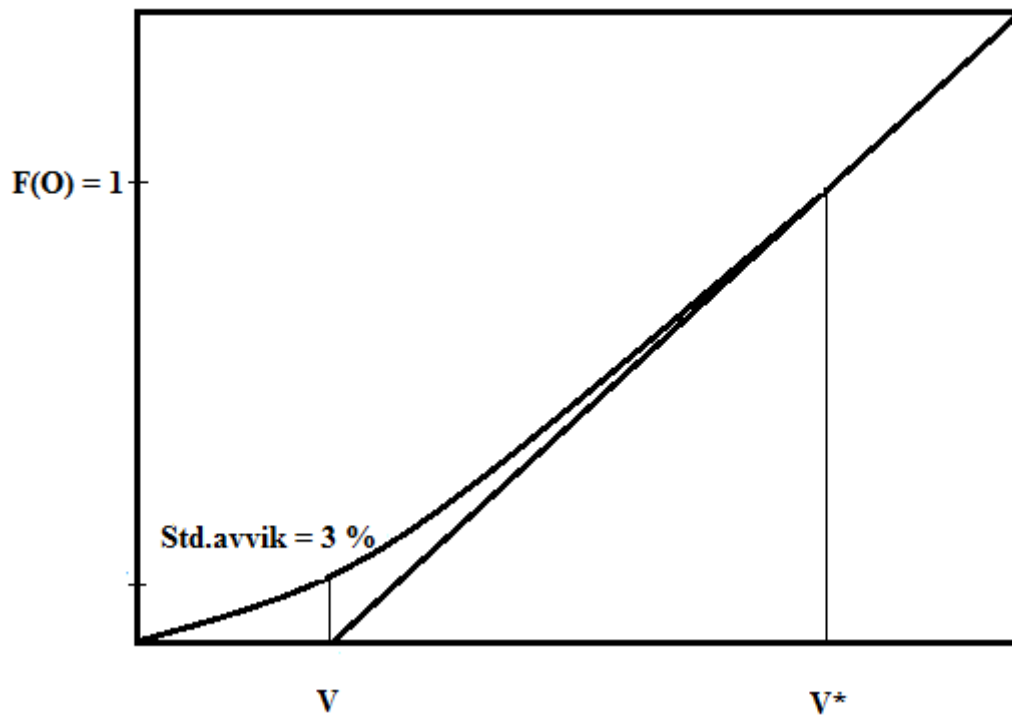
5.3.4. Opsjonspris og investeringstidspunkt

<u>Konstant</u>	<u>Symbol</u>	<u>Verdi</u>
Markedsrente	r_m	7 %
Varighet av anlegget	T	35
Variabel kostnad	C	0,0021
Dagens dekningsbidrag	θ_0	0,36
Årlig vekst i markedet	α	0,90 %
Årlig volatilitet av θ	σ_F	3 %

Tabell 13 Eksogene variabler benyttet i opsjonen

Den maksimerte verdien av kraftverket i Fyranelva V^* , er 13 millioner kr med en årlig prisvekst fra geometrisk Browns metode lik 0,9 prosent. Dette er verdien av en eventuell utbygging når triggerprisen er lik θ^* . Opsjonsprisen for anlegget vil om man skulle solgt fallrettigheten til en ekstern utbygger være tilsvarende 309 100 kr om man solgte denne på det nåværende tidspunktet.

Triggerprisen for en utbygging vil da være 0,88 kr per kWh. Med overnevnte prisutvikling vil ikke dette skje før om 100 år fram i tid.



Figur 9 Opsjonsverdien av investeringsmuligheten

Opsjonsprisen faller ettersom man går mot forfallsdato eller der den optimale verdien av anlegget er nådd.

5.3.5. Sensitivitet i prosjektet

Nettonåverdier i NOK av utbygginger i Fyranelva -Med minstevannføring

	20% reduserte kostnader	Basis investering	25% økte kostnader
Estimert investeringskostnad	3 581 344	4 476 680	5 595 850
Nettonåverdier i kr			
2 % årlig prisutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	1 201 337	306 001	-813 169
Normal vannføring	2 397 007	1 501 671	382 501
Mer vanntilgang +25%	3 891 595	2 996 259	1 877 089
1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	967 110	71 774	-1 047 396
Normal vannføring	2 104 223	1 208 887	89 717
Mer vanntilgang +25%	3 525 615	2 630 279	1 511 109
Geometrisk Browns utvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	936 676	41 340	-1 077 830
Normal vannføring	2 066 181	1 170 845	51 675
Mer vanntilgang +25%	3 478 062	2 582 726	1 463 556
0,5 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	863 318	-32 018	-1 151 188
Normal vannføring	1 974 484	1 079 148	-40 022
Mer vanntilgang +25%	3 363 441	2 468 105	1 348 935
0 % i årlig prisutviklingutviklinga:			
Mindre vanntilgang -25%	767 367	-127 969	-1 247 139
Normal vannføring	2 397 007	959 208	-159 962
Mer vanntilgang +25%	3 213 516	2 318 180	1 199 010
-1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	596 287	-299 049	-1 418 219
Normal vannføring	1 640 695	745 359	-373 811
Mer vanntilgang +25%	2 946 205	2 050 869	931 699
-2 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	449 096	-446 240	-1 565 410
Normal vannføring	1 456 706	561 370	-557 800
Mer vanntilgang +25%	2 716 219	1 820 883	701 713

Tabell 14 NNV av Fyranelva med minstevannføring

Nettonåverdier av utbygginger i Fyranelva

-Uten minstevannføring

	20 % reduserte kostnader	Basis investering	25% økte kostnader
Estimert investeringskostnad	kr 3 581 344	kr 4 476 680	kr 5 595 850
Nettonåverdier i kr			
2 % årlig prisutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	1 747 879	852 543	-266 627
Normal vannføring	3 080 185	2 184 849	1 065 679
Mer vanntilgang +25%	4 745 567	3 850 231	2 731 061
1 % i årlig prisutviklingutvikling :			
Mindre vanntilgang -25%	1 478 062	582 726	-536 444
Normal vannføring	2 742 913	1 847 577	728 407
Mer vanntilgang +25%	4 323 978	3 428 642	2 309 472
Geometrisk Browns utvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	1 442 886	547 550	-571 620
Normal vannføring	2 698 943	1 803 607	684 437
Mer vanntilgang +25%	4 269 015	3 373 679	2 254 509
0,5 % i årlig prisutviklingutvikling :			
Mindre vanntilgang -25%	1 358 663	463 327	-655 843
Normal vannføring	2 593 665	1 698 329	579 159
Mer vanntilgang +25%	4 137 417	3 242 081	2 122 911
0 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	1 248 382	353 046	-766 124
Normal vannføring	3 080 185	1 560 478	441 308
Mer vanntilgang +25%	3 965 104	3 069 768	1 950 598
-1 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	1 052 021	156 685	-962 485
Normal vannføring	2 210 362	1 315 026	195 856
Mer vanntilgang +25%	3 658 288	2 762 952	1 643 782
-2 % i årlig prisutviklingutvikling:			
Mindre vanntilgang -25%	883 385	-11 951	-1 131 121
Normal vannføring	1 999 568	1 104 232	-14 938
Mer vanntilgang +25%	3 394 796	2 499 460	1 380 290

Tabell 15 NNV av Fyranelva uten minstevannføringen

5.4. Minstepris

Man kan se på hva slags minstepris man må ha for at man skal få tilbake pengene på investeringen i de to anleggene. Man finner da ut hvor prissensitiv investeringen er, her benytter man risikofri rente da prisen blir eksplisitt behandlet uten varians men antatt å være lik over investeringens varighet.

$$P_0 = C + \frac{I}{QK} \quad (26)$$

Denne vil for Fyranelva ligge på 24 øre per kWh mens Hervikbekken trenger en kraftpris tilsvarende 46 øre per kWh når man forutsetter drift uten lager og med minstevannsføring. For samme kraftverk med reservoar og bruk av minstevannsføring blir minsteprisen 37,5 øre per kWh.

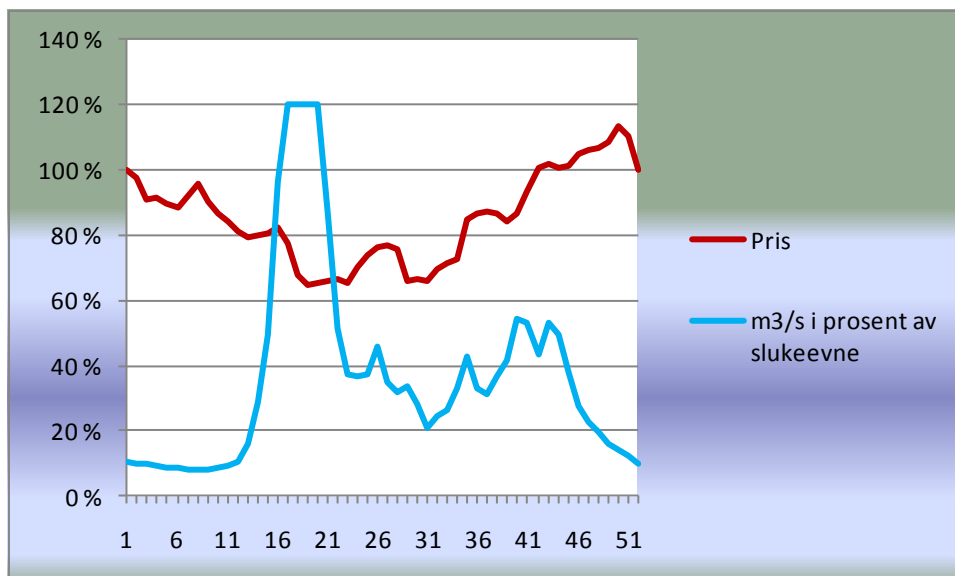
5.5. Gjennomsnittspris og produksjon NO1.

Et lite elvekraftverk produserer gjerne mye kraft på våren og når det er mye vann nedbør i perioder på sommer og høsten, prisene er ofte høye på vinter og sein høst. Tar man korrelasjonen av prisen og produksjonen så synliggjøres forholdene.

$$\varphi = \frac{\sum_{t=1}^n (p_t - \bar{p})(q_t - \bar{q})}{\sqrt{n \sum_{t=1}^n (p_t - \bar{p})^2 \sum_{t=1}^n (q_t - \bar{q})^2}} \quad (27)$$

Der φ er korrelasjonen mellom pris og kraftproduksjon. Pris er p_t på en gitt dag mens \bar{p} er gjennomsnittsprisen, q_t er kraftproduksjonen på en gitt dag og \bar{q} er gjennomsnittsprøduksjonen.

Kraftprisen i Norden varierer mye i løpet av et år, den går gjerne fra det som blir regnet som veldig høy til meget lav i løpet av et år. Men dette er ekstrempriser og er ikke så interessante for en kraftprodusent som har muligheter for magasinering av vann i vintermånedene. Variasjonene i pris kommer fra endringer i de bakenforliggende faktorene slik som nedbørsmengder, magasinffylling, og hvor stor produksjon det er av termisk energi som atomkraft og kullkraft i det nordiske kraftmarkedet. Denne årlige variasjonen i kraftinntekten er derfor en del av risikoprisinga i diskonteringsrenta. Det som imidlertid er interessant å se på er den årlige kraftprisutviklingen, justert for en sesongfaktor. Denne sesongsvingningen baserer seg på historiske data av kraftprisvariasjonene fra 2002 til 2011 og finnes i figur 10 som den røde linjen.



Figur 10 Gjennomsnittspris og produksjon i prisområde NO1

Figuren viser kurven for strømpris og produksjon, strømprisen er i prosent av forward kontraktprisen ved utgangen av året 31.12. på Y-aksen og uke nummer på X-aksen. Produksjonen er målt i kubikkmeter per sekund i prosent av slukeevne, eller prosent av maksimal produksjon. Dette er begge kurver for den årlige trenden filtrert i et statistisk filter slik at ekstremverdiene er glattet bort. Hovedtoppen på produksjonskurven er over 100 prosent av maks produksjon, dette er kun for å illustrere svingningen bedre, det overskytende er flomtap og ikke nyttbart. Kurvene synliggjør den faste årlige sesongvariasjonen og man ser hvordan pris versus produksjonsvolum vil variere i løpet av året. Korrelasjonen mellom pris og produksjon er $-0,46$.

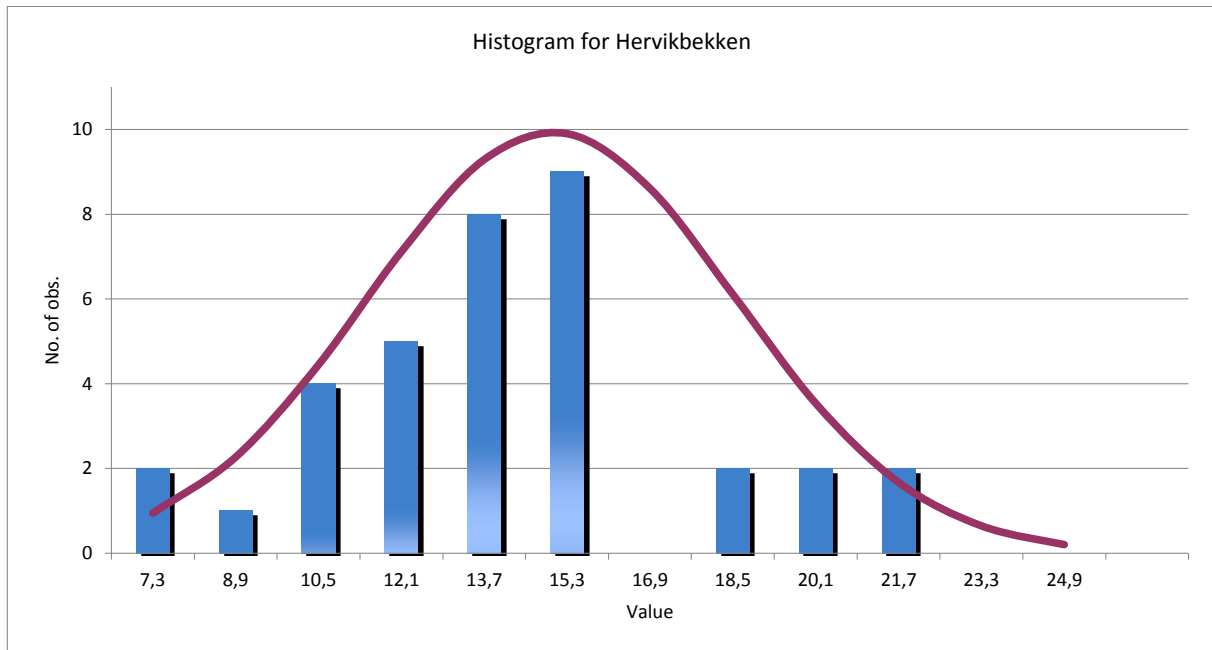
Diagrammet illustrerer at produksjonen og strømprisen varierer over året, og at elvekraftproduksjon har produksjonsvolum som er negativt korrelert med sesongprisvariasjonen. Da jeg innledningsvis sier at man ikke bør anta at kraftprisen til et elvekraftverk blir tilsvarende forward prisen samme år så forklarer dette diagrammet det mer inngående, og forhåpentligvis mer forståelig. Det man kan se her er at beregnet ut ifra forward kontraktprisen som er tilsvarende 100 prosent, så utvikler sesongen seg med en fallende pris utover våren, og at den mot høsten igjen begynner å stige.

Når kurven for produksjon i prosent av full kapasitet legges i samme diagram så synliggjøres hva slags utfordring inntektsdannelsen et elvekraftverk står ovenfor. Dette gir et beskrivende bilde på hvordan de årlige inntektene dannes i et elvekraftverk.

5.6. Hydrologiske variasjoner

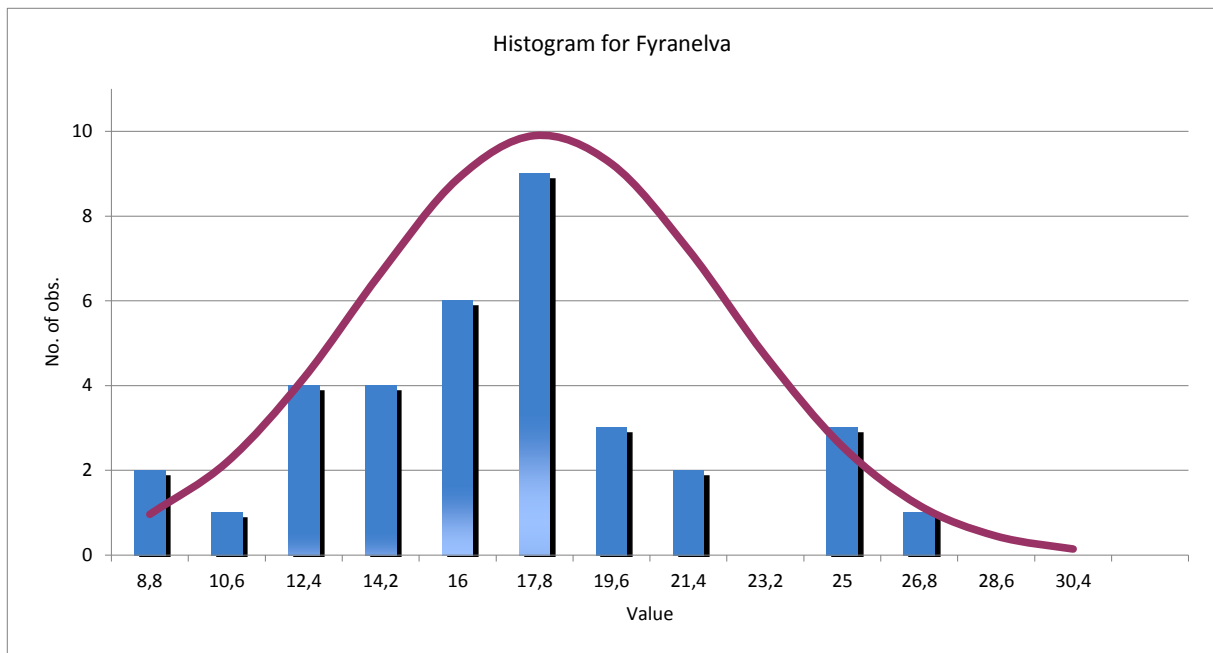
Jeg har i resultatene for hvert av casene evaluert en situasjon med generelt 25 prosent mer eller mindre vann i elvene. Men har ikke diskutert hydrologiske variasjoner fra år til år mer inngående. Dette er viktig å vite om da det kan ha mye å si for produksjonsrisiko og likviditeten i et prosjekt. Jeg har

forutsatt i oppgaven at utbygger har den likviditeten som trengs for å ta noen år på rad med lave inntekter som følge av lite nedbør. Likevel legger jeg frem hvordan de historiske dataene på dette ser ut slik at man kan forestille seg lettere hvordan nedbørsmønsteret kan komme til å arte seg. Med datasettet for Langtjernbekk er det data som strekker seg tilbake til 1973 til 2009. Av disse 37 årene så er årsdata fra 1973 og 1978 fjernet grunnet negativitet i datamaterialet.



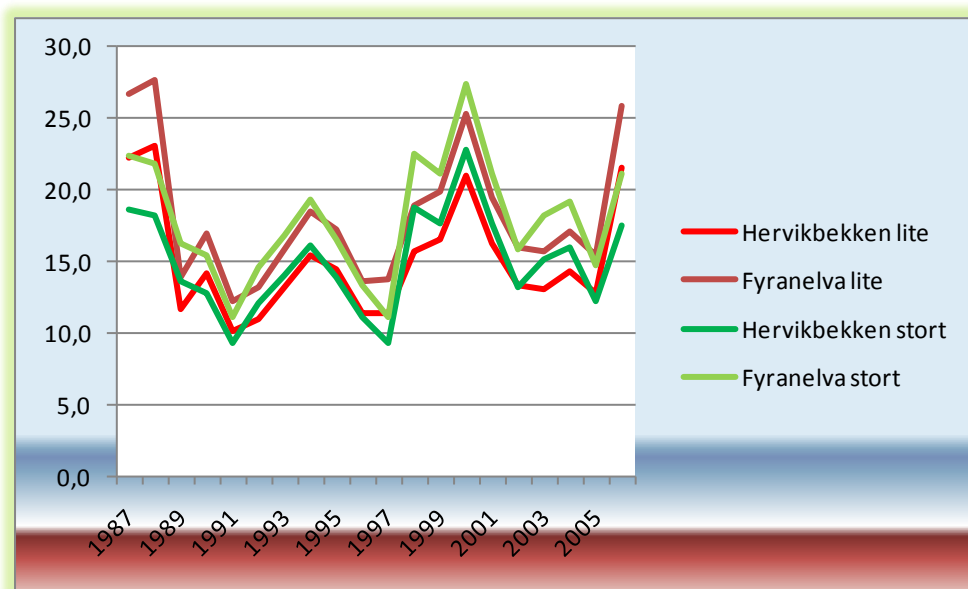
Figur 11 Hydrologisk histogram Hervikbekken

I Histogrammet for Hervikbekken så vises nedbørsfallenes distribusjon. Det vil si at man kan se hva sannsynligheten er for størrelsen på nedbørsmengdene de aktuelle år. Som det er mulig å se av histogrammet så er nedbørsmengden skeiv i forhold til senteret av histogrammet som er gjennomsnittet av årsnedbøren over tiden. Modusen er verdien som deler arealet av søylene i to. Dette er verdien som gir like stor sannsynlighet for at man får en verdi over som under. Modusen for Hervikbekkens vannføring per sekund er 14,6 når gjennomsnittet er 15. I tyve av de 35 årene som det finnes data av så er årsnedbøren mindre en gjennomsnittet og modusen. Mens man har bare seks år med høyere vannføringer. Sannsynligheten for gode år kan man da si er $6/35$ som gir 0,17. Mens verdier lignende snittåret er $9/35$ lik 26 prosent. Sannsynligheten for at man ligger lavere enn et normalår er $20/35$ lik 57 prosent.



Figur 12 Hydrologisk histogram Fyranelva

Modusen for Fyranelva er 17,5 liter per sekund, når gjennomsnittet er 18 liter sekundet. Sannsynligheten for at det blir et nedbørsfattig år er 17/35 lik 48 prosent. Et normalår er det i 9/35 lik 26 prosent, og sannsynligheten for gode år er 9/35 lik 26 prosent.



Figur 13 Årlige hydrologiske variasjoner

Kurvene i figur 13 viser sammenhengen mellom vannføringa i datasettet fra Hangtjern som er betegnet som stort i areal, og data over Langtjernbekk som lite. Figuren viser nedbørsmengdene i

årsmiddelverdier, liter per sekund per kvadrat kilometer. Hervikbekken og Fyranelva har forskjellig årsmiddelnedbør. Denne er justert i forhold til at Hervik skal ha et årsgjennomsnitt på 15 liter per sekund, mens Fyranelva har 18 liter per sekund som i analysene under kapittel 5.3.

6. Diskusjon

5.3. Mulig kraftmarkedssenario

Målsettingen til politikerne er at man skal få en økt produksjon tilsvarende 13,4 TWh i Norge og 13,4 i Sverige som følge av infasingen av elsertifikater. Levetiden til elsertifikat ordningen, er avgrenset i tid til og med år 2035. Økningen tilsvarer 11 prosent av Norges nåværende produksjon som er rundt 120 TWh, om det er slik at Norge kommer til å bygge ut halvparten. En målsetning om at Norge og Sverige skal bygge ut like mye, er vanskelig da markedsmekanismene fører til at kraftutbyggingen skjer der hvor marginal utbyggingskostnad er lavest. Om utbyggingen av nye kraftverk vil gå fort så vil man få veldig mye mer ut av kraft med lave marginalkostnader i markedet fra vann og vindkraft. Dette vil føre til at man får mye mer kraft som blir faset inn i markedet uten noen form for reguleringsmulighet i forhold til mengden. Siden både vann og vindkraft produserer uansett - når naturen tillater det, vil strømmarkedet oppleve prisfall, gjerne i perioder av sommerhalvåret.

Måten som markedet regulerer priser mellom periodene med mye kontra lite kraft fra vind og vann, er blant annet ved hjelp av eksportkabler til utlandet der man får avsetning for kraften på en fin måte. Blir det imidlertid slik som vår nyeste energiminister Lars Borten Moe ønsker, så skal ikke de planlagte eksportkablene bygges ut (NTB, 2011). Det betyr at eksportkablene til utlandet som har allerede fylt kapasiteten i disse periodene lager en flaskehals i kraftsystemet, som vil bli et større og større problem ettersom tiden går og mengden av nedbørs- og vindavhengig kraft øker. Det vil føre til at man ikke får solgt kraften i et marked som er villig til å betale for det, og man kan risikere prisfall kanskje spesielt i sommerhalvåret. Slik som for eksempel kraftprisene er i England, og Tysklandsmarkedet, som man kan bygge ut mer eksport kabler til, vil man oppnå høyere sommerpriser der, og bedre avsetning for kraften vi har for mye av. Avsetningen på elektrisk kraft er bedre på sommeren i eksportmarkedet enn hjemmemarkedet på grunn av at det er et høyt innslag av termisk baserte kraftverk, med høyere gjennomsnittspriser der enn i Norge på den tiden av året.

En annen ting som eksportkablene vil være bidrags givende til er å opprettholde døgnprisvariasjonene, da de markedene vi ønsker å integrere oss i har store døgnsvingninger som vi her i Norge kan være med å utligne med våre gode muligheter for regulerkraft. Denne har vi fra de store vannkraftprodusentene med store vannmagasiner. Vi kan kanskje regne med at pristoppene på vinteren vil bli enda større da vi låser oss inne når vi er det landet som trenger rimeligere vinterstrøm, og overføringskablene ikke har kapasitet. Ved å bygge overføringskabler bruker man muligheten til å importere gunstigere kraft fra utlandet i ekstrem periodene. Dette ville sannsynligvis vært mer

samfunnsøkonomisk gunstig totalt sett, og gitt bedre rammevilkår for elvekraftprodusenter i samme vending.

5.4. Variasjon i elsertifikatprisene

Sertifikatpriser Sverige

År	Gj.snitt
2003	216,31
2004	233,15
2005	203,43
2006	185,86
2007	214,3
2008	289,36
2009	312,89
2010	286,67
<hr/>	
Totalt gj.snitt	246,16
Standardavvik	19 %

Tabell 5 Priser på svenske elsertifikat, hentet fra den svenske energimyndighetens hjemmeside (Enerimyndigheten, 2011)

Prisene på el sertifikatene er per MWh, slik at kWh prisen for et el sertifikat finner man med å dividere med tusen. Det gir en gjennomsnittspris på 0,246 SEK per kWh i de åra sertifikatmarkedet har eksistert. Som man kan se ifra tabell 5. så har det vært prisvariasjoner fra år til år, så lenge ordningen har vart. Dette kan være med bakgrunn i at myndighetene ikke har klart å justere andelen sertifikater som sorte produsenter må kjøpe, kanskje i en kombinasjon med at man fikk stort tilbud de første årene fra mange produsenter som gikk inn i et nytt marked samtidig. Dette er en variasjon som kan skje igjen om Norge og Sverige starter et felles elsertifikatmarked.

5.5. Tekniske alternativ, ikke optimal turbininstallasjon

Dersom man ønsker å gjøre videre analyser av prosjektet så kan man se på optimalisering av maskin installasjon, slik at arealet av kurven i diagram 2 maksimeres. Eller man kan se på ny teknologi som kan føre til at man reduserer investeringskosten, og dermed kan lage en mer lønnsom løsning.

Å benytte en turbin som bruker mest mulig av vannet som renner i elva er det som er mest benyttet i Norden (Øderud, 2011). Det er også det mest økonomiske gunstige hvis man holder alle andre faktorer konstant. Dette alternativet er for øvrig ikke nødvendigvis det som gir størst lønnsomhet i et vannkraftprosjekt om man har tilgang på et reservoar. På grunn av at det er forbundet med store kapitalkostnader med spesialdesignede turbininstallasjoner i et lite vannkraftverk så kan det være mer lønnsomt med bruk av ikke fulloptimaliserte serieproduserte turbiner. En standardinnsats av to mindre PAT turbiner (pump and turbine) passer bra, da man har muligheten for et reservoar, og man blir ikke

så sårbar når det gjelder tilsiget (Øderud, 2011). Bakdelen med disse er at de gir lavere effektiv utnyttelse av vannet. Men dette kan likevel være vel så lønnsomt da investeringskostnaden er mye lavere og man har to turbinaggregater der man kan stenge av den ene i lavvannsperioder og slik sett unngå tomgangskjøring med halv effekt.

Selskaper som driver med ny teknologiutvikling kan ha løsninger som kan være aktuelle for Hervikbekken. Selskaper som Småkraft as lager vannkraft turbiner basert på små vannmengder og mindre vannfall i en helt ny turbinteknologi. Dette vil føre til at man må se på prosjektet med et helt nytt syn da rørgater og fallmeter ikke er i nærheten av hva man må ha i dag. Det kan bety at man kan utnytte andre typer elvestrekninger og gi en annen investering en hva man i dag tenker på som normalt i vannkraftsammenheng. Dette kan være for eksempel korte strekninger av mellombratte partier i en elv.

5.6. Bruksparallell av vannressursen til tidligere tider

I tidligere tider så brukte de elvekraften i elvene til å sage tømmer og male korn nedenfor demningene som i Hervikbekken. Dette ble gjort for å øke inntektene til gårdene, og man brukte elvekraften for å skape verdier. I dag kan grunneier også benytte elvene til det samme, om lønnsomheten er tilstrekkelig. Man tar da samtidig vare på en viktig kulturarv, med å benytte den frie energien i elva.

6. Konklusjoner

Problemstillingen har de viktigste spørsmålene stilt i rekkefølge, det følger jeg også her, men hovedproblemene for casene besvares under hvert casenavn nedenfor. I tillegg så antar jeg en prisutvikling som jeg ser som mest sannsynlig, på basis av hva jeg diskuterte i diskusjonsdelen.

- Hva kan man som elvekraftprodusent regne med å oppnå som en vektet gjennomsnittspris over hele året, da den største delen av produksjonen er i sommerhalvåret og de beste prisene er på vinteren?

Denne gjennomsnittsprisen vil variere med inngangsverdien det året man ser på, men vil være 82 prosent av forwardkontrakten. Med inngangsverdien 36 øre per kWh så blir det en vektet årspris tilsvarende 29,5 øre per kWh man vil få betalt for.

Prisutviklingen av kraftprisen

Blir det slik som jeg har diskutert i forhold til større tilbud av kraft i markedet, og man beholder samme overføringskapasitet som man har i dag mot utlandet så vil det gi en negativ prisutvikling. Jeg antar at denne vil være minus 1 prosent per år etter året 2016.

Hervikbekken

- Er det lønnsomhet i en eventuell utbygging ved gitt utvikling i pris og elsertifikat?

Det er ikke lønnsomhet i prosjektet per i dag da nåverdien av inntektene fra kraftsalg og de planlagte elsertifikatene ikke dekker opp for hvor stor investeringskostnaden som er estimert her vil være. Om man utnytter minstevannføringen i bekken, og et reservoar med det det gir av høyere produksjon og bedre priser, så ville man kunne investert inntil 3,82 millioner kr. Dette er med forutsetningen om at man utnytter vannet i reservoaret med en gang man får ledig kapasitet i turbinen. Om man sparer vannet til uke 50 så gir det ytligere ca. 220 000 kr i økt NV. Isproblematikk og den valgte prisstrategien for reservoarutnyttelsen kan imidlertid føre til at dette ikke vil la seg gjennomføre, slik at man ikke med sikkerhet kan si at man vil tjene denne ekstra prisgevinsten fra sparing av reservoaret, denne må heller derfor tilfalle som en bonus. Derfor bør man ta som utgangspunkt at 3,82 millioner kr er investeringsgrensa.

- Hvor mye vil en utnytting av minstevannsføringen til kraftproduksjon gi i økt nåverdi?

Om man utnyttet minstevannføringen i bekken så gir det en økt nåverdi tilsvarende 385 000 kr.

- Hvor stor kan utbyggingskostnaden være for at man kan forsvare å bygge et automatisk slusesystem ved et eksisterende reservoar?

Ved å isolere effekten av bidraget til nåverdien som et reservoar gir av både prisgevinst og større produksjon så ser man hvor stor investering reservoaret kan forsvare. Ved å opprettholde en minstevannføring vil denne med overnevnte prisutvikling gi 476 000 kr i økt nåverdi av prosjektet. Utnytter man minstevannføringen så øker nåverdien til 614 000 kr. Nåverdien er grensen for hvor stor investeringen kan være i et slusesystem før det ikke vil lønne seg å investere.

Fyranelva

- Er det lønnsomhet i en eventuell utbygging ved gitt utvikling i pris og elsertifikat?

Det er positiv nettonåverdi av prosjektet, derfor så er en eventuell utbygging lønnsom. Nåverdien av prosjektet med minstevannføring er 5,22 millioner kr, investeringskostnaden er estimert til 4,48 millioner. Man har derfor en positiv differanse tilsvarende 0,74 millioner kr. Fra tabell 14 og 15 så har vi at Fyranelva et robust prosjekt i forholdt til økonomien.

- Hvor mye vil en utnytting av minstevannsføringen til kraftproduksjon gi i økt nåverdi?

Minstevannføringen vil gi en økt nåverdi av prosjektet med ytterligere 364 000 kr.

- Hva er triggerprisen for den maksimale prosjektverdien av elva, og hva bør konsekvensen av denne prisen være?

Triggerprisen, θ^* for den optimale verdien av utbygginga nåes ved en kraftpris tilsvarende 0,88 kr per kWh. Det er veldig lenge til kraftprisen når denne verdien uansett hvilket prisutviklings scenario man velger. Om elsertifikatene blir vedtatt slik jeg har antatt så vil de ha en varighet til og med år 2035. Det betyr at om man vil maksimere de totale inntektene så bør man holde på muligheten til å investere fram til man begynner å tape ved ikke å motta sertifikatinntekter. Sertifikatinntektene motas maksimalt i 15 år. Det betyr at om man vil motta den maksimale verdien av disse må man ha kraftverket klart til produksjon før år 2020. For å maksimere de totale inntektene fra vannkraftverket bør man investere slik at kraftverket står klart til bruk dette året.

7. Kilder

- BRULAND, M. 25/04 2011. *RE: Vannkraftverkseier Hønefoss.*
- DOORMAN, G. L. 2009. Hydro Power Scheduling. *In: NTNU, D. O. E. P. E. (ed.).*
- ENERGIDEPARTEMENTET, O. O. 2010. Høringsnotat (forslag til lovvedtak). *In: ENERGIDEPARTEMENTET, O. O. (ed.).*
- ENERIMYNDIGHETEN 2011. Marknadsstatistik.
- FØRSUND, F. R. 2007. *Hydropower Economics*, Springer Science+ Business Media, LLC.
- HOEL, R. G. M. 2005. Pliktige elsertifikater. *Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning*, 59.
- KLÆBOE, H. 1957. Grunntrekk av hydrologien, saerlig Norges Hydrologi. *Norsk Geografisk Tidsskrift-Norwegian Journal of Geography*, 16, 100-248.
- KROG, S. 1999. Mikrokraftverk i Krødsherad. *In: DIREKTORAT, N. V. O. E. (ed.).*
- NERENG, B. 31.01. 2011. *RE: Maskintekniske løsninger.*
- NTB. 2011. Vil ha billigere strøm. *Dagens Næringsliv*, 31.03.
- NVE 2010. Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk. *In: NVE (ed.) Veileder nr 1/ 2010.* NVE.
- OMX, N. 2011. *Forwardpriser på strøm* [Online]. Available: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/marketprices/>.
- PINDYCK, A. K. D. R. S. 1994. Investment under uncertainty. Princeton University Press.
- RUUD, E. 05.05. 2011. *RE: Nettkostnader for kraftprodusenter.*
- STATKART.NO. 2011. *Norgeskart*. Statens Kartverk.
- TAKSDAL, S. 2011. *RE: Seksjonsjef Hydrologisk avdeling, seksjon for hydroinformatikk NVE.*
- WANGENSTEEN, I. 2007. *Power System Economics - the Nordic Electricity Market.*
- ØDERUD, T. 15/04 2011. *RE: Hydrologi og tekniske løsninger.*

Vedlegg

Bakgrunnen til kostnadsestimatene

Kostnadsestimat er lagd på bakgrunn av konkrete prisoverslag jeg har fått fra rørleverandøren Heidenreich, og byggmester Alf Kjærån. Disse finnes lengre ned i vedlegget. de maskintekniske kostnadene er fra turbinkonstruktør Bjarne Nereng og er mer et sjablongbasert estimat. Gravejobben har jeg priset til 100 000 kr med 100 timer graving. En innleid graver koster i området 450 kr per time, med 100 timer og iberegnet kostnader til pukk for tomt og rørgate.

Siden priser for skøyter og flenser ikke var med her så har jeg lagt til 7 prosent som en antagelse om å være i nærheten av kostnaden. Denne er da tiltenkt å inneholde monteringskostnaden også. Arbeidskostnaden ved å sette opp installasjonene for øvrig har jeg antatt er inkludert i prisoverslaget.

Fyranelva

Kostnadsestimat Fyranelva

Turbinpakke		kr 1 600 000	
Generator		kr 400 000	
Elektrisk anlegg		kr 350 000	
Trafo og høyspent		kr 200 000	
Sum maskintekniske kostnader			kr 2 550 000
Rørgate	rør 800 mm	kr 796 250	
	rør 700 mm	kr 627 750	
	Skøyt og flens (7 prosent av rørkost)	kr 99 680	kr 1 523 680
Sum tekniske installasjoner			kr 4 073 680
Turbinhus		kr 273 000	
Demning		kr 30 000	
Graving	100timer	kr 100 000	
Sum andre kostnader			kr 403 000
Totalt investeringsestimert			kr 4 476 680

Tabell 2.1

Maskinkostnad per kW er $4\,476\,680/893\,966\text{kWh} = 5,01\text{kr/kWh}$. Maskinkostnad per kWh med minstevannføring er $4\,476\,680\text{kr}/970\,541\text{kWh} = 4,61\text{kr/kWh}$

Maskintekniske spesifikasjoner Fyranelva

- Turbinpakke inneholder en horisontal Francisturbin F60-475 denne har en slukeevne på 1m³/sekundet, har et turtal på 750rpm og en ytelse på 255kW.
- Rørgaten er en halvpart, (altså 250 meter) 800 millimeter PE 100 SDR11 rør og en halvpart 700 millimeter PE 100 SDR11
- Turbinhuset er etter tegning fra Nereng og er et bygg med tre rom, slik at de nødvendige krava fra NVE om låsbart rom for strømmåling er overholdt.

Hervikbekken

Kostnadsestimatet for denne mindre elva er på bakgrunn av samme bidragsytere som for Fyrandelva, og de er således likt estimert forholdsmessig i forhold til hverandre.

Kostnadsestimat Hervikbekken

Turbinpakke	kr 1 300 000	
Generator	kr 250 000	
Elektrisk anlegg	kr 350 000	
Trafo og høyspent	kr 200 000	
Sum maskintekniske kostnader		kr 2 100 000
Rørgate rør	kr 1 982 630	
Skøyt og flens (7 prosent av rørkost)	kr 138 784	kr 2 121 414
Sum tekniske installasjoner		kr 4 221 414
Turbinhus	kr 251 000	
Demning	kr 30 000	
Graving 100timer	kr 100 000	
Sum andre kostnader		kr 381 000
Totalt investeringsestimater		kr 4 602 414

Tabell 2.2.

Som det står i tabell 2.1. så viser kostnadsestimatet for Hervikbekken at dette prosjektet har en dyrere investeringskostnad en Fyranelva. Grunnen til dette er bland annet at det er en lengre rørgate i Hervik som drar opp rør kostnaden en del. En annen grunn er at selv om turbininstallasjonen er mindre i Hervikbekken så er turbinutviklingskostnadene like høye. Kostnad per kWt er her $4\,602\,414 / 577\,722 = 7,97$ kr/kWh Dette er sammenlignet med Fyranelva ca. 73 prosent dyrere utbygging per kWh. De maskintekniske kostnadene er like høye for de to casene, det har sammenheng med at det ikke er turbiner som BNTurbin utvikler vanligvis, og man får ekstrakostnader med en slik spesialbestilling (Nereng, 2011).

Maskintekniske spesifikasjoner Hervikbekken

- Turbinen er en horisontal Francis turbin F53-335 med en svelgeevne på 0,45 m³/sekundet har et turtall på 1000 rpm og har en maks ytelse på 188kW.
- Rørgaten er 600 millimeter PE 100 SDR11 rør
- Gravejobben er estimert av grunneier

Turbinhuset er etter tegning fra Nereng og er et bygg med tre rom, slik at de nødvendige krava om låsbart rom for strømmåling blir dekt.

Prisoverslag på turbinhus for minikraftverk iht. tegninger mottatt 09.02.11.

Foreløpige tegninger er utarbeidet av BNTurbin as og datert 20.08.10

Byggets størrelse: ca 47 kvm.

Prisoverslag: ca. 273.000,- eks. mva.

I prisoverslaget inngår: Støpt, armert plate på grunn med "vannkanal" under i armert betong. Støpt, evt. pusset lecasokkel m/ 150mm isolert bindingsverkvegg m/150mm glava/rockwool isolasjon, forhudning samt 19x148 dobbelfalset kledning utvendig. Innvendig diffspærre, utlekting samt profilerte stålplater. Tak med bærende H-bjelke av stål i hovedfløy, selv bærende prefabrikkert takstoleri sidefløy. Sperrer av 48x198 påforet for 250mm isolasjon. Yttertak er regnet 0.5mm profilerte stålplater. Himling av profilerte stålplater. 2 stk plassbygde to-blads isolerte porter samt 3 stk. 3-lags vinduer m/karmer av pvc evt. aluminium. 1 stk. dør mellom sidefløy /hovedfløy.

I prisoverslaget inngår ikke: Alle utsparinger/ festeanordninger for teknisk utstyr etc. , elektro , vvs-sanitær samt grave, planeringsarbeider, masseleveranser. Heller ikke behandling av panel utvendig inngår. Det forutsetter bilvei for tung lastebil frem til byggeplass.

Noresund 02.04.11

BYGNINGSUTVILKER - ENTREPRENØR
Kjernaas Bygg
3536 NORESUND
Tlf. 32 14 95 20 - Fax 32 14 95 29

POSNR	VARENr	BESKRIVELSE	ANT.	ENH	PRIS MATR	BELØP MATR
	333	800-12M PE100 SDR11 RØR	250,00	M	3 185,00	796 250,00
	ALTERN	800-12M PE100 SDR17 RØR	0,00	M	2 150,00	0,00
	333	710-12M PE100 SDR11 RØR	250,00	M	2 511,00	627 750,00
	ALTERN	710-12M PE100 SDR17 RØR	0,00	M	1 710,00	0,00
	333	630-12M PE100 SDR11 RØR	1 010,00	M	1 963,00	1 982 630,00
	ALTERN	630-12M PE100 SDR17 RØR	0,00	M	1 342,00	0,00
		RØRENE KAN LEVERES I LENGDER A' 12M, 15M ELLER 18M.				
		Gyldighet: 30 dager fra tilbudsdato.				
		Vi håper tilbudet er interessant,og ser frem til å høre fra dem.				
		Med vennlig hilsen Heidenreich A/S				

		SUM MATERIELL				3 406 630,00

