

Realopsjonsanalyse av småkraftverk

Thor Bøckman og Erik Juliussen

Høsten 2004



Forord

Denne prosjektoppgaven er utført ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU høsten 2004. Rapporten er utarbeidet i fordypningsemne TIØ4700, Investering, finans og økonomistyring.

Vi vil gjerne takke noen av dem som har hjulpet oss underveis:

- Magne Søgne, sjef for utbyggingen av Rivedal kraftverk
- Kjell Roger Finserås ved Small Turbine Partner AS
- Forsker Bjørn Grinden ved Sintef Energiforskning AS
- Professorene Hans Haakon Faanes og Ivar Wangensteen ved institutt for elkraftteknikk
- Turid-Anne Drageset ved hydrologisk avdeling i NVE

Spesiell takk for all hjelp går til vår tekniske veileder førsteamanuensis Ole Gunnar Dahlhaug og resten av miljøet ved vannkraftlaboratoriet på NTNU og sist men ikke minst vår hovedveileder førsteamanuensis Stein-Erik Fleten ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse.

Trondheim, 09.12.2004

Thor Bøckman

Erik Juliussen

Sammendrag

Denne prosjektoppgaven tar for seg teknisk-økonomisk analyse av småkraftverk. Bygging av småkraftverk anses som et område i vekst i Norge da det ikke lenger er utsikter til flere større vannkraftutbygginger. Myndighetene satser på økt småkraftutbygging, blant annet ved elsertifikatorordningen og kursing ved NVE. Småkraftverk som samlebetegnelse omfatter alle vannkraftverk under 10 MW.

Analysen er foretatt for et konkret case: Rivedal kraftverk i Sogn og Fjordane, dette kraftverket har et middeltilsig på rundt $1,2 \text{ m}^3/\text{s}$ og en brutto fallhøyde på 200 meter. Formålet har vært å finne en optimal utbyggingsstørrelse på kraftverket og siden vurdere investeringsbeslutningen for denne og det kraftverket som er under bygging i Rivedal. Spørsmålene som skal besvares: Er investeringen lønnsom? Har det verdi å utsette investeringen? Og eventuelt: Ved hvilken pristerskel er verdien av et utbygd prosjekt blitt så stor at det ikke lønner seg å vente lenger?

Siden kraftverket ikke har konsesjon for bygging av magasin, må vannet benyttes når det kommer. I den tekniske analysen har fokus vært de komponentene hvis størrelse har betydning for mengde produsert energi i et slikt kraftverk. Disse er først og fremst valg av rør, type og diameter, valg av slukeevne og valg av turbin. I tillegg vil investeringen i et slikt kraftverk ha store investeringen som i liten grad varierer med tidligere nevnte komponenter. Disse er inntaksdam, kraftverkshus, vei etc. Vi har laget en regnearkmodell som tar utgangspunkt i vannføringsdata fra NVE, priser for komponenter og langsiktige forwardpriser på kraft. Forwardprisen er brukt som sikker fremtidig pris i regnearket. Ved hjelp av regnearket er det funnet et optimalt utbyggingsalternativ. Dette alternativet er sammenlignet med det alternativet som er under bygging i Rivedal.

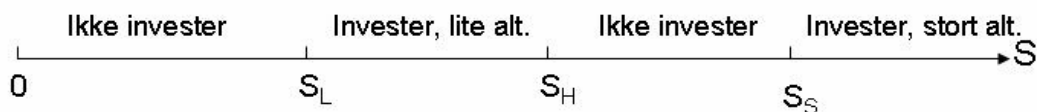
De tre viktigste komponentene vi har brukt for å beskrive utbyggingsalternativer er rør, slukeevne og turbintype. Kraftverket som er under bygging i Rivedal har duktile støpejernsrør med en diameter på 0,7 meter. Slukeevnen er $1,9 \text{ m}^3/\text{s}$ og det er valgt en Pelton-turbin, noe som gir en installert effekt på 2,4 MW ifølge våre beregninger. Ut fra våre forutsetninger og regnearkmodellen er optimalt utbyggingsalternativ glassfiberrør med en diameter på 0,95 meter. Slukeevnen er på $2,3 \text{ m}^3/\text{s}$ og en Pelton-turbin med installert effekt på 3,2 MW er valgt.

Avkastningskrav er den faste lånerenta en utbygger ville kunne få for et slikt prosjekt: 6,25 %. I analysen er kraftverket gitt en levetid på 30 år, lånet har tilsvarende nedbetalingstid, prosjektet forutsettes lånefinansiert med fastrente i hele løpetiden. Disse valgene kan diskuteres, men vi anser dem som riktige nok for å illustrere de viktigste poengene i oppgaven.

Den økonomiske analysen består av en del med mer tradisjonell verdivurdering slik som nåverdimetode, internrente og paybackmetoden. I tillegg har vi foretatt en realopsjonsanalyse. Denne bygger på en stokastisk prismodell: Geometrisk Brownsk bevegelse: $dS = \hat{\alpha}Sdt + \sigma Sdz$, der $\hat{\alpha}$ er driften i forwardprisene, σ er volatiliteten i forwardprisene, dz er et stokastisk ledd og S er skyggespotprisen. Skyggespotprisen er ”riktig” pris i dag med hensyn på langsiktig prisutvikling, representert ved forwardprisene. Base case brukt i oppgaven er $\hat{\alpha} = 1 \%$ og $\sigma = 5 \%$.

Realopsjonsdelen av oppgaven ser på verdien av fleksibilitet ved investering i småkraftprosjektet. Hvis det er usikkerhet om fremtidig verdi av kraftverket, slik det er, vil sannsynligvis muligheten til å vente og se an prisutviklingen på elektrisitet ha en verdi. I tilfeller hvor den ikke har en verdi vil det være fordi de inntekter man går glipp av ved å vente er så store at de ikke rettferdiggjør venting eller at prosjektet er verdiløst.

Prisutviklingen kan sammenfattes i figuren under.



I områdene der det ikke er optimalt å investere er opsjonen på investeringsprosjektet mer verdt enn et utbygd prosjekt. I de områdene det er optimalt å investere er verdien av fortjenesten ved å ha et utbygd prosjekt så store at man løser inn opsjonen (bygger ut prosjektet) for å få disse. I disse tilfellene er opsjonen på utbyggingsprosjektet lik verdien av det underliggende prosjektet.

De viktigste resultatene fra den økonomiske analysen er at ut fra de forutsetningene vi har satt og våre data er det største alternativet det beste. Det har høyest nåverdi. For vårt base case er alle pristersklene mindre enn skyggespotprisen og det lønner seg å investere med en gang i det største prosjektet. Først ved en prisvekst på 3 % er det optimalt å utsette investeringen. Både ved økt drift og økt usikkerhet dominerer det største alternativet, det vil si at det alltid er bedre enn det minste alternativet.

Konklusjonen er at kraftverket i Rivedal er en svært god investering. Det lønner seg å investere med en gang, imidlertid burde det etter våre beregninger vært bygd ut et større kraftverk. Prosjektet vil sannsynligvis være enda bedre hvis utbyggerne brukte noe av kraften selv i stedet for å selge alt inn i nettet. I tillegg ville det virke positivt hvis kraftverket ble tildelt elsertifikater, men dette ser ikke sannsynlig ut per dags dato.

Innhold

1	Innledning.....	1
2	Forutsetninger.....	3
3	Hydrologi.....	5
3.1	Rivedal kraftverk:.....	6
3.2	Vannføring over året.....	8
4	Inntaksdam.....	9
5	Vannvei.....	10
5.1	Tunnel.....	11
5.2	Rør.....	11
5.3	Ulike typer rør med fordeler og ulemper.....	12
5.4	Dimensjonering.....	13
5.4.1	Trykk.....	13
5.5	Ventiler.....	13
5.6	Rivedal kraftverk.....	14
6	Turbiner.....	16
6.1	Peltonturbiner.....	16
6.2	Francisturbiner.....	17
6.3	Kaplanturbiner.....	17
6.4	Dimensjonering av turbin.....	17
6.4.1	Beregning av fartstall.....	18
6.4.2	Utregninger av størrelse på løpehjul.....	19
6.5	Rivedal.....	20
7	Generator.....	22
7.1	Asynkrongenerator.....	22
7.2	Synkrongenerator.....	22
7.3	Oppstilling.....	22
7.4	Ytelse.....	22
7.4.1	Poltall.....	23
7.4.2	Lagre, kjølesystemer og overvåkning.....	24
7.5	Rivedal.....	24
8	Faste kostnader.....	25
8.1	Vei.....	25
8.2	Kraftverkshus.....	25
8.3	Apparatanlegg.....	26
8.3.1	Transformator.....	26
8.3.2	Effektbryter.....	26
8.3.3	Jordingsanlegg.....	26
8.4	Kontrollanlegg.....	27
8.5	Totale faste kostnader.....	27
9	Nettilkobling.....	28
9.1	Nettleie.....	28
10	Bruk og salg av kraft.....	29
10.1	Elsertifikater (Grønne sertifikater).....	30
11	Konsesjonsvilkår og lover.....	32
11.1	Alternative anleggsstørrelser og konsesjon.....	32
12	Finansiering.....	33
13	Levetid, driftskostnader og vedlikeholdskostnader.....	34

14	Utbyggingsalternativer	35
14.1	Regnearkmodellen	35
14.2	Alternativ 1:	36
14.3	Alternativ 2:	37
14.4	Sammenligning av alternativer	38
15	Forskjell i oppnådd pris for de to alternativene	39
16	Det nordiske kraftmarkedet	41
16.1	Nord Pool	41
16.1.1	Spotprismarkedet	41
16.1.2	Nord Pools finansielle marked	42
16.2	Regulerkraftmarkedet	43
16.3	OTC-markedet	43
16.4	Betydning for småkraftverk	43
17	Prosjektprising	45
17.1	Nåverdimetoden	45
17.2	Beslutningstrær	46
18	Realopsjonsanalyse	47
18.1	Utbyggingsopsjon	47
19	Skyggespotprisen	48
20	Kontinuerlige prismodeller	50
20.1	Geometrisk Brownsk bevegelse	50
20.2	Itos Lemma	51
21	Verdien av opsjonen	52
21.1	Utleddning av opsjonsverdien	54
21.1.1	Nødvendige inputs	56
22	Resultater	58
22.1	Nåverdi	58
22.1.1	Tilbakebetalingregelen, payback	59
22.1.2	Internrente	59
22.2	Opsjonsverdier	60
22.2.1	Sensitivitet	62
23	Diskusjon	63
24	Konklusjon	65
25	Videre arbeid	66
26	Kilder	67
	Vedlegg 1: Dokumentasjon regnearkmodellen	I
	Formål:	I
	Forutsetninger:	I
	Inndata	I
	Beskrivelse av kolonnene i arket ”Vannføring”	II
	Modellarket	III
	Plotting	IV
	Vedlegg 2: Busjett for Rivedal kraftverk	V
	Vedlegg 3: Faste kostnader	VI
	Vedlegg 4: Uttrykk for løsning av pristeskler fra Maple	VII

Figurer

Figur 1: Estimert varighetskurve for Rivedalselva [Drageset, 2004].....	6
Figur 2: Nedbørsfeltet for kraftverket i Rivedal på kart M711, kartblad 1117-I "Dale".....	7
Figur 3: Middel, median og minimumsvannføring for Rivedalselva 1929-2003.	8
Figur 4 Prinsippskisse av små vannkraftverk [Dahlhaug, 2004]	10
Figur 5: Prinsippskisse av en tostrålers Pelton turbin. [Midtre-Gauldal kommune, 1999].....	16
Figur 6: Typiske virkningsgradskurver for en Pelton og Francisturbin. [Brekke, 1999].....	20
Figur 7: Forenklet virkningsgradskurve for en tostrålers Pelton turbin [Dahlhaug, 2004].....	21
Figur 8: Forenklet virkningsgradskurve for en generator. [Dahlhaug, 2004]	23
Figur 9: Skisse over lokalt nett der deler av produsert energi dekker eget forbruk	29
Figur 10: Forventet energiproduksjon over året for utbyggingsalternativ 1	37
Figur 11: Forventet energiproduksjon for utbyggingsalternativ 2	38
Figur 12: Produksjon for begge utbyggingsalternativene.	38
Figur 13: Prisbane over året basert på historiske data.....	39
Figur 14: Prisbane og forventet produksjon fra de to utbyggingsalternativene over året	40
Figur 15: Markedskryss for spotprismarkedet	42
Figur 16: Beslutningstre	46
Figur 17: Grafisk fremstilling av opsjonsverdi og verdi av underliggende	53
Figur 18: Grafisk fremstilling av resultatene for opsjonsverdiene.....	60
Figur 19: En skisse av hvordan opsjonsverdien kan tolkes når alternativ 2 er dominerende ..	61
Figur 20: Forenklet virkningsgradskurve for en Pelton turbin. [Dahlhaug, 2004]	II
Figur 21: Forenklet virkningsgradskurve for en synkron generator. [Dahlhaug, 2004]	II
Figur 22 Budsjett for Rivedal kraftverk [NVE-bakgrunn, 2003].....	V

Tabeller

Tabell 1: Sammenheng mellom fartstall og turbin type.....	18
Tabell 2: Sammenheng mellom turtall og fartstall.....	19
Tabell 3: Fast lånerente for ulike løpetider	33
Tabell 4: Nøkkeldata for utbyggingsalternativ 1	36
Tabell 5: Nøkkeldata for utbyggingsalternativ 2.....	37
Tabell 6: Finansielle inputs for base case.....	56
Tabell 7: Verdifunksjon for prosjektalternativene, fra lineær regresjon	56
Tabell 8: Resultater opsjonsverdier	60
Tabell 9: Optimale investeringsterskler ved endring av usikkerhet i prisutviklingen.....	62
Tabell 10: Optimale investeringsterskler ved endring av drift i prisutviklingen	62
Tabell 11: Dimensjonering ved ulik pris.....	64
Tabell 12: Nøkkeldata for de to utbyggingsalternativene	65

1 Innledning

Det har de senere årene blitt et større fokus på distribuert kraftproduksjon i Norge, det vil si kraftproduksjonseenheter i mindre skala enn det som har vært vanlig tidligere. Grunnen til dette er blant annet at man anser at ”tiden for nye store vannkraftutbygginger i Norge er over” som Statsminister Jens Stoltenberg sa i Nyttårstalen 2001. Dette fordi det er stor motstand og skepsis blant annet fra miljøvernhold, men også i befolkningen generelt til nye store kraftutbygginger og inngrepene i naturen disse måtte medføre. (Allerede på starten av 80-tallet møtte Alta-utbyggingen massiv motstand.)

Denne holdningsendringen har ført til større fokus på kraftproduksjon i mindre enheter særlig viktig er små vannkraftverk og vindmøller. Fokus i denne oppgaven vil være kraftproduksjon i små vannkraftverk. NVE har delt opp små vannkraftverk i tre kategorier etter størrelse: [NVE-veileder, 2003]

- Mikrokraftverk: < 100 kW
- Minikraftverk: 100 kW - 1000 kW
- Småkraftverk: 1000 kW - 10 000 kW

I denne oppgaven vil uttrykkene småkraftverk og små vannkraftverk omfatte alle ovennevnte typer. NVE mener det er mulig å bygge ut fem TWh i løpet av en tiårsperiode. [NVE-pressemelding, 2004] Norges energiproduksjon i et normalår er på 118 TWh. Fordelene med småkraftverk er:

- mindre inngrep i naturen (men flere)
- kan avlaste nettet i områder med svakt nett og lite produksjon
- kan gi økt økonomisk aktivitet i utkantstrøk

Mindre inngrep kommer av at man bygger ut mindre elver eller deler av mindre elver, mens større utbygginger for eksempel utnytter mesteparten av vannføringen i våre større vassdrag. Det er også blitt åpnet for å nytte inntil 15 % av vannføringen i vernede vassdrag. Det er imidlertid delte meninger om mange små inngrep i sum er bedre enn noen større. Noen fasit i dette spørsmålet finnes ikke, sitat fra NVEs hefte om grønne sertifikater: ”Etter NVEs vurdering er det ikke grunnlag for en generell påstand om at større vannkraftprosjekter er mer miljøskadelig pr kWh enn mindre vannkraftprosjekter eller vindkraft. Miljøvirkninger er knyttet til det enkelte konkrete prosjekt innen alle kategorier, og dette må som i dag vurderes individuelt.” [NVE-rapport, 2004]

Argumenter som taler for større utbygginger er at de gir lavere kostnader per produsert energienhet. Storskalafordeler kan man også se for seg i miljøspørsmål, tilgangen på nødvendig erfaring og kompetanse vil kunne gi gode miljøvennlige løsninger ved større utbygginger. Ved små utbygginger med mindre marginer vil for strenge miljøkrav kunne velte prosjekter, og man vil muligens kunne se lettere gjennom fingrene med små miljøsynder. På den annen side vil en del av småkraftverkene gi helt minimale inngrep i naturen og ha god lønnsomhet, slike prosjekter bør man satse på. Vi mener derfor en fornuftig fordeling mellom utbygging i små og store kraftverk kan være en god løsning. Man bør unngå tilstander som man har sett i Tyskland med massive utbyggingen av vindmøller, møller som ofte ikke hadde vært økonomisk lønnsomme uten støtteordninger. Myndighetene bør derfor utvise måtehold i

sin tildeling av småkraftkonsesjoner. En situasjon der enhver liten bekk er lagt inn i lite effektive anlegg er ikke ønskelig.

Grunneieres mulighet til å bygge ut småkraftverk på egen grunn eller i samarbeid med flere vil kunne legge grunnlaget for økonomisk vekst i distriktene. Ikke som rene kraftprodusenter, men kombinasjonen av tilgangen på billig elektrisk kraft og andre lokale råvarer vil kunne gi et nødvendig konkurransefortrinn for folk som ønsker å drive næringsvirksomhet.

Lokal kraftproduksjon i områder med svakt nett og lite lokalproduksjon kan dekke behov for reaktiv effekt og hjelpe til å få jevnere frekvens i området, dette kan gjøre lokal kraftproduksjon mer attraktivt.

I Norge er det politisk vilje til økt utbygging av distribuert kraftproduksjon. Dette gjelder for eksempel vindmøller og små vannkraftverk. Særlig etter ”strømkrisa” vinteren 2002-2003 har myndighetene sagt mer eksplisitt at man satser på å øke kraftproduksjonen innenlands med slike tiltak. NVE har derfor gjennomført en rekke konferanser om småkraftverk rundt om i landet for å øke kunnskapen om hvilke muligheter og begrensninger som foreligger hos aktuelle utbyggere, og har hatt over 600 saker til behandling de siste årene. [NVE-pressemelding, 2004] Et annet av virkemidlene for å påvirke dette er innføring av et elsertifikatmarked (grønne sertifikater) i Norge. Målet med dette er økte investeringer i ny fornybar kraftproduksjon og kostnaden med dette skal overføres til syvende og sist på forbrukerne.

2 Forutsetninger

Formålet med denne oppgaven er en fullverdig teknisk/økonomisk analyse av utbygging av små vannkraftverk. Utgangspunktet for analysen er et konkret case: Rivedal kraftverk ved Dalsfjorden i Sogn og Fjordane. Dette kraftverket er under bygging p.t. (oktober 2004). Målet med den tekniske analysen er å finne ett eller flere gode alternativer for størrelse og utføring av kraftverksutbyggingen. Prisen på alternativene skal videre brukes i en realopsjonsanalyse av utbyggingen av småkraftverket.

Det som regnes som eksogent gitt er plasseringen av inntak til kraftverket og kraftverkshuset, i tillegg regnes krav til minstevannføring og alle andre krav spesifisert i konsesjonsbehandlingen fra NVE som absolutte. [NVE-bakgrunn, 2003]

I tillegg bygger den tekniske analysen i stor grad på NVEs ”Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk”. [NVE-veileder, 2003] Dette begrunnes med at rapporten generelt regnes som en god innføring i bygging av småkraftverk [Dahlhaug, 2004] [Robertsen, 2004] og at innholdet således ligger nært nok de vanlige fremgangsmåter og standarder ved slike utbygginger.

Oppgaven tar for seg alle de viktigste komponenter i et småkraftverk slikt som inntaksdam, vannvei, turbin, generator, transformator og tilkobling til nett. Komponenter som inntaksdam, anleggskostnader og kraftverkshus regnes imidlertid som forholdsvis konstante for kraftverket. Dette fordi prisen på disse vil være tilnærmet fast for en kraftverksutbygging av en gitt størrelse. De er imidlertid avhengige av lokale forhold og priser en kan oppnå hos entreprenører. Å jobbe med slike vurderinger har vi vurdert til å ligge utenfor oppgaven. Derfor vil oppgaven i stor grad baseres på at de valg som er gjort for slike komponenter er gode nok, også fordi utbygger har best kontroll med lokale forhold. Følgelig vil de valg som gjøres og deres medfølgende kostnader gitt i budsjettet til Rivedal kraftverk legges til grunn der vi ikke har foretatt grundigere teknisk-økonomisk analyse.

Denne analysen er basert på middelveier av tidsserier for Rivedalselva utarbeidet av NVE, delvis for utbygger og delvis til dette prosjektet. Disse er hentet fra en annen representativ elv, men skalert i forhold til Rivedalselva. Tidsseriene er basert på målinger fra 1929-2003 og forutsettes å være et godt datagrunnlag. Den teknisk-økonomiske analysen konsentreres om de komponentene hvis størrelse og utførelse har størst betydning for lønnsomheten ved utbygging av et småkraftverk når tidligere nevnte forhold regnes eksogent bestemte. Disse er først og fremst valg vedrørende vannvei og turbiner. Mer konkret er analysen konsentrert om valg av rørtype, rørdiameter, slukeevne for turbinen og valg av type og størrelse på turbinen. Prissetting av disse komponentene er først og fremst basert på NVEs ”Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftverk” fra 2000. [NVE-håndbok, 2000] Prisene i håndboken forutsettes gode nok til denne analysen. Eventuell prisstigning vil sannsynligvis være spist opp av fallende pris som følge av økt aktivitet i markedet. [Dahlhaug, 2004]

Første del av oppgaven tar for seg den tekniske oppbyggingen av et småkraftverk fra vannet tas inn i inntaksdammen til effekt blir levert ut på nettet, og det foretas valg under de forutsetninger som er nevnt. Resultatet fra den tekniske analysen er to alternative utbygginger med forventet investeringskostnad og produksjon. Disse alternativene legger grunnlaget for den økonomiske delen av oppgaven.

I den økonomiske analysen er det ikke tatt hensyn til skatt. Småkraftverk opp til 5 MW lignede ikke for naturressurs- og grunnrenteskatt. Skatt skal ikke ha betydning for investeringsbeslutninger da den forenklet kan anses som et fast fratrekk fra et eventuelt overskudd. Følgelig er alle verdier i oppgavene ikke justert for virkningene av skatt.

Fremtidig kraftpris modelleres med usikkerhet ved hjelp av en stokastisk prosess: Geometrisk Brownsk bevegelse. Input i denne modellen er vekst og volatilitet i forwardpriser. Sannsynlig lånerente for et slikt prosjekt brukes som avkastningskrav.

3 Hydrologi

Grunnlaget for vannkraftproduksjon er nedbøren i kraftverkets nedslagsområde. Nedbøren varierer over året og fra år til år, og det vil være viktig å finne ut:

- Hvor mye vann som gjennomsnittlig vil renne til inntakspunktet i løpet av et år.
- Hvordan vannføringen fordeler seg over året og fra år til år. [NVE-veileder, 2003]

Detaljert kunnskap om avrenningen i det aktuelle området er helt vesentlig for økonomisk riktig dimensjonering og sammensetning av kraftverkets komponenter, produksjonsestimering og dermed inntektsgrunnlaget for prosjektet. Gode prognoser vil være med å redusere risikoen i prosjektet, og kan være vel anvendt tid og penger.

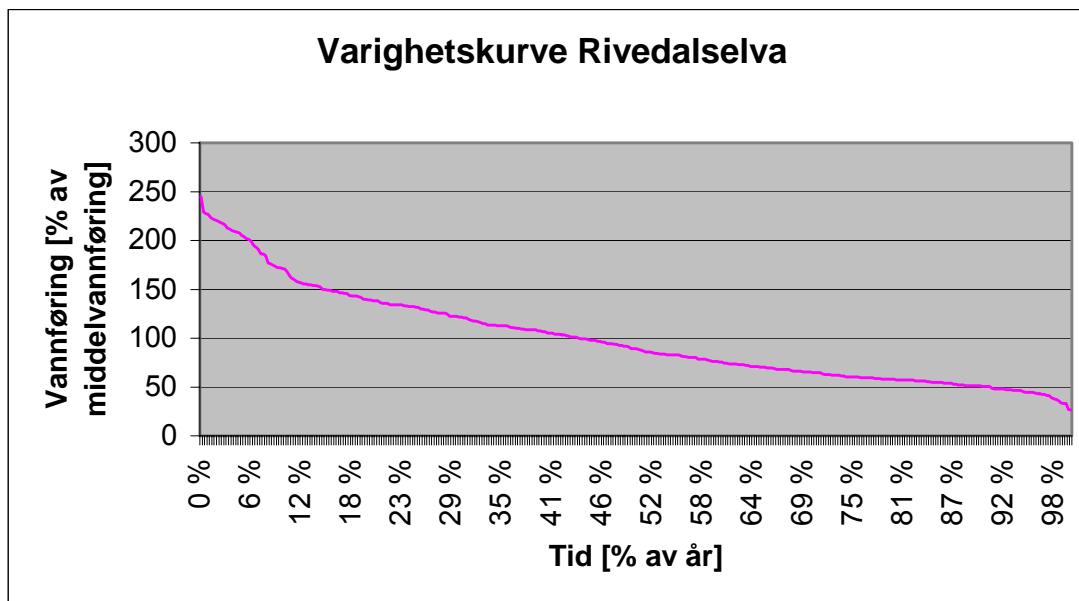
Den beste måten å få oversikt over hvordan man kan forvente avrenningen fra et nedbørsfelt er å ha en direkte måleserie fra det aktuelle vassdraget, eller et nærliggende vassdrag med tilsvarende hydrologiske egenskaper hvor slike målinger foreligger. Måleserien bør ideelt sett strekke seg over minst 30 år [NVE-veileder, 2003]. I mange vassdrag har NVE slike måleserier. Ved bruk av data fra et annet felt, vil forskjellen på egenskaper som nedbørsfeltets størrelse, klima, høydeforskjell osv. være grunnlaget for en skaleringsfaktor mellom de to feltene. Skaleringsfaktoren kan forbedres ved en ny måleserie på 3-5 år i det aktuelle vassdraget. For å få gode måleserier bør det være hyppige, automatiske avlesninger. For oppsett av måleapparat og rutiner bør det benyttes fagfolk.

Hvis det ikke foreligger måledata kan man i tidlig i planleggingsfasen benytte NVEs avrenningskart for estimering av årlig middelavrenning for et område. Avrenningskartet er basert på måledata fra 1961-1990 og har en usikkerhet på +/- 20% [NVE-atlas]. I tillegg trenger man enten et standard M711 1:50.000 kart, eller et tilsvarende digitalt kart. NVE sine avrenningskart ligger tilgjengelig som "NVE-atlas" på hjemmesidene deres. På kartet tegner man inn kraftverkets nedbørsområde ved først å tegne inn planlagt plassering av inntaktsdam. Fra dette punktet følger man kartets høydekurver og rammer inn de høyereliggende områdene som vil utgjøre nedbørsfeltets areal se Figur 2. Tilsvarende område tegnes inn i NVE-atlas ved hjelp av metoden "Årsavrenning pkt". Her er avrenningskartet til NVE representert ved punkter med middelavrenninger i et rutesystem over et normalt kart. Ved å tegne inn det nedbørsfeltet velger man de aktuelle punktavrenningene. Gjennomsnittet av disse punkterverdiene er forventet midlere avrenning per areal for det aktuelle nedbørsfeltet. Multiplisert med nedbørsfeltets areal finner man forventet årsavrenning, eller hvor mye vann man kan forvente at passerer inntakspunktet i løpet av et år. Dette tallet kan brukes i overslagsberegninger for kraftverkets potensial, men er alene et for dårlig grunnlag for en utbygging.

Mye av vannet vil imidlertid gå bort i flomtap (ofte 30 %) og tap på grunn av for liten vannføring til at den er nyttbar. [NVE-veileder, 2003] Dette kommer blant annet an på valgt turbintype og hvilke krav som settes til minstevannføring i konsesjonen. Mer om dette senere.

På bakgrunn av avrenningsdataene kan det estimeres en varighetskurve. Dette er en grafisk fremstilling av forventet avrenning over tid, der dataene er sortert på en slik måte at de største avrenningene kommer til venstre med synkende verdier mot høyre. Tidskurven på x-aksen gjelder typisk for et år og er ofte inndelt i %. Avrenningen på y-aksen angis ofte i % av middelvannføringen. Figur 1 viser varighetskurven for Rivedal kraftverk. Varighetskurven er

et meget nyttig verktøy ved tekniske og økonomiske beregningsarbeider og den er det hydrologiske grunnlaget for vår analyse.



Figur 1: Estimert varighetskurve for Rivedalselva [Drageset, 2004]

Et kraftverk uten magasin, hvilket er det vanlige for småkraftverk, vil også være svært avhengig av variasjon i nedbør over året. Siden man ikke har noen lagringsmulighet, vil man måtte benytte vannet når det kommer. Hvor stor kapasitet man skal dimensjonere for blir derfor en økonomisk avveining. For å kunne få med seg flomvann må man bygge stort, men dette fører igjen til at stort og kostbart utstyr går for halv maskin og dermed lavere virkningsgrad når det er mindre vann. Ulike strømpriser til ulike tider av året er med på å øke usikkerheten.

3.1 Rivedal kraftverk:

Nedbørsarealet ble tegnet inn på kart 1117-I "Dale" og ble beregnet å ha en størrelse på $13,4 \text{ km}^2$, se Figur 2. Ved bruk av NVE-atlas og metoden "Årsavrenning pkt." gav en gjennomsnittlig årsavrenning på 3540 millimeter/år. For nedbørsfeltets areal ble det beregnet en middelavrenning på $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$.

$$3,540 \text{ m/år} \cdot 13,4 \cdot 10^6 \text{ m}^2 \cdot \frac{1 \text{ år}}{24 \cdot 365 \cdot 3600 \text{ s}} = 1,50419 \text{ m}^3/\text{s} \approx \underline{1,5 \text{ m}^3/\text{s}} \quad (1)$$

I denne oppgaven er det benyttet avrenningsdata estimert av NVE. Som grunnlag ble det brukt data estimert på oppdrag fra utbygger i 2002, samt nye beregninger fra NVE for denne oppgaven. Disse beregningene viser et estimert årsmiddel på $1,22 \text{ m}^3/\text{s}$. [Drageset, 2004]. Avvikene kan komme av flere faktorer som hydrologene bruker i sine beregninger. Avvikene ligger dog innenfor de +/- 20% som avrenningskartet angir som feilmargin.



Figur 2: Nedbørsfeltet for kraftverket i Rivedal på kart M711, kartblad 1117-I "Dale".

Siden det ikke foreligger vannføringsdata for Rivedalselva har hydrologisk avdeling ved NVE estimert vannføringsdata ut fra målinger i Ullenbøelv i perioden 1929-2003. De to nedbørsområdene ses som sammenlignbare, men for å kunne bruke dataene for Rivedalselva, må man skalere i forhold til areal og normalavløp. Ullenbøelvs sitt nedbørsfelt har areal $8,6 \text{ km}^2$, og en normalavløp på $92 \text{ l/(s} \cdot \text{km}^2)$, dette gir følgende skaleringsfaktor:

$$\frac{90 \frac{\text{l}}{\text{s} \cdot \text{km}^2}}{92 \frac{\text{l}}{\text{s} \cdot \text{km}^2}} \cdot \frac{13,5 \text{ km}^2}{8,6 \text{ km}^2} = 1,536 \quad (2)$$

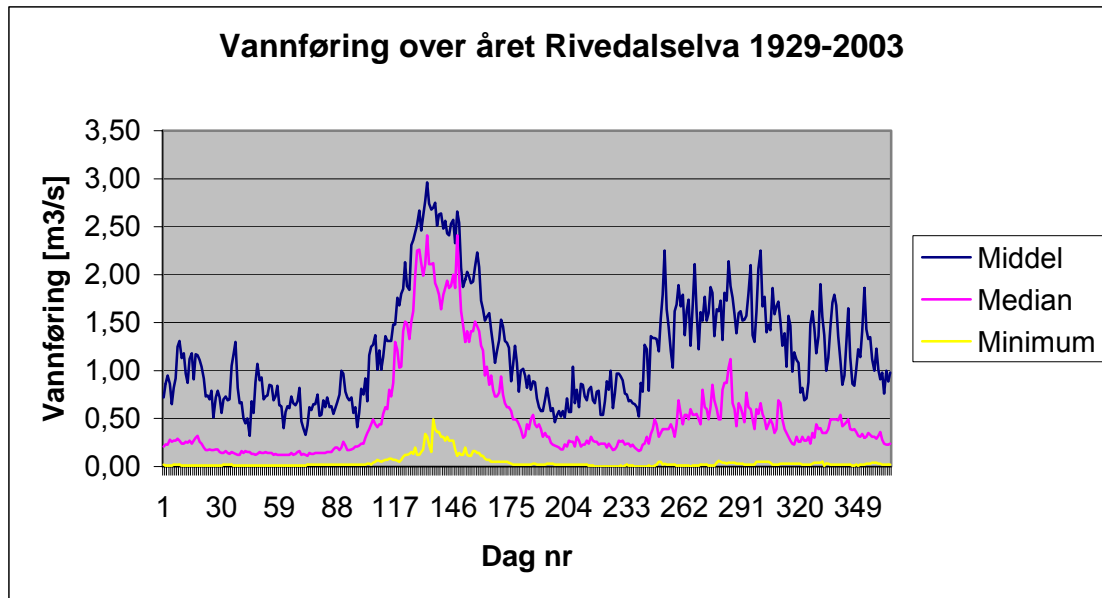
Variasjonen i middellavrenning fra år til år i perioden kan være et nyttig verktøy for å kunne analysere produksjon og dermed inntektsvariasjoner fra år til år. Normalavløpet kan variere med opptil $\pm 50\text{-}60\%$ fra normalavløpet $90 \text{ l/s km}^2 = 1,22 \text{ m}^3/\text{s}$, altså fra $0,6$ til $2,0 \text{ m}^3/\text{s}$. Det bemerkes imidlertid at dataene er estimert og at variasjonene for Rivedalselva kan være større og mindre. [Drageset, 2004]

3.2 Vannføring over året

Hvordan vannføringen fordeler seg over året er også av avgjørende betydning for det økonomiske utbyttet av et kraftverk, siden kraftprisen også varierer. På bakgrunn av vannføringsdata fra Ullenbøelv har NVE også utarbeidet data som viser vannføringens fordeling over året for Rivedalselva, også disse er skalert som beskrevet over. Dataene er presentert som middelvannføring, medianvannføring og minimumsvannføring.

Måleseriene gir daglige observasjoner i perioden 1929-2003 og er gitt som statistiske verdier for hver dag i året. Verdiene er middelvannføring, median og minstevannføring for hver dag gjennom året.

Vannføringskurvene er presentert i Figur 3. Middelvannføring og medianvannføringen er begge mål for gjennomsnittlig vannføring. Imidlertid kan vi se av figuren at de to avviker ganske sterkt fra hverandre, middelkurven ligger betydelig over mediankurven. I følge Turid-Anne Drageset ved NVE er mediankurven riktigere å forholde seg til ved bygging av små vannkraftverk uten magasineringsmulighet. Grunnen er at middelkurven påvirkes av høye flomvannføringer, flomvannføringer som kraftverket ofte ikke kan nyttiggjøre seg uten magasin. Mediankurven påvirkes ikke av disse på samme måte. Grunnen til at dette rådet gis, er at NVE har sett en tendens til at kraftverk overdimensjoneres. Imidlertid kan også middelverdiene benyttes i dimensjoneringen. Forutsatt at det tas hensyn til flomtap og lavvannstap, dette har vi gjort og oppgaven er basert på middelvannføringen. Disse dataene er grunnlaget for en regnearkmodell vi har utarbeidet som brukes for å bestemme optimal størrelse på kraftverket som skal bygges ut.



Figur 3: Middel, median og minimumsvannføring for Rivedalselva 1929-2003.

4 Inntaksdam

Ved inntaksdammen til et kraftverk føres vannet over i rør mot kraftverket. Dammen har to formål: etablere et basseng som sikrer at man ikke får is og fremmedelemerter inn i selve inntaket og å redusere vannhastigheten inn i rørene. [NVE-veileder, 2003] Grunnen til at man vil redusere hastigheten er at friksjonstap i rørene øker med inntakshastigheten, i tillegg vil lav hastighet gi sedimenter tid til å legge seg i bassenget foran inntaket. Selve inntaket bør ligge dypt, på denne måten vil man vinterstid få det varmeste vannet inn i rørene (vann har størst massetetthet ved 4 °C). Dette vil redusere faren for ising. I inntaket bør man ha en grind i et kunststoff, for eksempel glassfiber, også dette for å forhindre ising. Inntaket bør til slutt ha en luke for å kunne stenge inntaket til kraftverket.

Minstevannføring bør sikres med for eksempel et hull nederst i dammen. Hullet ligger gjerne i bunnen av dammen og sikrer at en bestemt mengde vann alltid slipper ut, det kan være nødvendig å regulere denne minstevannføringen. Krav til minstevannføring kan variere over året, så åpningen til minstevannføringen kan reguleres med en regulerbar luke eller lignende. Imidlertid må ikke luken være slik at dammen tappes når tilsig er mindre enn krav til minstevannføring f. eks om vinteren, dette kan føre til at en f. eks. får isflak foran inntak fordi selve dammen tømmes. [NVE-veileder, 2003].

Dammen bør også ha en damluke som kan tømme dammen helt for vedlikehold eller fjerning av sedimenter. Det finnes en rekke forskjellige damtyper: fyllingsdam, betong hvelvdam, trebukkedam, men mest vanlig ved bygging av småkraftverk er betong gravitasjonsdam. NVE stiller forskjellige krav til dammer ut i fra hvilke konsekvenser et brudd i dammen kan ha, nærmere bestemt hvor mange husstander som er utsatt. Klasse 3: > 20 husstander, 2: 1-20 husstander og 1: 0 husstander. Disse klassifiseringene stiller igjen krav til hvor stor flom disse skal dimensjoneres for. Klasse 2 og 3 skal dimensjoneres for flom som forekommer hvert 1000. år i gjennomsnitt, mens en i klasse 1 skal dimensjoneres for en ”femhundreårsflom”.

Fokus i den tekniske analyse av kraftverksutbyggingen er vannvei og turbiner. Vi forutsetter at konkret utforming av inntaksdammen blir gjort etter de krav som stilles til slike dammer, minstevannføring forutsettes også ivaretatt og at det settes fokus på en mest mulig funksjonell inntaksdam. Prisen på dam brukt videre i beregninger tas fra budsjettet for Rivedal, se Vedlegg 2: Busjett for Rivedal kraftverk.

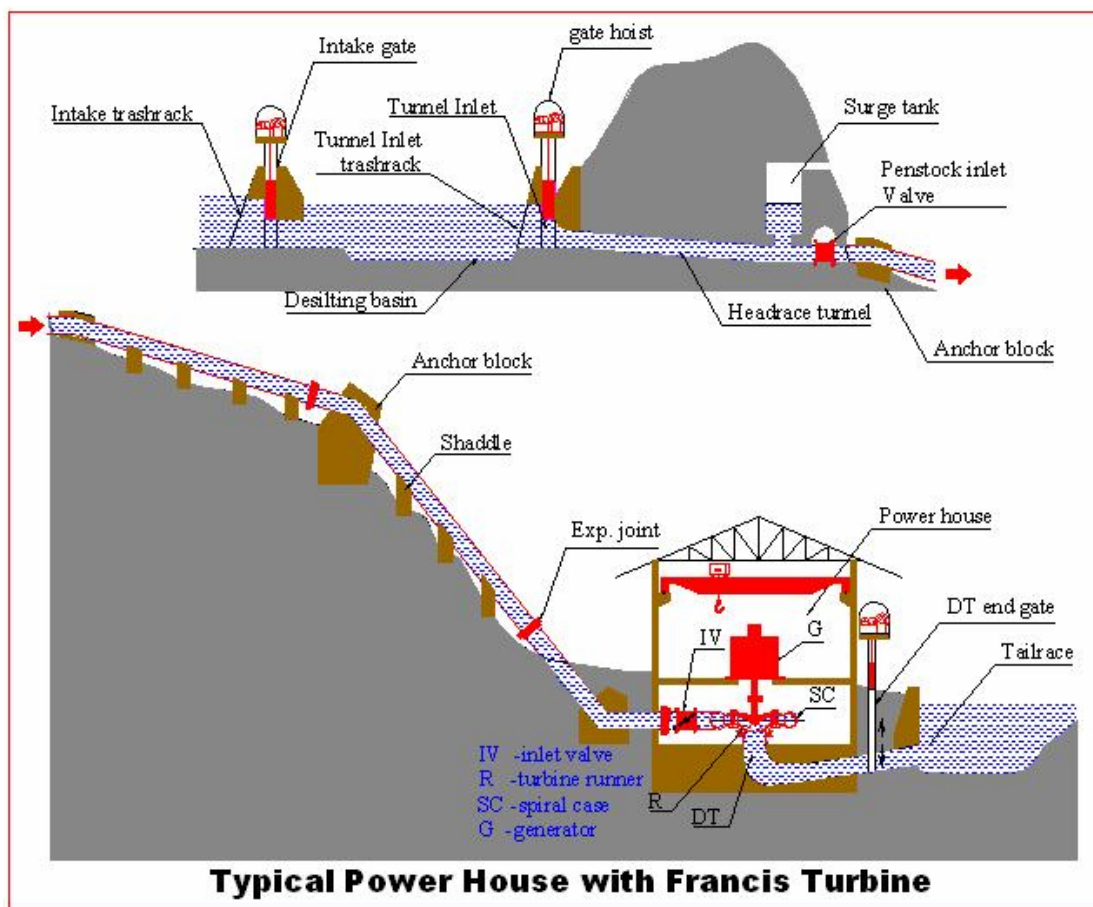
5 Vannvei

Vannveien skal på den totalt sett mest økonomiske måten frakte vannet fra inntak ned til kraftstasjonen. Man kan i utgangspunktet velge mellom to hovedtyper:

- tunnel i fjell, sprengt eller boret
- rør i stål, støpejern, glassfiber, plast, tre eller betong

Lokale forhold, konsesjonsvilkår og pris på investering og vedlikehold vil være avgjørende i valg av hovedtype. For økonomisk riktig dimensjon, må man foreta en optimalisering ut fra investeringskostnader som øker med dimensjonen og friksjonstap (ofte kalt falltap) som reduseres med økt dimensjon.

Felles for alle typene er at de må ha en ventil eller luke i inntakspunktet, som kan stoppe tilslaget uansett vannmengde. For større anlegg må denne luken stenges automatisk ved driftsstans. Det må også være en lufteanordning ved tapping/fylling av røret/tunnelen. I nederste del må man også ha en ventil som kan stenge vanntilførselen til turbinen, også her vil en tappeanordning være nødvendig ved ulike typer driftsstans.



Figur 4 Prinsippskisse av små vannkraftverk [Dahlhaug, 2004]

5.1 Tunnel

For store vannkraftanlegg er det mest vanlig med tilløpstunneler som er sprengt eller boret inn i fjellet, men det kan også være aktuelt for små vannkraftanlegg med forholdsvis kort tilløp og stor diameter. (500-600 meter tilløp og diameter > 1m) [NVE-veileder, 2003]. Fordeler med tunnel er små vedlikeholds og frostproblemer, lave friksjonstap og at de ikke synes. Tunneler har høye kostnader, men det foregår for tiden forskning en rimeligere boreteknikk spesielt rettet mot småkraftverk, så dette kan bli vanlig også på mindre anlegg etter hvert. [Teknisk Ukeblad, 2004] Kvaliteten på fjellet er avgjørende for kostnaden, og det kan koste 3-4 ganger så mye å bore, sprengte i dårlig fjell som i godt fjell.

5.2 Rør

Ved valg av type rør vil dimensjon, fallhøyde (trykk), vedlikeholdskostnader, leggemåte og andre praktiske hensyn være viktige faktorer. Rørene kan enten legges oppå bakken eller graves ned.

For rør som legges oppå bakken vil de måtte fundamenteres fast til bakken for å kunne oppta kreftene fra vannet i bevegelse. I hver ende og mellom fundamentene må det legges inn områder der rørets ekspansjon/reduksjon i lengderetning som følge av varmeendring kan tas opp, se Figur 4. (Dette gjelder i første rekke for stål og jernrør.) Lett tilgang for inspeksjon og vedlikehold er en fordel, men visuell forurensing og lettere isingsproblemer er en ulempe ved rør lagt på bakken.

Hvis leggetraseen består av nok løsmasser til at røret kan graves ned uten for mye sprengningsarbeid, blir det ofte rimeligere økonomisk. Røret blir dessuten mindre synlig, har mindre frostproblemer og går¹ mindre ettersom temperaturen er jevnere. Inspeksjon og vedlikehold blir imidlertid vanskeligere. Grøfta som røret legges i må være godt drenert og fyllingsmassene må ikke skade røret. En praktisk og økonomisk måte å løse dette på i tilfeller der det skal bygges vei opp til inntakspunktet, er å legge veien og røret i den samme traseen.

¹ Rørene beveger seg på grunn av temperaturendringer

5.3 Ulike typer rør med fordeler og ulemper

Investeringskostnader, slukeevne, fallhøyde (trykk), vedlikeholdskostnader og praktiske hensyn er faktorer som påvirker valget av type rør. Valg av type rør har stor betydning og de viktigste egenskapene, fordeler og ulemper er oppsummert i Tabell 1:

Rørtype	Fordeler	Ulemper
Stålrør Stålrør er det vanligste og kan benyttes ved alle fallhøyder, og kan både være nedgravd og på fundamenter. De kan leveres i diametre fra Ø200-Ø1400mm.	<ul style="list-style-type: none"> • Stor styrke, tåler høye vanntrykk og lange forankringsspenn. • Kan både graves ned og legges på bakken. 	<ul style="list-style-type: none"> • Høy vekt, krever korrosjons-vedlikehold. • Trenger inspeksjonsmuligheter ved nedgravde rør. • Forholdsvis høy pris
Duktile støpejernsrør Et rimeligere alternativ enn stålrør. Kan brukes for fallhøyder opp til 600 meter og leveres med diameter opp til Ø1800mm.	<ul style="list-style-type: none"> • Kan både graves ned og legges på bakken, og tåler høye trykk. • Lave monteringskostnader og høy korrosjonsbestandighet ved nedgraving, enkle og gode skjøter mellom rørene. 	<ul style="list-style-type: none"> • Høy vekt • Skiftes ut når de er modne for vedlikehold
Glassfiberrør Rør av glassfiberarmert umettet polyester, GUP, kan brukes opp til 250 meter trykk og leveres i ulike trykkklasser med diameter fra Ø 300mm til Ø1400mm.	<ul style="list-style-type: none"> • Lav vekt, lavt falltap, lite problemer med ising. • Lite vedlikehold og lang levetid • Kan både graves ned og legges på bakken. 	<ul style="list-style-type: none"> • Krever god fundamentering under legging for å unngå problemer med skjøter. • Tåler mindre slag, og ytre belastninger enn jern og stålrør.
Trerør Rør av tre kan brukes opp til 55 meters trykk og leveres i diameter fra Ø 500mm til Ø 4000mm, og vil derfor egne seg best for lave fallhøyder og stor vannføring.	<ul style="list-style-type: none"> • Leveres i store dimensjoner, har lav vekt og ingen skjøter 	<ul style="list-style-type: none"> • Tåler lite undertrykk, setter krav til traséen, og krever mye fundamentering • Kan ikke graves ned • Krever mye vedlikehold over tid • Tåler begrenset trykk
Plastrør (Polyetylen) Rør laget av polyetylen og leveres i diametre fra Ø 110mm til Ø 1200mm for lavere trykk.	<ul style="list-style-type: none"> • Tåler røff behandling ute på anlegget, har lang levetid og krever lite vedlikehold. 	<ul style="list-style-type: none"> • Lav styrke og stivhet i materialet • Ved sveising kan det dannes en innvendig kant som øker falltapet

Tabell 1: Fordeler og ulemper med forskjellige rørtyper. [NVE-veileder, 2003][NVE-håndbok, 2000]

5.4 Dimensjonering

Dimensjonering av rør eller tunnel er en økonomisk vurdering der man veier verdien av tapt produksjon på grunn av falltap i rørene opp mot kostnaden av rørene. Trykktapet eller falltaptet påvirkes av tre faktorer:

- Rørets lengde
- Rørets innvendige diameter
- Rørets innvendige friksjon

Rør med større diameter gir lavere falltap og dermed høyere inntekter, men koster samtidig mer. Målet med dimensjoneringen er å komme fram til den rørtypen og rørdiameteren som gir lavest sum av investeringskostnader og nåverdi av fremtidige falltap.

5.4.1 Trykk

Ved vannkraftproduksjon ønsker man å nyttiggjøre seg det vanntrykket som oppstår på grunn av høydeforskjellen mellom inntakspunktet og kraftstasjonen. Vannveien må derfor være dimensjonert for å tåle det trykket som oppstår i røret eller tunnelen under vanlig drift pluss det trykkstøtet som oppstår under rask stenging av ventilen foran turbinen ved driftsstans. (Vanligvis stenges imidlertid ventilene tregere for å unngå dette.)

I følge Ole G. Dahlhaug ved Vannkraftlaboratoriet ved NTNU bør man dimensjonere rørene til gitte fallhøyde pluss en sikkerhetsmargin på 10 %. For små kraftverk kan det også være en ide å legge inn en svakere rørdel i nedre del av rørgaten, ved eventuelle rørbrudd vil bruddet mest sannsynlig komme her.

5.5 Ventiler

For å kunne stenge av vannstrømmen i vannveien trenger man som tidligere nevnt ventiler både foran turbinen og ved inntakspunktet. Ventilen foran turbinen skal kunne stenges når turbinen står, for å hindre at man har stående trykk på ledeapparat og turbin, noe som kan forårsake skade. Dessuten kan man inspisere turbinen uten å måtte tømme tilløpet. Ventilen i øvre ende av vannveien skal ved behov stenge av vanntilførselen. Det kan være ved inspeksjon eller vedlikehold eller ved rørbrudd etc. Ofte er det en automatisk utløsermekanisme for nødavstengning ved rørbrudd eller driftsstans.

Det finnes to hovedtyper ventiler som benyttes i vannkraftverk, spjeldventil og kuleventil. Spjeldventil tåler trykk opp mot 200 meter, mens kuleventil brukes ved høyere trykk. Kuleventilen er dyrere, men fører samtidig til svært lave friksjonstap, falltap, i motsetning til spjeldventilen. For en spjeldventil ligger falltaptet på ca. 1 m. Erfaringsmessig har man hos Kværner (GE) kommet fram til følgende bruksområder: [Midtre-Gauldal kommune, 1999]

- Fallhøyde 0-150 meter: Spjeldventil
- Fallhøyde 150-250 meter: Spjeld- eller kuleventil
- Fallhøyde over 250 meter: Kuleventil

5.6 Rivedal kraftverk

Som nevnt spiller lokale og praktiske forhold inn når man skal velge vannvei. Siden vi ikke kjenner borbarheten til fjellet rundt Rivedal, har vi ikke sett nærmere på økonomien på en løsning med tunnel. En slik løsning er som beskrevet over fremdeles relativt dyr, med stor prisusikkerhet.

Kraftverket har inntakspunkt 235 moh mens stasjonen ligger på 35 moh. Dette gir en brutto fallhøyde på 200 meter, og et trykk på:

$$p = \rho g (H_{\text{inntak}} - H_{\text{stasjon}}) = 1000 \text{ kg/m}^3 * 9,81 \text{ m/s}^2 (235 - 35) \text{ m} = 1,962 \cdot 10^6 \text{ Pa} \approx \underline{19,6 \text{ bar}} \quad (3)$$

Man kan også ved en normal ventil forta en kontrollert treg lukking og dermed unngå problemet. [Dahlhaug, 2004] Likevel anbefales det å ha en sikkerhetsmargin på rundt 10 %. I dette tilfellet vil derfor rør i trykkklasse PN25 ligge godt innenfor det anbefalte.

For slike fallhøyder er stålrør, duktile støpejernsrør og glassfiberrør (GUP) alternativene, fordi de finnes i trykkklasser $> \text{PN}20^2$. I Rivedal er grunnforholdene slik at man kan grave ned tilløpsrøret, og traséen er tenkt lagt sammen med vei som bygges opp til inntaksdammen. Alle disse tre rørtypene egner seg godt for nedgraving.

For å bestemme riktig rørtype og optimal diameter på rørene må man se på hvordan hele kraftverket fungerer samlet, og finne kombinasjoner av utstyr som fungerer godt sammen. En dimensjoneringsbeslutning får følger for dimensjoneringen av hele kraftverket. Beslutningene er gjort ved hjelp av tidligere nevnte regnearkmodell.

For rørtype og dimensjon er det i regnearkmodellen lagt inn matematiske uttrykk for vannhastigheten og falltapet som et gitt rør av gitt diameter vil gi ved ulike vannføringer. Modellen inneholder også kostnadene for de ulike rørene og diameterne. For å finne netto fallhøyde, det vil si den fallhøyden man faktisk kan nyttiggjøre seg når friksjonstapet i rørene er trukket fra benyttes i modellen følgende ligninger:

Vannhastighet, C i røret:

$$C = \frac{4 \cdot Q}{D^2 \cdot \pi} = \frac{Q}{A} \quad [\text{m/s}] \quad (4)$$

hvor:

Q – vannføring	$[\text{m}^3/\text{s}]$
D- rørdiameter	$[\text{m}]$
A –rørtverrsnitt	$[\text{m}^2]$
π -3,1415	$[-]$

² PN er en trykkklassifisering av rør. Tallet er tilnærmet lik antall atmosfærens trykk. (1 atm = 10 meter vannsøyle)

Friksjonstapet eller falltapet i røret er en funksjon av lengde, diameter og ruheten i rørveggen. Den måler tapte høydemeter, derav navnet.

$$h_{\text{tap}} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g} \quad [\text{m}] \quad (5)$$

hvor:

λ -friksjonskoeffesient	[-]
L –Rørlengde	[m]
D –Rørdiameter	[m]
C –Vannhastighet	[m/s]
g –tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s^2]

Ut fra vannføringsdataene beregner regnearkmodellen ved hjelp av formlene for rørdiameter og falltap i røret netto fallhøyde for ulike typer og diametre.

Erfaringsdata sier at i en optimal løsning ligger vannhastigheten i røret mellom 2-4 m/s og falltapet i størrelsesorden 5 % av brutto fallhøyde ved systemets bestpunkt. [NVE-veileder, 2003]. Med bestpunkt eller designpunkt menes den vannføringen som hele anlegget er dimensjonert for å gi best virkningsgrad ved. Disse størrelsene kan derfor brukes for å se realismen i ulike alternativer.

6 Turbiner

Det neste punktet i vannveien er turbinen. Her overføres vannets trykk og bevegelsesenergi til et løpehjul³ som settes i bevegelse.

Vannkraftturbiner deles inn i reaksjonsturbiner (fullturbiner) og impulsturbiner (partialturbiner).

Reaksjonsturbiner har pådrag på hele løpehjulet, den omsetter både trykkenergi og hastighetsenergi til mekanisk energi. Omtrent halvparten av energien overføres fra vannet til løpehjulet ved trykkfall gjennom skovlkanalen, trykkfallet fører til at vannet akselereres.

Impulsturbinen har pådrag bare på deler av løpehjulet. Vannet føres ut gjennom en eller flere dyser og inn på løpehjulet som går i ”friluft”, det vil si at det ikke er omsluttet av vann. Siden trykket ved innløp og utløp av skovlene er likt består hele vannets energi av hastighetsenergi. Tilnærmet all denne energien overføres til løpehjulet når vannstrålen fra en dyse treffer en bøtteformet skovl. Løpehjulet får da en impuls og beveger seg.

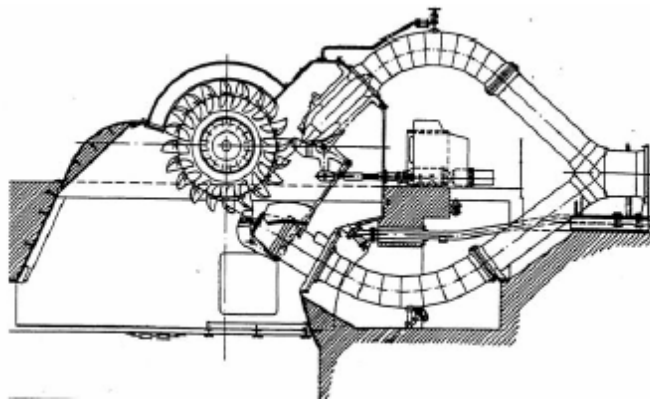
De tre viktigste turbintyper er:

- Pelton-turbin (partialturbin)
- Francis-turbin (fullturbin)
- Kaplan-turbin (fullturbin)

Man kan grovt si at Pelton-turbiner brukes til lite vann og store fallhøyder, Francis til middels fallhøyde og store vannmengder, mens Kaplan-turbiner brukes for mye vann og små fallhøyder.

6.1 Pelton-turbiner

Pelton-turbiner fungerer ved at en eller flere dyser sender en vannstråle mot skovlene på et løpehjul. Vannstrålene treffer der i skovlene og overfører optimalt sett hele sin bevegelsesenergi til løpehjulet slik at dette roterer. Man må ha fri luft under løpehjulet for å få vekk vannet fra turbinen raskt nok.



Figur 5: Prinsippskisse av en tostrålers Pelton-turbin. [Midtre-Gauldal kommune, 1999]

³ Løpehjul: den delen av turbinen som er i direkte kontakt med vannet, vannet driver løpehjulet rundt.

Turbinen kan være oppsatt med fra 1 opp til 6 dyser. Flere dyser har den fordel at man ved å variere antall dyser i bruk for kjøring på lavere vannføring kan få en jevnt høy virkningsgrad. Dette er en stor fordel i småkraftverk uten magasineringsmulighet. Grovt sett kan man si at en Pelton-turbin kan reguleres helt ned til ca. 10 % av maksimalvannføringen med forholdsvis god virkningsgrad.

6.2 Francisturbiner

Francisturbiner fungerer ved at vannet ledes inn i en spiral rundt løpehjulet der regulerbare ledeskovler leder vannet inn på løpehjulets skovler, dette gir jevn vannfordeling rundt løpehjulet og således jevnt pådrag. Vannet ledes etterpå inn i sugerøret.⁴ Det lavere trykket i sugerøret medfører at høydeforskjell mellom turbin og undervannet (vannet ut av anlegget) utnyttes. Energooverføringen fra vannet skjer som en kombinasjon av vannets bevegelsesenergi og trykkenergi. En Francisturbin kan utnytte vannet ned til 40 % av maksimalvannføring, den har et bedre bestpunkt⁵ enn Pelton-turbinen, men virkningsgradskurven er ikke like flat.

6.3 Kaplanturbiner

Kaplan-turbiner leder vannet inn gjennom en spiral på samme måte som en Francis, men selve turbinen er utformet som en propell med regulerbare propellblader. I tillegg kan man ha regulerbart ledeapparat. Disse reguleringsmulighetene gir god virkningsgrad for eksempel i elver uten magasinering der vannføring og fallhøyde varierer i stor grad gjennom året. [NVE-veileder, 2003]

6.4 Dimensjonering av turbin

Valg og dimensjonering av turbiner baserer seg på en kombinasjon av teoretiske beregninger og erfaring.

Ved valg av turbin er de viktigste kriteriene turbinens virkningsgrad, pris på turbinen og pris på resten av anlegget som følge av valgt turbintype. Prisen på turbinen og generatoren avhenger sterkt av de fysiske størrelsene.

Når man skal velge mellom de tre turbintypene er det to viktige parametre:

- fallhøyde, H_n
- vannføring Q

I grensetilfellene mellom de ulike turbintypene sine ”områder” vil også andre faktorer spille inn: [NVE-veileder, 2003][Brekke, 2000]

- pris
- virkningsgrad
- driftsforhold
- reparasjonstid

⁴ Sugerør: Røret der vannet ledes ut etter å ha passert løpehjulet. Trykket er her lavere, derav navnet.

⁵ Bestpunkt: høyeste virkningsgrad, kalles også dimensjoneringspunkt.

6.4.1 Beregning av fartstall

I disse beregningene anses fallhøyde og vannføring for anlegg som gitt. En viktig størrelse for å velge mellom de forskjellige turbintypene er turbinens fartstall Ω , som er dimensjonsløst og gitt ved:

$$\Omega = \frac{\omega \sqrt{Q}}{\sqrt{2gH}} \quad (6)$$

$$\frac{\omega}{\sqrt{2gH}} = \frac{\omega}{\sqrt{2gH}} \quad (7)$$

$$\frac{Q}{\sqrt{2gH}} = \frac{Q}{\sqrt{2gH}} \quad (8)$$

og :

Ω : fartstall

Q : volumstrøm

H : fallhøyde_{netto}

$$\omega : \text{vinkelhastighet [rad / s]} = \frac{\text{turtall [rpm]} \times 2\pi}{60 [\text{m / s}]} \quad (9)$$

Fartstallet er altså en funksjon av turtall for turbinen, volumstrøm og fallhøyde. Fallhøyde og volumstrøm forutsettes kjent.

Optimal teoretisk virkningsgrad for turbinen får man når periferihastigheten, u , på løpehjulet er halvparten (0,5) av vannets hastighet inn på løpehjulet, c , (strålehastigheten). [Brekke, 1999]

$$u = \frac{1}{2} \cdot c = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2gH} \quad (10)$$

Vannets hastighet inn på løpehjulet avhenger av netto fallhøyde, H , og er gitt. Dette betyr at et høyere turtall gir høyere periferihastighet og mindre gir et mindre løpehjul. Ulempen med høyt turtall er imidlertid dårligere sikkerhet. Høyere turtall gir større sjanse for destruktive følger av mekaniske svingninger og toleransen for eventuelle ujevnheter i konstruksjonen blir mindre. Mer om turtall i delen om generator.

Når man har valgt et turtall kan man beregne fartstallet, fartstall ligger til grunn ved valg av turbintype i de fleste norske kraftverk blir benyttet av blant andre GE Hydro [Dahlhaug, 2004]. Tabellen viser hvilke turbinvalg man erfaringsmessig har kommet frem til.

Fartstall	Type turbin
$\Omega < 0,2$	Pelton
$0,2 < \Omega < 1,5$	Francis
$1,5 < \Omega$	Kaplan

Tabell 1: Sammenheng mellom fartstall og turbintype

Disse skillelinjene er ikke bastante og i overgangsområder kan begge alternativer vurderes. For en Peltonturbin vil man normalt installere flere dyser for fartstall opp mot 0,2, høyeste antall dyser er 6, flere enn dette gir problemer med å lede alt vannet av løpehjulet. Man bør samtidig velge den turbintypen som har det beste forholdet mellom kostnad for turbinen og virkningsgrad/kjøreområde (virkningsgraden endres med volumstrømmen). Sammenfattet: betale minst mulig for størst mulig energimengde.

Når man da har en turbintype og et turtall følger antall polpar i generatoren direkte fra denne informasjonen.

Tabellen viser sammenhengen mellom omdreiningshastighet og fartstall når $Q = 1,215 \text{ m}^3/\text{s}$ og $H = 195 \text{ m}$. Disse gir en pekepinn for verdiene for kraftverket i Rivedal:

Antall poler	o/min	Fartstall
2	3000	0,712
4	1500	0,356
6	1000	0,237
8	750	0,178
10	600	0,142
12	500	0,119
16	375	0,089
20	300	0,071

Tabell 2: Sammenhengen mellom turtall og fartstall

6.4.2 Utrekninger av størrelse på løpehjul

Ved hjelp av turtall, netto fallhøyde og vannføring finnes dimensjonene på løpehjulet. Dimensjonen på løpehjulet har betydning for prisen, et lite løpehjul er billigere.

Uten tap overføres all potensiell energi til kinetisk energi:

$$E_{pot} = E_{kin} \quad (11)$$

Strålehastighet finnes:

$$mgH = \frac{1}{2} mV^2 \Rightarrow V_s = \sqrt{2gH} \quad (12)$$

Best virkningsgrad oppnås når løpehjulets periferihastighet er halvparten av strålehastigheten [Brekke, 1999]:

$$V_{per} = \frac{V_s}{2} \quad (13)$$

Da vet man løpehjulets periferihastighet og turtallet. Ut fra dette finner man løpehjulets omkrets:

$$\frac{V_{per}}{Turtall} = Omkrets_{Løpehjul} \quad (14)$$

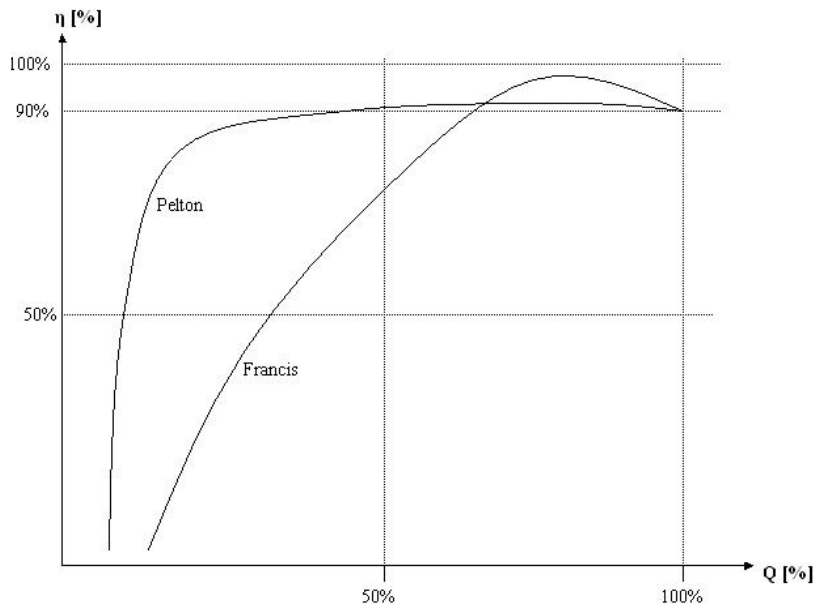
Finner så løpehjulets diameter:

$$Diameter = \frac{Omkrets_{Løpehjul}}{\pi} \quad (15)$$

Denne beregningsmetoden benyttes for å komme frem til løpehjulsstørrelsene for de ulike utbyggingsalternativene i Rivedal.

6.5 Rivedal

De viktigste aspektene ved Rivedal er den forholdsvis store fallhøyden for et kraftverk av denne størrelsen.



Figur 6: Typiske virkningsgradkurver for en Pelton og Francisturbin. [Brekke, 1999]

For sannsynlige turtall (500-1500) vil fartstallet i Rivedal ligge i grenseområdet mellom en Pelton og en Francisturbin. Imidlertid er det et par argumenter som spiller inn til fordel for en Pelton-turbin i dette tilfellet. Som Figur 6 viser har en Pelton en mye flatere virkningsgradkurve enn en Francisturbin, mens Francisturbinen har en høyere maksimal virkningsgrad. Peltonen kan kjøres ned mot 10 % av slukeevnen mens en Francis kan kjøres ned mot 40 % av slukeevnen. Francisturbinen vil derfor egne seg godt i et kraftverk der man har magasineringsmulighet slik at man får lang kjøretid med beste virkningsgrad. I Rivedal som i de fleste andre småkraftverk har man ikke magasin, og må utnytte vannet når det kommer, her kan en Pelton-turbin derfor være et godt valg.

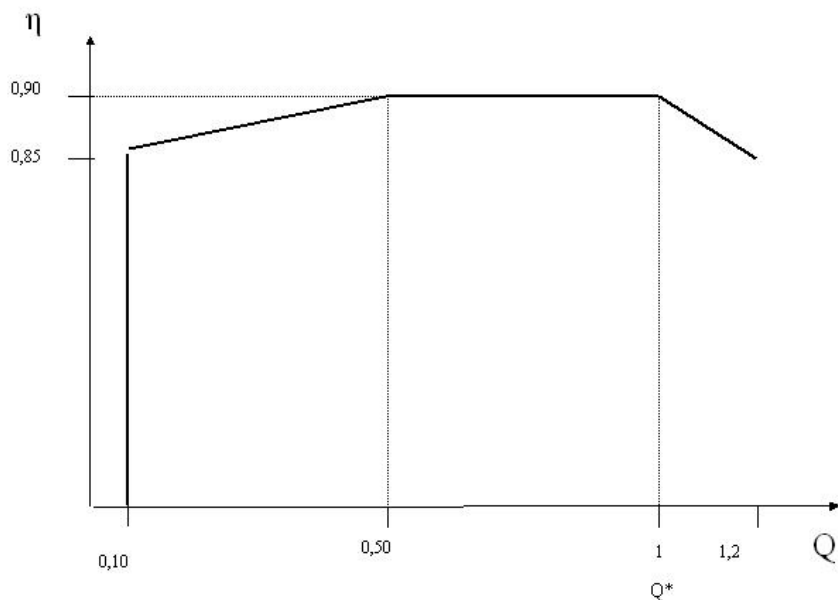
Et alternativ kunne vært en installasjon med to Francisturbiner. En som gikk ved små vannføringer, og som derfor får lang brukstid i løpet av året og en som går ved topplast. En

slik installasjon vil imidlertid føre til behov for to generatorer, og dobbelt opp av mye elektrisk koblingsutstyr, noe som vil gjøre prosjektet dyrere. Alt i alt er det derfor flest gode argumenter for installasjon av en Pelton. Man vil utnytte større andel av vannet i vassdraget og man vil ha jevnere høy virkningsgrad. Ut fra disse argumentene velger vi en Peltoneturbin. I følge Tabell 2 er aktuelle turtall for en slik Peltoneturbin 500, 600 og 750 o/min.

Ved dimensjonering og valg av turbin er turbinens maksimale vannstrømning en viktig beslutningsvariabel, siden den avgjør hvor mye av vannet man skal kunne nyttiggjøre seg og hvor mye energi som kan produseres. I den tidligere omtalte regnearkmodellen er derfor turbinens maksimale vannstrømning en beslutningsvariabel sammen med rørdiameteren.

En større turbin har en høyere innkjøpspris i seg selv og trekker i tillegg med seg behov for større og dyrere generator. En større turbin vil også få noe lavere virkningsgrad for lavere vannføring. Valg av turbinstørrelse er derfor et svært sammensatt teknisk og økonomisk spørsmål.

I regnearkmodellen er det lagt inn prisfunksjon for to strålers Peltoneturbiner ut fra NVEs prisgrunnlag, da dette er den eneste Peltonløsningen vi har godt prisgrunnlag for. Virkningsgradskurven som benyttes er en forenklet og har form slik som Figur 7



Figur 7: Forenklet virkningsgradskurve for en tostrålers Peltoneturbin [Dahlhaug, 2004]

Følgelig er 500, 600 og 750 de aktuelle turtallen for utbyggingen i Rivedal.

7 Generator

Generatorens oppgave er å omdanne den mekaniske energien fra turbinen til elektrisk energi. Det finnes to hovedtyper generatorer, asynkrongenerator og synkrongenerator.

Hovedforskjellen mellom disse er at en asynkrongenerator trenger magnetiseringsenergi (reaktiv effekt) fra nettet for å kunne produsere aktiv energi, mens en synkrongenerator kan drives i et isolert nettverk.

7.1 Asynkrongenerator

En asynkrongenerator er i utgangspunktet en induksjonsmaskin eller en motor som også kan benyttes til å produsere aktiv energi. Den er enkel i konstruksjonen, billig, driftssikker og krever lite vedlikehold. Også kontrollutrustningen blir enklere siden den ikke trenger magnetiseringsutstyr. Ulempen ved asynkrongeneratoren er at den er avhengig av å trekke magnetiseringsstrøm fra nettet, og at den derfor er avhengig av en god og stabil nettilknytning. Særlig startstrømmene som kan være 6-9 ganger så høy som ved normal drift kan føre til store spenningsfall i nettet, men den kan kompenseres ved en kapasitiv enhet. Dette fører til at asynkrongeneratorer benyttes i anlegg opp til ca. 1 MW [NVE-veileder, 2003]

7.2 Synkrongenerator

I motsetning til en asynkrongenerator kan en synkrongenerator drives på et separat nett. Den produserer og regulerer selv den reaktive effekten, separat utstyr for kompensering av reaktiv effekt er derfor ikke nødvendig. For å kunne drives separat har synkrongeneratoren utpregede poler, magnetiseringsutstyr og synkroniseringsutstyr. Den mer kompliserte oppbygningen fører til høyere pris, men prisforskjellene har blitt mindre de siste årene (5 % lavere pris for asynkrongenerator). [NVE-håndbok, 2000] Synkrongeneratorer er tilgjengelig i alle størrelser.

7.3 Oppstilling

En generator kan stilles opp horisontalt eller vertikalt etter hvordan valgt turbin er oppstilt. Vertikalt oppstilte generatorer er noe dyrere siden bærelagene skal tåle belastningen av generatorens rotor og turbinens løpehjul i tillegg til hydrauliske krefter. Pristillegget ligger mellom 5 og 10 %. [NVE-håndbok, 2000] [NVE-veileder, 2003]

7.4 Ytelse

Turbinens maksimale ytelse og rusetallet vil være dimensjonerende for generatoren som skal kunne foredle den mekaniske energien. Rusetallet er det maksimale turtallet som turbinen får ved bortfall av lasten, det vil si at nettet ikke lenger tar imot energi fra kraftverket.

Turbinytelse oppgis i kW og varierer med fallhøyden og maksimal vannføring gjennom turbinen. Både maksimal ytelse og rusetall oppgis vanligvis av turbinprodusent.

Ytelse for en generator måles i enhetene:

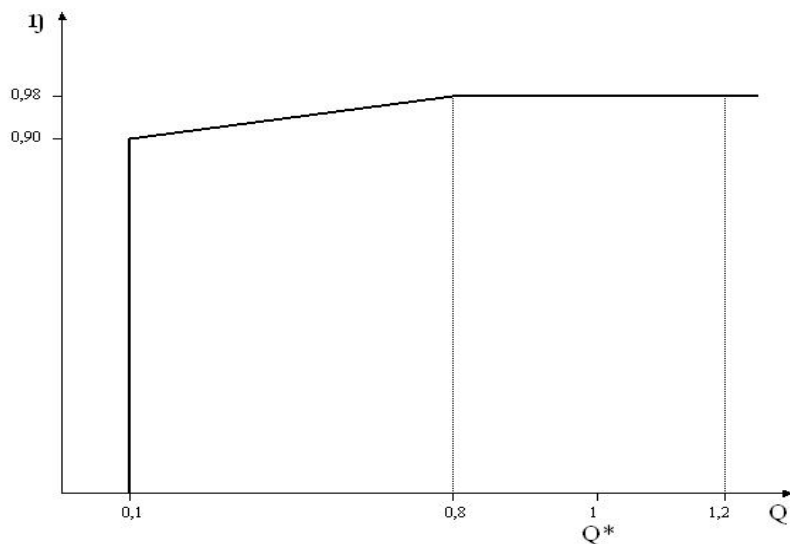
- aktiv effekt i kilowatt (kW)
- nominell effekt i kilovoltampere (kVA)
- reaktiv effekt (kVAr)

Aktiv effekt er den leverte effekt som det er mulig å nyttiggjøre seg. Bare den strømkomponenten som er i fase med spenningen bidrar til den aktive effekten. Angis med P.

Nominell effekt er summen av aktiv og reaktiv effekt og sier noe om de fysiske størrelsene i generatoren, og har stor innvirkning på prisen.

Reaktiv effekt er i ikke mulig å nyttiggjøre seg den er et resultat av at strømmen og spenningen ikke er i fase. Den reaktive effekten trekkes fra nettet for å magnetisere polene i generatoren. Denne effekten forbrukes ikke, men sendes inn igjen i nettet når polene avmagnetiseres igjen. Magnetiseringen/ avmagnetiseringen har en frekvens på 50 Hz. Den reaktive effekten har stor betydning siden den forårsaker høyere strøm i nettet og dermed høyere tap. Dessuten kan reaktiv effekt føre til spenningsfall i nettet. Balansering av reaktiv effekt brukes for å holde spenningen på ønsket nivå i nettet. Påkobling av et småkraftverk kan derfor ha stor betydning for den reaktive effekten i et nett, avhengig av hvor solid det er. Netteier bør derfor være med i beslutningsprosessen rundt hvilken generatortype og størrelse som velges. [Faanes, 1997] Mer om dette finnes under kapitlet om nettilkobling.

Generatorens virkningsgrad varierer noe med pådraget på turbinen, og dette må tas hensyn til i produksjonsberegningene. Figur 8 viser en forenklet virkningsgradskurve for en generator og hvordan den avhenger av turbinpådraget.



Figur 8: Forenklet virkningsgradskurve for en generator. [Dahlhaug, 2004]

7.4.1 Poltall

Generatoren skal produsere vekselspenning med en frekvens på 50 Hz . Spenningen oppstår ved induksjon når en pol på rotoren⁶ passerer gjennom magnetfeltet til en pol i statoren⁷. Det er vanlig at man har 3000/N o/min av løpehjulet til turbinen. Vanlige turtall for turbiner går altså opp i 3000, vanlige er 1500, 1000, 750 osv. 1 polpar gir 3000 o/min som er lik 50

⁶ Rotoren er den roterende delen av generatoren

⁷ Statoren er den stillestående delen av generatoren.

svingninger per sekund⁸ \Rightarrow 50 Hz. Valg av turtall gjøres ut fra økonomi og sikkerhet. Fordelen med et høyt turtall er at løpehjulet blir mindre og billigere, det samme gjelder generatoren.

7.4.2 Lagre, kjølesystemer og overvåkning

Generatorens rotor og turbinens løpehjul er ofte koblet sammen over en aksling som er lagret opp i generatoren. For mindre maskiner, opp til 1-2 MW benyttes ofte kule- eller rullelager, mens for større anlegg benyttes dyrere, men mye mer solide og slitesterke, glidelagre. [NVE-veileder, 2003] Kulelager må skiftes oftere, og fører til større vedlikeholdskostnader.

Temperaturen i generatorens viklinger og lagre bør ikke bli for høy. For høy temperatur i viklingene vil føre til at generatorens kan reduseres betraktelig. Generatorens viktigste deler bør ha temperaturovervåkning koblet til kontrollsystemet som stopper anlegget ved for høye temperaturer.

Kontrollsystemet skal også overvåke og reagere på elektriske feil i generatoren, slik som jordingsfeil.

7.5 Rivedal

I Rivedal er det behov for en generator som med ytelse mellom 3000 og 4000 kVA, da mesteparten av effekten er aktiv. Generatorer større en 2500 kVA er vanligvis høyspente fordi disse er billigere å bygge. I Rivedal vil en generator med driftspenning på 1000 V (1 kV) passe. [NVE-håndbok, 2000] [Faanes, 2004]

Som tidligere omtalt er turtallet på turbin og generator det samme. Peltonturbinen som installeres i Rivedal vil optimalt ha et turtall på 500, 600 eller 750 o/min etter hvor stor maksimal vannføring den konstrueres for.

I regnearkmodellen inngår den variable prisen på generatoren. Også her bygger prisene på NVEs prisgrunnlag. [NVE-håndbok, 2000] Generatorstørrelsen bestemmes indirekte ut fra den installerte effekten som turbinstørrelsen gir.

⁸ En svingning forutsetter to skifter av fortegn.,

8 Faste kostnader

Ved bygging av et småkraftverk vil man pådra seg en rekke mer ”standardiserte” kostnader. Med dette menes i denne oppgaven nødvendige komponenter, der prisen på disse ikke endrer seg vesentlig med de valg som foretas for turbinstørrelse og vannvei. Dette er en tilnærming, men antas her å holde innenfor det størrelsesspennet som her er aktuelt. Disse komponentene er:

- Inntaksdam
- Vei og anlegg
- Kraftverkshus med eventuell kran
- Styringsanlegg/kontrollanlegg
- Apparat-anlegg
- Nettilkobling

For styrings og apparatanlegg vil en fast kostnad innenfor et begrenset størrelsesspenn som det her er snakk om være en god tilnærming [Faanes, 2004]. Dette kommer både av at de store kostnadene ligger i rør, turbin og generator, samt at leveranser ofte skjer i standardstørrelser. I tillegg til å ikke endre seg vesentlig innenfor et gitt størrelsesspenn er disse kostnadene veldig avhengig av lokale forhold. Et eksempel kan være bygging av høyspentlinje for påkobling av kraftnettet. Avstand til og spenning på det eksisterende nettet er svært avgjørende for byggekostnaden for tilknytningslinje, og varierer selvfølgelig fra anlegg til anlegg. Samtidig kan denne kostnaden holdes tenkt konstant innenfor et størrelsesspenn for resten av kraftverket. Derfor er det i denne oppgaven valgt å benytte de kostnader som utbygger legger til grunn for disse tilnærmet faste kostnadene.

8.1 Vei

Man har behov for en forholdsvis god vei opp til inntak og en meget god vei til kraftstasjonen. Sistnevnte for transport av svært tunge komponenter som turbin og generator. Det vil også være behov for å komme seg enkelt frem for inspeksjon og vedlikehold. Eksisterer det veier vil man eventuelt måtte utbedre disse slik at de tåler belastningene. I tillegg bør man utføre transportoppgaver på gunstige tidspunkt på året (barfrost hvis grusvei). Som tidligere nevnt kan man velge å samordne rørtrasé og vei opp til inntaket hvis rørene skal graves ned. Dette er gjort i Rivedal, der rørene graves ned i veien. Her er også 700 meter av de totalt 1600 meterne med vei som bygges utbedring av eksisterende vei.

8.2 Kraftverkshus

Oppgavene til kraftverkshuset er å romme turbin, generator, styringssystemene for kraftverket og eventuelt også transformatoren. Momenter å ta hensyn til ved bygging av kraftverkshuset er at det skal overleve en eventuell flom, her står utbygger fri til å finne ut hvor stor flom bygget skal tåle (i motsetning til i inntaksdammen). I tillegg skal bygget tåle mekaniske krefter fra installasjonene og krefter fra vannsøylen i rørgatene. Den beste løsningen er i mange tilfeller å fundamenterer på fjell. Bygget skal dessuten sikre et godt og stabilt innemiljø for installasjonene, dette innebærer blant annet å kunne regulere temperaturen. En generator vil produsere relativt mye varme, i tillegg bør det ikke bli for kaldt i bygget vinterstid, dette for å verne elektrotekniske installasjoner. I tillegg til høy eller lav temperatur er lite luftforurensing og støv er viktig for driftssikkerheten og levetiden for disse apparatene.

Bygget bør utformes slik at man minimerer eventuell støy fra stasjonen, særlig hvis det bor folk i nærheten. For installasjon og muligheter for senere revisjon av turbin, generator eller annen tung apparatur vil det i tillegg være behov for en annen løfteanordning. Dette kan løses med en fast installert kran/ talje eller en konstruksjon som sikrer tilgjengelighet for en mobil kran. [NVE-veileder, 2003] Når det gjelder utførelsen av stasjonshuset og plassering av transformator og koblingsanlegg legges det helt spesifikke krav i Lov om tilsyn med el. anlegg og utstyr. [Elektrisitetstilsynet, 1994]

8.3 Apparatanlegg

Apparatanlegg for et småkraftverk omfatter installasjoner som bringer elektrisk energi fra generator og frem til kraftnettet. Hovedkomponenter er transformator, effektbryter og jordingsanlegg.

8.3.1 Transformator

Transformatorens oppgave er å løfte spenningen opp til nivået for nettet kraftverket skal tilkobles, for Rivedal kraftverk er dette et høyspent distribusjonsnett på 22 kV. Ved valg av transformator er det flere faktorer å ta hensyn til. Kapasiteten må være minst like stor som generatorens høyeste ytelse, i kVA.

Andre viktige faktorer ved valg av transformator er hvilke driftsspenninger den skal ha (1/22kV for Rivedal). Hvordan stasjonens eget kraftbehov dekkes spiller også inn. Enten kan stasjonen forsynes fra hovedtransformatoren, dekkes gjennom det vanlige nettet eller ved hjelp av en separat liten stasjonstransformator. I Rivedal er den siste løsningen valgt. Som nødstrømforsyning er det normalt å ha en batteripakke som kan levere strøm til kontrollanlegget ved bortfall av normal kraftforsyning. Transformatorer leveres ofte i standardstørrelser, i Rivedal installeres det en med nominell effekt på 4000 kVA.

Virkningsgraden for transformatoren er satt til 100 %, det er en forenkling, men virkningsgrader for transformatorer er normalt svært høye. I følge professor Hans Haakon Faanes ved institutt for elkraftteknikk er 1 % tap i transformatorer av denne størrelsen mye, og vi regner det som en grei forenkling.

8.3.2 Effektbryter

Effektbryteren må kunne bryte elektrisk og mekanisk kobling opp til maksimal effekt i tilfelle feil på kraftverk eller nettet, og må dimensjoneres etter maksimale korslutningsstrømmer og spenninger

Det finnes klare regler for plassering av koblings og transformatoranlegg. Ved et anlegg der man har spenninger på over 1 kV må det opereres av godkjent personell med høyspentsertifikat, og bør derfor plasseres i separate rom, slik at resten av stasjonen kan opereres av personer uten sertifikater. For eksempel vil det være en fordel at effektbryteren kan styres herfra.

8.3.3 Jordingsanlegg

Jordingsanlegg er lovpålagt, det skal sørge for at feilstrømmer går til jord, mest på grunn av personellhensyn, men det fungerer også som vern for elektriske installasjoner.

8.4 Kontrollanlegg

Hjernen i kraftverket vil være kontrollanlegget. Herfra styres og kontrolleres alt som har med driften av anlegget å gjøre. Kontrollanlegget består normalt av: [NVE-håndbok, 2000]

- Aggregatkontroll (start, stopp og regulering av turbinen ut fra tilgangen på vann)
- Generatorvern (skal avdekke eventuelle elektriske og mekaniske feil i generatoren)
- Kontroll og vern for koplingsanlegg
- Vannstandsregulering
- Fjernstyring
- Batterireserve med ladesystem
- Timeregistrerende energimåler kWh(teller)

Kontrollanlegget skal sørge for at systemet utnytter tilgjengelig vann så effektivt som mulig samtidig som kraften det leverer har den kvaliteten (spenning og frekvens) som kreves, og måle hvor mye som leveres. I tillegg skal systemet overvåkes for eventuelle elektriske og mekaniske feil, og begrense skadeområdet når feil oppstår. (Hvis anlegget drives uten nettilkobling eller skal levere en fast effekt vil styringen være henholdsvis frekvens og effektstyrt)

Kontrollsystemer består gjerne av databaserte maskiner eller PLS (programmerbar logisk styring). Det bør være et mål at anlegget i høyest mulig grad kan drives uten daglig tilsyn. Her har teknologisk utvikling de senere årene gitt store muligheter til fjernstyring av anlegg for eksempel ved hjelp av mobiltelefon og/eller internett. Driftsansvarlig får all relevant informasjon til enhver tid og kan således agere i forhold til denne, enten lokalt eller til stede i kraftverket. I tillegg er det en fordel å ha mest mulig standardisert hardware og software, dette vil gjøre vedlikehold, utskiftninger og oppgraderinger mye enklere i fremtiden. [NVE-veileder, 2003]

8.5 Totale faste kostnader

De samlede faste kostnadene, slik de er beregnet i denne oppgaven, for kraftverksutbyggingen i Rivedal blir på 11 750 000 kr i følge budsjettet utarbeidet av utbyggeren, se Vedlegg 2. Denne kostnaden er brukt i regnearkmodellen for å finne verdien av utbyggingsalternativene.

9 Nettilkobling

Småkraftverk kan tilkobles det felles nordiske strømmettet, på lavere nettnivå. Det er imidlertid også mulig å ha et småkraftverk som kun forsyner et lokalt separat nett. Dette kan for eksempel være et relevant alternativ langt utenfor allfarvei. Ved tilknytning til nettet må utbyggeren stå for kostnadene for bygging av nødvendig anlegg frem til eksisterende høyspentnett. Avhengig av tilstanden til nettet som kraftverket skal kobles til, vil det kunne måtte oppgraderes eller forsterkes på annen måte. Nettselskapet kan kreve utbyggeren for såkalt anleggsbidrag til slike arbeider. Behov og størrelse på anleggsbidraget må dokumenteres. [OED, 2003] Rivedal kraftverk skal tilknyttes en 22 kV linje i avstand ca. 500 meter fra kraftstasjonen, og må bidra med en halv million i anleggsbidrag for å forsterke distribusjonsnettet [Søgnen, 2004]

Generelt bør valg av elektroteknisk utstyr gjøres i samråd med netteier, dette for å få et effektivt nett. Hvis nettet i utgangspunktet er såkalt stivt, dvs har god balanse mellom aktiv og reaktiv effekt og tåler store endringer i lastsituasjonen uten at spenning og frekvens endres vesentlig, vil man kunne konstruere kraftverket slik at det produserer og forbruker like mye reaktiv effekt. Dette vil være mindre kostbart enn et anlegg som bygges for å produsere en reaktiv effekt som mates inn i nettet. Hvis nettet har en ugunstig lastsituasjon, såkalt systemmessig underskudd, for eksempel dårlig balanse mellom produksjon og forbruk av reaktiv effekt, kan netteier ha interesse av at kraftverket konstrueres for å bidra til å bedre denne balansen. Fordeling av eventuelle ekstra kostnader og betaling for de gjensidige nettjenester som leveres kan derfor være en del av dialogen og forhandlingene med netteier om tariffer for nettleie.

9.1 Nettleie

Ved levering inn på nettet vil et kraftverk måtte betale nettleie for levert strøm, dette betales til netteier og er uavhengig av hvem som kjøper strømmen, analogt til forbruk av strøm. Nettleien består av to deler, et ledd som varierer med produksjon og nettotap, energileddet, og et fast ledd beregnet ut fra middelproduksjon, kalt andre tariffledd.

Energileddet beregnes ut fra det marginale tapet som innmatingen i nettet fører til. Som beskrevet over kan innmatingen fra kraftverket føre til både økning og reduksjon av de relative tapene i nettet. Ut fra nettets systemmessige tilstand beregner netteier en prosentsats mellom -10 % og +10 %, som gjenspeiler det marginale tapet (eller gevinsten) i nettet. Med andre ord kan produsenten også tjene på den variable nettleien. For Rivedal kraftverk er en sannsynlig verdi +2 til -2 %. [Øvrebø, 2004] Vi har brukt -2 %, da vi regner det som mer sannsynlig at de kommer i en situasjon der de må betale.

$$\text{Variabel nettleie} = \text{Produsert energi} * \text{spot} * (\pm 10 \%) \quad (16)$$

Andre tariffledd er et fastledd beregnet ut fra midlere årsproduksjon og en innmatningssats. I retningslinjene fra myndighetene (OED) heter det at satsen i sentralnettet skal være retningsgivende. For 2005 er denne satsen satt til 0,5 øre/kWh.

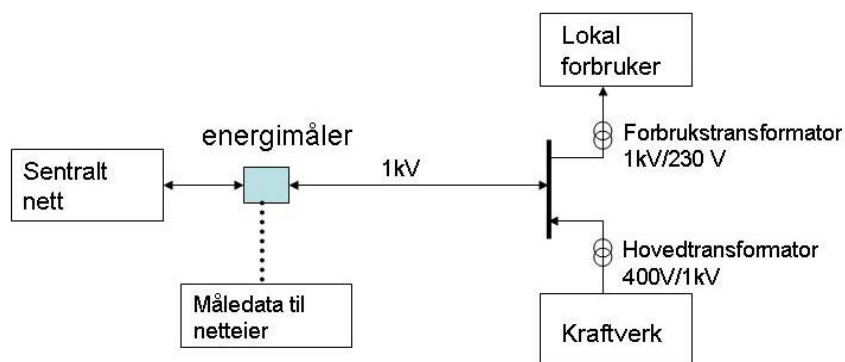
$$\text{Fastledd} = \text{Beregnet middelproduksjon} * 0,5 \text{ øre/kWh} \quad (17)$$

For Rivedal kraftverk vil man ut fra disse verdiene i et normalår få en total nettleie på ca. 150 000 kroner. Disse verdiene er brukt i tidligere nevnte regnearkmodell.

10 Bruk og salg av kraft

Ved tilkobling på overføringsnettet må man avgjøre hvordan produsert elektrisitet skal brukes. Man kan enten selge all produksjon direkte ut på nettet, eller man kan dekke eget energibehov og selge overskuddsenergi på nettet. Hvordan energien er tenkt brukt vil ha betydning både økonomisk og delvis også teknisk.

Mindre småkraftverk kan ha en løsning der de forsyner en eller flere husstander eller mindre næringsvirksomhet. Dette forutsetter imidlertid at man må kjøpe eller bygge eget nett, i tillegg må man ha en måler som måler hvor mye kraft som går fra eierens lokale nett og til distribusjonsnettet. Figur 9 viser en skisse over et lokalt nett der deler av den produserte energien forbrukes lokalt, mens overskuddet selges på nettet. Avhengig av lokalt forbruk og produksjon over året vil man måtte kjøpe det udekkede behovet i kraftmarkedet. Energimåleren vil måle netto levert energi til det sentrale nettet, og kan avleses av netteieren.



Figur 9: Skisse over lokalt nett der deler av produsert energi dekker eget forbruk

En slik løsning kan være gunstig hvis det er stort lokalt energiforbruk siden energi man selv produserer og bruker normalt ikke blir belastet med nettleie, som står for omtrent halvparten av kostnaden for elektrisk energi hentet fra nettet (for eksempel 20 øre/kWh for salg, mens den samme kWh kan koste 70 øre fra nettet). Noen spesielle regler gjør eget forbruk spesielt gunstig for de minste kraftverkene. Anlegg med generatorytelse under 100 kVA (mikrokraftverk) er fritatt for elektrisitetsavgiften, dessuten er anlegg med total kraftsalgsverdi under 30.000 kr og der eget forbruk tilsvarer minimum 80 % av total produksjon fritatt for merverdiavgift. [NVE-veileder, 2003][OED, 2003]

Regelverket for hvordan netto innmatet energi på nettet skal måles er relativt vagt formulert, men netteier er ansvarlig for riktig måling. Avtaler må fremforhandles mellom hver enkelt kraftverk og netteier om eierforhold og praktisk gjennomføring, men en praktisk løsning er at netteier foretar en løpende registrering fra time til time. Nytt reglement for hvordan avregning skal foregå i ”blandede punkt”, nettpunkt der last går både ut og inn av nettet, er under utarbeidelse. Bakgrunnen er at punkter for inn og utmatning i nettet behandles forskjellig med hensyn på avgifter [Vingås, 2004]

Teknisk sett fører eget forbruk av deler av kraften ikke til vesentlig annet apparatoppsett enn det som tidligere er omtalt. [Øvrebø, 2004] Man må imidlertid bygge eller kjøpe eksisterende nett. Dette må man selv drifte, hvis det er snakk om et høyspentnett (driftspenning > 1kV) innebærer det konsesjonsplikt. Man kan enten søke om egen anleggskonsesjon for bygging og drift av nettet, eller nettet kan bygges med fullmakt fra nettselskapet med områdekonsesjon. Nettet må driftes av personer med driftslederpapirer [Energiloven][NVE-veileder, 2003]. En løsning på dette kan være å kjøpe nettjenesten av nettselskapet med områdekonsesjon. Siden også egenprodusert kraft pålegges forbruksavgift (elavgift) må forbruket måles på samme måte som hos en vanlig forbruker. For et anlegg med konsesjonsplikt vil også forbruksavgift (tidligere elavgift, 9,67 øre/kWh) pålegges egenprodusert kraft til husholdninger, mens satsen er noe lavere for bedrifter. [Vingås, 2004]

I hvor stor grad det lønner seg å produsere for eget bruk vil variere med energibehov og størrelse på kraftverket. Tekniske og økonomiske løsninger man kommer frem til sammen med netteier spiller også inn. I korte trekk vil det være mest lønnsomt for mini og mikrokraftverk, og private nett uten konsesjonsplikt.

For Rivedal kraftverk har utbyggerne valgt å selge all kraften direkte til en kraftprodusent. De selger ca. halvparten av energien til tilnærmet spotpris mens den andre halvparten selges til en avtalt fast pris. For spotandelen vil produsenten få en pris av selger tilnærmet spotprisen. Denne vil sannsynligvis være fratrukket et fastbeløp som skal dekke selgerens kostnader pluss en viss fortjenestemargin. Eller man kan tenke seg at produsenten tilbys faktisk spot og en fast tilleggsavgift. For fastprisandelen er det snakk om kontrakter som strekker seg over 3 år. Årsaken til at deler av kraften selges til fast pris er pålegg fra kreditor, banken, som ønsker å sikre sine utestående lån. En slik løsning innebærer også lavere risiko for utbyggeren.

10.1 Elsertifikater (Grønne sertifikater)

I Norge har det den senere tid vært uttalt politisk vilje til å innføre et elsertifikatmarked etter modell fra det man har i Sverige. Formålet med et elsertifikatmarked (grønt sertifikatmarked) er å fremme kraftproduksjon som man mener er samfunnsøkonomisk å foretrekke. Det vil si fornybar kraft som ikke kan konkurrere med for eksempel fossile brensler økonomisk i dag. Måten man vil øke slik kraftproduksjon er tildele ny fornybar kraftproduksjon såkalte elsertifikater, videre stiller man et krav om at alle forbrukere skal kjøpe en viss andel kraft med elsertifikater. I praksis vil det for menigmann bety at sluttbrukerleverandøren må sørge for å skaffe nok kraft med sertifikater. Ekstrakostnaden vil han kunne overføre til sluttbruker. Elsertifikatene er tenkt å fungere som en skatt for sluttbrukerne og et subsidie til de som produserer ny fornybar kraft. Formålet er følgelig at ny fornybar kraft skal få et konkurransefortrinn som gjør opp for eksternalitetene⁹ ved annen kraftproduksjon da mer spesifikt miljøkonsekvensene, og at forbrukerne skal betale for dette.

Studier utført av Statistisk sentralbyrå viser at innføring av et elsertifikatmarked sannsynligvis vil føre til lavere forbrukspriser og at forbruksvolumet går opp. De nye grønne produsentene får ekstra profitt og det gir tapte inntekter hos de eksisterende produsentene. [Bye, 2004] Disse synspunktene støttes av NVE i en rapport laget på oppdrag fra Olje og energidepartementet, der det også understrekes viktigheten av rask avklaring av hvilke teknologier som skal omfattes av ordningen og hvilke tidsrammer som gjelder. NVE anbefaler at all ny vannkraft blir tatt med i ordningen, og at miljøvennligheten i prosjektene skal

⁹ Eksternalitet: kostnad som ikke fanges opp av markedet, som for eksempel uoversiktlige miljøkonsekvenser.

avgjøres i konsesjonsbehandlingen og ikke gjennom en ny støttevurdering. En vil dermed hindre at for eksempel større prosjekter som i utgangspunktet er mer miljøvennlige og gunstigere økonomisk tilpasses eller deles opp for å kunne komme inn under sertifikatordningen [NVE-rapport, 2004].

Prisnivået for sertifikamarkedet er fremdeles svært usikre og har sammenheng med både hvor stor andel av grønn kraft som blir pålagt (kvotepliktsnivået), varighet på et kraftsertifikat, overgangsordninger og flere andre markedsmessige forhold. Hvis man tar utgangspunkt i prisene i det Svenske markedet har disse ligget mellom 150 kr/MWh og 250 kr/MWh, noe dermed også er et fornuftig anslag for prisene i Norge, hvis det blir et felles Norsk-Svensk marked. [Wolfgang, 2004] Grovt sett kan man derfor si at en produsent som tildeles elsertifikater kan doble sine inntekter i varighetsperioden for sertifikatene. I lovforslaget fra olje og energidepartementet er varighetsperioden foreslått til 10 år. [OED-pressemelding, 2004]

Elsertifikatmarkedet er foreslått innført fra 1.1.2006 med tilbakevirkende kraft for alle prosjekter der byggearbeidet er påbegynt etter 1.1.2004. [OED-pressemelding, 2004] For Rivedal kraftverk ble byggearbeidene satt i verk medio september 2003, og vil derfor ikke tildeles elsertifikater, hvis denne ordningen legges til grunn. Med dette som utgangspunkt er det i denne oppgaven ikke foretatt beregninger for hvilke økonomiske følger en slik tildeling vil ha for Rivedal Kraftverk.

11 Konesjonsvilkår og lover

Utbygginger av vannkraftanlegg i Norge er lovregulert blant annet gjennom vannressursloven og plan og bygningsloven. I utgangspunktet er det ikke lov å gjøre inngrep i vassdrag, slik at det gir nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, uten at det gis konsesjon. Hvilke anlegg som en konsesjonspliktige avgjøres av NVE, det må derfor sendes inn en skisse eller et meldeskjema til NVE med viktige opplysninger om det planlagte anlegget. Hvis anlegget blir vurdert konsesjonspliktig må det utarbeides en konsesjonssøknad som skal oppfylle gitte krav. Konsesjon kan da gis i følge vannressurslovens § 8, og kan inneholde krav til anleggets utførelse og driftsvilkår (særlig minstevannføring).

Uansett om man har konsesjonsplikt eller ikke må det også innhentes tillatelse i forhold til plan og bygningsloven, som regulerer areal og ressursbruken i en kommune. Kommunen vurderer da om anlegget kan godkjennes innenfor de reguleringsplanene som foreligger og hvilke krav som eventuelt stilles. Anlegg uten konsesjonsplikt må byggesaksbehandles på vanlig måte, men denne plikten frafaller hvis konsesjon fra vannressursloven er gitt. [NVE-veileder, 2002] En vannkraftutbygging kan også komme inn under andre lover blant andre energiloven, der det må søkes om konsesjon hvis det elektriske anlegget har en spenning på over 1000 V. (nevnt under kapittel om koblingsanlegg) Når en utbyggingskonsesjon er gitt gjelder følgende tidskrav:

- Byggefrist 5 år: Man må starte byggingen innen 5 år etter at utbyggingen er godkjent, deretter har man inntil 5 års byggetid.
- Hvis man ikke har startet utbyggingen innen 5 år vil man kunne søke om forlenget byggefrist på inntil 5 nye år. En slik utvidelse vil vanligvis bli gitt dersom det ikke har kommet vesentlige endringer i forhold til når konsesjonen ble gitt. Vesentlige endringer kan være andre for eksempel andre utbygginger osv. [Hustveit, 2004]
- Etter at både den opprinnelige byggefristen og den utvidede byggefristen har utløpt, maks 10 år, må man søke konsesjon på nytt.

11.1 Alternative anleggsstørrelser og konsesjon

Konsesjonen gis til en gitt utbyggingsplan som inneholder opplysninger om maskinstørrelse, forventet produksjon med mer. I denne oppgaven sees det på alternative utbyggingsstørrelser, noe som kan skape konflikt med konsesjonsvilkårene. Den beste måten å løse dette på er å søke på det største aktuelle anlegget, men oppgi alternative utbygginger og forskjellen på disse. Hvis konsesjonen gis på det største anlegget, men de økonomiske analysene viser at et mindre alternativ er det optimale, vil en begrunnet søknad om planendring kunne innvilges. [Gangås, 2004]

12 Finansiering

Finansiering er svært avgjørende for valg i forbindelse med kraftverket. Sannsynligvis vil et kraftverk i stor grad være lånefinansiert, lånebetingelsene er basert på samtaler med Frode Holseth i DnB NOR som jobber spesielt med finansiering av småkraftverk og Ove Algerøy i DnB NOR Markets.

De kravene DnB NOR vil stille til et småkraftprosjekt er at man helst skal ha så mye som 20 % egenfinansiering, dette fordi man slik mener man får mer robuste prosjekter med bedre prosjektering. Ved 20 % egenkapital mener man at man får prosjekter som tåler svingninger i produksjon og en betydelig andel av kraften solgt i spot.

Banken så for seg en 1,5 % margin over NIBOR¹⁰ flytende rente til et slikt prosjekt. Det mest vanlige ville være at banken stiller et krav om for eksempel 50 % til fast rente og 50 % til flytende rente. Disse vil altså være NIBORflytende + 1,5 % og NIBORfast +1,5 % for et gitt antall år. Å binde seg for 10 år kan være sannsynlig, men ikke så mye mer. Dette fordi banken vanligvis ikke påtar seg en slik risiko, men også fordi en utbygger kan foretrekke reforhandling og mulighet til større økonomisk frihet når prosjektet har satt seg.

Løpetiden på et lån til småkraftverk er ofte 20-25 år og i noen få tilfeller så høyt som 30 år. Dette er altså lån som nedbetales gjennom hele perioden. Hvis man skal binde seg til en fastrente for en så lang periode er fastrentetilbudene per i dag 4. november 2004:

Løpetid	Fastrentetilbud: NIBOR + 1,5 %
10 år	3,65 % + 1,5 % = 5,15 %
20 år	4,5 % + 1,5 % = 6,0 %
30 år	4,75 % + 1,5 % = 6,25 %

Tabell 3: Fast lånerente for ulike løpetider

Alle renter er nominelle¹¹, i oppgaven vil alle renter og beløp være nominelle.

I økonomisk teori forutsetter mange modeller perfekte finansielle markeder, det vil si at man kan låne og investere risikofritt til den samme renta. Denne risikofrie renta brukes i mange modeller. I den virkelige verden kan ikke en utbygger av et småkraftverk få like mye i rente på bankinnskudd som lånerenta han får i banken. Spørsmålet er da hva som er relevant risikofritt avkastningskrav. Forutsatt at man låner for å bygge kraftverket må det være lånerenta og ikke innskuddsrenta i banken. Man må oppnå minimum en avkastning lik lånerenta for at prosjektet skal lønne seg.

¹⁰ Norwegian Interbank Offered Rate

¹¹ Nominell: beløp og renter er de du faktisk får. De er ikke fratrukket prisstigning.

13 Levetid, driftskostnader og vedlikeholdskostnader

Levetiden for store vannkraftverk er ofte svært lang, 50 år er ikke uvanlig. [Dahlhaug, 2004] I store vannkraftverk er hver enkelt del spesialtilpasset og konstruert for lang og stabil drift. For småkraftverk er det av prismessige hensyn mer vanlig å bruke standardstørrelser og hyllevare, og dette kan gi kortere levetid. Levetiden til kraftverket kan settes lik den korteste levetiden til hver av komponentene, eller den tiden en komponent fungerer ved normalt vedlikehold før den må byttes ut. Når det gjelder et vannkraftverk vil ikke alle komponentene trenge utskiftning samtidig, og en opprustning av et kraftverk vil være langt rimeligere enn et nybygg.

Vi har videre i oppgaven satt levetid for kraftverket og nedbetalingstid for lånet lik 30 år. Dette begrunnes med at det var den nedbetalingstiden DnB NOR kunne strekke seg til for svært gode prosjekter, noe Rivedal er.

Drifts- og vedlikeholdskostnader for et småkraftverk varierer fra verk til verk, og kommer an på hvor mye eieren kan eller ønsker å gjøre selv, pluss det valg av utstyr som gjøres. Som et normalt overslag bruker NVE 1-2 øre/kWh for normalt vedlikehold [NVE-veileder, 2003]. I denne oppgaven har vi brukt 2 øre/kWh.

Planlagte driftsstans for vedlikehold eller uforutsette driftsstans kan forekomme for kraftverket. Planlagte vedlikehold oppgaver legger man typisk til perioder med lav produksjon, mens uforutsette driftsstans kan komme også i perioder med høy produksjon og skyldes feil i utstyr eller ytre påvirkninger som for eksempel tilstopping av løv og kvister i inntaket. I denne oppgaven har vi regnet med stans i 10 % av driftstiden, regnet i snitt over året. Dette er driftsstans i tillegg til de stans grunnet for lav vannføring. Dette blir regnet som et konservativt overslag. [Dahlhaug, 2004]

14 Utbyggingsalternativer

Målet med de tekniske/økonomiske analysene som er gjennomført har vært å komme frem til to alternative utbygginger. Det første alternativet (alternativ 1) er et kraftverk med tilsvarende størrelse som det som faktisk bygges ut i Rivedal. Det andre alternativet (alternativ 2) er det beste ut fra de dataene og forutsetningene som er lagt til grunn for den tidligere omtalte regnearkmodellen. Forskjellen på de to er i første rekke hvor stor den maksimale vannføringa som kraftverket kan nyttiggjøre seg er. Høyere maksimal vanngjennomstrømning vil også endre optimal størrelse på innløpsrørene. Ulike størrelser gir ulik utbyggingskostnad og vil føre til ulik forventet produksjon.

14.1 Regnearkmodellen

Regnearkmodellen legger grunnlaget for mange av de beregningene som er foretatt i denne oppgaven, og er derfor relativt nøye beskrevet. Under de viktigste komponentene i den tekniske analysen beskrives hvilke faktorer som tas i betraktning og på hvilket grunnlag, her følger et kort sammendrag og resultater hentet ut av modellen. Mer utførlig dokumentasjon av modellen finnes i Vedlegg 1: Dokumentasjon regnearkmodellen.

Bakgrunnen for modellen er middelvannføringsdata for Rivedalselva utarbeidet av NVE. For å finne tilgjengelig vann for produksjon er den konsesjonsbelagte minstevannsføringa på 80 l/s trukket fra. De ulike vannføringene hører til en bestemt dag i året og kan ved behov sorteres deretter. Ulike rørtyper og dimensjoner kan velges, og modellen beregner ut fra dette falltap ved de ulike vannføringene samt kostnaden disse rørene representerer.

Når det gjelder turbin er turbintypen låst til en tostrålers Peltonturbin ved at det er prismodell og virkningsgradskurve for denne turbintypen som er lagt inn, noe som kan endres for andre anlegg, med andre turbintyper. I modellen spesifiserer man hvor stor maksimal vannføring man ønsker at turbinen skal konstrueres for. Ut fra de vannførings og falltapsberegningene som gjøres finner modellen tilgjengelig vannenergi før turbinen og beregner ved hjelp av virkningsgradskurvene for turbin og generator effekten til anlegget ved hver enkelt vannføring. Effekten ved den vannføringen som gir best totalvirkningsgrad, designpunkt/bestpunkt, kalles kraftverkets installerte effekt. Det er ut fra denne størrelsen prisen for turbin og generator bestemmes.

Når effekten ved de ulike vannføringene er beregnet multipliseres den med varigheten for hver enkelt vannføring og produsert energi beregnes. Forventet inntekt beregnes ut fra en satt kraftpris, lik forwardprisen for en 10 års kontrakt, 245 kr/MWh.[Alstad, 2004] Uforutsette driftstans og stans i forbindelse med vedlikehold er modellert inn ved at 10 % av produsert energi er fjernet, noe som svarer til 36 driftsdager i løpet av et år. Driftskostnader er modellert med 2 kr/MWh. [NVE-veilder, 2003] De variable kostnadene beregnes som forklart ovenfor og de faste kostnadene er lagt inn med en verdi på 11 750 000 kr, se Vedlegg 3: Faste kostnader. Disse totale kostnadene er annualisert over 30 år til lånerenta 6,25 % og trekkes fra inntektene for å finne forventet driftsoverskudd.

De tre parametrene man kan velge er rørtype, rørdiameter og maksimal vannføring gjennom turbinen. Rørdiameterer fra 0,6 til 1,1 meter og slukeevner fra 0,8 til 2,8 m^3/s , som anses som det aktuelle området legges inn i en "two-way solvertable" og den kombinasjonen som gir best forventet resultat utheves. En tabell må lages for hver enkelt rørtype. Den kombinasjonen

som gir det beste resultatet vil da være det beste utbyggingsalternativet ut fra de forutsetninger som modellen bygger på.

Den samme modellen benyttes også for å beregne forventet produksjon og fortjeneste for begge de alternative utbyggingene, samt for å simulere fortjeneste ved ulike kraftpriser. Ved disse beregningene holdes utbyggingskostnadene konstante for et valgt apparatoppsett.

Som nevnt er lånerenta, avkastningskravet, satt til 6,25 % og levetiden og nedbetalingstiden satt til 30 år. Ved valg av kortere levetid og høyere rente, for eksempel 20 år og 7 % ser vi små endringer i den optimale utbyggingen. Hva som er det beste alternativet i følge regnearkmodellen er med andre ord forholdsvis stabilt, se for øvrig under diskusjon.

14.2 Alternativ 1:

Dette alternativet er det anlegget som faktisk bygges i Rivedal. Det er valgt en Pelton-turbin med seks dyser, noe som vil gi en noe flatere virkningsgradskurve. Den skal den ha en maksimal vanngjennomstrømning på $1,9 \text{ m}^3/\text{s}$, og vil ha sin optimale virkningsgrad ved ca $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$. Innløpsrøret er av duktilt støpejern og har en diameter på 0,7 meter. Ettersom modellens kostnadsgrunnlag og virkningsgradskurve for turbinen er basert på to strålers Pelton vil de forventede pris og produksjonstallene som modellen gir avvike noe fra det en Pelton med 6 stråler hadde representert. Avvikene regner vi likevel som akseptable siden de totale utbyggingskostnadene fra modellen de utbyggingskostnadene som utbyggeren oppgir avviker lite, og virkningsgradskurvene heller ikke er veldig ulike.

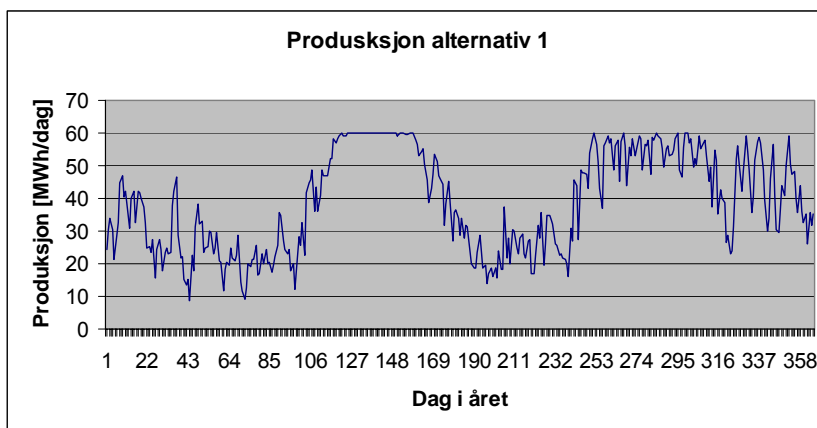
Turbintype	Pelton-turbin 6 stråler
Maksimal vanngjennomstrømning	$1,9 \text{ m}^3/\text{s}$
Beste virkningsgrad ved	$1,5 \text{ m}^3/\text{s}$
Minste vanngjennomstrømning	$0,19 \text{ m}^3/\text{s}$
Støpejernsrør diameter	0,70 m
Løpehjulstørrelse (turbin)	0,79 m
Turtall	600 o/min
Fartstall	0,179
Variable kostnader, avrundet ¹²	kr 6 610 000
Faste kostnader ¹³	kr 11 750 000
Totale kostnader	kr 18 360 000
Installert effekt:	2,4 MW
Forventet årlig produksjon	12 916 MWh
Kostnadsfaktor	1,42 kr/kWh

Tabell 4: Nøkkeldata for utbyggingsalternativ 1

Produksjonen over året vil fordele seg slik som Figur 10 viser.

¹² Variable kostnader innbefatter tilløpsrør, turbin og generator. Se vedlegg 4.

¹³ Faste kostnader innbefatter de kostnadene som i denne oppgaven er satt konstante for de aktuelle utbyggingsstørrelsene. Se vedlegg 3.



Figur 10: Forventet energiproduksjon over året for utbyggingsalternativ 1

14.3 Alternativ 2:

Dette alternativet er det vi har kommet frem til ved å følge regnearkmodellen som beskrevet tidligere. Som omtalt har vi valgt en tostålers Peltonturbin. Optimalt skal den ha en maksimal vanngjennomstrømning på $2,3 \text{ m}^3/\text{s}$, og vil ha sin optimale virkningsgrad ved $1,9 \text{ m}^3/\text{s}$.

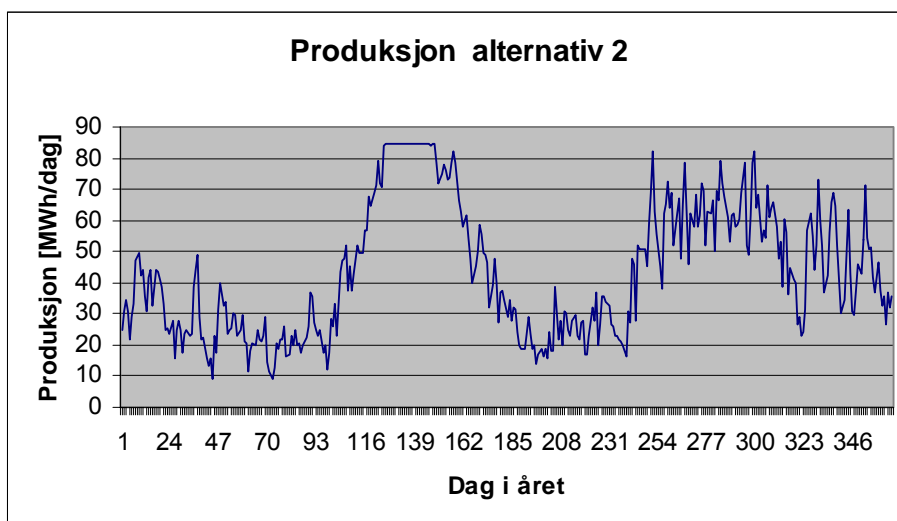
Tilløpsrøret som er valgt er et GUP rør med innvendig diameter 0,95 meter. Glassfiberrør er noe dyrere enn støpejernsrør, men denne forskjellen er ikke større enn at glassfiberrørens gode egenskaper oppveier dette. De argumentene som veier tyngst er at de er praktisk talt vedlikeholdsfrie og skal graves ned i en vei og vil derfor være dyre å skifte ut.

Denne utbygginga vil ha størrelsesspesifikke kostnader på kr 9 374 076 og størrelsesuavhengige kostnader på kr 11 750 000 noe som gir kr 21 124 076 i totale kostnader. Den forventet årlig produksjon på grunnlag av tilgjengelige nedbørsdata vil være ca 14,46 GWh.

Turbintype	Peltonturbin 2 stråler
Maksimal vanngjennomstrømning	$2,3 \text{ m}^3/\text{s}$
Beste virkningsgrad ved	$1,9 \text{ m}^3/\text{s}$
Minste vanngjennomstrømning	$0,23 \text{ m}^3/\text{s}$
GUP-rør diameter	0,95 m
Løpehjulstørrelse (turbin)	0,79 m
Turtall	600 o/min
Fartstall	0,162
Variable kostnader, avrundet	kr 9 370 000
Faste kostnader	kr 11 750 000
Totale kostnader	kr 21 120 000
Installert effekt:	3,3 MW
Forventet årlig produksjon	14 456 MWh
Kostnadsfaktor	1,46 kr/kWh

Tabell 5: Nøkkeldata for utbyggingsalternativ 2

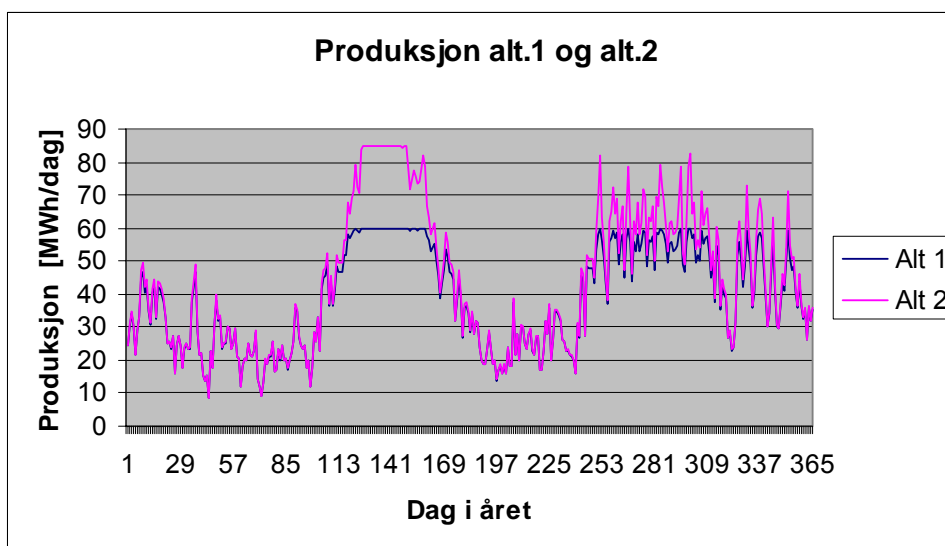
Produksjonen over året fordeler seg slik som Figur 11 viser.



Figur 11: Forventet energiproduksjon for utbyggingsalternativ 2

14.4 Sammenligning av alternativer

De to alternativene har relativt lik forventet produksjon i de periodene der vannføringen er under det maksimale begge kan nyttiggjøre seg. Som man ser av Figur 12 vil alternativ 2 ettersom den har en høyere slukeevne enn alternativ 1 produsere mer energi i perioder med stor vannføring.

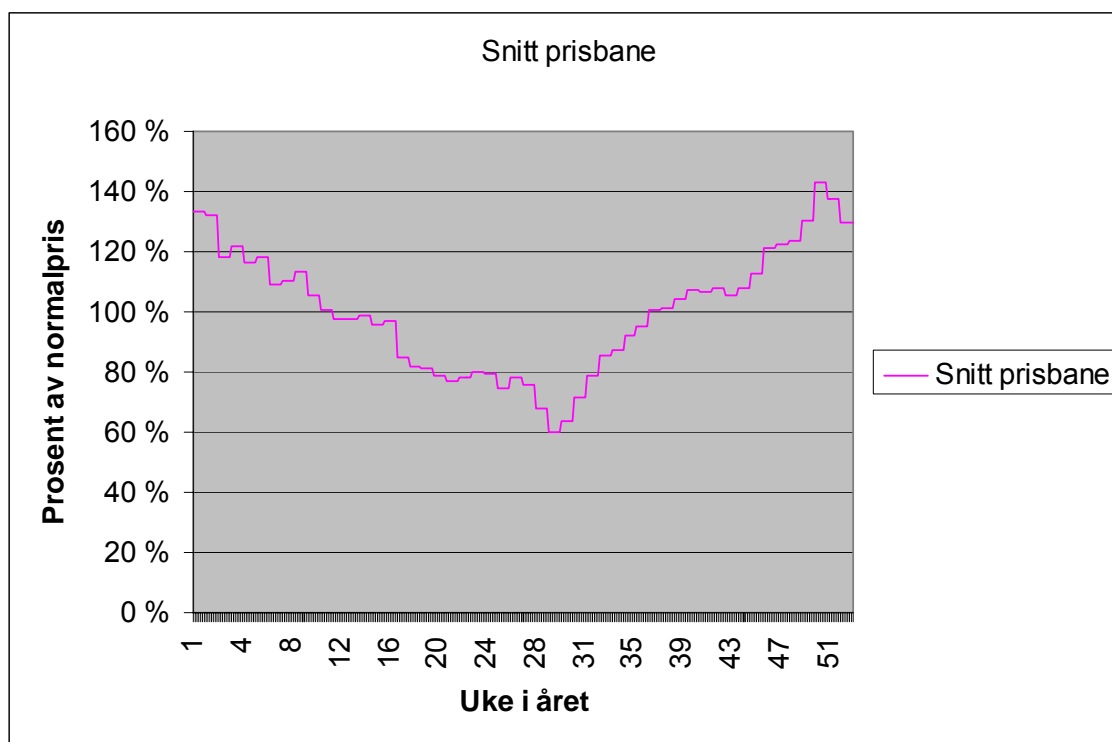


Figur 12: Produksjon for begge utbyggingsalternativene.

15 Forskjell i oppnådd pris for de to alternativene

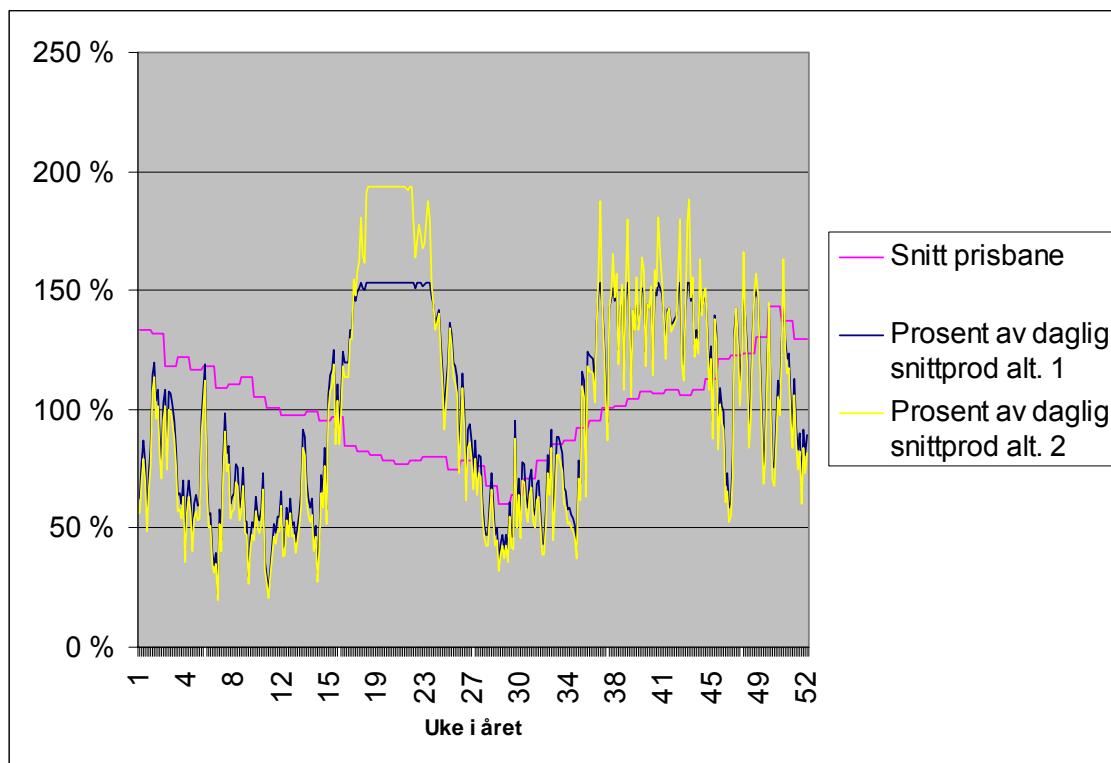
De to alternativene vil ikke bare oppnå forskjellig produsert mengde og følgelig inntekt. De vil også til en viss grad oppnå i snitt forskjellige priser. De to alternativene produserer mye når produksjonen på landsbasis er høy og følgelig prisen er lav, som for eksempel under vårfloppen. Og vice versa produserer de lite når produksjonen er lav og prisene høye, som for eksempel i januar. Men forskjellen ligger i at når kraftverkene produserer på maksimum av sin kapasitet som for eksempel under vårfloppen produserer det største kraftverket forholdsvis mer av sin samlede energimengde i dette tidsrommet. Resten av tiden, når de bare produserer det vannet som kommer minus minstevannføringen og denne mengden er mindre enn begge kraftverkens slukeevne vil kraftproduksjonen for begge kraftverkene være tilnærmet lik. Altså vil ikke begge kraftverkene oppnå samme snittpris over hele året fordi det største kraftverket produserer en større del av sin samlede produksjon når det er lave priser.

For å finne en størrelse på differansen i oppnådd pris har vi brukt systempriser for Norge og etter hvert Norden for årene 1993 – 2003 på ukesbasis. Vinteren 2002 – 2003 ble vurdert tatt ut på grunn av sine svært høye priser, men den kan også være et tegn på at slike hendelser vil skje oftere fremover, så den ble ikke utelatt. Vi fant snittpriser for hvert år og videre hvor stor prosent av snittprisen hver ukedag er. Disse prisbanene er så aggregert til en representativ prisbane på ukesbasis i prosent. Vi regner denne som en god nok tilnærming for å finne prissvingningene over året. Resultatet er presentert i Figur 13.



Figur 13: Prisbane over året basert på historiske data

Deretter fant vi hvor stor del av snittproduksjonen som skjer på de forskjellige dagene i året, resultatet se Figur 14



Figur 14: Prisbane og forventet produksjon fra de to utbyggingsalternativene over året

Man kan se at grafene for de to alternativene følger hverandre godt, bortsett fra under vårflommen da alternativ 2, det største alternativet, har en forholdsvis større del av sin produksjon siden det kan nyttiggjøre seg mer av flomvannet. På grunn av noe bedre virkningsgrad ved lavere vannføring ligger alternativ 1 marginalt høyere i produksjon i andre deler av året. Under vårflommen er prisene under snittet for året. Dette viser at alternativ 2 sannsynligvis vil oppnå i snitt en lavere pris enn alternativ 1. Differansen har vi beregnet til å være på 1,97 kr/MWh når snittprisen er prisen på en 10 års forwardkontrakt fra 5. november 2004 på 245 kr/MWh. Denne verdien er brukt i verdiberegningene i regnearkmodellen.

16 Det nordiske kraftmarkedet

Dette kapitlet tar for seg det nordiske kraftmarkedet og belyser dets viktigste funksjoner og egenskaper. Formålet er å klargjøre hvilket marked et småkraftverk må forholde seg til og hvilken betydning dette har for økonomien i et småkraftprosjekt.

16.1 Nord Pool

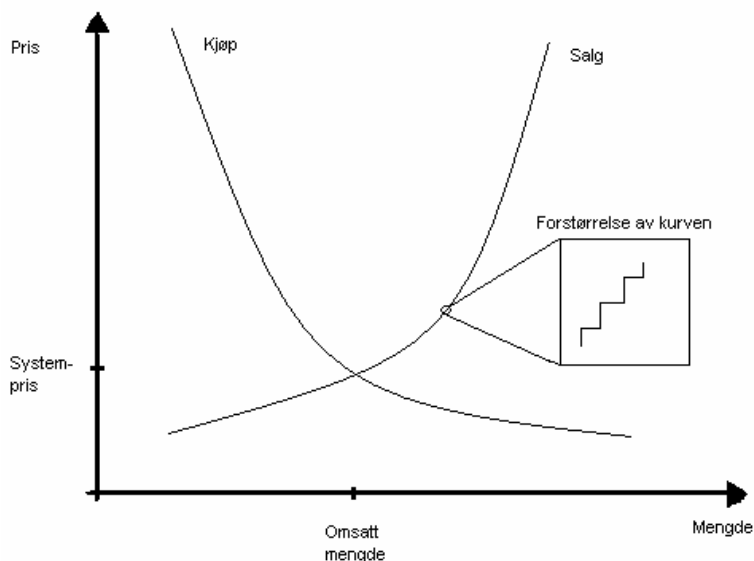
Nord Pool er den nordiske kraftbørsen. Etter innføringen av Energiloven i Norge i 1990 ble det norske kraftmarkedet deregulert. Kraftprodusenter gikk fra å være offentlig eide foretak med forsyningsplikt for et gitt område til å være profittmaksimerende foretak som ikke har forsyningsplikt og derfor har sin hovedgeskjeft i å forvalte sin vannkraft på best mulig måte, det vil i praksis si å maksimere profitten. Eierne er i stor grad stadig norske kommuner og fylkeskommuner. Fri konkurranse ga grobunn for en norsk kraftbørs som senere ble verdens første multinasjonale kraftbørs Nord Pool ble startet i 1996 med Norge og Sverige som medlemmer. Etter hvert har også Danmark og Finland sluttet seg til.

16.1.1 Spotprismarkedet

Spotprismarkedet for elektrisitet skiller seg en del fra klassiske spotprismarkeder som de for olje/gass eller aksjer, på grunn av elektrisitetens spesielle egenskaper.

Elektrisitet kan ikke lagres i større mengder. Riktignok kan energien lagres i andre energibærere, kull, olje, vannmagasiner, men når det først er omdannet til elektrisitet må det brukes samtidig som det produseres. (Man kan eventuelt bruke elektrisitet til å pumpe vann opp i magasiner.) På grunn av dette melder aktørene på Nord Pool hver dag inn bud for kjøp og salg av elektrisk kraft for påfølgende dag, time for time. Budene spesifiserer for eksempel at de kjøper 100 MWh hvis prisen er 250 kr/MWh og 75 MWh til hvis prisen er 200 kr/MWh. Tilsvarende selger de for eksempel 150 MWh hvis prisen er over 300 kr/MWh. Slike bud spesifiseres for alle 24 timene i det påfølgende døgnet. En mengde slike bud på tilbuds og etterspørselssiden settes sammen og representerer tilbud og etterspørsel i markedet, alle budene utgjør en mengde små trinn i funksjonene.

Aggregert får man tilnærmet glatte tilbud og etterspørselskurver for hele markedet, slik det er vist i Figur 15. Der tilbuds og etterspørselskurvene krysser hverandre finnes systemprisen på y-aksen og omsatt mengde på x-aksen. Systemprisen er den ideelle prisen som gjelder for alle aktører i markedet hvis det ikke eksisterer begrensninger i hvor mye elektrisitet som kan overføres mellom forskjellige geografiske områder innen markedet. En slik systempris finnes altså for hver time i døgnet. Alle aktører oppnår systemprisen, det vil si at de som har tilbudt å selge til lavere pris får betalt systemprisen likevel.



Figur 15: Markedskryss for spotprismarkedet

Imidlertid har overføringsnettets fysiske begrensninger ofte betydning for den virkelige prisen aktørene vil oppnå. Dette fordi overføringsbegrensninger mellom to forskjellige områder kan medføre at man ikke får overført all den kraften mellom områdene som man skulle i henhold til markedsløsningen representert ved markedskrysset. En slik begrensning vil medføre forholdsvis høyere pris der man ikke får overført nok kraft på grunn av lavere tilgang og man får forholdsvis lavere pris der man ikke får overført nok kraft fra på grunn av overskudd, disse prisene kalles områdepriser. De mest vanlige prisområdene i det nordiske kraftmarkedet er Danmark Øst, Danmark Vest, Sverige, Finland og Norge Sør og Norge Nord. Disse er forholdsvis statiske på grunn av faste overføringsbegrensninger. Imidlertid kan Norge også deles opp i enda flere områder hvis det er store belastninger på flaskehalsene i systemet.

16.1.2 Nord Pools finansielle marked

De viktigste produktene på Nord Pools finansielle marked er forwards, futures, opsjoner og Contracts for Difference (CfD). Forwardkontraktene og futureskontraktene er en avtale om levering av en bestemt energimengde til en gitt pris over et visst tidsrom. For eksempel kan man inngå en kontrakt om å levere 5 MW gjennom hele august måned til en pris på 250 kr/MWh. Kontraktene har finansielt oppgjør, det vil si at i august får man differansen mellom spotprisen og det man inngikk kontrakten for, de vil si at hvis man har kjøpt for 250 kr/MWh og prisen i august er 300 kr/MWh i hele august får man $5 \text{ MW} * (300 - 250) \text{ kr/MWh} = 250 \text{ kr/h}$ i hele august.

Forskjellen på futures og forwards er at futures har daglige oppgjør for differansen mellom pris på kontrakten og pålydende, såkalt "marking to market", i tillegg gjøres de opp mot systempris i leveringsperioden. Nord Pool fungerer som clearinghouse¹⁴.

¹⁴ Clearinghouse fungerer som mellommann som formidler betalingene mellom partene som inngår i kontraktene.

Contracts for Difference gir en aktør mulighet til å sikre seg i forhold til differansen mellom områdepris og systempris. Opsjoner gir en aktør rett til å inngå en forwardkontrakt pålydende et fast bestemt beløp, men det er ikke en plikt.

Det finansielle markedet kan brukes til sikring av produksjon eller forbruk. Aktører vil ofte sikre i hvert fall deler av produksjonen sin. Dette har med hvor stor prisrisiko de er villig til å ta på seg i markedet, jamfør Value at Risk¹⁵. I tillegg er det en viss grad av spekulasjon i markedet ved at man tar posisjoner som følge av en tro på at markedet skal bevege seg i en spesiell retning og at man skal utnytte dette til å tjene penger på kjøp og salg av kontrakter. Ved spekulasjon kan man kjøpe og selge mange kontrakter i markedet hver dag og endre posisjon (være short eller long, dvs kjøper eller selger) flere ganger daglig. Enkelte firmaer har oppnådd bra resultater ved spekulasjon på Nord Pool de senere år, hvilket kan bety at markedet ikke er helt effisient¹⁶.

16.2 Regulerkraftmarkedet

Statnett er nettansvarlig i Norge, og har tilsvarende motstykker i andre nordiske land. Disse har ansvar for balanse i nettet mellom produksjon og forbruk og skal sørge for optimal flyt og frekvens i nettet. Aktører leverer hver dag inn en liste over til hvilke priser man er villig til å regulere produksjon/forbruk på kort sikt. Differanser mellom produksjon og forbruk i nettet skyldes forskjeller mellom det som er meldt inn i spotprismarkedet og hvilken flyt som faktisk finner sted. En slik differanse betyr at Statnett må regulere produksjon eller forbruk på kort sikt. Da bruker de regulerkraftmarkedet og regulerer opp eller ned hos aktører med lavest pris først.

16.3 OTC-markedet

OTC-markedet står for "Over The Counter"-markedet. Det vil si de kontrakter som inngås for kjøp og salg av elektrisk kraft som ikke handles via Nord Pool. Dette kan være alle de samme typer kontrakter som handles på Nord Pool i tillegg til mer skreddersydde kontrakter. Meglerhus er viktige mellommenn i OTC-markedet de har kontrakt med en rekke aktører og kan formidle interesser i den ene eller andre retningen og slik finne de nødvendige to sider for en OTC-kontrakt. Mange kontrakter i OTC-markedet cleares via Nord Pool Clearing. Det vil si at Nord Pool clearing tar på seg kredittrisikoen i kontraktsinngåelsen. Nord Pool Clearing garanterer at aktørene får oppgjøret man skal ha selv om motparten ikke kan møte forpliktelsene sine. Derfor må man ha en viss pengesum i sikkerhet hos Nord Pool Clearing. Denne summen er en funksjon av risikoen ved kontraktene man har inngått.

16.4 Betydning for småkraftverk

En småkraftprodusent vil ikke være stor nok til at det er tjenelig å selv delta i markedet for elektrisk kraft, da dette koster en del i form av avgifter. Det har likevel en stor betydning for småkraftprodusenter ved at prisen de til syvende og sist oppnår er markedsbasert, det være seg en fastpris eller variabel.

¹⁵ Value at Risk brukes til å regne ut hvilken risiko man har i porteføljene sine. Value at Risk kan for eksempel si at med 95% sannsynlighet vil man maks tape 100 millioner kroner på porteføljene sine.

¹⁶ Markedseffisiens vil si at all informasjon og historiske data er innkorporert i dagens priser.

Effisient marked betyr at man ikke egentlig skal kunne slå markedet på lang sikt, det vil si oppnå bedre resultater enn indeksen for markedet.

Småkraftprodusenter kan selge kraften sin til en fast eller variabel pris. Kraften må nødvendigvis selges til en aktør i kraftmarkedet. Denne vil da sannsynligvis sikre en eventuell fastprisavtale med en handel på det finansielle markedet. Variabel pris småkraftprodusenten får vil være spotpris minus en avgift i en eller annen form. I tillegg har finansielle priser betydning som informasjon om fremtidig prisutvikling på strøm og kan således brukes i analyse av investeringer i kraftproduksjon, slik vi gjør i realopsjonsanalysen i denne oppgaven.

17 Prosjektprising

Denne delen tar for seg tradisjonelle måter å finne verdien av et investeringsprosjekt, som for eksempel en vannkraftutbygging.

17.1 Nåverdimetoden

Den tradisjonelle og mest brukte metoden for å finne verdien av et investeringsprosjekt er nåverdimetoden. I nåverdimetoden brukes nødvendig investering og fremtidige kontantstrømmer for et prosjekt, disse diskonteres så med et avkastningskrav for å finne dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer. Avkastningskravet kan grovt karakteriseres som den avkastningen du kunne fått på pengene på annen måte, for eksempel ved investering i aksjer. For at man da skal investere i et prosjekt må man få høyere avkastning enn man kan oppnå andre steder.

I nåverdianalysen kan man bruke risikofritt avkastningskrav og sikre priser eller forventede priser og et risikojustert avkastningskrav. Dette skal gi samme nåverdi, forutsatt at verdiene inn i analysen er riktige. Risikojustert avkastningskrav og forventede priser kan imidlertid være vanskelige å finne, derfor bruker vi i denne oppgaven sikre priser (forwardpriser) og risikofritt avkastningskrav.

Nåverdimetoden går altså ut på å sette opp kontantstrømmene gjennom hele prosjektet og diskontere fremtidige kontantstrømmer med avkastningskravet for å ta hensyn til alternativ bruk av pengene.

Prosjektets kontantstrømmer er:

- I: investering
- C_1 - C_n : kontantstrømmer i årene 1 til n

Prosjektets nåverdi:

$$NNV = -I + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} \quad (18)$$

Investeringsbeslutningen blir da at man bør investere hvis netto nåverdien blir positiv og avstå fra å investere hvis den blir negativ.

Hva som er riktig avkastningskrav er et ganske komplisert spørsmål og varierer mellom bedrifter og hvilke muligheter og risikoforhold de står overfor. Fordi det kan være komplisert å finne avkastningskrav brukes det i mange sammenhenger 7 % og 20 års levetid. Dette er svært vanlig fordi det er et avkastningskrav staten har brukt som standard for statlige prosjekter, imidlertid er det en forenkling som kan gi feil investeringsbeslutninger.

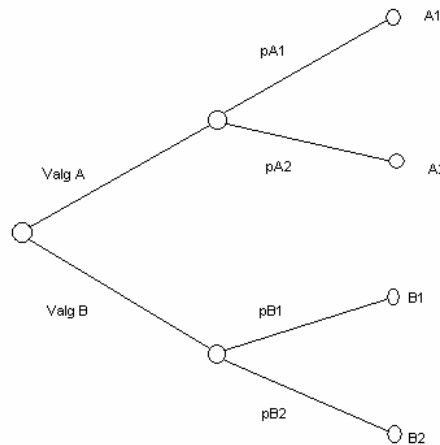
Andre varianter av nåverdimetoden¹⁷ som brukes som investeringsregler er den diskrete tilbakebetalingsregelen (Discounted payback rule) og internrenteregelen (IRR). Tilbakebetalingsregelen summerer alle investeringsutgiftene og de diskonterte fremtidige

¹⁷ IRR og payback kan regnes som separate investeringsregler, men er egentlig varianter av nåverdimetoden.

kontantstrømmene og finner hvor mange år det vil gå før investeringen er tilbakebetalt. Kort tilbakebetalingstid indikerer at prosjektet er godt. Internrenteregelen er summerer på samme måte som nåverdimetoden investeringen og alle fremtidige kontantstrømmer og finner den diskonteringsrenten, internrenten, som gjør at prosjektet går i null. Høy internrente indikerer et godt investeringsprosjekt.

17.2 Beslutningstrær

Nåverdi-metoden kan også utvides til beslutningstre-analyse. I en beslutningstre-analyses enkleste form står man overfor et valg mellom to alternativer, disse valgene vil ha konsekvenser som man kjenner sannsynligheten for og verdien av. Man finner verdi av valgene ved hjelp av sannsynlighet og avkastningskrav og velger deretter.



Figur 16: Beslutningstre

$$\text{Max}[Verdi(\text{Valg A}), \text{Verdi}(\text{Valg B})] = \text{Max}\left[\frac{p_{A1} * A1 + p_{A2} * A2}{(1+r)}, \frac{p_{B1} * B1 + p_{B2} * B2}{(1+r)}\right] \quad (19)$$

Kritikken mot beslutningstre-analyse er blant annet at den fort kan bli uoversiktlig når man skal tilnærme virkeligheten, det vil være vanskelig å finne sannsynligheter, i tillegg er ikke verden så diskret. Et alvorligere problem er at risikojustert avkastningskrav egentlig bør endres mellom nodene. Hvis man skal bruke konstant avkastningskrav bør usikkerheten løses opp kontinuerlig, men når den løses opp diskret med forskjellige sannsynligheter bør også avkastningskrav justeres. [Trigeorgis, 1996]

18 Realopsjonsanalyse

Problemet med nåverdimetoden og beslutningstrær er at de ikke godt nok tar hensyn til usikkerheten man vanligvis står overfor ved valg av prosjekter og i den tiden prosjektet varer. Usikkerhet kan være for eksempel priser og tilgang på ressurser.

Typisk vil et prosjekt som taper penger og vil fortsette å gjøre det avsluttes. Før investering i et prosjekt kan man vente og innhente mer informasjon slik at man har et bedre grunnlag for å vurdere prosjektet senere. Realopsjonsanalyse bruker opsjonsprising til å finne verdien av fleksibiliteten ved en investering og hvordan denne fleksibiliteten best utnyttes. Her skal vi se på fleksibiliteten til å velge mellom to alternative utbygginger og å utsette investeringen.

18.1 Utbyggingsopsjon

Muligheten til å utsette en investering er svært vanlig realopsjon og den er interessant for energiproduksjon. Ved de fleste slike prosjekter er det snakk om store, ofte irreversible, investeringer. Særlig for vannkraftutbygginger er dette tilfellet. Man må for eksempel bygge demninger, rørgater, kraftverkshus og eventuelt kjøpe skreddersydde installasjoner. Disse investeringen kan ikke uten videre gjøres om, bare unntaksvis kan man få igjen investeringen på bestanddelene i et vannkraftverk ved å selge dem. Imidlertid har man i de fleste tilfeller fleksibilitet til å utsette en investeringsbeslutning, for å se hvordan prisene eller andre usikre faktorer utvikler seg. Denne fleksibiliteten gjør prosjektet mer verdifullt enn et prosjekt hvor man må investere nå eller aldri.

Når man får konsesjon på utbygging av et småkraftverk får man en mulighet, men ikke en plikt til å investere i dette prosjektet, en opsjon. Denne opsjonens verdi kommer både av verdien på det underliggende kraftverket, og fleksibiliteten til å utsette investeringstidspunktet for å få bedre kjennskap til usikkerheten i prosjektet. Når man velger å investere er det fordi fortjenesten på et utbygd prosjekt overstiger verdien av fleksibiliteten, da er verdien av prosjektet lik verdien av opsjonen på utbyggingen.

$$NNV = NV(\textit{kontantstrømmer}) - I = \textit{Opsjonsverdi} \quad (20)$$

[Dixit & Pindyck, 1994]

Dette er et strengere krav enn tradisjonell nåverdimetode der man investerer når netto nåverdi er større enn null, eller:

$$NNV = NV(\textit{kontantstrømmer}) - I \geq 0 \quad (21)$$

19 Skyggespotprisen

Et potensielt problem for å finne optimalt investeringstidspunkt i småkraftverket, som i andre investeringsprosjekter er den kortsiktige usikkerheten i pris. På kort sikt kan strømprisen oppleve store svingninger, som ikke forventes å vedvare. Disse kan skyldes for eksempel tørrår eller kuldeperioder, der prisene blir ekstra høye på grunn av knapphet på elektrisk kraft en stund. En slik høy pris vil imidlertid forventes å falle når man kommer tilbake til normalår. En annen grunn til kortsiktig høye priser er at prisene kan drives i den ene eller andre retningen på grunn av spekulasjon på priser i markedet for elektrisk kraft.

Grunnen til at man investerer i et prosjekt så som et småkraftverk og således gir slipp på verdien av opsjonen til å vente for å undersøke prisutviklingen videre, er at de kontantstrømmene man går glipp av ved å holde opsjonen i live er større enn verdien av å vente. Disse kontantstrømmene er altså overskuddet fra et utbygd kraftverk.

Verdien av disse kontantstrømmene er prisavhengige og derfor vil en pristerskel på strøm være det avgjørende kriteriet for å løse inn opsjonen. Men som tidligere nevnt er selve spotprisen forholdsvis ustabil på kort sikt og følgelig ikke noe godt mål. Å basere seg på at spotprisen en dag har nådd 300 kr/MWh og derfor starte prosjektet er for kortsiktig med tanke på at det kan være et sprang som vil gå ned igjen neste dag. Denne komplikasjonen gjør at selve spotprisen ikke er et godt nok mål for å finne optimalt investeringstidspunkt i kraftverket.

Den neste logiske måten å løse på problemet på er å basere investeringsprosjektet på at spotprisen holder seg over et visst nivå over en lengre periode, men en bedre metode er å basere seg på forwardpriser. Disse gir den sikre prisen en kan oppnå for strømmen i fremtiden. Langsiktige forwardpriser er mye mer stabile enn spotprisen, fordi de ikke tar hensyn til kortsiktige svingninger. Ut fra forwardprisene kan man finne skyggespotprisen, dette er den ”riktige” spotprisen i nåtidspunktet basert på den sikre forventede langsiktige prisutviklingen i markedet som man finner fra forwardprisene. Forwardprisen uttrykkes:

$$F_0(S_0, T) = S_0 e^{\hat{a}T} \quad (22)$$

der

$F_0(S_0, T)$	- dagens forwardpris for levering tidspunkt T
S_0	- dagens skyggespotpris
\hat{a}	- drift i forwardprisen
T	- leveringstidspunkt

Stigningen i forwardprisene, driften, gjenspeiler den sikre prisutviklingen på strøm. Fordelen med å se på den sikre prisutviklingen i motsetning til forventet prisutvikling er at avkastningskravet for den sikre, risikofrie, prisutviklingen er den risikofrie renta.

Driften i forwardprisene finnes ved å sette forwardprisuttrykket på en annen form:

$$\ln F_0 = \ln S_0 + \hat{a}T \quad (23)$$

Ligningen er på formen $y = aX + b$, et lineært uttrykk og ved hjelp av to verdier for F_0 kan driften finnes. Skyggespotprisen følger når man har funnet driften i forwardprisene. Det er den spotprisen man burde ha i dag ut fra formelen for en forwardkontrakt og driften i forwardprisene. Skyggespotprisen finnes ved hjelp av forwardprisen for en gitt kontrakt:

$$\int_0^{\tau} S_0 e^{(\hat{a}+r)t} dt = \int_0^{\tau} F_0(S_0, \tau) e^{rt} dt \quad (24)$$

Der τ er lengden på forwardkontrakten som inngås i dag. Ligningen kan forklares ved at man ved å kontinuerlig opprette nye forwardkontrakter i perioden 0 til τ som går ut fra skyggespotprisen og stiger med \hat{a} skal oppnå samme pris som ved å inngå en lang tidskontrakt for perioden 0 til τ , i tillegg må man ta hensyn til renten fordi man får høyere pris til å begynne med på en forward, dette kan man få rente på. Hvis man ikke har drift i forwardprisen, det vil si \hat{a} er 0 er forwardprisen lik skyggespotprisen. Hvis man har drift kan ligningen løses for S_0 :

$$S_0 = \frac{F_0(\hat{a} + r)(e^{r\tau} - 1)}{r(e^{(\hat{a}+r)\tau} - 1)} \quad (25)$$

Skyggespotprisen og driften i forwardprisene bør finnes fra lange forwardkontrakter, fordi disse reflekterer den langsiktige prisutviklingen i markedet. Hvis disse ikke omsettes kan man få sannsynlige priser ved omsetning for kontrakter hos meglere i kraftmarkedet. Investeringer i energiprosjekter basert på den langsiktige utviklingen av skyggespotprisen vil gi riktige resultater fordi det er en langsiktig investering og det er den langsiktige utviklingen som er avgjørende, men den kan over eller undervurdere den virkelige avkastningen på grunn av store variasjoner i kortsiktige priser. Hvis kontantstrømmene kommer etter et par år vil dette gi riktig resultat da de kortsiktige svingningene ikke lenger har betydning. [Schwartz, 1998]

20 Kontinuerlige prismodeller

Selv om man kjenner driften i forwardprisene fra pris på forwardkontrakter er prisutviklingen likevel forbundet med usikkerhet. Forwardprisene reflekterer bare beste gjetning og derfor modellerer vi prisutviklingen ved en stokastisk prosess, denne har et stokastisk¹⁸ ledd som reflekterer usikkerheten. Det finnes mange mulige stokastiske prosesser som kan brukes for prisutviklingen. Vi har valgt Geometrisk Brownsk bevegelse fordi denne er forholdsvis enkel, men likevel gir riktig investeringsbeslutninger for langsiktige energiinvesteringer da disse bør baseres på langsiktig prisutvikling og ikke tilfeldige topper og bunner, som nevnt tidligere.

Langsiktig utvikling i priser på energibærere som kull, olje og gass har vært preget av liten, jevn vekst i realverdier i de siste femti årene. [Pindyck, 2001] Forutsatt at dette er representativt for elektrisitet også på lang sikt er Geometrisk Brownsk bevegelse en god modell for langsiktig vekst. I og med at mye elektrisitetsproduksjon er basert på kull, olje og gass og verdens energimarkeder blir mer og mer globale synes ikke det som en urimelig antagelse.

Det finnes imidlertid mer avanserte stokastiske modeller som kan fange opp mer av dynamikken i utviklingen av elektrisitetspriser. Aritmetisk Brownsk bevegelse ligner Geometrisk Brownsk bevegelse, men driftsledd og volatilitetsledd er ikke konstante. Mean-reverting prosesser har et uttrykk som fører til at kortsiktige avvik fra et normalnivå etter hvert vil gå mot normalen. Det er også mulig med et ledd som gir hopp i prisene som kan simulere uvanlige hendelser i markedet. Videre kan flere av disse kombineres til mer kompliserte modeller. [Dixit & Pindyck, 1994]

20.1 Geometrisk Brownsk bevegelse

Geometrisk Brownsk bevegelse er en stokastisk prosess, der utviklingen er avhengig av en konstant drift og en konstant volatilitet, de er med andre ord ikke tidsavhengige. Driften reflekterer trenden i utviklingen, som for eksempel en vekst. Volatiliteten reflekterer størrelsen på usikkerheten i utviklingen. I Geometrisk Brownsk bevegelse er drift og volatilitet tidsuavhengig typisk i prosent per år. Geometrisk Brownsk bevegelse har formen:

$$dS = \alpha S dt + \sigma S dz \quad (26)$$

der

S er variabelen

α er driften i prosessen

σ er volatiliteten i prosessen

Hvis $S(0) = S_0$ er forventningsverdien og variansen av prosessen:

$$E[S(t)] = S_0 e^{\alpha t} \quad (27)$$

$$V[S(t)] = S_0^2 e^{2\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1) \quad (28)$$

¹⁸ Stokastisk: en "tilfeldig" variabel hvis utvikling representeres med en sannsynlighetsfordeling.

dz er et kontinuerlig stokastisk ledd med en forventningsverdi på 0 og standardavvik på 1. Det betyr at leddet $\sigma S dz$ representerer usikkerheten i utviklingen og medfører avvik fra den faste utviklingen $\alpha S dt$. Det stokastiske leddet medfører med andre ord at variasjonen i priser man kan få med modellen blir større og større med tiden. Dette er da også rimelig med tanke på at prisen på strøm en dag etter nåtidspunktet sannsynligvis vil være ganske lik dagen før, men prisen om ti år sannsynligvis vil avvike mer. $\Delta S / S$ er normalfordelt, dette er endringer i den naturlige logaritmen, følgelig er ΔS lognormalfordelt, det viktigste poenget med dette er at de potensielle positive prisbevegelsene er større enn de negative. Prisen kan potensielt øke flere hundre prosent, men ikke gå under null.

I vårt tilfelle er:

S skyggespotprisen

$\alpha = \hat{a}$, driften i forwardprisene på årsbasis

σ er volatiliteten til forwardprisene på årsbasis

20.2 Itos Lemma

Itos Lemma gir mulighet til å finne den deriverte av et stokastisk uttrykk. I utgangspunktet er dette vanskelig på grunn av det stokastiske leddet. Itos Lemma uttrykkes:

$$dF = \left[\frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{\partial F}{\partial S} dS + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} (dS)^2 \right] \quad (29)$$

for

$F(S, t)$

når

$$dx = a(S, t) + b(S, t) dz \quad (30)$$

Itos Lemma følger fra rekkeutviklinger der en rekke ledd faller bort og den deriverte av et stokastisk uttrykk avhengig av tilstand og tid finnes på denne enkle formen. Mer om Itos Lemma finnes for eksempel i "Investment under uncertainty" av Dixit & Pindyck fra 1994.

21 Verdien av opsjonen

Optimal investeringsbeslutning er som tidligere nevnt når verdien av prosjektet overstiger investeringskostnaden og verdien av opsjonen man mister ved investeringen. Ved utbygging av Rivedal kraftverk er byggetiden ett år, vi sier forenklet at selve investeringen skjer når investeringsbeslutningen tas og kontantstrømmene først kommer ett år etter. Netto nåverdi av investeringen finnes da på generell form:

$$NettoNåverdi = -I + \sum_{t=\text{investeringsstidspunkt}+1}^{\text{investeringsstidspunkt}+1+\text{levetid}} \frac{\text{Overskudd}_{\text{annualisert}}}{(1+r)^t} \quad (31)$$

$\text{Overskudd}_{\text{annualisert}}$ finnes i regnearkmodellen for utbyggingsalternativet. r er risikofritt avkastningskrav.

For kraftverket i Rivedal har vi valgt to mulige utbyggingsalternativer. Det ene er optimalt med hensyn på våre egne beregninger, det andre er det som faktisk bygges ut i Rivedal. Vårt alternativ er noe større enn det som bygges ut i Rivedal og har en høyere investeringskostnad. Derfor er det rimelig at dette vil kreve noe høyere pris før det velges. Løsningsmetodikken er basert på Fleten og Maribus artikkel "Investment timing and capacity choice for small-scale wind power under uncertainty". I den artikkelen finner forfatterne opsjonsverdi og optimal investeringsbeslutning for flere alternative størrelser av en vindkraftutbygging. Det viser seg at de større og dyrere alternativene har en høyere pristærskel. Løsningsmetodikken er interessant fordi det gir løsning av realopsjonen for flere forskjellige størrelser på utbyggingen, hvilket kan være en relevant problemstilling.

Grunnen til at man velger å bygge ut et prosjekt innen realopsjonstankegangen er at de kontantstrømmene man kan få av et utbygd investeringsprosjekt overgår verdien av å beholde opsjonen. Grunnen til at opsjonen på et utbyggingsprosjekt i enkelte tilfeller overstiger det underliggende prosjektet er den ekstra verdien fleksibilitet i investeringsbeslutningen gir. Tre grensebetingelser brukes for å finne verdien av realopsjonen og optimale investeringstærskler:

1. **Value-matching:** betyr at i området det er optimalt å investere i prosjektet er verdien av opsjonen lik netto nåverdi av det underliggende prosjektet, dette følger direkte fra tidligere nevnte kriterie for optimal innløsning av opsjonen:

$$F(S^*) = V(S^*) - I \quad (32)$$

$F(S)$ er verdien av opsjonen

$V(S)$ er verdien av det underliggende prosjektet

I er investeringskostnaden

2. **Smooth-pasting:** betyr at i punktene der det er optimalt å investere tangerer verdien av opsjonen verdien av det underliggende prosjektet. Med andre ord er den deriverte av opsjonen med hensyn på skyggespotprisen lik den deriverte av verdien av prosjektet med hensyn på skyggespotprisen.

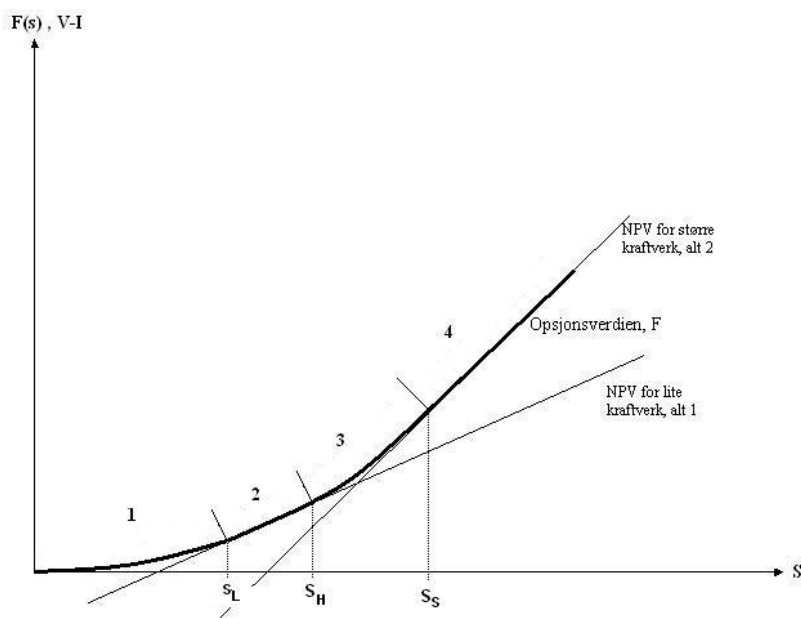
$$F'(S^*) = V'(S^*) \quad (33)$$

3. I tillegg er det et krav at verdien av opsjonen er null når skyggespotprisen er null. Dette er ikke like intuitivt, men følger direkte fra formen på den kontinuerlige prisprosessen. Når prisen er null vil den ikke kunne vokse, opsjonen er da verdiløs.

$$F(0) = 0 \quad (34)$$

Figur 17 viser opsjonsverdien og verdien av utbyggingsprosjektet som funksjoner av skyggespotprisen. Verdien av prosjektet er inntegnet som en lineær funksjon av skyggespotprisen. Det lille kraftverket har et mindre stigningstall enn det større. Ser at for lavere priser er det lille kraftverket optimalt, men for høyere priser er det store kraftverket optimalt. Opsjonsverdien er inntegnet som den fete grafen, den er delt opp i fire deler.

I område 1 er det ikke optimalt å investere i noen av prosjektene. Ved slutten av område 1, ved prisen S_L , tangerer opsjonsgrafene grafen for det lille utbyggingsalternativet. Med andre ord er value-matching og smooth-pasting oppfylt. Her er verdien av opsjonen lik det underliggende prosjektet. Følgelig er S_L priskelen for å investere i det lille alternativet. Videre er det i område 2 alltid optimalt å investere i dette alternativet, S_H markerer den priskelen der prisen er så høy at det ikke lenger er optimalt å inneha prosjektet. Grunnen til dette er at det i dette området har større verdi å inneha opsjonen for å se om prisen blir så høy at det store prosjektet lønner seg, eller den synker såpass at det lille prosjektet er optimalt. Ved S_S er det optimalt å investere i det store prosjektet, for alle høyere priser vil det være optimalt å inneha prosjektet og ikke opsjonen.



Figur 17: Grafisk fremstilling av opsjonsverdi og verdi av underliggende

Det er imidlertid ikke sikkert løsning av opsjonen kan finnes på denne måten, men det er den ideelle formen som gir mest interessant informasjon om problemstillingen. Et problem kan være at ett alternativ dominerer det andre, det vil si alltid er bedre, da ser man kun på det dominerende alternativet i beregningene.

21.1 Utleddning av opsjonsverdien

Bellman-ligningen brukes i dynamisk programmering:

$$rF(S)dt = E^{RN}(dF) \quad (35)$$

Ligningen sier at over et tidsintervall er forventet risikonøytral prisendring i opsjonen lik den risikofrie renta r . Argumentet for dette er at skal man holde opsjonen må man i det minste oppnå lik avkastning som lånerenta som er den risikofrie renta her, hvis ikke ville man ikke ta opp lån for å finansiere kjøpet av opsjonen.

Prisutviklingen følger en Geometrisk Brownsk bevegelse:

$$dS = \hat{a}Sdt + \sigma Sdz \quad (36)$$

dF utvides med Itos Lemma:

$$dF = F'(S)dS + F''(S)(dS)^2 = \frac{1}{2}F''(S)\sigma^2 S^2 dt + F'(S)(\hat{a}Sdt + \sigma Sdz) \quad (37)$$

$$E^{RN}(dF) = \frac{1}{2}F''(S)\sigma^2 S^2 dt + F'(S)\hat{a}Sdt \quad (38)$$

$$rF(S) = \frac{1}{2}F''(S)\sigma^2 S^2 + F'(S)\hat{a}S \quad (39)$$

$$\frac{1}{2}F''(S)\sigma^2 S^2 + F'(S)\hat{a}S - rF(S) = 0 \quad (40)$$

Tre grensebetingelser:

$$F(0) = 0 \quad (41)$$

$$F(S^*) = S^* - I \quad (42)$$

$$F'(S^*) = 1 \quad (43)$$

Løsningen på generell form er:

$$F(S) = A_1 S^{\beta_1} + A_2 S^{\beta_2} \quad (44)$$

der

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{\hat{a}}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{\hat{a}}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2r}{\sigma^2}} > 1 \quad (45)$$

$$\beta_2 = \frac{1}{2} - \frac{\hat{a}}{\sigma^2} - \sqrt{\left[\frac{\hat{a}}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2r}{\sigma^2}} < 0 \quad (46)$$

Dette gir at løsningen må ta formen

$$F(S) = AS^{\beta_1} \quad (47)$$

fordi $\beta_2 < 0$ og når $F \rightarrow 0$ går det andre leddet mot \pm uendelig hvis ikke A_2 er 0. [Dixit & Pindyck, 1994]

Opsjonsverdien er en stykkevis ikke-lineær funksjon. Dette kommer av at verdien av opsjonen i områdene 1 og 2 (se Figur 17) er $F(S)$ for det minste utbyggingsalternativet. For områdene 3 og 4 er opsjonsverdien $F(S)$ for det største alternativet. Det betyr at grensebetingelsen $F(0) = 0$ ikke gjelder for $F(S)$ i områdene 3 og 4, da denne funksjonen ikke er definert for $S = 0$. Følgelig er $F(S)$ på den generelle formen for områdene 3 og 4:

$$F(S) = K_1 S^{\beta_1} + K_2 S^{\beta_2} \quad (48)$$

Oppsummert: $F(S)$ er stykkevis ikke lineær.

$$F_{1-2}(S) = AS^{\beta_1} \quad (49)$$

$$F_{3-4}(S) = K_1 S^{\beta_1} + K_2 S^{\beta_2} \quad (50)$$

Optimale innløsningsnivåer finnes ved hjelp av value-matching og smooth-pasting for punktene S_L , S_H og S_S . I disse punktene er opsjonsverdien lik netto nåverdi av det underliggende prosjektet. Får seks ligninger, tre punkter med value-matching og smooth pasting i hvert:

L:

$$I : AS_L^{\beta_1} = V(S_L, Q_L, \theta_L) - I_L \quad (51)$$

$$II : \beta_1 AS_L^{\beta_1-1} = \frac{\partial}{\partial S} (V(S_L, Q_L, \theta_L) - I_L) \quad (52)$$

H:

$$III : K_1 S_H^{\beta_1} + K_2 S_H^{\beta_2} = V(S_H, Q_H, \theta_H) - I_H \quad (53)$$

$$IV : \beta_1 K_1 S_H^{\beta_1-1} + \beta_2 K_2 S_H^{\beta_2-1} = \frac{\partial}{\partial S} (V(S_H, Q_H, \theta_H) - I_H) \quad (54)$$

S:

$$V : K_1 S_S^{\beta_1} + K_2 S_S^{\beta_2} = V(S_S, Q_S, \theta_S) - I_S \quad (55)$$

$$VI : \beta_1 K_1 S_S^{\beta_1-1} + \beta_2 K_2 S_S^{\beta_2-1} = \frac{\partial}{\partial S} (V(S_S, Q_S, \theta_S) - I_S) \quad (56)$$

Ligning (51), (53) og (55) følger fra "value-matching", ligning (52), (54) og (56) I følger fra "smooth-pasting".

De seks ukjente er: A , K_1 , K_2 , S_L , S_H og S_S

De to første ligningene utgjør et selvstendig ligningssett med de to ukjente A og S_L .

21.1.1 Nødvendige inputs

Nødvendige størrelser for å løse ligningssettet er:

\hat{a} : driften i forwardprisene

σ : volatiliteten i forwardprisene

r : den risikofri renta, mer bestemt den faste lånerenta for prosjektet.

De verdiene som er utgangspunktet for beregningene, vårt "base case" er hentet fra Krossøy og Torgersruds prosjektoppgave ved industriell økonomi og teknologiledelse høsten 2003 noen av parametrene er justert i overenskomst med vår veileder Stein-Erik Fleten, renta er som tidligere nevnt funnet med hjelp fra DnBNOR:

Størrelse	Tallverdi
σ , volatilitet	5%
α , drift i kraftprisene	1%
r , risikofri rente	6,25%

Tabell 6: Finansielle inputs for base case

Prisen på en 10-års forwardkontrakt er per 5. november 2004 på 245, ved hjelp av denne og formelen for forwardpris kan riktig skyggespotpris finnes.

Forwardprisen er:

$$F_0(S_0, T) = S_0 e^{\hat{a}T} \quad (57)$$

Skyggespotprisen blir:

$$S_0 = \frac{F_0(\hat{a} + r)(e^{rt} - 1)}{r(e^{(\hat{a}+r)t} - 1)} = \frac{245kr / MWh(0,01 + 0,0625)(e^{0,0625*10} - 1)}{0,0625(e^{(0,01+0,0625)*10} - 1)} = 231,7kr / MWh \quad (58)$$

Verdien av de to utbyggingsalternativene er tilnærmet lineære funksjoner av skyggespotprisen. Disse settes lineære for å lette løsningen av ligningssettet. For de aktuelle utbyggingene finnes stigningstall ved regresjon for verdien av alternativene, som funksjon av skyggespot. Vi har annuiteter for overskuddet av modellen og finner samlet verdi for 30 år av disse for forskjellige priser. Disse kan så plottes for å finne $(V(S) - I)$ for prosjektene på formen:

$$\text{Alternativ 1: } V_1(S) - I_1 = aS + b \quad (59)$$

$$\text{Alternativ 2: } V_2(S) - I_2 = dS + e \quad (60)$$

Verdiene funnet ved regresjon når S er i kr/MWh¹⁹:

a	170 843	b	-19 479 163
d	189 904	e	- 22 480 531

Tabell 7: Verdifunksjon for prosjektalternativene, fra lineær regresjon

¹⁹ I den numeriske løsningen av opsjonsligningene er a, b, d, og e skalert ned med 10^{-5} for å lette regningen.

Løsning av ligningene

De seks ligningene får da formen:

L:

$$I : AS_L^{\beta_1} = aS_L + b \quad (61)$$

$$II : \beta_1 AS_L^{\beta_1} = a \quad (62)$$

H:

$$III : K_1 S_H^{\beta_1} + K_2 S_H^{\beta_2} = aS_H + b \quad (63)$$

$$IV : \beta_1 K_1 S_H^{\beta_1-1} + \beta_2 K_2 S_H^{\beta_2-1} = a \quad (64)$$

S:

$$V : K_1 S_S^{\beta_1} + K_2 S_S^{\beta_2} = dS_S + e \quad (65)$$

$$VI : \beta_1 K_1 S_S^{\beta_1-1} + \beta_2 K_2 S_S^{\beta_2-1} = d \quad (66)$$

De to første ligningene finnes det analytisk løsning for, disse er:

$$S_L = \frac{-\beta_1 b}{a(\beta_1 - 1)} \quad (67)$$

og

$$A = \frac{-b \left(\frac{a(1-\beta_1)}{b\beta_1} \right)^{\beta_1}}{\beta_1 - 1} \quad (68)$$

De fire neste må løses numerisk, dette er gjort ved å bruke to av ligningene til å finne uttrykk for K_1 og K_2 . Disse er så satt inn i de resterende to ligningene. Deretter er de lagt inn i et regneark, med høyre side minus venstre side i hver sin celle. En målcelle er så opprettet med summen av kvadratene av differansene mellom høyre side og venstre side. Deretter brukes Excels solver til å sette verdien av denne målcellen lik null ved å variere S_H og S_S . Når målcellen er null vil riktig verdi av S_H og S_S være funnet. Uttrykkene finnes i vedlegg 4:

Man kan også tenke seg et tilfelle der den største utbyggingen er dominerende for alle prisnivåer. Et slikt tilfelle vil kunne gi seg utslag ved at $S_L > S_H$, det vil si stoppverdien S_H for investering i det minste alternativet er mindre enn startverdien, S_L , for den samme investeringen. Når et utbyggingsalternativ er dominerende, må dette matematisk behandles som det eneste alternativet, med andre ord optimalt investeringspunkt finnes på tilsvarende måte som for det her er gjort for det minste alternativet.

22 Resultater

De økonomiske resultatene for småkraftprosjektet omfatter nåverdi av prosjektene og optimale pristeskler for investering fra realopsjonsanalysen.

22.1 Nåverdi

Netto nåverdi av de to prosjektene finnes for en levetid der investeringen skjer i nåtidspunkt, mens den første kontantstrømmen skjer om ett år, det tilsvarer byggetiden for kraftverket. Kontantstrømmen vedvarer gjennom prosjektets levetid på 30 år.

Nåverdien for en annuitet over et gitt tidsrom:

$$NV = \text{Annuitet} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^T}{r} \quad (69)$$

Denne brukes for å finne nåverdien av kontantstrømmene gjennom levetiden, disse begynner imidlertid ett år etter investeringen og må diskonteres med ett år. Uttrykket for netto nåverdi av prosjektet blir:

$$NNV = -I + \text{Annuitet} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{r+1}\right)^n\right]}{r(r+1)} \quad (70)$$

Verdien av investeringen og annuitetene (inntekter minus driftskostnader og nettleie) finnes fra regnearkmodellen. Netto nåverdi blir:

$$NNV_{\text{prosjekt}_1} = -18\,357\,884 \text{ kr} + 3\,010\,657 \text{ kr} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{6,25\% + 1}\right)^{30}\right]}{6,25\%(6,25\% + 1)} \approx \underline{19,6 \text{ mill kr}} \quad (71)$$

$$NNV_{\text{prosjekt}_2} = -21\,124\,076 \text{ kr} + 3\,369\,806 \text{ kr} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{6,25\% + 1}\right)^{30}\right]}{6,25\%(6,25\% + 1)} \approx \underline{21,4 \text{ mill kr}} \quad (72)$$

Prosjekt 2 gir en nåverdi på 21,4 millioner kroner, cirka 2 millioner høyere enn for prosjekt 1, begge prosjektene er svært gode. Men siden prosjektene gjensidig ekskluderende skal prosjekt 2 velges i følge nåverdimetoden.

Prosjektet virker meget godt og kunne vært forsvart på et mye lavere prisnivå.

22.1.1 Tilbakebetalingregelen, payback

Payback gir følgende tilbakebetalingstider for de to utbyggingsalternativene.

$$NNV_{\text{prosjekt}_1} = -18\,357\,884 \text{ kr} + 3\,010\,657 \text{ kr} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{6,25\% + 1}\right)^T\right]}{6,25\%(6,25\% + 1)} = 0 \Rightarrow T = \underline{8,56\text{år}} \quad (73)$$

$$NNV_{\text{prosjekt}_2} = -21\,124\,076 \text{ kr} + 3\,369\,806 \text{ kr} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{6,25\% + 1}\right)^T\right]}{6,25\%(6,25\% + 1)} = 0 \Rightarrow T = \underline{8,87\text{år}} \quad (74)$$

Ut fra denne investeringsregelen vil utbyggingsalternativ 1 være det beste alternativet ettersom det har en noe kortere tilbakebetalingstid. Den store svakheten med denne regelen er at den ikke tar hensyn til kontantstrømmene som kommer senere enn tilbakebetalingstiden, og vi vektlegger ikke resultatet fra denne analysen.

22.1.2 Internrente

Internrente som beregner hvor høy rente prosjektet tåler gir følgende verdier:

$$NNV_{\text{prosjekt}_1} = -18\,357\,884 \text{ kr} + 3\,010\,657 \text{ kr} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{r+1}\right)^{30}\right]}{r(r+1)} = 0 \Rightarrow r \approx \underline{14,1\%} \quad (75)$$

$$NNV_{\text{prosjekt}_2} = -21\,124\,076 \text{ kr} + 3\,369\,806 \text{ kr} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{r+1}\right)^{30}\right]}{r(r+1)} = 0 \Rightarrow r \approx \underline{13,7\%} \quad (76)$$

For to gjensidig ekskluderende prosjekter som det her er snakk om, er ikke internrente en god investeringsregel. Inspirert av Brealey & Myers beregner vi internrenten til differanseprosjektet.

$$NNV_{\text{differanse}} = -2\,766\,192 \text{ kr} + 359\,149 \text{ kr} \cdot \frac{\left[1 - \left(\frac{1}{r+1}\right)^{30}\right]}{r(r+1)} = 0 \Rightarrow r \approx \underline{11,2\%} \quad (77)$$

Ettersom internrenten til differanseprosjektet er positiv og større enn alternativrenten, så er det store utbyggingsprosjektet et mer lønnsomt prosjekt også i følge internrenteregelen. [Brealey & Myers, 2003] Dette støtter alternativ 2 som det beste prosjektet.

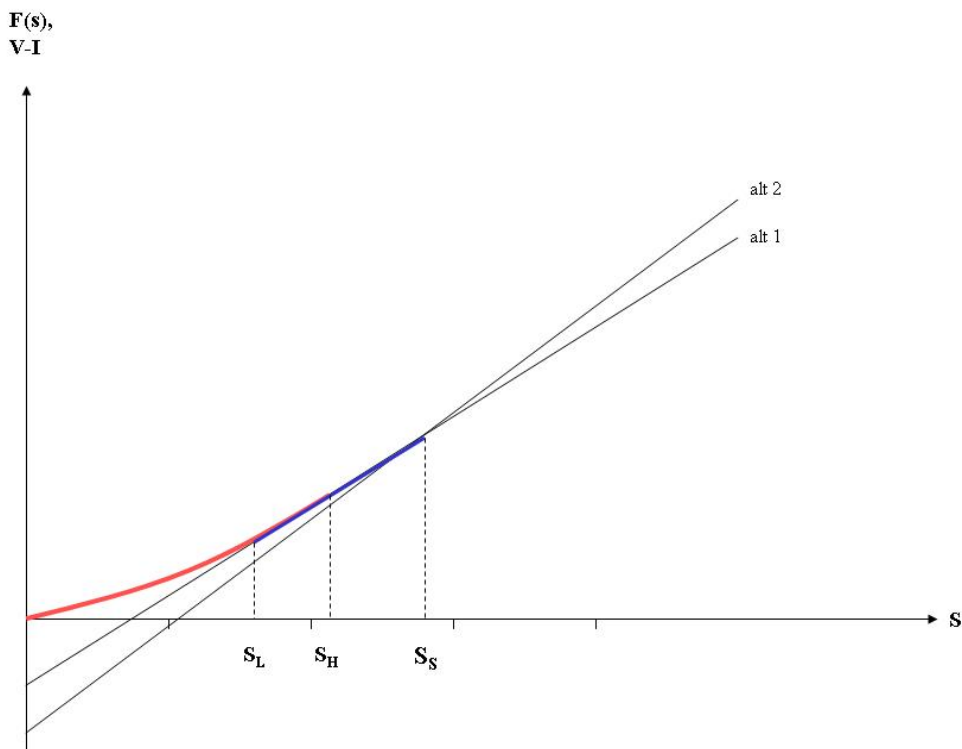
22.2 Opsjonsverdier

Som beskrevet i teorien forventer vi et resultat på formen som presenteres i Figur 17, der man sammenligner skyggespotprisen med ulike investeringsstørrelser. Ved en investeringsstørrelse S_L , benytter man sin opsjon til å investere i det minste utbyggingsalternativet, alternativ 1. Samme investeringsbeslutning beholdes for økte S inntil investeringsstørrelsen S_H nås. Ved verdien S_H vil det ikke lenger være optimalt å investere i alternativ 1, man bør beholde sin opsjon inntil den høyere investeringsstørrelsen S_S , der det vil være optimalt å investere i det største alternativet, alternativ 2.

Størrelse	Tallverdi
σ	5%
α	1%
r	6,25%
S_L [kr/MWh]	147,7
S_H [kr/MWh]	155,8
S_S [kr/MWh]	159,1
S^* [kr/MWh]	153,3

Tabell 8: Resultater opsjonsverdier

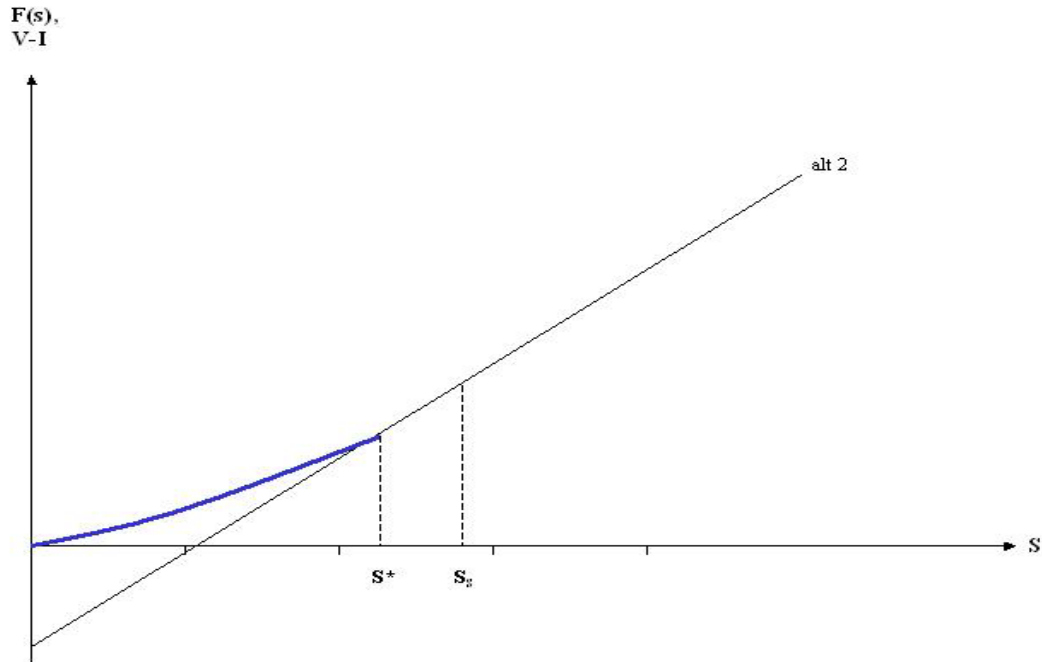
Som det fremgår av verdiene i Tabell 8, er det optimalt å investere i det minste kraftverket ved et prisnivå på $S_L = 147,7$ kr/MWh, denne investeringsbeslutningen er optimal inntil et prisnivå på $S_H = 155,8$ kr/MWh. Ved et prisnivå mellom S_H og S_S er det ikke optimalt å investere i noen av prosjektene, men å vente. Når prisnivået $S_S = 159,1$ kr/MWh er det optimalt å investere i det store alternativet.



Figur 18: Grafisk fremstilling av resultatene for opsjonsverdiene

Verdien $S^* = 153,3$ kr/MWh i Tabell 8 viser optimalt investeringsnivå for det store alternativet, gitt at dette var eneste alternativ (eller det dominerende alternativ). At det er en differanse mellom S_S og S^* viser at det ligger en verdi i å ha flere aktuelle utbyggingsalternativer.

Et resultat der det store utbyggingsalternativet dominerer er illustrert i Figur 19.



Figur 19: En skisse av hvordan opsjonsverdien kan tolkes når alternativ 2 er dominerende

Den tidligere beregnede skyggespotprisen, som investeringsbeslutningen skal baseres på, er 231,7 kr/MWh, altså mye høyere enn den største optimale investeringsterskelen $S_S = 159,1$ kr/MWh, for investering i alternativ 2. Følgelig er dette en meget lønnsom investering ut fra realopsjonstilnærmingen, og man bør investere i det største utbyggingsalternativet.

En rasjonell investor, eller grunneier, vil i dette tilfelle ikke være villig til å betale noe for muligheten, eller opsjonen, til å utsette investeringen. Med andre ord er opsjonsverdien ikke høyere enn det underliggende prosjektet.

22.2.1 Sensitivitet

Tabell 9 og Tabell 10 viser hvordan investeringstersklene utvikler seg for ulike usikkerhet og drift i prisutviklingen, de dominerende løsningene er uthevet.

Endring av usikkerhet								
Inputs			Base-case					
α	0,00 %	1,00 %	1,00 %	1,00 %	1,00 %	1,00 %	1,00 %	1,00 %
r	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %
σ	1,00 %	2,50 %	5,00 %	7,50 %	10,00 %	12,50 %	15,00 %	17,50 %
Resulater							ingen løs.	ingen løs.
SI	117,3	139,5	147,7	157,8	169,1	181,4	194,7	208,9
Sh	157,4	157,1	155,8	153,7	150,5	145,5	135,7	135,7
Ss	157,5	157,9	159,1	161,1	163,6	166,8	165,1	161,3
S*	121,8	144,8	153,3	163,8	175,5	188,3	202,1	216,9

Tabell 9: Optimale investeringsterskler ved endring av usikkerhet i prisutviklingen

Høyere usikkerhet i prisutviklingen fører generelt til høyere optimale investeringsterskler, dette stemmer med realopsjonsteori der økt usikkerhet fører til økt opsjonsverdi og økte investeringsterskler. Man kan også se at ved usikkerhet større enn 5 % så er det største utbyggingsalternativet dominerende, og vil alltid foretrekkes. Som tidligere forklart vil da de riktige verdi for investeringsterskelen være S*.

I Tabell 10 er det i tillegg lagt inn ulike verdier for skyggespoten, siden denne er avhengig driften.

Endring av drift							
Inputs		Base-case					
α	0,00 %	1,00 %	2,00 %	3,00 %	4,00 %	5,00 %	6,00 %
r	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %	6,25 %
σ	5,00 %	5,00 %	5,00 %	5,00 %	5,00 %	5,00 %	5,00 %
Resulater							
SI	131,3	147,7	177,1	228,0	326,5	584,3	2909,8
Sh	156,8	155,8	161,2	158,3	157,9	157,8	157,7
Ss	158,1	159,1	155,0	156,7	157,0	157,2	157,2
S*	136,3	153,3	183,9	236,8	338,9	606,6	3021,1
Skyggespot	245,0	231,7	219,0	206,9	195,2	184,1	173,4

Tabell 10: Optimale investeringsterskler ved endring av drift i prisutviklingen

Økt drift i utviklingen av prisene fører til høyere optimale investeringsterskler. På tilsvarende måte som for endret usikkerhet er det store utbyggingsalternativet dominant ved drift over 2%. Ved 3% drift er opsjonsverdien høyere enn verdien av det underliggende prosjektet, og man utsetter investeringen.

Økt drift gir opsjonen høyere verdi, men alternativverdien til innløsningen av opsjonen, prosjektverdien, øker også. Ettersom de optimale investeringstersklene går opp, er økningen av opsjonsverdien større relativt til økningen av prosjektverdien.

23 Diskusjon

Å benytte realopsjonsanalyse for å velge om og hvor store kraftproduksjonsanlegg man skal investere i får ikke vist sin styrke i denne oppgaven. Årsakene til dette kan være flere, men først og fremst at de valgte prosjektene er for gode, dvs at den kontantstrømmen du går glipp av i dag er såpass stor i forhold til investeringen at å utsette investeringen pga prisusikkerhet ikke har noe for seg. Man kan binde kraftprisen i ti år til en forwardpris på 245 kr/MWh og oppnå en avkastning på: $(1,77/21,12)$ mill. kr = 8,3 % med sikkerhet, forutsatt at nedbørmengdene regnes sikre slik vi har gjort. Denne avkastningen er høyere enn den risikofrie renten på 6,25%. Imidlertid har man pådratt seg en irreversibel kostnad, og man kan ikke si noe med sikkerhet om prisen ut over de initielle ti årene. Men i og med at man har regnet med en positiv drift i prisene regnes det lite sannsynlig at den vil bli lavere. Hvis prisen er den samme videre er prosjektet fortsatt svært godt, som vist ved nåverdiberegningene.

Et annet problem er at det er for liten forskjell på de to alternativene, ideelt sett burde det ene prosjektet ha høye investeringer og høye marginale inntekter og motsatt for det andre. Det ville gitt svært ulike stigningstall for prosjektene som følge av skyggespotprisen, jamfør Figur 17. Slik forskjell ville gitt mer ulike investeringsbeslutninger for prosjektene. De størrelsesuavhengige kostnadene ved utbygging av et vannkraftanlegg er veldig store. Det fører også til mindre forskjell mellom de to alternativene.

En fremgangsmåte som den vi har valgt vil egne seg bedre til mer marginale anlegg, særlig hvis deler av produksjonen skal brukes til å erstatte kjøp av kraft i markedet. Da er verdien av kraften man bruker selv høyere fordi alternativkostnaden ved kjøp i nettet er høyere enn den man selger til, jamfør Fleten og Maribus artikkel. [Fleten og Maribu, 2004]

Usikkerhet i tilsiget er ikke vurdert i stor grad i denne oppgaven. Som nevnt i kapitlet om hydrologi finnes det argumenter for å bruke flerårsmedian verdier som grunnlag for dimensjoneringen av et vannkraftverk, og at middelverdier, som er brukt i denne oppgaven, kan være et for optimistisk anslag. Ved å inkludere usikkerhet i tilsiget vil man få en helt ny dimensjon usikkerhet i problemet, både i dimensjoneringen av anlegget og verdiberegningen av prosjektet. Noen ideer om hvordan dette kan gjøres finnes under kapitlet om videre arbeider.

Kostnadsfaktor er en tradisjonell måte å regne på lønnsomheten av vannkraftprosjekter. Da ser man hvor mye man betaler per kWh hvis prosjektet bare har levetid ett år. Benevnningen blir altså kr/kWh. For disse to prosjektene er kostnadsfaktorene på henholdsvis 1,42 og 1,46 kr/kWh. Dette tilsier at prosjekt 1 er best, hvilket de andre metodene har tilbakevist. Problemet med metoden er at den ikke tar hensyn til at prosjektene har en levetid ut over ett år. Hvis prosjektene er nedbetalt det første året vil alternativ 2 produsere mer energi enn det andre i de påfølgende 29 år og vil således ta igjen noe av den initielle investeringen. Vi mener med andre ord at denne metoden ikke har mye for seg.

Hvordan prisvekst og usikkerheten i prisveksten påvirker optimal dimensjonering, er en annen problemstilling det er interessant å kikke nærmere på. Regnearkmodellen som er utviklet og benyttet i denne oppgaven foretar dimensjoneringen ut fra prisen på en forwardkontrakt med ti års varighet, denne prisen holdes konstant for hele prosjektet levetid ved dimensjoneringen. Slik regnearkmodellen er laget, er det ikke mulig å legge inn prisvekst og usikkerhet direkte.

For likevel å få en indikasjon på hvilke utslag prisvariasjon har for dimensjoneringen, har vi undersøkt optimal dimensjonering for fastpris fra 150 kr/MWh til 310 kr/MWh.

Fastpris	Rørdiameter	Slukeevne
[kr/MWh]	[m]	[m ³ /s]
150	0,85	2,0
160	0,85	2,2
245	0,95	2,3
340	1,00	2,3
350	1,00	2,3

Tabell 11: Dimensjonering ved ulike pris

Tabell 11 viser resultatene regnearkmodellen gir ved ulike fastpriser, og som man kan se er våre dimensjoneringsvariable forholdsvis stabile. Det ser derfor ut til at dimensjoneringen som er valgt er robust.

Levetiden til kraftverket kan i noen tilfeller være lenger enn de 30 år som er brukt i denne oppgaven. Selv om anlegget eventuelt må rehabiliteres etter 30 år, vil anlegget fortsatt inneha en verdi, siden rehabiliteringskostnadene er langt lavere enn nybygg. Denne ekstraverdien er ikke tatt med i våre beregninger, da den er vanskelig å bestemme.

24 Konklusjon

Målet med denne oppgaven har vært å utarbeide to konkrete utbyggingsalternativer til vannkraftverk i Rivedalselva, og ved hjelp av realopsjonsteori avgjøre hvilket utbyggingsalternativ som lønner seg og ved hvilket kraftprisnivå det er optimalt å bygge ut.

Basert på de planene utbyggeren i Rivedal hadde for plassering av kraftverket samt hydrologiske data fra NVE utarbeidet vi et alternativt utbyggingsprosjekt, ved både tekniske og økonomiske beregninger. Dette sammenlignet vi så med det anlegget som bygges i Rivedal. Tabell 12 sammenfatter nøkkeldata for de to alternativene.

	Alternativ 1 (Rivedal)	Alternativ 2 (vårt)
Turbintype	Pelton 6 stråler	Pelton 2 stråler
Maksimal vanngjennomstrømning	1,9 m ³ /s	2,3 m ³ /s
Rørdiameter	0,7 m	0,95 m
Installert effekt:	2,4 MW	3,2 MW
Produsert energi	12,9 GWh	14,5 GWh
Investeringskostnad	18,4 millioner kroner	21,1 millioner kroner
Nåverdi	19,6 millioner kroner	21,4 millioner kroner
Investeringssterskel, base-case	147,7 -155,8 kr/MWh	159,1 - ∞ kr/MWh

Tabell 12: Nøkkeldata for de to utbyggingsalternativene

Begge disse alternativene er veldig gode, men ettersom de utelukker hverandre viser nåverdien av prosjektene at alternativ 2 er best.

Vi har også sett på verdien av å utsette investeringen for å skaffe mer informasjon om prisutviklingen, realopsjonsanalyse. Prisutviklingen ble modellert med en Geometrisk Brownsk bevegelse, parameterne for prisutviklingen var justerte verdier hentet fra tidligere oppgaver om emnet. Vårt base case har driften $\hat{a} = 1\%$ og volatiliteten $\sigma = 5\%$. Resultatet av analysen var at kontantstrømmene i det underliggende prosjektet er så store at det ikke lønner seg å vente i base case.

Skyggespotprisen som man sammenligner investeringsterskelene med ble beregnet til 231,7 kr/MWh for base case. Først ved en drift i prisutviklingen på 3 % eller høyere vil pristerskelen for investering i alternativ 2 være høyere enn skyggespotprisen og man vil utsette investeringen.

25 Videre arbeid

I en utvidet studie av slike anlegg kan det være aktuelt å se nærmere på usikkerheten i tilsiget på en annen måte enn det som er gjort i denne oppgaven. Tilgangen på tidsserier for nedbør fra flere år være å foretrekke. Å beregne optimale utbyggingsalternativer for tidsserier fra både tørre og våte år, for så å vekte disse innbyrdes ut fra sannsynligheten for at et tilsigscenario inntreffer vil på en bedre måte ta hensyn til hva usikkerheten i tilsiget har å si for dimensjoneringen av kraftverket. Tilnærmet samme fremgangsmåte kan man også tenke seg for de beregning av verdien til et utbyggingsalternativ over levetiden. En slik analyse ville vært interessant, men med de tidsrammer og det datagrunnlaget som var tilgjengelig for dette prosjektet, har det ikke vært mulig.

En annen mulig utvidelse av oppgaven er en studie av verdien av å ha en inntaksdam som har muligheten til å lagre vann for kortere tidsrom, noe som vil kunne redusere flomtap. På samme måte som for problemstillingen i forrige avsnitt, vil en slik studie kreve bedre tilgang på hydrologiske data, aller helst med timesoppløsning i datagrunnlaget.

I denne oppgaven har vi valgt å modellere utviklingen i kraftprisene som en Geometrisk Brownsk bevegelse som er den enkleste stokastiske modellen som er brukt for slik modellering. Som tidligere nevnt finnes det andre mer avanserte modeller for kraftpriser. Lucia og Schwartz foreslår i sine studier av det nordiske kraftmarkedet både en enfaktormodell og en tofaktormodell, modeller som tidligere er brukt for prismodellering av andre energityper. Den foreslåtte enfaktormodellen er har et stokastisk tilstandsvariabel med en stasjonær "mean reverting" (Ornstein Uhlenbeck) prosess der prisen over tid beveger seg mot en middelværdi og derfor tar hensyn volatilitet på kort sikt. Tofaktormodellen som foreslås er en utvidelse av enfaktormodellen og har i tillegg en tilstandsvariabel som utvikles etter en Aritmetrisk Brownsk bevegelse. Mens den første faktoren beskriver volatiliteten på kort sikt beskriver den andre faktoren utviklingen på lengre sikt, eller den likevektsverdien prisen beveger seg mot. [Lucia & Schwartz, 2001]

Å lage en mer generell modell som passer for utbyggingsplanlegging og verdivurdering av ulike små vannkraftprosjekter kan også være en naturlig utvidelse av denne oppgaven. En slik "småkraftkalkulator" skal kunne raskt og enkelt å foreta en riktig vurdering av hvor gode utbyggingsalternativer er, og bør kunne brukes av ingeniører eller andre personer med god teknisk innsikt, men som mangler det store økonomiske grunnlaget. Hvor dypt man skal gå i slike studier, og hvilke betraktninger som skal være med vil være en avveining mellom tid til disposisjon og brukerterskel for programvaren.

I videre arbeider vil også være interessant å regne på lønnsomheten av et småkraftprosjekt der utbygger bruker noe av kraften selv i stedet for å selge alt inn på nettet.

26 Kilder:

[Alstad, 2004]: Telefonsamtale med krafthandler Rolf Magnus Alstad i handelsavdelingen ved TrønderEnergi Kraft, 05.11.2004

[Brealey & Myers, 2003]: Richard Brealey & Stewart C. Myers: Principles of Corporate Finance, 2003, McGraw Hill

[Brekke, 1999]: Hermod Brekke: Pumper & Turbiner, Vannkraftlaboratoriet NTNU.

[Brekke, 2000]: Hermod Brekke: Grunnkurs i hydrauliske strømningsmaskiner, Vannkraftlaboratoriet NTNU.

[Bye, 2004]: Foredrag holdt av Torstein Bye, forskningsdirektør i Statistisk sentralbyrå på "Fagmøte om grønne kraftsertifikater" ved NTNU 21.09.2004.

[Dahlhaug, 2004]: Personlig kontakt med 1. amanuensis Ole Gunnar Dahlhaug ved vannkraftlaboratoriet NTNU.

[Dixit & Pindyck, 1994]: Avinash K. Dixit & Robert S. Pindyck: Investment under Uncertainty, 1994, Princeton University Press

[Drageset, 2004]: Hydrologiske data til bruk i studentoppgave i småkraftverksplanlegging i Rivedalselva. Notat skrevet av Turid-Anne Drageset, NVE-hydrologisk avdeling, i forbindelse med overlevering av vannføringsdata for Rivedalselva. Samt kommentarer til dette over telefon 20.10.04

[Elektrisitetstilsynet, 1994]: Elektrisitetstilsynet: Forskrifter for elektriske anlegg forsyningsanlegg, 2003

[Fleten og Maribu, 2004]: Stein-Erik Fleten og Karl Magnus Maribu: Investment timing and capacity choice for small-scale wind power under uncertainty, 2004

[Faanes, 2004]: Personlig kontakt med professor Hans Haakon Faanes ved Institutt for Elkraftteknikk NTNU

[Faanes, 1997]: Hans Haakon Faanes: Reaktiv effekt, 1997, kompendium i faget elektriske kraftsystemer ved NTNU

[Gangås, 2004]: Telefonsamtale med Gaute Gangås, NVE Region Øst, 09.11.2004. Gangås arbeider med behandling av konsesjonsplikt for småkraftverk i region øst.

[Holseth og Algerøy, 2004]: Telefonsamtaler med Frode Holseth i DnB NOR som jobber spesielt med finansiering av småkraftverk og Ove Algerøy i DnB NOR Markets, oktober 2004

[Hustveit 2004]: Telefonsamtale med Anne Hustveit, NVE seksjon for vassdragskonsesjon 09.11.2004.

- [**Krossøy og Torgersrud, 2003**]: Kim Krossøy og Per-Christian Torgersrud: Realopsjonsanalyse av fornybar kraft, 2003, prosjektoppgave ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse
- [**Lucia & Schwartz, 2001**]: Julio J. Lucia & Eduardo S. Schwartz: Electricity prices and power derivatives: evidence from the Nordic Power Exchange, 2001
- [**McDonald, 2003**]: Robert L. McDonald Derivatives Markets, 2003, Addison Wesley
- [**Midtre-Gauldal kommune, 1999**]: Midtre-Gauldal kommune: Miljøtilpasset el-kraftproduksjon ved små vannkraftverk i distriktsnorge, 1999
- [**NVE-atlas**]: Tilgjengelig informasjons, kart og hydrologiverktøy som ligger på NVE sine hjemmesider: www.nve.no Tjenesten heter NVE-atlas.
- [**NVE-bakgrunn, 2003**]: NVE: Bakgrunn for vedtak Rivedal Kraftverk AS/Utbygging av Rivedalselva, 2003
- [**NVE-håndbok, 2000**]: NVE: Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg (50-5000kW), 2000
- [**NVE-pressemelding, 2004**]: NVE: Mulig å bygge ut fem TWh småkraft, 04.11.2004
- [**NVE-veileder, 2003**]: NVE: Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk, 2003
- [**NVE-veileder, 2002**]: NVE: Behandling etter vannressursloven m.v av vassdragstiltak og tiltak som kan påvirke vassdrag og grunnvann., 2002.
- [**NVE-rapport, 2004**]: NVE: NVE rapport nummer 11-2004. Grønne sertifikater. Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder, 2004
- [**OED, 2003**]: Olje og Energidepartementet: Strategi for økt etablering av små vannkraftverk, Olje og Energidepartementet (notat), 2003
- [**OED-pressemelding, 2004**]: Olje og Energidepartementet: Pressemelding om lovforslag for Lov om pliktige elsertifikater, 24.11.2004
- [**Pindyck, 2001**]: Robert S. Pindyck: The Dynamics of Commodity Spot and Futures Markets: a primer, 2001, MIT.
- [**Robertsen, 2004**]: Personlig kontakt med Yngve Robertsens, amanuensis ved Institutt for vann- og miljøteknikk NTNU, august 2004
- [**Schwartz, 1998**]: Eduardo S. Schwartz: Valuing Long-Term Commodity Assets, 1998
- [**Seppi, 2002**]: Duane J. Seppi: Risk-Neutral Stochastic Processes for Commodity Derivative Pricing: An Introduction and Survey, 2002, Risk Books, London
- [**Søgnen, 2004**]: Telefonsamtaler med Magne Søgnen, medeier og utbyggingsleder ved Rivedal kraftverk, høst 2004

[Vingås, 2004]: Telefonsamtale med Lisbeth Anita Vingås, rådgiver ved seksjon for kraftmarked NVE, 03.12.2004

[Wolfgang, 2004]: Personlig kontakt med Ove Wolfgang, forsker ved Sintef energiforskning i Trondheim, 03.12.2004

[Øvrebø, 2004]: Telefonsamtaler med Torgrim Øvrebø ved Sogn og Fjordane Energi AS, november/desember 2004

Vedlegg 1: Dokumentasjon regnearkmodellen

Formål:

Modellen skal gi optimal økonomisk utbygging på grunnlag av den tilgjengelige vannføringen. Svaret kommer ut som form av maksimal vannføring som turbinen skal bygges for og diameter på tilløpsrørene. Modellen optimerer med hensyn på størst mulig driftsoverskudd. På grunn av at flere ledd i målfunksjonen er ulineære klarer ikke solveren i excel å komme fram til et entydig svar. Svarene er derfor presentert som en tabell, two-way-table, med diskrete størrelser for maksimalvannføring for turbin og diameter på rørene. Den kombinasjonen som gir beste økonomiske resultat vises automatisk ved at den årlige annuiteten utheves.

Forutsetninger:

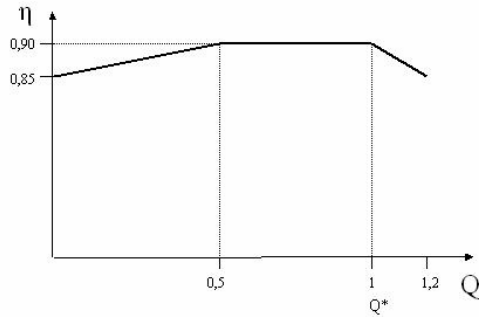
Beregningene bygger på hydrologiske data for elva estimert av NVE. Denne varighetskurven for skalerte flerårsmiddelverdier for Rivedalelva er basert på målinger i Ullebøelv i perioden 1929-2003. I konsesjonen for anlegget er det krav om minstevannføring i elva til 80 l/s i perioden 1. mai til 30. september og 50 l/s i perioden 1. oktober til 30. april. I modellen er minstevannføringa satt til 80 l/s for hele året. Denne vannføringen vil man ikke kunne nyttiggjøre til kraftproduksjon, og trekkes fra tilsiget hver enkelt dag.

Prisunderlaget for rør, turbin og generator er hentet fra NVEs kostnadsgrunnlag for småkraftverk.[NVE- håndbok, 2000] Denne håndboken gir priser pr. 1. januar 2000. Disse prisene er benyttet direkte, altså ikke korrigert for normal prisstigning. Bakgrunnen for dette er at økt tilgjengelighet, konkurranse og etterspørsel av leveranser til småkraftverk har ført til lavere priser. Siden det ikke foreligger noe annet formåltjenlig kostnadsgrunnlag brukes altså prisene direkte. Priser på andre deler av kraftverket som bygging av kraftverkshus, veier, inntaksdam med mer er priser som ikke endres vesentlig for ulike turbin og rørdiameter. Her benyttes derfor kostnadsoverslag fra utbygger.

Inndata

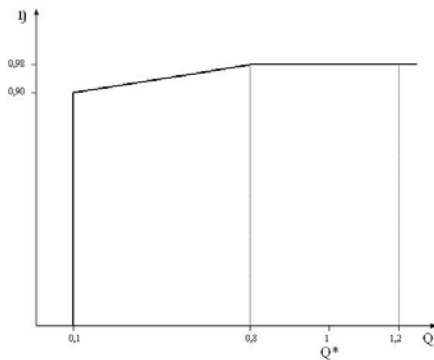
Inndataene ligger på modellarket og er for det meste selvforklarende, fysiske konstanter, økonomiske konstanter og anleggsspesifikke data som fallhøyde og lengde på tilløpsrør. De økonomiske konstantene som benyttes er 30 års nedbetalingstid på prosjektet og 30 års levetid. Levetiden kan også være lengre, men vi regner det som en akseptabel forenkling. Avkastningskravet er 6,25 % som vil være fastrentetilbud for et lån med 30 års nedbetalingstid hos DnB NOR, som nevnt i kapitlet om finansiering.

Det er valgt å bruke en Peltonturbin i denne oppgaven, og en forenklet virkningsgradskurve for en Peltonturbin, som vist i Figur 20, er lagt inn. Ved valg av andre typer turbiner, må tilsvarende kurver for denne turbinen programmeres inn. Videre er det tatt med i modellen at turbinen ikke kjøres ved en vannføring mindre enn 0,1 ganger Q^* .



Figur 20: Forenklet virkningsgradskurve for en Peltonturbin. [Dalhaug, 2004]

I modellen er generatorens virkningsgradskurve modellert slik som Figur 21 viser.



Figur 21: Forenklet virkningsgradskurve for en synkrogenerator. [Dahlhaug, 2004]

I modellen er det sett bort fra transformatorvirkningsgraden. Denne er som regel svært høy, selv for anlegg på den størrelsen det her er snakk om.

Beskrivelse av kolonnene i arket "Vannføring".

Vannføringsdata ligger på arket "Vannføring". Her er estimert vannføring for hver enkelt av årets 365 dager presentert. Som beskrevet over er slippes 80 l/s i det naturlige løpet hele året, slik som konsesjonen krever.

Virkningsgrader for turbin og generator blir beregnet for hver enkelt vannføring, eller snarere ut fra turbinens slukeevne . Hvis vannføringen er større enn slukeevnen, vil virkningsgraden bli null. Totalvirkningsgraden er produktet av turbinvirkningsgrad og generatorvirkningsgrad.

For gitte rørdiameter beregnes for hver enkelt vannføring vannhastigheten i røret etter formelen:

$$C = \frac{Q}{A} = \frac{\text{Vannføring}}{\text{Areal}} \quad [\text{m/s}] \quad [\text{I}]$$

Vannhastigheten inngår som en størrelse i beregningen av falltapet i røret. Falltapet beregnes også for de ulike vannføringer etter gitte formel

$$h_{\text{tap}} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g} \quad [\mathbf{m}] \quad [\text{II}]$$

hvor:

λ -Friksjonskoeffesient [-]

L –Rørlengde [m]

D –Rørdiameter [m]

C –Vannhastighet [m/s]

g –Tyngdens akselerasjon [9,81 m / s²]

Ventiltapet avhenger av valgt ventiltype. Ved kuleventil er det vanlig å se bort fra friksjonstap, mens en spjeldventil fører til et falltap i størrelsesorden 1 meter. [Dalhaug, 2004] Netto fallhøyde blir da brutto fallhøyde fratrukket falltapene, og er den fallhøyden som kan nyttiggjøres til kraftproduksjon. Denne størrelsen benyttes i beregninga av effekten for de ulike vannføringene.

$$P = g \cdot \rho \cdot \eta_{\text{Total}} \cdot Q \cdot H_{\text{Netto}} \quad [\mathbf{kW}] \quad [\text{III}]$$

der

g = gravitasjonskonstanten $\left[\frac{m}{s^2} \right]$

ρ = vannets tetthet $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$

η_{Total} = Turbinvirkningsgrad * Generatorvirkningsgrad

Q = vannføring $\left[\frac{m^3}{s} \right]$

H_{Netto} = Netto fallhøyde [m]

For å finne produsert energien i kWh ganges effekten med antall timer drift, altså 24 pr døgn. For de dager med vannføring høyere enn turbinens slukeevne, beregnes effekt og energi som for slukeevnen. Energien fremkommer i akkumulert energi.

Totalt produsert energi finnes ved summering av kolonnen for totalenergi og overføres til ”modellarket” .

Modellarket

I modellarket ligger som tidligere omtalt det meste av inndata. Hit samles verdiene for produsert energi, og denne brukes videre i den økonomiske analysen. Uforutsett stans og stans på grunn av planlagt vedlikehold er modellert inn ved at en prosentsats, som er satt til 10 %, men kan endres av bruker. Driftstansen trekkes flatt fra produsert energi ved at den gitte prosentsatsen trekkes fra totalt produsert energi. Det skilles altså ikke mellom perioder med høy og lav produksjon, selv om planlagte stopp typisk legges til perioder med lav produksjon.

Verdien av den produserte energien finnes ved at totalt produsert energi multipliseres med en satt energipris, som kan endres. Fra denne verdien trekkes vedlikeholdskostnader og

nettutgifter fra. Begge disse kostnadene beregnes etter de regler som nevnes i oppgaven, fra og de satte verdiene kommentert i oppgaven.

Utbyggingskostnader består både av variable og faste kostnader. De variable kostnadene er funnet ut fra kostnadsfunksjoner i kostnadsgrunnlaget fra NVE [NVE-håndbok, 2000] Rørkostnaden finnes ut fra valgt type og diameter, turbinkostnaden finnes fra gitte formel og på samme måte finnes generatorprisen, disse tre kostnadene regnes som variable. Faste kostnader er andre kostnader i følge med kraftutbyggingen som her regnes uforandret med størrelsene som velges i modellen. Disse kostnadene er beregnet med utbyggerens budsjett som underlag.

For alle kostnadene finnes annuiteten over gitte økonomiske levetid og kalkulasjonsrente, og et årlig driftsoverskudd for gitte dimensjonering finnes.

For å finne den optimale kombinasjonen av turbinslukeevne og rørdiameter kjøres modellen i en "two-way-table". For valgte diskrete kombinasjonsmuligheter kommer driftsoverskuddet frem. Det høyeste overskuddet markeres og man kan lese av hvilken kombinasjon som ser ut til å gi det beste resultatet.

Plotting

Arket plotting benyttes for å finne de to valgte alternativenes nåverdi ved ulike kraftpriser. Dette gjøres ved at en liten makro kjører dimensjoneringsprogrammet som beskrevet over. Under denne kjøringen holdes dimensjoneringsverdiene for et alternativ konstant og nåverdi for prosjektet beregnes for ulike kraftpriser. Som beskrevet i oppgaven vil det store alternativet produsere noe mer enn det minste alternativet i prismessig ugunstige perioder av året, og gis derfor en marginalt dårligere pris. Denne størrelsen legges inn, og er for denne oppgaven beregnet til 2 kr/MWh.

Ut fra nåverdiene ved ulike kraftpriser finnes for hver av utbyggingsalternativene en lineær funksjon for nåverdien ved lineær regresjon. Disse funksjonene er funksjoner for prosjektenes verdi og brukes i beregning av opsjonsverdien av prosjektene.

Vedlegg 2: Busjett for Rivedal kraftverk

BYGG:	<i>Kostnad i 1000 kr.</i>	<i>Sum i 1000 kr.</i>
<i>Inntaksarrangement dam / bru m.m.</i>	<i>1 700</i>	
<i>Utsprenging stasjonstomt</i>	<i>70</i>	
<i>Sprenging avløpskanal</i>	<i>50</i>	
<i>Betonggolv</i>	<i>250</i>	
<i>Lecavegger</i>	<i>30</i>	
<i>Tretak</i>	<i>200</i>	
<i>Dører, glass, portar m.m.</i>	<i>50</i>	
<i>Utbetring veg fram til stasjonen</i>	<i>150</i>	
Sum bygg		<i>2 500</i>
MASKIN:		
<i>Inntak: talje, lufterør, varegrind, leder</i>	<i>300</i>	
<i>Kraftstasjon: turbin m/regulator</i>	<i>2 300</i>	
<i>Ventil</i>	<i>200</i>	
<i>Tappeventil</i>	<i>100</i>	
<i>Kjøleanlegg</i>	<i>100</i>	
<i>Tilløpsrør D 700 mm lengde 1350 m</i>	<i>4 500</i>	
Sum maskin		<i>7 500</i>
ELEKTRO:		
<i>Kraftstasjon: generator</i>	<i>2 500</i>	
<i>Transformator</i>	<i>700</i>	
<i>Apparat og kontrollanlegg</i>	<i>1 600</i>	
<i>24 kv koblingsanlegg</i>	<i>300</i>	
<i>Kabel, linje tilknytning</i>	<i>400</i>	
Sum elektro		<i>5 500</i>
DIVERSE		
<i>Ventilasjonsanlegg</i>	<i>300</i>	
<i>Lys og varme</i>	<i>200</i>	
<i>Branninstallasjoner</i>	<i>100</i>	
Sum diverse		<i>600</i>
<i>Erstatningar m.m.</i>		<i>500</i>
SUM		<i>15 300</i>
<i>Renter i byggetid 6%</i>	<i>1 200</i>	
<i>Uforusett 5%</i>	<i>800</i>	
<i>Engineering, planlegging</i>	<i>200</i>	
<i>Byggherreoppfølging 1%</i>	<i>200</i>	
Sum		<i>3 700</i>
TOTAL SUM		<i>19 000</i>

Figur 22 Budsjett for Rivedal kraftverk [NVE-bakgrunn, 2003]

Vedlegg 3: Faste kostnader

Faste kostnader:

	Kostnad i 1000 kr	
Bygg		
Inntaksdam og bru	1700	
Spregningsarbeid stasjonstomt	70	
Betonggolv	250	
Lecavegger	30	
Tretak	200	
Dører, porter	50	
Vei frem til stasjon	150	
Graving av rørrasè	2300	
		4750
Maskin		
Inntak: talje, lufterør, varegrind, leder	300	
Ventil	200	
Tappeventil	100	
Kjøleanlegg	100	
		700
Elektro		
Transformator	700	
Apparat og kontrollanlegg	1600	
24 kV koblingsanlegg	300	
Kabel, linjetilknytning	400	
Anleggsbidrag (linjeutbedring)	500	
		3500
Diverse		
Ventilasjonsanlegg	300	
Lys og varme	200	
Branninstallasjoner	100	
		600
Renter i byggetid 6%	1200	
Uforutsett 3%	600	
Planlegging	200	
Byggherreoppfølging 1%	200	
		2200
	11750	11750
Totale faste kostnader	<u>kr 11 750 000</u>	

Tallene bygger på budsjettet for Rivedal kraftverk, vedlegg 2. Variable kostnader (tilløpsrør, turbin og generator), er trukket fra, anleggsbidrag er lagt til og uforutsette utgifter er noe redusert.

Vedlegg 4: Uttrykk for løsning av pristerskler fra Maple

Ligningene tilsvarede ligningene (63)-(66) med lignende notasjon. Forenkling ved at ligning (65) og (66) løses ut for K_1 og K_2 , som settes inn i ligningene (63) og (64).

> solve ({K1*Ss^(B1)+K2*Ss^(B2)=d*Ss+e, B1*K1*Ss^(B1-1)+B2*K2*Ss^(B2-1)=d}, {K1, K2});

$$K_2 = \frac{d S_s B_1 S_s^{(B_1-1)} + e B_1 S_s^{(B_1-1)} - d S_s^{B_1}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}}, K_1 = -\frac{B_2 S_s^{(B_2-1)} d S_s + B_2 S_s^{(B_2-1)} e - d S_s^{B_2}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}}$$

> K1 := -(B2*Ss^(B2-1)*d*Ss+B2*Ss^(B2-1)*e-d*Ss^B2)/(B1*Ss^(B1-1)*Ss^B2-B2*Ss^(B2-1)*Ss^B1);

$$K_1 := -\frac{B_2 S_s^{(B_2-1)} d S_s + B_2 S_s^{(B_2-1)} e - d S_s^{B_2}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}}$$

> K2 := (d*Ss*B1*Ss^(B1-1)+e*B1*Ss^(B1-1)-d*Ss^B1)/(B1*Ss^(B1-1)*Ss^B2-B2*Ss^(B2-1)*Ss^B1);

$$K_2 := \frac{d S_s B_1 S_s^{(B_1-1)} + e B_1 S_s^{(B_1-1)} - d S_s^{B_1}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}}$$

> ({K1*Sh^(B1)+K2*Sh^(B2)=a*Sh+b, B1*K1*Sh^(B1-1)+B2*K2*Sh^(B2-1)=a});

$$\begin{aligned} & -\frac{(B_2 S_s^{(B_2-1)} d S_s + B_2 S_s^{(B_2-1)} e - d S_s^{B_2}) S_h^{B_1}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}} + \frac{(d S_s B_1 S_s^{(B_1-1)} + e B_1 S_s^{(B_1-1)} - d S_s^{B_1}) S_h^{B_2}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}} = \\ & a S_h + b, -\frac{B_1 (B_2 S_s^{(B_2-1)} d S_s + B_2 S_s^{(B_2-1)} e - d S_s^{B_2}) S_h^{(B_1-1)}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}} \\ & + \frac{B_2 (d S_s B_1 S_s^{(B_1-1)} + e B_1 S_s^{(B_1-1)} - d S_s^{B_1}) S_h^{(B_2-1)}}{B_1 S_s^{(B_1-1)} S_s^{B_2} - B_2 S_s^{(B_2-1)} S_s^{B_1}} = a \end{aligned}$$

> simplify (%);

$$\begin{aligned} & -\frac{1}{B_1 - B_2} (B_1 S_h^{(B_1-1)} S_s^{(-B_1+1)} B_2 d + B_1 S_h^{(B_1-1)} S_s^{(-B_1)} B_2 e - B_1 S_h^{(B_1-1)} S_s^{(-B_1+1)} d \\ & - B_2 S_h^{(B_2-1)} S_s^{(-B_2+1)} d B_1 - B_2 S_h^{(B_2-1)} S_s^{(-B_2)} e B_1 + B_2 S_h^{(B_2-1)} S_s^{(-B_2+1)} d) = a, \frac{1}{B_1 - B_2} (\\ & -S_h^{B_1} S_s^{(-B_1+1)} B_2 d - S_h^{B_1} S_s^{(-B_1)} B_2 e + S_h^{B_1} S_s^{(-B_1+1)} d + S_h^{B_2} S_s^{(-B_2+1)} d B_1 + S_h^{B_2} S_s^{(-B_2)} e B_1 \\ & - S_h^{B_2} S_s^{(-B_2+1)} d) = a S_h + b \end{aligned}$$