

Rehabilitering av vannkraftanlegg

Hovedoppgave juni 2003

Terje Simmenes og Thea Bruun-Olsen



NTNU

Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse

FORORD

Denne hovedoppgaven er utarbeidet av to studenter ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet i Trondheim våren 2003.

Hovedoppgaven er skrevet for BKK (Bergenhalvøens Kommunale Kraftselskap AS) og arbeidet har blitt utført på hovedkontoret til BKK på Kokstad i Bergen.

Vi vil gjerne takke vår veileder Stein-Erik Fleten ved NTNU for råd og rettleiding under arbeidet med oppgaven. Videre vil vi takke vår veileder på BKK Frode Haga, samt Per Solheim og Kjell Inge Aarbakke for god hjelp med analyseverktøy og informasjonssøk. Vi ønsker også å takke BKK generelt for et interessant prosjekt og for imøtekommenhet under arbeidet.

Trondheim, 5. juni 2003

Terje Simmenes, stud.tech

Thea Bruun-Olsen, stud.tech

SAMMENDRAG

Denne hovedoppgaven analyserer lønnsomheten av en rehabilitering av Dale Kraftverk hvor to eldre 14 MW aggregater byttes ut med et nytt aggregat. Ut fra betraktninger om dimensjonering av vannvei, normalvannføring og minstevannføring, ble kapasiteten til det nye aggregatet i analysen satt til 17,5 MW, 30 MW og 50 MW.

I denne hovedoppgaven benyttes to ulike prismodeller. Den ene er basert på forventede spotpriser og den andre er basert på markedspriser. Det blir vist hvordan man kan utvikle en risikojustert prismodell med samme varians, prisnivå og volatilitet som kraftmarkedet. I den risikojusterte prismodellen blir pris korrelert med lokalt tilsig. Prismodellene benyttes som input til dataverktøyet Vansimtap hvor tappefordelingen i Bergsdalsvassdraget blir simulert.

Tappefordelingen fra Vansimtap blir brukt som input til dataverktøyet VTG Revision for å beregne verdien av produksjonen ved Dale Kraftverk i løpet av et normalår. I VTG Revision er det mulig å detaljmodellere virkningsgraden for vannvei, turbin og generator, samt framtidig prisutvikling og variasjon i pris i løpet av sesong og døgn.

Dersom den risikojusterte prismodellen benyttes som input til analyseverktøyene Vansimtap og VTG Revision viser resultatet at det er optimalt å investere i ett 50 MW aggregat umiddelbart. Om det samme regnestykket utføres med forventet spotpris og BKK sin kapitalkostnad er konklusjonen at man ikke bør investere nå. Dersom man likevel velger å investere er det mest lønnsomt å installere et 17,5 MW aggregat.

Ved å benytte den risikojusterte prismodellen blir forventet kontantstrøm justert for prisisiko, og vi trenger derfor ikke så stor risikopremie på diskonteringsrenten. Imidlertid er det ikke all risiko som lar seg diversifisere ved å risikojustere kontantstrømmen. Denne risikoen er knyttet til skatter og andre rammevilkår, samt rentenivå, valutakurs og inflasjon. Denne risikoen gjør at man ikke uten videre kan benytte seg av risikofri rente. Vi valgte derfor å øke risikopremien. Med en risikopremie på 0,8% eller mer vil vi anbefale BKK å vente med å investere både ut fra vår risikojusterte prismodell og prismodellen basert på forventet spotpris. Vi vil derfor anbefale BKK å vente med å investere i et nytt aggregat ved Dale Kraftverk til ett av de gamle 14 MW aggregatene totalhavarerer, for så å installere et aggregat på 50 MW. Vi anbefaler å installere et 50 MW aggregat fordi dette alternativet er mest robust for endringer i rentenivå. Å installere et 50 MW aggregat gir dessuten kraftprodusenten større fleksibilitet i forhold til produksjonsstrategi. Man har da mulighet til å endre produksjonen ved større prisvariasjon eller endringer i tilsigsforhold.

Ved å investere i et fjernstart- og stoppesystem til de to 14 MW aggregater vil man kunne forbedre tappestrategien i vassdraget, og mer av vannet vil kunne gå til produksjon ved høyere virkningsgrad og pris. En slik investering vil lønne seg selv om de gamle aggregatene har få år igjen av levetiden. Vi anbefaler derfor BKK å utrede pris og teknologiske muligheter for en slik løsning.

INNHALDSFORTEGNELSE

FORORD	I
SAMMENDRAG	II
INNHALDSFORTEGNELSE	III
1 Innledning	1
2 Beskrivelse av Dale Kraftverk	2
2.1 Innledning.....	2
2.2 Fakta om Dale Kraftverk.....	3
2.2.1 Aggregatene	3
2.2.2 Vannmagasinet	5
2.2.3 Vannveien.....	6
2.2.4 Minstevannføring	6
2.2.5 Energidreper	7
3 Analyseverktøy	8
3.1 Innledning.....	8
3.2 Beskrivelse av Vansimtap	8
3.2.1 Modellering av systemet	8
3.2.2 Beslutningsprosessen	9
3.2.3 Kalibrering	10
3.2.4 Genererte resultater	10
3.2.5 Begrensninger og svakheter	10
3.3 Beskrivelse av VTG Revision.....	11
3.3.1 Bruk av VTG Revision.....	11
3.3.2 Teknisk modellering av kraftverket	11
Magasin og tilsig	12
Vannveien.....	12
Aggregatene	14
Havarivurdering knyttet til turbin og generator	15
3.3.3 Kostnader og tidstap.....	16
3.3.4 Markedsbeskrivelse.....	16
3.3.5 Produksjonsplaner	16
3.3.6 Analyser og modellkjøring.....	17
3.3.7 Begrensninger og svakheter	17
4 Metodekapittel	18
4.1 Beslutningsverktøy.....	18
4.2 Framgangsmåte	18
5 Modellering av tilsig	20
5.1 Innledning.....	20

5.2	Beskrivelse av HYDARK	20
5.3	Tilsgisserier benyttet i Vansimtap.....	20
5.4	Tilsgisserie benyttet i VTG Revision.....	21
5.4.1	Problemformulering	21
5.4.2	Modellering av minstevannføring	22
6	Modellering av priser	23
6.1	Problemstilling	23
6.1.1	Krav til prismodellen.....	23
6.2	Ulike prismodeller.....	24
6.2.1	Lucia og Schwartzs prismodell	24
6.2.2	Bjerksund, Rasmussen og Stenslands 3-faktor modell	25
6.2.3	Schwartz og Smiths prismodell.....	26
6.3	Valg av prismodell	27
6.4	Beregninger av parametre til den valgte prismodellen.....	28
6.4.1	Forwardnivå	28
6.4.2	Modellering og beregning av sesongvariasjon.....	30
6.4.3	Prisdifferanse over døgnet.....	31
6.4.4	Beregning av forwardvolatilitet	32
6.4.5	Modellering og beregning varians.....	34
6.4.6	Glatting av årsoverganger	36
6.4.7	Modellering av korrelasjon	38
6.5	Simuleringer med prismodellen	40
7	Utbyggingsstrategi	43
7.1	Innledning.....	43
7.2	Beslutningsregler for tidspunkt	43
7.3	Beslutningsregler for kapasitet.....	44
7.3.1	Kravspesifikasjoner.....	44
7.3.2	Valg av aggregatstørrelse.....	44
7.4	Utvidelse av nedslagsfeltet.....	45
7.5	Fjernstyring av Dale I.....	45
8	Virkningsgradskurver	46
8.1	Innledning.....	46
8.2	Virkningsgradskurver for Dale I	46
8.2.1	Vannvei	46
8.2.2	Turbin.....	47
8.2.3	Generator.....	47
8.2.4	Justeringer	47
8.3	Virkningsgradskurver ved Dale II.....	48
8.4	Modellering av virkningsgradskurver til nytilstandene	48
8.4.1	Turbin.....	48
8.4.2	Generator.....	48
8.4.3	Sammenlikning av virkningsgradskurvene	50
8.5	Spesielle tilpasninger til Vansimtap.....	51
9	Beregninger og inputparametere	55

9.1	Innledning.....	55
9.2	Inputparametre til Vansimtap.....	55
9.3	Input parametre til VTG Revision.....	55
9.3.1	Magasin.....	55
9.3.2	Vannveier.....	56
9.3.3	Aggregat.....	58
9.3.4	Markedsforutsetninger.....	59
9.4	Input til Excel fil - Verdisetting av kraftverket.....	59
9.4.1	Driftskostnader.....	59
9.4.2	Kostnader for oppgradering av system.....	59
10	Simulering i Vansimtap	61
<hr/>		
10.1	Innledning.....	61
10.2	Simuleringer med risikojustert prismodell.....	61
10.2.1	Nåtilstand.....	61
10.2.2	Nytilstand med 17,5 MW aggregat.....	62
10.2.3	Nytilstand med 30 MW aggregat.....	62
10.2.4	Nytilstand med 50 MW aggregat.....	63
10.3	Simuleringer med priser generert av Samkjøringsmodellen.....	63
10.3.1	Nåtilstand.....	64
10.3.2	Nytilstand med 17,5 MW aggregat.....	64
10.3.3	Nytilstand med 30 MW aggregat.....	64
10.3.4	Nytilstand med 50 MW aggregat.....	65
11	Oppgraderingsanalyse i VTG Revision	66
<hr/>		
11.1	Innledning.....	66
11.2	Resultat - Nåtilstand.....	67
11.3	Resultat - Nytilstand.....	68
12	Verdisetting av kraftverket	69
<hr/>		
12.1	Innledning.....	69
12.2	Kontantstrøm før skatt.....	69
12.2.1	Rådata for salgsinntekter.....	69
12.2.2	Justering for redusert virkningsgrad.....	69
12.2.3	Justering for flomendring.....	70
12.2.4	Justering for konsesjonskraft.....	71
12.3	Kontantstrøm etter skatt.....	71
12.3.1	Innledning.....	71
12.3.2	Inntektsskatt til staten.....	71
12.3.3	Eiendomskatt til kommunen.....	72
12.3.4	Grunnrenteskatt til staten.....	72
12.3.5	Naturressursskatt til stat og kommune.....	73
13	Analyse av resultater	74
<hr/>		
13.1	Innledning.....	74
13.2	Verdien av kraftverket.....	74
13.3	Prosjektverdier.....	75
13.4	Kostnad ved havaririsiko.....	77

13.4.1	Innledning.....	77
13.4.2	Havari ved ett aggregat ved Dale I.....	77
13.4.3	Havari på begge aggregatene ved Dale I.....	78
13.4.4	Kostnad ved havaririsiko.....	78
13.4.5	Beslutningsregler ved havari.....	79
13.5	Internrente	79
13.6	Investeringskostnader og prosjektverdier.....	80
13.7	Investering i fullstendig fjernstyring til Dale I.....	82
13.8	Sammenlikning av prismodellene	83
13.9	Anbefaling av utbyggingsstrategi.....	84
14	Oppsummering	85
15	Konklusjon	87
16	Kilder	88
17	Vedlegg	92

FIGURER

Figur 2-1:	Beskrivelse av Bergsdalsvassdraget.....	2
Figur 2-2:	Bilde av generatoren til 113 MW aggregatet ved Dale II.....	4
Figur 2-3:	Driftstid ved ulike effekter Dale II 2000-2002	5
Figur 2-4:	Produksjon ved Dale II 2000-2002	5
Figur 2-5:	Bygging av Storefosdammen.....	6
Figur 3-1:	Standard vannkraftmodul	9
Figur 3-2:	Skjerm bilde fra VTG Revision - Vannvei	12
Figur 3-3:	Skjerm bilde fra VTG Revision - Turbinvirkningsgrad.....	14
Figur 6-1:	Simulering av prisbaner etter 3-faktor prismodellen	26
Figur 6-2:	Excel-modell for beregning av årlig prisøkning	29
Figur 6-3:	Forwardbane.....	30
Figur 6-4:	Døgnvariasjon for gjennomsnittsprisen	31
Figur 6-5:	Implisitt volatilitet i markedet.....	33
Figur 6-6:	Volatilitetsstrukturen.....	34
Figur 6-7:	Prisscenarier simulert kronologisk - prinsippskisse.....	35
Figur 6-8:	Simulering av treårsperioder	35
Figur 6-9:	Tre tilsigsår etter hverandre med samme dzx og dzx,.....	36
Figur 6-10:	Glattingsprinsippet 25%-50%-25%	37
Figur 6-11:	Korrelasjon i tilsigsavvik i prosent og prisendring i prosent	39
Figur 6-12:	Korrelasjon mellom tilsigsavvik og prisavvik	39
Figur 6-13:	Prissimulering med konsistent volatilitet	40
Figur 6-14:	Prisstier med konsistent varians	41
Figur 6-15:	Volatilitetskurve med konsistent varians på lang sikt.....	42
Figur 7-1:	Beslutningstre.....	44

Figur 8-1: Virkningsgradskurver for de ulike scenariene.....	51
Figur 8-2: Virkningsgradskurve for nåtilstand.....	52
Figur 8-3: Virkningsgradskurve for nyttilstand med 17,5 MW	52
Figur 8-4: Virkningsgradskurve for nyttilstand med 30MW	53
Figur 8-5: Virkningsgradskurve for nyttilstand med 50MW	53
Figur 9-1: Vannveien ved nåtilstand	57
Figur 9-2: Vannveien ved nyttilstand.....	57
Figur 9-3: Kostnadsoverslag for komplett nytt aggregat 2 ved Dale II.	60
Figur 11-1: Resultat fra oppgraderingsanalyse for nåtilstand	67
Figur 11-2: Resultat fra oppgraderingsanalyse for nyttilstand.....	68
Figur 13-1: Relative verdier av Dale Kraftverk.....	75
Figur 13-2: Verdi av oppgraderingsprosjekt	76
Figur 13-3: Prosjektverdi for risikojusterte priser ulike renter	80
Figur 13-4: Prosjektverdi for Samkjøringspriser, ulike rente	80
Figur 13-5: Prosjektverdi og investeringskostnader-risikojusterte priser	81
Figur 13-6: Prosjektverdi og investeringskostnader-Samkjøringsmodellen	81
Figur 13-7: Verdi av fullstendig fjernstyringsprosjekt	82

TABELLER

Tabell 2-1: Fakta om magasinene i Bergdalsvassdraget	3
Tabell 2-2: Fakta om aggregatene ved Dale I og Dale II.....	4
Tabell 5-1: Beskrivelse av benyttede tilsigsserier i Bergdalsvassdraget.....	21
Tabell 5-2: Minstevannføring ved ulike scenarier	22
Tabell 6-1: Beskrivelse av de ulike prismodellene	28
Tabell 6-2: Overgangsvarians ved ulike glattingsstrategier.....	37
Tabell 8-1: Virkningsgradskurver for aggregat 5 og 6 ved Dale I.....	47
Tabell 8-2: Virkningsgradskurver for aggregat 1 ved Dale II.....	48
Tabell 8-3: Virkningsgradskurver for 17,5 MW aggregat	49
Tabell 8-4: Virkningsgradskurver for 30 MW aggregat	49
Tabell 8-5: Virkningsgradskurver for 50 MW aggregat	50
Tabell 8-6: Knekkpunkt for virkningsgradskurvene benyttet i Vansimtap.....	54
Tabell 9-1: Fakta om Storefossen.....	55
Tabell 9-2: Fakta om vannveiene fra Storefosdammen til Dalevågen	56
Tabell 10-1: Produksjon og flom i Bergdalsvassdraget ved nåtilstand.....	62
Tabell 10-2: Produksjon og flom ved nyttilstand - 17,5 MW aggregat	62
Tabell 10-3: Produksjon og flom ved nyttilstand - 30 MW aggregat	63
Tabell 10-4: Produksjon og flom ved nyttilstand - 50 MW aggregat	63
Tabell 10-5: Produksjon og Flom ved nåtilstand- Samkjøringsmodellen.....	64
Tabell 10-6: Produksjon og flom ved nyttilstand - 17,5 MW aggregat	64
Tabell 10-7: Produksjon og flom ved nyttilstand - 30 MW aggregat	65
Tabell 10-8: Produksjon og flom ved nyttilstand - 50 MW aggregat	65
Tabell 13-1: Konsekvens ved havari.....	77
Tabell 13-2: Havarikostnader over kraftverkets levetid.....	79

1 Innledning

Dale Kraftverk består av to stasjoner, Dale I og Dale II. I den gamle stasjonen, Dale I, er det installert to gamle aggregater på 14 MW som har lav virkningsgrad. Den nye stasjonen, Dale II, har ett aggregat på 113 MW. Her er vannveier og fjellhall tilrettelagt for å installere et ekstra aggregat på opptil 50 MW. Konesjonen på rørgatene til de to 14 MW aggregatene går ut i år 2006, men BKK har søkt om å få utvidet denne konesjonen. Problemstillingen i denne hovedoppgaven er derfor å analysere lønnsomheten av å bytte ut de gamle aggregatene med et nytt, samt å finne optimal størrelse på det nye aggregatet.

Ulike aggregatstørrelser vil bli analysert for å finne optimal kapasitet på det nye aggregatet som eventuelt installeres ved Dale II. Disse nye driftstilstandene hvor kun Dale II er i drift vil bli omtalt som nyttilstander. Dagens aggregatsituasjon vil bli omtalt som nåtilstand.

For å finne optimal kapasitet til det nye aggregatet er det nødvendig å optimalisere markedsverdien av de aktuelle utbyggingsprosjektene. Flere tekniske og økonomiske faktorer er med på å bestemme markedsverdien og disse må derfor modelleres. Denne hovedoppgaven setter fokus på å utvikle realistiske prognoser og verdier for prisutvikling, virkningsgrader i vannvei, turbin og generator, samt tappefordeling og minstevannsføring.

Tradisjonelt innen kraftbransjen har produsenter benyttet seg av forventede spotpriser som input til regnemodeller for framtidige kontantstrømmer for et kraftverk. Disse modellene er ikke risikojusterte og reflekterer derfor ikke markedsverdien til den framtidige energiproduksjonen. Det vil derfor være vanskelig å prise risiko riktig, og dermed også vanskelig å foreta en optimal investeringsbeslutning. Det vil heller ikke være mulig å verdsette fleksibilitet og valg av produksjonsplan med en slik prismodell. I denne hovedoppgaven utvikler vi en risikojustert prismodell. I investeringsanalysen vil kontantstrømmen risikojusteres på bakgrunn av prisvariasjonene. Kontantstrømmen etter en investering vil dermed kunne diskonteres med risikofri rente, og verdien av kraftverket vil derfor være uavhengig av investoren. Til sammenlikning blir Dale Kraftverk også verdsatt med BKK sine prisprognoser basert på simuleringer i Samkjøringsmodellen og BKK sin kapitalkostnad.

For å finne verdien av nåtilstand og de valgte nyttilstandene av Dale Kraftverk vil dataverktøyene Vansimtap, VTG Revision og Microsoft Excel benyttes. VTG Revision er et program for detaljmodellering av priser og virkningsgrader. Det er imidlertid ikke mulig å modellere flere kraftverk etter hverandre i VTG Revision. Dale Kraftverk har tre ovenforliggende kraftverk i Bergsdalsvassdraget. Inntaksmagasinet til Dale er et buffermagasin med begrenset lagringskapasitet. På grunn av dette vil Vansimtap bli benyttet for å finne tappefordelingen i Bergsdalsvassdraget. Denne tappefordelingen vil være input til VTG Revision. I VTG Revision vil det bli foretatt en oppgraderingsanalyse hvor forventet årsinntekt og årsproduksjon blir beregnet ut fra optimale produksjonsplaner. Disse verdiene vil igjen blir brukt som input til en beregningsmodell i Excel som finner verdien av Dale Kraftverk ved de ulike utbyggingsscenariene. Det vil da være mulig å si om det er lønnsomt å foreta en rehabilitering og i såfall hvilken kapasitet som gir det beste resultatet.

2 Beskrivelse av Dale Kraftverk

Dette kapitlet beskriver hvordan Dale Kraftverk er bygd opp og dagens driftssituasjon. Informasjonen i dette kapitlet blir underlag for blant annet modelleringen av Dale Kraftverk i Vansimtap og VTG Revision. Disse analyseverktøyene blir beskrevet i kapittel 3 og inputparameterene til disse verktøyene blir beskrevet i kapittel 9.

2.1 Innledning

Dale Kraftverk ligger i Bergsdalsvassdraget der BKK har tre kraftverk; Dale, Fosse og Kaldestad. I tillegg til disse kraftverkene eier og driver BKK ett aggregat i Hodnaberg Kraftverk lengst oppe i Bergsdalen. Dette kraftverket eies av Voss og Omland Energiverk AS. (BKK, 1995)



Figur 2-1: Beskrivelse av Bergsdalsvassdraget

Vannressursene i Bergsdalen blir utnyttet i “etasjer”, med kraftverk nedover dalen på rekke og rad. Lengst oppe i dalen ligger helårsmagasinene, Torfinnsvatn og Hamlagrøvatn. Lengre ned ligger buffermagasinene Bergevatn og Storefossdammen. Fallet fra Hamlagrøvatn og ned til Storefossdammen blir utnyttet i Kaldestad og Fosse Kraftverk. Storefossdammen er inntaksmagasin til Dale Kraftverk som ligger lengst ned i Bergsdalen. Fra Storefossdammen faller elva 377 meter på en strekning på ca. 4 km ned til Dale og har deretter et slakt fall til sjøen. Dale Kraftverks produksjon utgjør cirka 2/3 av den totale produksjonen i vassdraget, mens magasinet Storefossdammen bare har kapasitet til full drift i ca. 6,4 timer uten tilsig. (BKK Produksjon, 2003-2) Tabell 2-1 beskriver de ulike magasinene i Bergsdalsvassdraget.

	Torfinnsvatn	Hamlagrøvatn	Bergevatn	Storefoss-dammen
Magasinvolum	177,4 Mm ³	181,5 Mm ³	2,5 Mm ³	1,0 Mm ³
Energiekvivalent	0,70 kWh/m ³	0,18 kWh/m ³	0,24 kWh/m ³	0,92 kWh/m ³
Max. vannføring	12,00 m ³ /s	37,90 m ³ /s	29,00 m ³ /s	43,70 m ³ /s
Midlere fallhøyde	299,80 m	83,00 m	98,14 m	377,00 m
Utløpskote	582 moh	499 moh	400 moh	23 moh
Midlere registrert tilsig	130,4 Mm ³ /år	325,0 Mm ³ /år	90,0 Mm ³ /år	129,0 Mm ³ /år
Magasinkapasitet ved maksimal produksjon	4106,5 t	1330,3 t	23,9 t	6,4 t

Tabell 2-1: Fakta om magasinene i Bergdalsvassdraget

2.2 Fakta om Dale Kraftverk

Dale Kraftverk består av to kraftstasjoner; Dale I og Dale II. Utbyggingen av den gamle stasjonen, Dale I ble startet i 1921 og stasjonen har produsert strøm siden 1927. Dale I var ferdig utbygd med 6 aggregater i 1951 (Solem, Heggstad og Raabe, 1954). Fire av aggregatene ble satt ut av drift i 1990 da den nye kraftstasjonen, Dale II ble satt i drift. Utbyggingen av Dale II ble startet i 1987, og stasjonen ligger 400 meter inne i fjellet. Dale II er forberedt for to aggregat, men foreløpig er kun ett installert. Rørgater og fjellhall er dimensjonert for å installere en vertikal Francisturbin på inntil 50 MW.

2.2.1 Aggregatene

I dag er to aggregat i drift ved Dale I og ett aggregat i drift ved Dale II. Aggregat 5 og 6 ved Dale I ble installert i henholdsvis 1950 og 1951. Disse er av type Pelton og har en installert effekt på 14 MW. Aggregatet ved Dale II er av type Francis og har en installert effekt på 113 MW. Mer informasjon om de ulike kraftstasjonene finnes i Tabell 2-2.

	Dale I (gammel stasjon)	Dale II (ny stasjon)
Installerte turbin	2 x 14 MW Pelton	1 x 113 MW Francis
Maksimal slukeevne	2 x 5 m ³ /s	1 x 33 m ³ /s
Generatorer	2 x 15,3 MVA	1 x 130 MVA
Byggeår	1921	1987
Ferdig utbygd	1951	1990

Tabell 2-2: Fakta om aggregatene ved Dale I og Dale II.

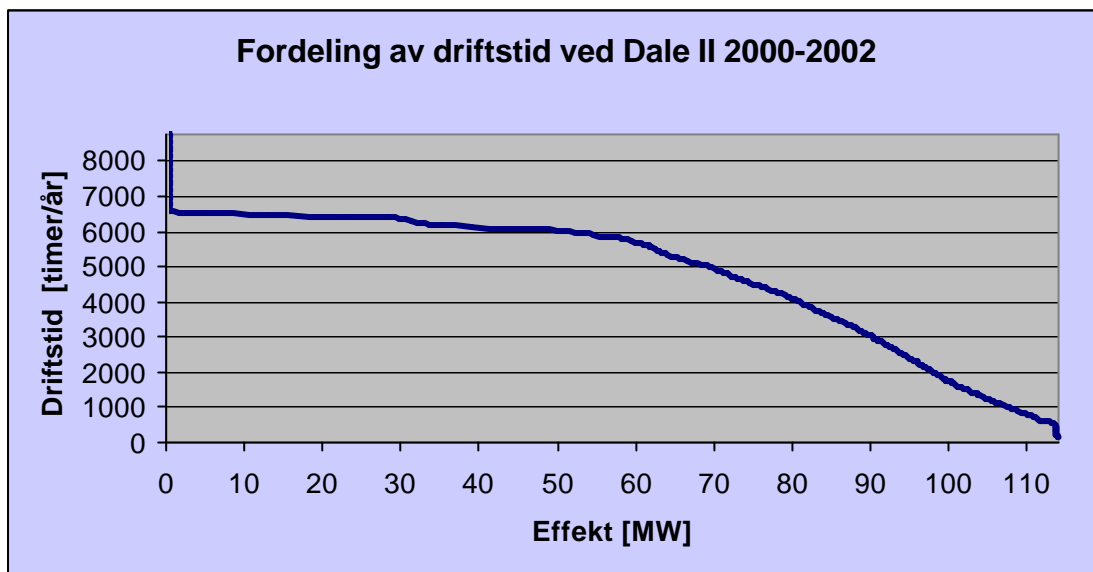
Aggregatene ved Dale I er delvis fjernstyrte. De kan effektreguleres fra BKKs døgnbetjente driftsentral, men må startes og stoppes manuelt. Aggregatet ved Dale II er derimot fullstendig fjernstyrt og kan derfor styres fra driftssentralen. De gamle aggregatene har høy driftstid. Gjennomsnittlig driftstid de siste fem årene er 7545 timer. (Haga, 2001) Aggregatet ved Dale II brukes når det er stort tilslag til Storefosdammen, og ved høye priser. Dette aggregatet kan ikke kjøres på effekter mellom 30-60 MW grunnet kavitasjon. Ved kjøring på under 30 MW har aggregatet svært dårlig virkningsgrad, så dette gjøres kun i en nedkjøringsfase til full stans. (Tvedt, 2003) Aggregatet ved Dale II ble startet opp 90 ganger i året i perioden 1998-2000 (Haga, 2001), mens aggregat 5 og 6 ved Dale I startet 9-10 ganger i året i perioden 1996-2000. (Haga, 2001).



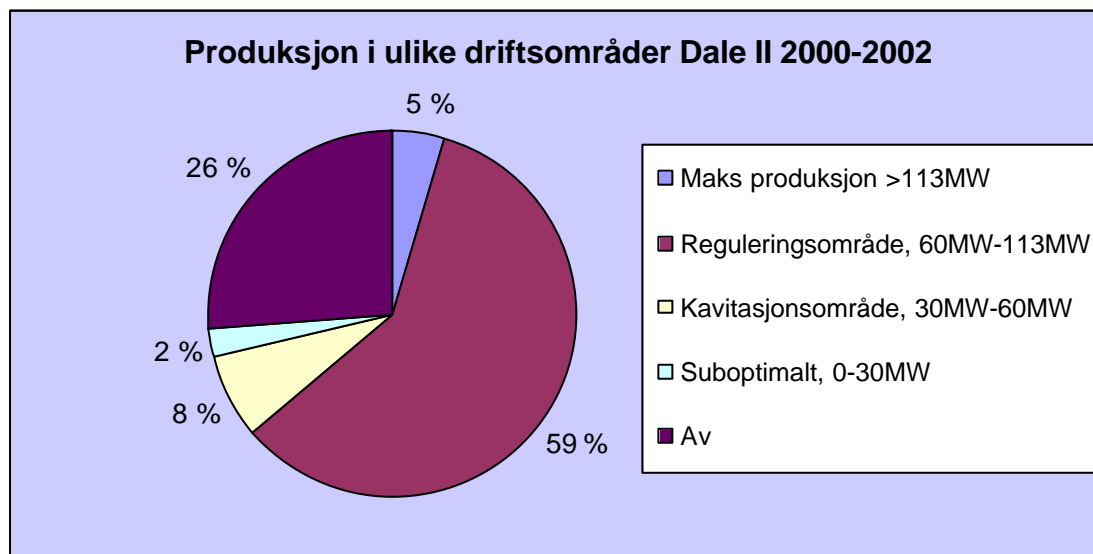
Dette bildet er tatt i den nye stasjonen, Dale II og viser toppen av generatoren på 113 MW aggregatet.

Figur 2-2: Bilde av generatoren til 113 MW aggregatet ved Dale II

Figur 2-3 viser en timesvis fordeling av produksjonen ved Dale II i årene 2000-2002 (Haga, 2001). Figuren leses slik at for en gitt effekt på X-aksen angir Y-aksen hvor mange timer produksjonen var lik denne effekten eller høyere i løpet av ett år. I Figur 2-4 er de samme dataene satt opp i ulike sektorer. Figuren baserer seg på timesvise tall for produksjonen. 8% av produksjonen foregår i det forbudte kavitasjonsområdet mellom 30 og 60 MW. Dette skyldes at dersom aggregater er avslått i 30 minutter og går på 100 MW i 30 minutter, vil det bli registrert som en time på 50 MW. De 2% i det suboptimale området skyldes en selvpålagt restriksjon om å bruke en halv time på å redusere produksjonen fra 10 m³/s til 5 m³/s. Dette beskrives nærmere senere i kapitlet.



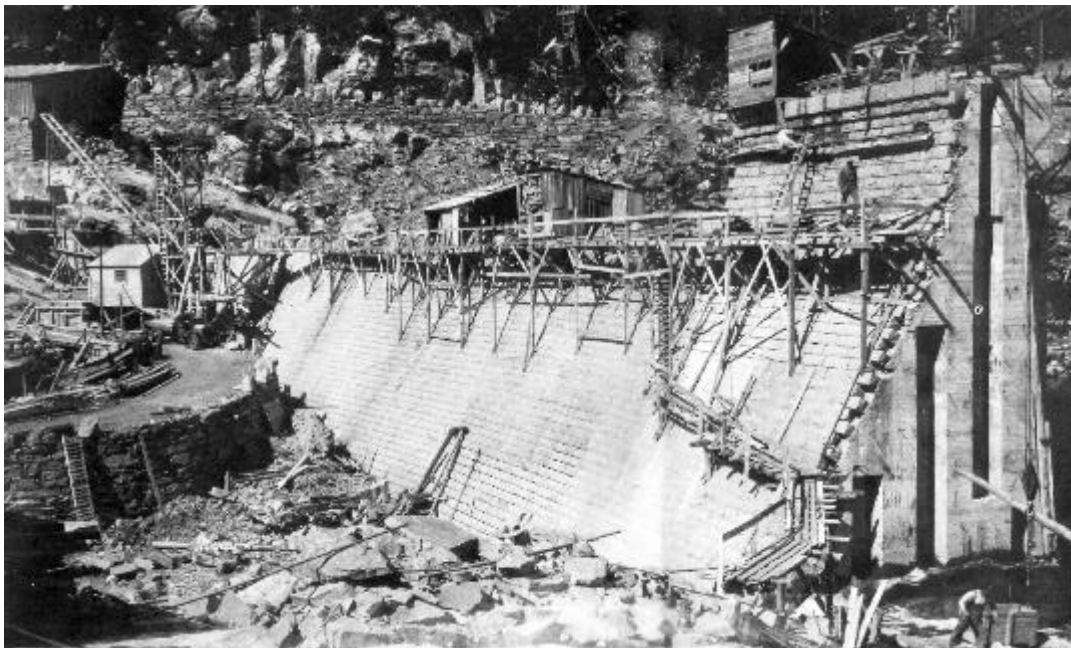
Figur 2-3: Driftstid ved ulike effekter Dale II 2000-2002



Figur 2-4: Produksjon ved Dale II 2000-2002

2.2.2 Vanmagasinet

Storefosdammen er felles inntaksmagasin for Dale I og Dale II. Dette er et buffermagasin med begrenset lagringskapasitet. Magasinkapasiteten er på kun 1 mill. m³. (BKK Produksjon, 2003-2) Dammen er en massiv betongdam med fast overløp. På det høyeste måler den 19 meter. (Det Norske Veritas, 2002)



Figur 2-5: Bygging av Storefosdammen

2.2.3 Vannveien

Driftstunnelene til Dale I og Dale II har felles inntak fra Storefossen. Dette inntaket ble bygd samtidig med at Dale II ble bygd ut i 1990. (Aarbakke, 2003)

Rørledningen som går ned til Dale I ligger delvis i dagen og delvis i tunnel. Opprinnelig var det lagt tre tilløpsrør ned til Dale I, men kun rør 3 er i drift nå. Dette er røret er sveiset og bandasjert. Røret er laget av førsteklasses fluss-stål i kjelekvalitet (Norconsult, 1999). Rør av denne typen klassifiseres som smisveiste rør. Historisk sett har smisveiste rør hatt problemer med fasthet til rørenes langsømmer. Dette kan medføre at rørene får redusert evne til å tåle innvendig overtrykk. På grunn av at dette har NVE pålagt BKK Produksjon å ta rør 3 ut av drift innen år 2006. Man jobber imidlertid idag for å få utvidet konsesjonen på dette røret. Ifølge Kjell Inge Aarbakke som er vassdragsteknisk ansvarlig ved Dale, har røret god kvalitet og dagens aggregatsammensetning passer bra med normaldrift av vassdraget. Det er derfor realistisk at konsesjonen på rør 3 kan bli utvidet.

Dale IIs vannvei har på tilløpssiden 2 trykkrør. Trykkrør 1 er tilkøpset eksisterende turbin og trykkrør 2 er beregnet for den framtidige tilkoplingen av turbin 2. Disse rørene er laget av stål.

2.2.4 Minstevannføring

Alle endringer i driftsvannføringen i Dale Kraftverk skal etter konsesjonsvilkårene av 26. juni 1987 skje med myke overganger (Solli og Møystad, 1989). Man må vise spesiell forsiktighet ved en reduksjon i vannføringen for at fisk i elveprofilens ytterkant skal få tid til å trekke seg mot sentrum. Minstevannføringen i Daleelva er satt til 3 m³/s målt nedenfor utløpet til Dale II. For å tilfredsstille disse kravene har BKK selv pålagt seg "at det fra 10 m³/s til 5 m³/s brukes

minst 1/2 time, og videre reduksjon fra 5 m³/s til 3 m³/s skal foregå over minimum 6 timer.” (Trøtteberg, 1998)

Minstevannføringen i Daleelva er et absolutt krav fra myndighetene, som skal overholdes med 100% sannsynlighet. Fra Dale II kom i drift har BKK sikret minstevannføringen ved at aggregat 5 og/eller aggregat 6 ved Dale I alltid kjøres, også når aggregatet ved Dale II går. Den gamle stasjonen kjøres vanligvis på en vannføring på 4-6 m³/s, slik at man med stor sannsynlighet unngår den kritiske delen av nedkjøringen fra 5 m³/s til 3 m³/s de gangene Dale II faller ut. Dagens situasjon for å sikre vannføringen i elven er derfor kostbar på grunn av at det produseres mye ved Dale I til lave virkningsgrader. Dersom det installeres en fjernstyringsenhet på de gamle aggregatene vil det være mulig å endre denne praksisen.

Nedslagfeltet mellom Storefossen og utløpet av Dale II er på ca 11 km², og dette gir et midlere uregulert tilsig på 1 m³/s. (Trøtteberg, 1998) Det uregulerte tilsiget sees på av BKK som en ekstra sikkerhet for minstevannføringen, og regnes derfor ikke som et bidrag til å overholde minstevannføringen på 3 m³/s. Imidlertid vil dette kunne taes inn i betraktning ved lengre driftsstans.

2.2.5 Energidreper

Ved den nye stasjonen, Dale II, er det installert en energidreper som er en ekstra sikkerhet for at kravet til minstevannføring blir opprettholdt. Dette er en installasjon som reduserer hastigheten til vannet og slipper det ut nedenfor kraftverket. Energidreperen blir jevnlig testet og benyttes dersom ett eller flere aggregat faller ut under produksjon og forårsaker enten ujevn nedkjøring eller vannføring under minstekravet. Vannføringen gjennom energidreperen er 3 m³/s, og kan således opprettholde minstevannføringen, men den kan ikke forhindre en reduksjon fra 5 m³/s til 3 m³/s dersom Dale II er slått av.

3 Analyseverktøy

Dette kapitlet beskriver analyseverktøyene Vansimtap og VTG Revision og deres funksjonaliteter. Disse verktøyene blir benyttet til å modellere Dale Kraftverk og Bergsdalsvassdraget. Resultatene fra VTG Revision vil bli benyttet i en beregningsmodell i Excel for å finne ut om en rehabilitering av kraftverket er lønnsom og eventuelt finne beslutningsregler for kapasitet og tidspunkt for en slik oppgradering.

3.1 Innledning

Analyseverktøyene Vansimtap og VTG Revision vil bli brukt i fellesskap for å finne ut om en oppgradering av Dale Kraftverk er lønnsom. I VTG Revision er det ikke mulig å modellere flere kraftverk etter hverandre i et vassdrag. Dale Kraftverk ligger som nevnt i kapittel 2 nederst i Bergsdalsvassdraget. Storefosdammen som er inntaksmagasin til Dale Kraftverk er et buffermagasin som kun har kapasitet på 6,4 timer ved maksimal produksjon og intet tilsig. Vannføringen ved Fosse Kraftverk spiller derfor vesentlig inn på produksjonen ved Dale. På grunn av dette vil Vansimtap bli brukt for å finne vannføringen ved Fosse og denne vil modelleres som tilsig til Storefosdammen i VTG Revision.

VTG Revision benytter et deterministisk tilsig som input, og flom vil derfor ikke forekomme. Flomberegninger vil derfor bli foretatt i Vansimtap og videre bli tatt i betraktning i modelleringen av tilsiget som skal benyttes som input til VTG Revision. Dette gjøres ved at det vannet som forekommer som flom ved Dale i Vansimtap, ikke er medregnet som tilsig i VTG Revision.

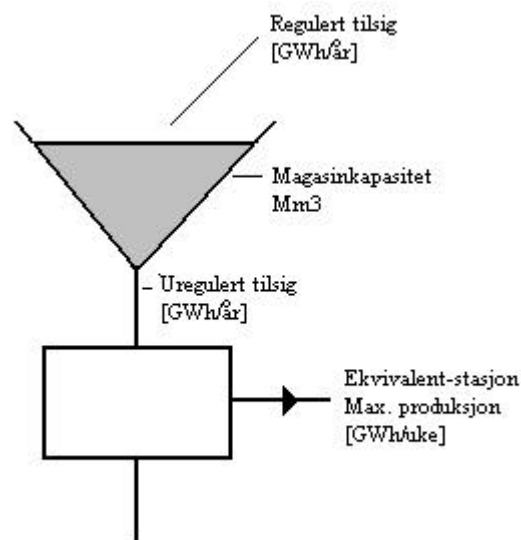
3.2 Beskrivelse av Vansimtap

Vansimtap er et dataverktøy utviklet på EFI (nå SINTEF Energiforskning) i begynnelsen av 1970-årene, og som siden stadig har blitt videreutviklet. Modellen brukes som beslutningsstøtte for driftsplanlegging på mellomlang og lang sikt for å fastlegge best mulig tappestrategi gitt et sett med prisscenarier og tilsigsscenarier. Vansimtap kan også benyttes til planlegging og investeringsanalyse for utbygging av vannkraft.

Vansimtap er en ettområdemodell. Med det menes at all utveksling av kraft forutsettes utvekslet via en samleskinne. Det vil si at det elektriske nettet eller markedet forøvrig ikke blir modellert.

3.2.1 Modellering av systemet

I Vansimtap blir vannkraftverk modellert ved hjelp av standardmoduler. En modul kan bestå av et magasin og en stasjon, tilsig, restriksjoner og pumpedata. Figur 3-1 viser en slik standardmodul.



Figur 3-1: Standard vannkraftmodul

Modellering av et vassdrag skjer ved at standardmodulene knyttes sammen ved hjelp av vannveier for stasjonsvannføring, forbitapping og flom/overløp. Vansimtap er basert på stokastisk dynamisk programmering (SDP) og krever derfor en sterkt forenklet modellpresentasjon av vassdraget for å unngå for mange tilstandsvariable, da vanligvis hvert magasin er opphav til en tilstandsvariabel. En ekvivalent enmagasinmodell modelleres og denne vil representere det detaljerte vannkraftsystemet.

I Vansimtap er beregningene delt inn i to deler; en strategidel og simuleringsdel. I strategidelen beregnes vannverdiene, som uttrykker verdien av lagret vann som funksjon av magasinifilling i enmagasinmodellen og tid. I simuleringsdelen simuleres driften av systemet for et antall historiske tilsigsår. Vannkraftssystemet er modellert i detalj i en tappefordelingsmodell som er tilknyttet den aggregerte enmagasinmodellen. Målet med optimaliseringen er å finne en strategi som maksimerer forventet økonomisk overskudd, gitt en prognose for framtidig prisutvikling. (Vansimtap, brukermanual) I vårt tilfelle, med risikojusterte priser, vil dette si å maksimere forventet markedsverdi gitt en langsiktig forwardkurve.

I simuleringsdelen kan man velge mellom seriesimulering og parallellsimulering. Ved utbyggingsplanlegging benyttes seriesimulering. Startmagasin for første uke i hvert tilsigsalternativ settes da lik sluttmagasin i siste uke i foregående tilsigsalternativ. Ved produksjonsplanlegging benyttes parallellsimulering. Startmagasinet er da likt for alle tilsigsalternativ som simuleres.

3.2.2 Beslutningsprosessen

Ved bruk av Vansimtap legges det først inn en detaljbeskrivelse av det aktuelle vassdraget og kraftverkene som befinner seg der. Ut i fra disse dataene blir det aggregert en ekvivalent enmagasinmodell og alle stasjonene blir slått sammen til en ekvivalent stasjon. Kraftutveksling med omgivelsene blir representert enten som fastkraftleveranse eller som leveranser til spotmarkedet. Fastkraftleveranser er forpliktelser til avtalt pris og må i Vansimtap overholdes. Utveksling til spotmarkedet vil si salg eller kjøp av kraft til spotpris. Dette er i Vansimtap representert som en stokastisk pris fra de ulike prisseriene som er brukt som input. Dette vil i praksis si at for hver uke oppfyller Vansimtap fastkraftforpliktelsene og selger resten av produksjonen til

spotmarkedet. Dersom fastkraftforpliktelsene er større enn produksjonen må det kjøpes kraft fra spotmarkedet for å fylle forpliktelsene. Tilsiget er representert ved tilsigsserier fra HYDARK som er et hydrologisk arkivsystem. Nettet blir forenklet til en samleskinne.

I Vansimtap er tilsiget en stokastisk variabel. Flere tilsigsalternativ hentet fra HYDARK blir tilegnet en sannsynlighet og disse benyttes til å finne vannverdien. Det er ikke modellert noen seriekorrelasjon mellom tilsig i etterfølgende perioder. I virkeligheten er tilsig i etterfølgende perioder korrelerte. Dette tas hensyn til ved å tillegge uketilsigene forskjellig vekt etter gitte regler. (Vansimtap, brukermanual)

Prisrekkene som benyttes i Vansimtap kan være hentet fra Samkjøringsmodellen eller være modellert fra egne prismodeller. I Vansimtap blir prisene modellert som en Markov kjede. Dette innebærer at prisene i en uke har innflytelse på prisene i neste uke.

I simuleringen kan beslutningsprosessen deles i to nivå. På det ene nivået beregnes optimal produksjon på sumsystemnivå. På det andre nivået beregnes detaljert tappefordeling av underliggende vannkraftsystem.

3.2.3 Kalibrering

Med kalibrering menes det å finne de overføringskapasiteter for bruk i vannverdiberegningene som gir best mulig magasindisponering (økonomiske resultat) når man simulerer eget produksjonssystem. Hensikten med kalibrering er å redusere overføringskapasiteten for kjøp og salg ved vannverdi-beregningene for å oppnå realistiske tappefordelingskurver. Ved dårlig eller manglende kalibrering vil magasinkurvene i løpet av året kunne bli ulogiske og sjansen for tomkjøring vil være stor. Kalibrering har en neglisjerbar betydning i beregningene dersom enmagasinmodellen ikke avviker betydelig fra detaljmodellen og produsenten er risikonøytral. Dersom produsenten er risikoavers eller at vassdraget ikke kan beskrives realistisk ved hjelp av enmagasinmodellen, kan modellen kalibreres slik at dette blir tatt hensyn til. Brukerne av Vansimtap kan påvirke strategien ved vannverdiberegningen ved hjelp av kalibrering. Kalibrering kan også benyttes til å koble en kraftprodusent til det lokale markedet.

3.2.4 Genererte resultater

Vansimtap gir etter optimalisering en plan for produksjon, magasinutvikling, stasjonsvannføringer samt flom og forbitapping. Tidsoppløsningen er en uke.

3.2.5 Begrensninger og svakheter

Det er ikke alltid den aggregerte enmagasinmodellen gir en god beskrivelse av det aktuelle vassdraget, men man kan ved hjelp av kalibrering rette opp på dette.

En ulempe ved å benytte en ekvivalent enmagasinmodellen er at Vansimtap beregner sumproduksjon for hver uke på sumsystemnivå blant annet basert på enmagasinmodellens magasininnhold i starten av hver simuleringsuke. Modellen vet summen av lagret energi i enmagasinmodellen, men den tar ikke hensyn til hvordan magasinutfyllingen er fordelt på de enkelte magasin/ vassdrag i den underliggende detaljmodellen.

I Vansimtap er det ikke mulig å legge inn start og stoppkostnader. Start- og stoppkostnadene ved et vannkraftverk er ikke vesentlig høye, så disse kostnadene vil generelt ikke ha stor innflytelse på produksjonsplanleggingen. Imidlertid vil aggregat 5 og 6 ved Dale I ha en krevende oppstartsprosedyre som gjør at disse aggregatene startes og stoppes i minst mulig grad. Dette vil ikke Vansimtap ta hensyn til.

Vansimtap har mulighet til å generere flere prisscenarier for samme tilsigsscenario. Ifølge Birger Mo (2003) ved Sintef Energi lar ikke dette seg gjøre ved seriesimulering. Grunnen til at det lar seg gjøre ved parallellsimulering er at man da begynner hver simulering med nåtilstand i magasinet. Ved seriesimulering setter man vannstanden i magasinet ved starten av simuleringen lik vannstanden ved slutten av forrige periode. Dette kommer per i dag i konflikt med å ha flere prisscenarier samme år. Vi kunne derfor bare bruke en prissimulering for hvert tilsigsscenario.

3.3 Beskrivelse av VTG Revision

VTG Revision er et IT-verktøy for praktisk beslutningsstøtte knyttet til vedlikehold og oppgraderinger av vannkraftstasjoner. Forkortelsen VTG står for Vannvei, Turbin og Generator. Programmet inneholder en analysemodell som sammenlikner økonomisk ytelse for ulike utforming av kraftstasjoner etter en eventuell oppgradering. I programmet kan man på en oversiktlig måte legge inn en detaljert beskrivelse av kraftstasjonens enkelte aggregat med tilhørende virkningsgrader, vannveier med tilhørende falltap, magasin og tilsig, og en markedsbeskrivelse basert på framtidig prisutvikling, sesong- og døgnvariasjon. VTG Revision genererer en optimal produksjonsplan basert på LP/IP- algoritmer løst med MP Xpress, og kan på grunnlag av dette sammenlikne kraftverkets nåtilstand og en eventuell nyttilstand. Videre inneholder VTG Revision en konsekvensmodell for økonomisk betydning av at aggregater ikke er tilgjengelige på grunn av vedlikeholdsaktivitet eller havari.

VTG Revision er utviklet av Frode Rømo ved Sintef Teknologiledelse etter oppdrag fra ENFO som nå er en del av EBL - Energibedriftenes Landsforening. Arbeidet ble påbegynt i 1992 og første versjon lå klar for uttesting i 1995.

3.3.1 Bruk av VTG Revision

For å benytte VTG Revision må man ha kunnskap om eget kraftverk og ha innsikt i hvilken teknologi som er mest effektiv for vannkraftproduksjon. Ved å legge inn denne type data, kan VTG Revision beregne et økonomisk potensial ved å oppgradere kraftverket. Dette gir et bilde på betalingsvilligheten til eieren av vannkraftverket for å ta i bruk ny teknologi eller til å oppgradere det gamle systemet til nyttilstand.

Resultatene fra analysene i VTG Revision kan hjelpe brukeren til å raskt skille ut prosjekter som er uinteressante, uten å leie inn konsulenter. Økonomisk interessante prosjekter vil også lett kunne identifiseres og brukes som grunnlag for en anbudsrunde.

3.3.2 Teknisk modellering av kraftverket

VTG Revision er utformet med den hensikt at brukeren i størst mulig grad skal kjenne igjen sitt eget kraftverk etter at tekniske data er lagt inn. (Rømo, 2001-1) Det er derfor lagt stor vekt på visuell framstilling av vannveier og virkningsgrader.

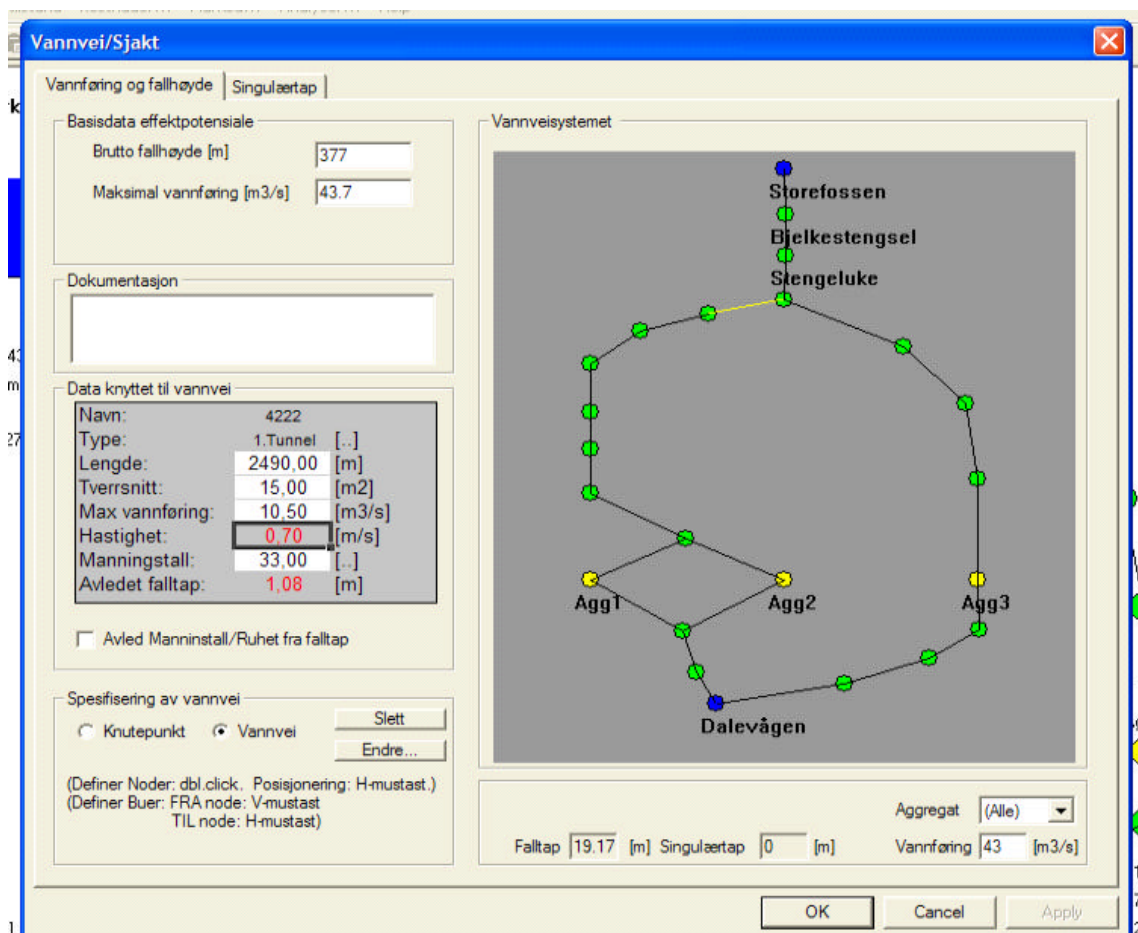
MAGASIN OG TILSIG

Magasinet blir modellert ut fra maksimalt magasininnhold, brutto fallhøyde og gjennomsnittlig helning i magasinet.

Brukeren legger inn gjennomsnittlig forventet tilsig [m^3/s] og kan velge å modellere ukebaserte eller døgnbaserte tidsperioder. Det skilles mellom tilsig til magasinet og uregulert tilsig. Dersom det er krav til minstevannføring i vassdraget, vil dette måtte modelleres som uregulert tilsig, da det ikke finnes andre måter å modellere det på. Dersom det er et magasinkraftverk som skal modelleres, må startnivået i magasinet pr. 1 januar legges inn.

VANNVEIEN

Vannveien modelleres som et nettverk med buer og noder via et grafisk brukergrensesnitt. Nodene representerer punkter for endringer i vannveien og defineres enten som start, splitt, avløp, aggregat, luke, grind, ventil, sandfang eller ny profil. Buene representerer trykksjakter/rør eller tunneler. Disse beskrives ved lengde, diameter/tverrsnitt, max vannføring og absolutt ruhet/Manningstall. Ut fra dette blir vannets hastighet [m/s] og falltap [m] beregnet.



Figur 3-2: Skjerm bilde fra VTG Revision - Vannvei

I VTG Revision beregnes falltappet i tunnelene som funksjon av Manningstall etter likning 3.1.

$$\Delta h = \frac{Lv^2}{M^2 R_h^{\frac{3}{4}}} \quad [3.1]$$

Definisjon av parametere:

- L = Lengden av tunnelen
v = Vannets hastighet
M = Manningstall
R_h = Hydraulisk radius

Manningstallet for råsprengte tunneler mellom 28-35 og for betongforede tunneler mellom 70-80. (Hveding, 1978)

Falltapet i trykksjaktene/rørene beregnes etter følgende funksjon:

$$\Delta h = \lambda \frac{Lv^2}{D2g} \quad [3.2]$$

Definisjon av parametere:

- λ = Friksjonsparameteren
L = Lengden av sjakten/røret
D = Diameteren av sjakten/røret
v = Vannets hastighet
g = Tyngdeaksellerasjonen

Her er friksjonsparameteren λ avhengig av ruhet og Reynolds tall i trykksjakten/ røret. Reynolds tall blir bestemt av diameteren på røret, vannets hastighet og kinematisk viskositet etter følgende formel:

$$R_\epsilon = \frac{DV}{\nu} \quad [3.3]$$

Definisjon av parametere:

- R_ε = Reynolds tall
D = Diameteren av sjakten/røret
V = Vannets hastighet
ν = Den kinematiske viskositeten

Den kinematiske viskositeten, ν, for vann ved ca. 5°C er ca. 1,5 · 10⁻⁶ m²/s.

For å finne friksjonsparameteren λ må man beregne Reynolds tall for det aktuelle røret og finne absolutt ruhet for denne typen rør. For nye rør er den absolutte ruheten for valset jern og stål 0,03-0,09, asfaltet støpejern 0,06-0,18, galvanisert jern 0,06-0,24 og støpejern 0,12-0,60.

(Solheim, 2003) Ved hjelp av den absolutte ruheten kan man beregne relativ ruhet etter følgende formel:

$$\text{Relativ ruhet} = \frac{\varepsilon}{D} \quad [3.4]$$

Definisjon av parametere:

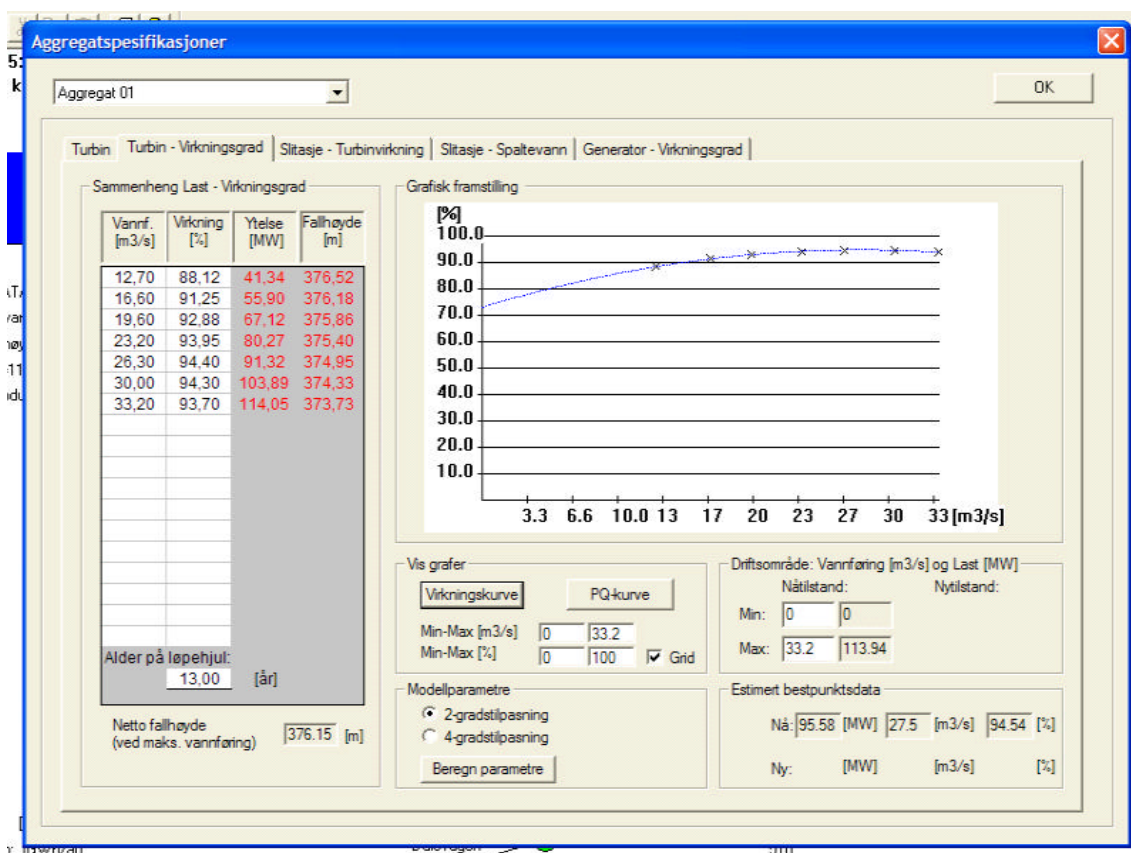
ε = Absolutt ruhet
 D = Diameteren til røret

Ved hjelp av Moodys diagram kan man bruke relativ ruhet og Reynolds tall til å finne friksjonsparameteren.

Det er mulig å modellere singulærtap i VTG Revision. Singulærtap er falltap som oppstår som følge av geometriske endringer i vannveien. Dette kan være i forbindelse med tverrsnittsforandringer, rørbend, rørforgreininger, ventiler eller luker. Singulærtap kan ofte neglisjeres ved lange rørledninger da friksjonstapet er dominerende. Ved korte ledninger er ofte singulærtapene dominerende og disse må derfor tas hensyn til. (Robertsen, 1992)

AGGREGATENE

For hvert aggregat i kraftstasjonen legges det inn data om type turbin og virkningsgradskurve innenfor et definert driftområde for turbinen og generatoren.



Figur 3-3: Skjerm bilde fra VTG Revision - Turbinvirkningsgrad

Det er også mulig å modellere slitasjeutvikling ved å legge inn virkningsgradsreduksjon for turbinen. Matematisk blir slitasjeutviklingen estimert ut fra etterfølgende formel som gir en avtakende slitasjeutvikling som er vanlig i sandholdig vann (Rømo, 2001-2)

$$\eta(t) = \eta_{min} + (\eta_{ny} - \eta_{min})e^{-Kt} \quad [3.5]$$

Definisjon av parametere:

- $\eta(t)$ = Virkningsgrad ved tiden t
- η_{min} = Asymptotisk verdi for virkningsgrad
- η_{ny} = Virkningsgrad ved t er lik 0
- K = Faktor som bestemmer hvor raskt virkningsgraden går mot asymptotisk verdi
- t = Løpende tid

En annen form for slitasje er knyttet til sannsynligheten for at et aggregat havarerer. Denne havarisannsynligheten er modellert i VTG Revision ved hjelp av Weibull-fordelingen (Høyland og Rausand, 1994):

$$f(t) = \begin{cases} \alpha\lambda(\alpha\lambda)^{\alpha-1} e^{-(\lambda t)^\alpha} \\ 0 \end{cases} \quad [3.6]$$

Definisjon av parametere:

- $f(t)$ = Sannsynlighetstetthet
- α = Parameter som bestemmer fasongen
- λ = Skaleringsparameter
- t = Tid

I en Weibullfordeling øker sannsynligheten for at det oppstår feil med alderen.

I VTG Revision kan man også legge inn måleserier for spaltevannsutvikling over tid. Spaltevann er vann som ikke deltar i energitransformasjonen, og mengden av spaltevann øker normalt med alderen på systemet. Pelton-turbiner har ikke spaltevann. (Aarbakke, 2003) Spaltevannstap inngår i turbinvirkningsgraden. Dersom formålet er å analysere lønnsomheten av investeringer i spaltevannsreducerende tiltak må spaltevannstap legges inn. For øvrige analyser vil det ikke ha noen innvirkning så lenge reduksjon i turbinvirkningsgrad er modellert.

HAVARIVURDERING KNYTTET TIL TURBIN OG GENERATOR

Havarisannsynligheten modelleres ved at alder, levetid og nullsvikt legges inn for eksisterende turbin og generator og for nye komponenter. Konsekvensen av et havari måles i kroner ut fra investeringskostnad, arbeidskostnad og tapt fortjeneste for nedetid. I VTG Revision skilles det mellom planlagt utskiftning og utskiftning på grunn av havari.

Ifølge Sintef Energi (Kjølle, 1999) er gjennomsnittlig feilfrekvens for vannkraftaggregater 0,3 feil pr. år. Gjennomsnittlig ubrukarhetstid er 61 timer pr. feil og tilgjengeligheten for vannkraftaggregater er 99,8%. Feilfrekvensen øker med ytelsen og avtar med alderen. Aggregat

idriftsatt før 1950 har lavest feifrekvens, men de eldste aggregatene har lengst ubrukbarhetstid. For denne analysen vil en kortsiktig driftsstans på et aggregat ha mindre å si. Imidlertid vil et totalhavari eller en lengre nedetid ha større konsekvenser.

3.3.3 Kostnader og tidstap

I VTG Revision kan det legges inn kostnader knyttet til turbin, generator, tunnel og sjakt. For turbin er det mulig å legge inn kostnader knyttet til drift, rehabilitering, havari og oppgradering. Disse kostnadene spesifiseres i driftskostnader før og etter oppgradering, og investeringskostnader, arbeid og nedetid knyttet til ny turbin, spaltevannsreducerende tiltak og havari. For generator kan det også legges inn kostnader knyttet til drift, rehabilitering og havari. Her spesifiseres kostnadene i driftskostnader for ny og gammel generator, og investeringskostnader, arbeid og nedetid knyttet til ny generator og havari. For tunnel og sjakt er det mulig å legge inn en kostnadsvurdering av tiltak i vannveien og en kostnadsspesifisering for utbedring av singulærtap.

3.3.4 Markedsbeskrivelse

Markedsprisene har tre estimeringsdimensjoner; lang sikt, sesongvariasjoner og døgnvariasjoner. Det er knyttet ulik grad av usikkerhet til de ulike dimensjonene. Det er størst usikkerhet knyttet til prisutviklingen på lang sikt.

Den langsiktige prisen er avgjørende for lønnsomheten knyttet til investeringer i kraftverket, mens prisvariasjoner over sesong og døgn påvirker både kjørestategien for kraftverket og lønnsomheten knyttet til investeringer. Sesongvariasjoner i pris, tilsig og magasinkapasitet er bestemmende for når på året energi skal produseres og for lønnsomheten av investeringen. Spesifiseringen av døgnvariasjoner er nødvendig dersom aktuell kjørestategi for kraftverket er egnet for effekt-kjøring, det vil si dersom kraftverket kan bruke hyppige lastendringer som strategi for å oppnå bedre priser.

3.3.5 Produksjonsplaner

VTG Revision kaller opp en LP-modell som beregner produksjonsplaner ut fra de spesifiserte egenskapene til kraftverket. Her vil tilsigsdata og prisdata, samt nivå i magasinet være med i optimeringen. Virkningsgradskurvene for aggregatene og falltap i vannveiene er også med som en del av produksjonsoptimering.

De produksjonsplanene som VTG Revision genererer vil gjennomgående gi høyere inntekt i forhold til det som empirisk kan observeres. Grunnen til dette er at tilsig og pris er deterministiske størrelser. Det vil derfor aldri forekomme flom i VTG Revision og inntektene blir derfor høyere. Siden pris og tilsig er negativt korrelert vil man heller ikke få modellert det faktum at priser i år med mye tilsig er lavere enn normalt, mens prisene i år med lite tilsig er høyere enn normalt. Modellens styrke er å sammenlikne alternative anleggskonfigurasjoner og da er det endringsforhold som vurderes. Derfor vil ikke de litt for gode produksjonsplanene være noe problem.

3.3.6 Analyser og modellkjøring

I VTG Revision er det mulig å utføre ulike analyser. Valgmulighetene er “Oppgradering og rehabilitering”, “Konsekvensmodell for utfall” og “Havarimodell for kritiske komponenter”. I denne hovedoppgaven vil det være aktuelt å utføre en oppgraderingsanalyse. Denne analysen viser inntjeningspotensialet for en oppgradering av et aggregat eller en vannvei. Analysen viser også produksjonsvolum, gjennomsnittlig totalvirkningsgrad og inntekt ved nåtilstand og nyttilstand.

3.3.7 Begrensninger og svakheter

VTG Revision er et analyseverktøy som bærer preg av å være i en utprøvningsfase. Programmet har et stort forbedringspotensiale i forhold til pålitelighet og brukervennlighet.

VTG Revision modellerer ikke kraftverk med en absolutt nøyaktighet. Hadde den gjort det ville den ikke vært brukervennlig. For anlegg med lav reguleringsgrad vil dette gjøre store utslag. Magasinet vil da i VTG Revision tømmes om dagen og fylles om natten. I virkeligheten vil tilsiget være mer ujevnt fordelt siden ovenforliggende kraftverket også vil produsere mer om dagen mens prisene er på sitt høyeste.

Det er dessuten kun mulig å legge inn en tilsigsserie. Ifølge Rømo (2003) vil man få en bedre representasjon av usikkerheten knyttet til beregningene dersom man ta inn muligheten for å gjennomføre beregninger for flere tilsigsserier.

En annen begrensning er at anlegg som ligger i serie ikke kan legges inn i VTG Revision, men må eventuelt beregnes i flere operasjoner. Uansett vil man aldri få en optimal løsning for hele vassdraget sett under ett.

VTG Revision beregner dessuten nåverdi basert på input om levetid og kalkulasjonsrente, men inneholder ingen eksakt beregningsmodul for skatt.

Vedlegg 4 omhandler en del svakheter og mangler i VTG Revision i forhold til brukervennlighet, pålitelighet og funksjonalitet.

4 Metodekapittel

Formålet med denne hovedoppgaven er å finne ut om en rehabilitering av Dale Kraftverk er lønnsom, og å finne beslutningsregler for når eventuelt en slik utskiftning skal skje. Dette kapitlet viser hvordan vi har gått fram for å finne løsningen på denne problemstillingen.

4.1 Beslutningsverktøy

1. Microsoft Excel og Visual Basic for Applications
2. Vansimtap, SINTEF
3. VTG Revision, SINTEF

4.2 Framgangsmåte

1. En risikojustert prismodell blir utarbeidet. Vi simulerer prisrekker i Excel som i størst mulig grad har samme langsiktige volatilitetsstruktur, gjennomsnittsverdi og varians som markedet. I tillegg har prisrekkene en korrelasjon mellom prisendring og tilsigsendring hver uke. Disse rekkene lagres på et format som passer som input til Vansimtap.
2. En langsiktig forwardkurve for kraftpriser blir funnet i markedet. Det blir dessuten utarbeidet årsvariasjon, ukesvariasjon og døgnvariasjon for kraftprisene.
3. Utbyggingsscenarier for nytt aggregatet ved Dale II blir valgt; 17,5 MW, 30 MW og 50 MW.
4. Virkningsgradskurver for aggregatene blir kalkulert og lagt inn i Vansimtap.
5. Simuleringer av hele Bergsdalsvassdraget blir kjørt i Vansimtap for de valgte utbyggings-scenariene for å finne produksjonsvannføring og overløp ved Dale og Fosse.
6. Tilsigsserier blir kalkulert ut fra en dimensjonert tilsigsserie fra HYDARK som benyttes for Storefosdammen og vannføringen ved Fosse Kraftverk, samt krav til forbitapping og minstevannføring.
7. Dale Kraftverks nåtilstand og alternative nytilstander modelleres i VTG Revision. Her beskrives vannveiene detaljert. Virkningsgradskurver og slitasjevurderinger legges inn for aggregatene. Det legges dessuten inn data om magasin og tilsig, samt markedsinformasjon.
8. I VTG Revision kalkuleres en produksjonsplan for hver enkelt tilstand.
9. En oppgraderingsanalyse kjøres for hver av tilstandene. Her blir forventet årsinntekt, årsproduksjon og virkningsgrad beregnet.
10. Verdien av kraftverket og utbyggingsprosjektet blir funnet. I Microsoft Excel blir det foretatt en analyse som beregner verdien av Dale Kraftverk ved de ulike tilstandene. Denne modellen tar hensyn til flomjusteringer, virkningsgradsreduksjon, framtidig prisutvikling og skatteberegninger. Verdien av de ulike utbyggings-scenariene blir funnet og sammenlik-

net. Det utarbeides også kurver for prosjektlønnsomhet som funksjon av investeringskostnad og kalkulasjonsrente.

11. Nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn blir utvidet. En analyse blir foretatt for å se hvilken innvirkning dette vil ha for produksjonen ved Dale Kraftverk og utbyggingsbeslutningen. Nye tilsig blir simulert i Vansimtap og nye oppgraderingsanalyser blir foretatt i VTG Revision for de ulike tilstandene. Deretter blir verdien av kraftverket med ekstra vanntilførsel beregnet og beste utbyggingsalternativ funnet.
12. Verdisetting av Dale Kraftverk når priser generert av Samkjøringsmodellen benyttes isteden for den risikojusterte prismodellen. Nye tilsig blir simulert i Vansimtap og oppgraderingsanalyser blir foretatt i VTG Revision for de ulike tilstandene, med og uten utvidet nedslagsfelt. Deretter blir verdien av kraftverket ved ulike tilstander funnet og sammenliknet. Resultatene her vil så bli sammenliknet med resultatene fra simuleringene med den risikojusterte prismodellen.
13. En sensitivitetsanalyse blir utført. Ser hvordan døgn- og sesongvariasjon i kraftprisene påvirker verdisetningen av Dale Kraftverk og beslutningen om utbygging. Beregninger både med den risikojusterte prismodellen og priser generert av Samkjøringsmodellen vil bli benyttet.
14. Ser på lønnsomheten av å installere en komplett fjernstyring av aggregatene ved Dale I. Dette medfører at aggregatene ved den gamle stasjonen kan startes fra BKKs driftssentral på Kokstad. Med en slik installasjon unngår man å produsere mer ved Dale I enn det som strengt tatt er nødvendig for å opprettholde kravet til minstevannføring.

5 Modellering av tilsig

Dette kapitlet beskriver hvilke tilsigsserier som benyttes i Vansimtap og hvordan vi har modellert tilsiget som skal benyttes som input til VTG Revision.

5.1 Innledning

Tilsiget til et magasin er en usikker parameter. Det er vanskelig å forutsi hvor mye nedbør som kommer og i hvilken form, til ulike tider. Vannverdien er avhengig av hvor mye vann som er lagret i magasinet. Produsenten må ut fra historiske data eller framtidsprognoser vurdere om han skal produsere nå eller lagre vannet for senere produksjon. Dersom det blir mye nedbør, vil det være fare for overløp og vannverdien blir lav. I motsatt tilfelle, ved lite nedbør, vil verdien av vannet være høy.

I Vansimtap benytter vi hydrologiske serier hentet fra HYDARK som tilsigsserier. BKK Produksjon har knyttet tilsiget til hvert magasin opp mot en andel av en HYDARK serie.

I VTG Revision vil vi benytte en tilsigsserie basert på tilsigsserie fra HYDARK og vannføringen ved Fosse Kraftverk som ligger ovenfor Dale i Bergdalsvassdraget. Hvordan denne beregnes blir beskrevet nedenfor.

5.2 Beskrivelse av HYDARK

HYDARK er et arkivprogram utarbeidet av NVE hvor man kan lese inn, lagre, korrigere, og finne igjen tidsserier. Tidsseriene kan inneholde hydrologiske data, temperaturdata og energidata. Hver serie har sin egen seriekode, slik at det er mulig å overføre HYDARK mellom flere installasjoner slik som SINTEF, Statkraft, NVE og større elektrisitetsverk. For å finne en tilsigsserie kan man søke på fylke, vassdrag, sted eller serie.

5.3 Tilsigsserier benyttet i Vansimtap

I Bergsdalvassdraget er det fire magasin som benytter hver sin tilsigserie fra HYDARK dimensjonert for det enkelte magasin. Vi benytter en ferdig kalibrert versjon av Vansimtap der BKK Produksjon har dimensjonert de enkelte hydrologiske seriene slik at de tilfredsstillt realistisk tilsig i de ulike magasinene. Tabell 5-1 viser hvilke hydrologiske serier og hvor stor andel av disse som blir benyttet i Bergsdalvassdraget.

	Hydrologisk serie	Tilsig i hydrologisk serie [Mm ³]	Andel av hydrologisk serie [%]	Tilsigsperiode
Storefossen	7812-B	737,0	17,5%	1930-2000
Bergevatn	7814-B	967,1	9,3%	1911-2000
Hamlagrøvatn	7813-B	622,0	52,3%	1930-2000
Torfinnsvatn	7815-B	605,7	21,5%	1911-2000

Tabell 5-1: Beskrivelse av benyttede tilsigsserier i Bergdalsvassdraget

5.4 Tilsigsserie benyttet i VTG Revision

I VTG Revision vil vi benytte en tilsigsserie som blir kalkulert ut fra følgende hovedkomponenter:

- Vannføringen ved Fosse Kraftverk som ligger ovenfor Dale Kraftverk i Bergsdalsvassdraget.
- Tilsigsserien fra HYDARK som BKK Produksjon har kalibrert for Storefosdammen, inntaksmagasinet til Dale.

I VTG Revision må minstevannføring modelleres som uregulert tilsig for at dette kravet skal bli tatt hensyn til i optimaliseringen av produksjonsplanen. For nåtilstand har vi valgt å modulere produksjonsvannføring ved Dale I som uregulert tilsig og produksjonsvannføringen ved Dale II som regulert tilsig. Produksjonsvannføringen til Dale II kan ved nåtilstand beskrives ut fra likning 5.1. For nyttilstandene er minstevannføringen modulert som uregulert tilsig, mens resten av vannføringen til Dale II er modulert som regulert tilsig. Likning 5.1 vil for nyttilstandene beskrive produksjonsvannføringen ved Dale II fratrukket minstevannføringen.

5.4.1 Problemformulering

De ulike tilsigsrekkene som legges inn i VTG Revision kan beskrives slik:

$$I(t) = P(t) + O_F(t) - O_D(t) + H_S(t) - V_{min}(t) \quad [5.1]$$

Definisjon av parametere:

- $I(t)$ = Produksjonsvannføring til Dale II i tidsperiode t for nåtilstand / Produksjonsvannføring ved Dale II fratrukket minstevannføring for nyttilstandene
- $P(t)$ = Produksjonsvannføring ved Fosse Kraftverk i tidsperiode t
- $O_F(t)$ = Flom og forbitapping ved Fosse Kraftverk i tidsperiode t
- $O_D(t)$ = Flom og forbitapping ved Dale Kraftverk i tidsperiode t
- $H_S(t)$ = Kalibrert hydrologiske serie for Storefossen i tidsperiode t
- $V_{min}(t)$ = Produksjonsvannføring ved Dale I ved nåtilstand / Minstevannføringen i Daleelva ved nyttilstandene
- t = Tidsavsnitt på en uke

Produksjonsvannføringen, flom og forbitappingen ved Fosse Kraftverk og flom og forbitappingen ved Dale Kraftverk blir funnet ved simulering i Vansimtap. Her benyttes ukesvise middelerverdier. Forbitappingen ved Dale Kraftverk er på minimum $0,3 \text{ m}^3/\text{sek}$. Dette går til drikkevann og er en fastsatt verdi.

Den kalibrerte tilsigsserien fra HYDARK for Storefossen er også den samme som BKK Produksjon benytter i Vansimtap.

5.4.2 Modellering av minstevannføring

I kapittel 2 er dagens driftssituasjon ved Dale Kraftverk beskrevet. Dale I kjøres vanligvis på en vannføring på $4\text{-}6 \text{ m}^3/\text{s}$ for å sikre at kravet til minstevannføring blir overholdt. Vi har derfor valgt å benytte gjennomsnittlig produksjon ved Dale I som minstevannføring i tilsigsmodellen til VTG Revision. Den gjennomsnittlige produksjonen ble beregnet ut fra timesvise produksjonsverdier fra 1996 til 2000 (Haga, 2001), og den hadde verdien $4,8 \text{ m}^3/\text{s}$.

Etter en eventuell oppgradering av Dale Kraftverk vil Dale I bli satt ut av drift og Dale II vil få installert ett ekstra aggregat. I denne nye driftssituasjonen vil det være mulig å regulere ned det nye aggregatet fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$, og dermed blir kjøringen ved minstevannføring endret fra dagens situasjon. For å ta hensyn til fisk i Daleelva har BKK satt et selvpålagt krav om at nedkjøringen fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$ skal foregå over 6 timer. Dale II stenges ned cirka 100 ganger i året (Haga, 2001). Vi antar at nedkjøringen foregår gradvis fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$. Kravet til minstevannføring i Daleelva er på $3 \text{ m}^3/\text{s}$. Vi har valgt å summere minstevannføringen og vannføringen ved nedkjøring, og benytte denne verdien som krav til minstevannføring i tilsigsmodellen til VTG Revision ved nytilstand. Denne verdien ble beregnet til $3,1 \text{ m}^3/\text{s}$.

Scenario	Minstevannføring [m^3/s]
Nåtilstand	4,8
Nytilstand	3,1

Tabell 5-2: Minstevannføring ved ulike scenarier

6 Modellering av priser

Dette kapitlet beskriver hvilke krav som stilles til en risikojustert prismodell, og hvordan vi har utviklet en risikojustert prismodell som kan brukes som input til Vansimtap. Analyser med denne prismodellen vil i senere kapitler bli sammenliknet med BKK sin offisielle prisprognose fra Samkjøringsmodellen.

6.1 Problemstilling

Prismodeller generert av Sintef Energis "EMPS-model" (EFIs Multiarea Power Scheduling Model), ofte kalt Samkjøringsmodellen, har av mange norske produsenter vært benyttet som input til dataprogrammer for produksjonsplanlegging og beslutningsstøtte for utbygging og revisjon av vannkraft. Samkjøringsmodellen er en såkalt "bottom-up" modell. Dette vil si at den beskriver prisdannelsen i markedet basert på inputdata om produksjon, etterspørsel, overføring etc. Priser generert av Samkjøringsmodellen representerer derfor forventet spotpris i markedet for en gitt analyseperiode. Disse prisene er ikke risikojustert, og de vil således ikke kunne gi verdien av en aktuell utbygging eller revisjon.

Ved å benytte forwardpriser vil man få risikojusterte priser. Disse prisene vil være deterministiske i den forstand at forwardprisen for en gitt framtidig leveringsperiode ikke har knyttet usikkerhet til seg. Ved å benytte forwardpriser uten noen form for justering, vil man få samme pris for et gitt tidsrom uavhengig av tilsiget i tidsrommet. Med en slik prismodell vil antagelig magasindisponeringen gjennom året bli noe annet enn det som er rasjonelt. En slik magasinutvikling vil generere en kontantstrøm som ikke er realistisk, og man vil få feil estimat av markedsverdien av kraftverket.

Vi benytter Vansimtap for å modellere vanndisponering i Bergsdalsvassdraget. Dette dataverktøyet bruker historisk tilsig som input. Det er derfor viktig at en prismodellen som benyttes som input til Vansimtap i tillegg til å være risikojustert også tar hensyn til usikkerheten knyttet til tilsig og pris, slik at simuleringene gir en vanndisponering som er mest mulig optimal. Det er derfor naturlig å lage flere ulike prisstier, en for hvert tilsigsår.

6.1.1 Krav til prismodellen

1. **Forwardnivå:** Prisene må være konsistente med markedet. Dette betyr at gjennomsnittet av prisscenariene for en gitt uke må være konsistent med forwardprisene for samme uke.
2. **Volatilitet:** Volatiliteten til forwardkurven til prisene være konsistent med volatiliteten i markedet.
3. **Varians:** Det må ivaretaes en generell usikkerhet om prisnivået. Det er derfor viktig at variansen til prisen en gitt uke er konsistent med den prisvariansen produksjonsplanleggeren står ovenfor når han foretar vanndisponeringen. Med dette menes at variansen må være konsistent med spotmarkedet.
4. **Konsistent årsovergang:** Prisen 31. desember år t må være konsistent med prisen per 1. januar år $t+1$. Vansimtap simulerer tilsigsårene etter hverandre, og et unaturlig stort hopp her vil kunne føre til irrasjonelle beslutninger for magasinkurvenivået.

5. **Korrelasjon med tilsig:** Det må ivaretaes en sammenheng mellom pris og tilsig. Så lenge Vansimtap bruker historisk tilsig som input må prismetellen ta hensyn til dette. Siden pris og tilsig er negativt korrelert, vil prissimuleringer hvor det ikke taes hensyn til tilsiget generere feil verdi av kraftverket. Et elvekraftverk som taper på den negative korrelasjonen mellom pris og tilsig, vil dermed få for høy verdi. Et kraftverk med et flerårsmagasin vil generelt dra fordel av enhver prisvariasjon over tid, og vil dermed få for lavt estimat av verdien på kraftverket.

6.2 Ulike prismodeller

Her beskrives tre ulike prismodeller som kan være aktuelle å benytte som input til Vansimtap. Hver prismodell sammenliknes ut fra de kravene som er stilt ovenfor og en av dem blir valgt for videre bruk på grunnlag av kravspesifikasjonene i kapittel 6.1.1

6.2.1 Lucia og Schwartzs prismodell

Lucia og Schwartz (2000) beskriver fire forskjellige prismodeller basert på spotpriser og log-spotpriser med en og to stokastiske faktorer. Modellene har også innlagt sesongvariasjon. I likning 6.1 beskrives en modell basert på spotpriser og en stokastisk faktor.

Prisen består av følgende komponenter:

$$P_t = f(t) + X_t \quad [6.1]$$

Definisjon av parametere:

P_t	= Spotpris
$f(t)$	= En deterministisk sesongvariasjon
t	= Løpende tid
X_t	= Støy omkring den deterministiske sesongverdien ved tiden t

X_t utvikler seg etter følgende prosess:

$$dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dz \quad [6.2]$$

Definisjon av parametere:

dX_t	= Avvik fra deterministiske sesongvariasjon som funksjon av tiden t
κ	= Mean Reverting faktor
dt	= Inkrement i tid
σ	= Volatiliteten til prosessen
dz	= En tilfeldig trekning fra en normalfordeling

En rekke simuleringer av en slik prisbane vil i følge Lucia og Schwartz (2000) gå mot en verdi og varians, som er beskrevet i likning 6.3 og 6.4.

$$E_0(P_t) \equiv E\langle P_t | X_0 \rangle = f(t) + (P_0 + f(0))e^{-\kappa t} \quad [6.3]$$

$$\text{Var}_0(P_t) \equiv \text{Var}\langle P_t | X_0 \rangle = \frac{\sigma^2}{2\kappa} (1 - e^{-2\kappa t}) \quad [6.4]$$

der $\kappa > 0$.

Definisjon av parametere:

- $E_0(P_t)$ = Forventet spotpris ved tiden t
- P_0 = Startpris ved $t = 0$
- $f(0)$ = Deterministisk sesongverdi ved $t = 0$
- κ = Mean Reverting faktor
- σ = Volatiliteten til prosessen

På grunn av Mean Reverting faktoren vil man få en prisvarians som går mot et asymptotisk nivå lik:

$$\frac{\sigma^2}{2\kappa} \quad [6.5]$$

Ved å simulere Lucia og Schwartzs prismodell over en gitt tidsperiode, vil den ønskelige asymptotiske prisvariansen kunne oppnåes, samt muligheten for selv å kunne velge nivået på prisene. Dermed vil det være mulig å tilpasse gjennomsnittsprisen til forwardnivået. Korrelasjonen mellom pris og tilsig vil kunne ivaretas ved å korrelere dz i likning 6.2 mot tilsiget det året. Det er imidlertid ikke mulig å modellere en langsiktig volatilitet som er konsistent med markedet. I vår problemstilling ser vi på en investering med et langsiktig tidsperspektiv, og det er dermed svært viktig at den langsiktige volatiliteten er konsistent med markedet. Dette er derfor en vesentlig svakhet ved denne prismodellen.

6.2.2 Bjerksund, Rasmussen og Stenslands 3-faktor modell

Bjerksund, Rasmussen og Stensland (2000) beskriver to ulike modeller for utvikling av forwardpriser. Spesielt for disse modellene er at det er selve forwardkurven som modelleres og ikke spotprisen. Modellene er dermed skreddersydd for å ivareta markedets terminstruktur med fallende forwardvolatilitet med lengre tid til modning. Modellene gir derfor et godt grunnlag for å prise energiderivater som omsettes i markedet, samt for å kalkulere Value at Risk på eksisterende porteføljer. Software firmaet Viz selger et dataprogram "ElViz" som blant annet bruker disse algoritmene til prising, verdisseting og utregning av implisitt volatilitet.

3-faktor modellen følger denne prosessen:

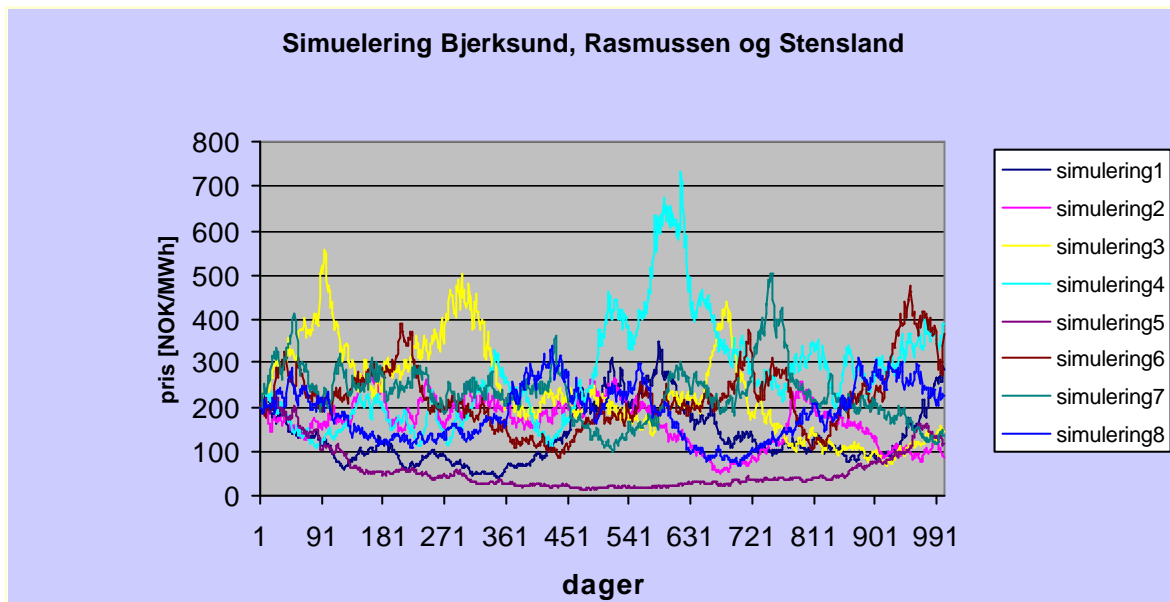
$$\frac{df(t, T)}{f(t, T)} = \frac{a}{T-t+b} dW_1(t) + \left(\frac{2ac}{T-t+b} \right)^{\frac{1}{2}} dW_2(t) + cdW_3(t) \quad [6.6]$$

Definisjon av parametere:

- a, b, c = Konstanter som må settes konsistent med markedet

$dW_1(t), dW_2(t), dW_3(t)$ = Tilfeldige treknninger fra uavhengige, identiske normalfordelinger
 t = Løpende tid
 T = Modningstid

Prosessen i likning 6.6 beskriver hvordan en forwardpris med en gitt modningstid, T , utvikler seg som funksjon av tiden t . Modellen er imidlertid ikke i stand til å beskrive hvordan en prissti vil utvikle seg i løpet av en sesong som funksjon av tiden. Det er mulig å sette løpende tid lik modningstid, og på den måten si at modellen representerer en serie med forwardkontrakter akkurat i det de utløper, og at dette igjen representerer en prisbane. En slik simulering er foretatt i Tabell 6-1. Her er a , b og c lik henholdsvis 0,319, 331 og 0,09. Disse verdiene gir en volatilitetsstruktur som er konsistent med markedet. T er lik 1000 dager og t er alltid 1000. Denne modellen har ingen Mean Reverting egenskaper og dette medfører at prissimuleringene får urealistiske verdier. Prisvariansen blir kort tid etter starttidspunktet urealistisk stor. Ved å endre på parametrene a , b og c kan prisvariansen ved et gitt tidspunkt modelleres etter eget ønske. I modellen er det selvsagt mulig å legge på en sesongvariasjon slik at kravet til en prismodell tilfredsstilles.



Figur 6-1: Simulering av prisbaner etter 3-faktor prismodellen

Det er også mulig å korrelere dW_1 og dW_2 med tilsiget slik at modellen bedre ivaretar kravet om korrelasjon mellom pris og tilsig.

6.2.3 Schwartz og Smiths prismodell

Schwartz og Smith (2000) har laget en prismodell som baserer seg på to stokastiske faktorer. Den første faktoren beskriver et kortsiktig avvik og den andre beskriver en langsiktig likevekt.

Prismodellen beskrives slik:

$$\ln(S_t) = X_t + \zeta_t \quad [6.7]$$

Definisjon av parametere:

- S_t = Spotpris
 X_t = Kortsiktig avvik
 ζ_t = Langsiktig likevekt

Det kortsiktige avviket følger denne prosessen:

$$dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma_x dz_x \quad [6.8]$$

Definisjon av parametere:

- dX_t = Endring i kortsiktig logaritmisk avvik
 κ = Mean Reverting speed
 dt = Inkrement av tiden t
 σ_x = Volatiliteten til det kortsiktige avviket
 dz_x = Tilfeldig trekning fra en normalfordeling

Den andre faktoren, den langsiktig likevekten, følger denne prosessen:

$$d\zeta_t = \sigma_\zeta dz_\zeta \quad [6.9]$$

Definisjon av parametere:

- $d\zeta_t$ = Endring i langsiktig logaritmisk likevekt
 σ_ζ = Volatiliteten til den langsiktige likevekten
 dz_ζ = Tilfeldig trekning fra en normalfordeling

I Schwartz og Smiths prismodell er det mulig å modellere drift og korrelasjon mellom langsiktig likevekt og kortsiktige avvik, samt Market Price of Risk, λ . I denne modellen er Market price of Risk lik 0, siden den langsiktige likevekten er basert på forwardpriser, som allerede er justerte for λ . Prismodellen kan også modelleres med sesongvariasjon, samt korrelasjon mellom tilsig og pris. Både det kortsiktige avviket og den langsiktige likevekten har en volatilitet som kan justeres til ønsket verdi. Mean Reverting faktoren κ gjør at variansen også kan reguleres til ønsket verdi. I kapittel 6.5 blir det imidlertid vist at bare to av følgende tre kriterier kan oppfylles på en gang: volatilitet på kort sikt, volatilitet på lang sikt og varians.

6.3 Valg av prismodell

Ingen av de tre prismodellene klarer å tilfredsstillere alle kravene vi har stilt til en risikostillert prismodell. Vi har oppsummert i Tabell 6-1 hvilke krav de ulike prismodellene tilfredsstiller og hvilke de ikke tilfredsstiller.

	Lucia-Schwartz	Bjerksund 3 faktor	Schwartz-Smith
Forwardnivå	OK	OK	OK
Volatilitet	Kan gjøres konsistent på kort sikt, ikke på lang	Konsistent, men ikke kombinert med riktig varians	Konsistent, men for å få riktig prisvarians kan den bare gjøres konsistent på enten kort eller lang sikt
Varians	Konstant	Svakt voksende	Svakt voksende
Konsistent årsovergang	70 serier kan simuleres sammenhengende	Problematisk	Ikke helt, men kan tilpasses ved justeringer
Korrelasjon med tilsig	OK	OK	OK

Tabell 6-1: Beskrivelse av de ulike prismodellene

En oppgradering av et vannkraftverk er en langsiktig investering og i den sammenheng er det viktigere at den langsiktige volatiliteten blir riktig enn at den kortsiktige volatiliteten blir riktig. Variansen er det også kritisk å modellere i henhold til markedet siden den vil ha stor innflytelse på vannverdiregninger, og dermed også på magasindisponering. Fra Tabell 6-1 ser man da at et naturlig valg er Schwartz og Smiths prismodell. Tabellen viser at det nå blir nødvendig å foreta justering av overganger fra 31. desember til 1. januar, og at den kortsiktige forwardvolatiliteten ikke blir helt konsistent med markedet.

6.4 Beregninger av parametre til den valgte prismodellen

Vi har valgt å benytte Schwartz og Smiths prismodell videre i analysen. Denne prismodellen må justeres for å tilfredsstillere kravene i kapittel 6.1.1. Målet er at verdiene til σ_x , σ_ξ , κ , og ζ_t i likning 6.7-6.9 skal være slik at prismodellen tilfredsstillere alle kravene vi har stilt til en risikojustert prismodell. Dette gjøres ved at vi først regner ut verdien av forwardnivå, sesongvariasjon, volatilitet, varians og korrelasjon mellom pris og tilsig. Når dette er gjort settes verdiene til σ_x , σ_ξ og κ , iterativt slik at prismodellen tilfredsstillere kravene som er stilt. Et annet alternativ hadde vært å finne parameterne i likning 6.7-6.9 ved hjelp av en regresjonsanalyse.

6.4.1 Forwardnivå

Som input til analysen er det behov for en forwardkurve relativt langt fram i tid. Vi antar at forwardprisen de første to til tre årene stabiliserer seg på et nivå og at den deretter øker geometrisk med en konstant vekstfaktor m hvert år. Bakgrunnen for dette er at for de første to til tre årene vil dagens magasinnivå ha en innvirkning på forwardprisen, men etter to til tre år vil Mean Reversion egenskapene gjøre at prisene er på et langsiktig nivå der dagens priser ikke har noen betydning. Usikkerheten knyttet til framtidige strømpriser er da knyttet opp mot lang-

siktig prisvolatilitet, som igjen er et uttrykk for usikkerhet relatert til faktorer som økonomisk vekst, energipolitikk og framtidig teknologiutvikling.

Analysen tar utgangspunkt i at å bygge ett nytt aggregat vil ta så lang tid fra beslutningstidspunktet at forwardprisen på igangsettingstidspunktet vil være på langsiktig nivå. Per i dag er spotprisene vesentlig høyere enn langsiktig prisnivå. Forwardprisene går derfor nedover den første tiden og når sitt laveste punkt rundt 2005 og øker i 2006. Det er derfor grunn til å tro at prisene har funnet sitt langsiktige nivå før 2006 og at de derfra vokser geometrisk. Det er da mulig å regne seg bakover fra 2006 til nåtid for å finne normalprisen i dag ved hjelp av vekstfaktoren m . Normalprisen vil si den prisen som trolig ville ha vært i dag dersom magasinsituasjonen hadde vært som forventet. Denne prisen kalles gjerne skyggepris (Schwartz, 1998).

Den langsiktige prisbanen for elektrisitet kan beregnes ved hjelp av sluttpriser fra Nordpool for årene 2004-2006 og markedsprisen for en 10 års kontrakt. 10 års kontrakter omsettes ikke på børsen, men de fleste aktører i kraftmarkedet opererer med slike kontrakter. Imidlertid er ikke likviditeten særlig stor på 10-åringsmarkedet. Pr. 27 februar 2003 er markedsprisen for 10 års kontrakter som utløper i 2013 mellom 202 og 210 NOK. (Dobbe, 2003)

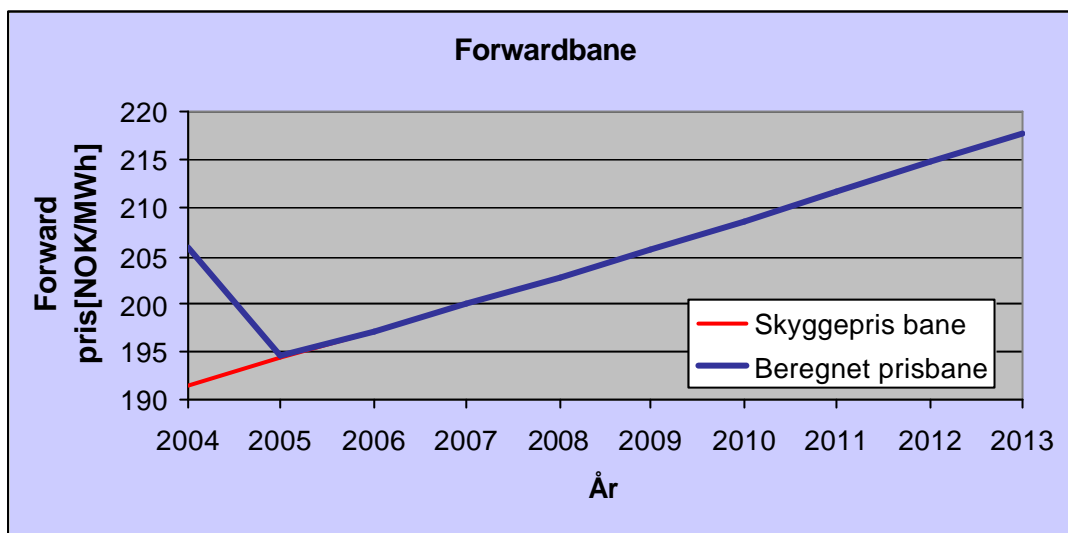
Vi har valgt å sette forwardprisen lik 205 NOK etter konsultering med markedsanalytiker Per Arne Austli ved BKK (2003). Markedsanalytiker i Elkem, Thomas Dobbe, mente også at forwardprisen ville ligge nærmere 202 enn 210 NOK ved en eventuell omsetning. Vi har laget en Excel-modell som regner ut den årlige vekstfaktoren, m , basert på årskontrakter for 2004-2006 og 10 års kontrakten. Excel-modellen er vist i Figur 6-2. Vi har valgt kontinuerlig rente og neddiskontering vil foregå ved midten av året. Det neddiskonteres tilbake til 1. juli 2003. Risikofri rente er satt lik renten på norske statsobligasjoner for årene 2002-2013. Den er ifølge Oslo Børs pr. 18. mars 5,3%. (2003)

I år 2006 omsettes kontraktene på Nordpool i Euro istedenfor i NOK. Prisen for en årskontrakt for 2006 var 24,00 euro. Vi benyttet en valutakurs på 8,212 for å beregne prisen i NOK. Dette er forwardkursen for Euro for året 2006 per 27.februar 2003.

Pris på 10-åring	205				
Risikofre rente	5,30 %				
Årlig økning	1,0144				
År	Beregnet prisbane	Diskontert	Diskonteringspunkt	10-åring	Diskontert
2004	206	195,4	1	205	194,4
2005	194,5	174,9	2	205	184,4
2006	197,1	168,1	3	205	174,9
2007	200	161,7	4	205	165,8
2008	203	155,6	5	205	157,3
2009	206	149,7	6	205	149,2
2010	209	144,0	7	205	141,5
2011	212	138,5	8	205	134,2
2012	215	133,3	9	205	127,2
2013	218	128,2	10	205	120,7
	Diskontert sum	1549,4			1549,4

Figur 6-2: Excel-modell for beregning av årlig prisøkning

Vekstfaktoren, m , er funnet ut fra kravet om at summen av de diskonterte kontantstrømmene skal være lik for 10 års kontrakten og den beregnende prisbanen. Ut fra denne modellen kan vi se at årlig prisøkning i perioden 2006-2013 er 1,44% kontinuerlig, eller 1,45% med årlig kapitalisering. På grunn av at vi har kunstig høye priser for årskontraktene i 2004 og 2005 har vi stipulert en skyggeprisbane. Dette er vist på Figur 6-3. Ved en utbygging tar vi utgangspunkt i skyggeprisen for 1. juli 2003 og forutsetter en kontinuerlig vekst på 1,44% hvert år. I simuleringer av prisscenarier er derfor skyggeprisen for 1. juli 2003 brukt som langsiktig likevekt før sesongjustering. Denne verdien er på 188,76 NOK/MWh.



Figur 6-3: Forwardbane

Det ble også vurdert å estimere framtidig forwardpris ved å se på årlige økningen mellom lengste og nest lengste forwardkontrakt på Nordpool. Imidlertid viser det seg at differansen mellom disse forwardkontraktene varierte mye i pris og i løpet av få uker kunne kontraktene bytte på å være høyest. Dette betyr at disse kontraktene påvirkes ulikt av magasinsituasjonen slik den er i dag, og differansen mellom dem kan derfor ikke brukes til å si noe om langsiktig utvikling i forwardmarkedet.

6.4.2 Modellering og beregning av sesongvariasjon

For å modellere sesongvariasjon har vi lagt til et sesongledd til den langsiktige likevekten. Dette sesongleddet varierer fra uke til uke. Dette sesongleddet har en fast verdi. Dette vil si at sesongvariasjonen vil være like stor i både høypris- og lavpris- scenarier. Det kortsiktige avviket, X_t , er modellert helt uavhengig av det langsiktige avviket. Det kortsiktige avviket tilstreber hele tiden å gå mot 0. Prisene en gitt uke er derfor i gjennomsnitt lik det langsiktige avviket. Et alternativ hadde vært å definere det kortsiktige avviket som differansen mellom nåværende pris og langsiktig likevekt. I praksis fører dette til at om høsten når den langsiktige likevekten stiger, så vil prisene hele tiden ligge under det kortsiktige avviket. Mean Reverting egenskapene til det kortsiktige avviket vil hele tiden prøve å utlikne denne differansen, men henger stort sett alltid litt etter. Om våren blir det motsatt, det kortsiktige avviket blir alltid positivt. Dette gjør at middelpriisen en uke ikke blir identisk med det langsiktige avviket. Prismodellen vil ha en tidsforsinkelse i forhold til markedsprisene, noe som selvsagt ikke er

gunstig. Dette problemet unngår vi ved å modellere avvik og langsiktig likevekt med sesongvariasjon separat.

Den langsiktige likevekten justert for sesongvariasjon er gitt av likning 6.10.

$$\xi_{t,rev} = \ln(e^{\xi_t} + S_t) \quad [6.10]$$

Definisjon av parametere:

$\xi_{t,rev}$ = Langsiktig likevekt sesongjustert for uke = t

ξ_t = Langsiktig likevekt ved uke = t

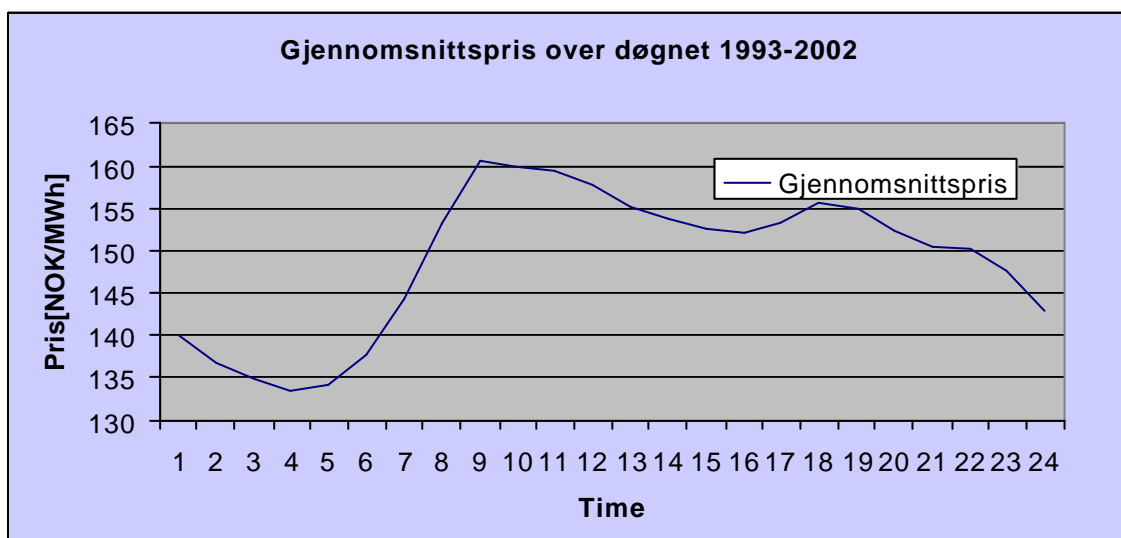
S_t = Sesongjustering ved uke t

Sesongvariasjonen ble funnet ved hjelp av Dataprogrammet ELViz fra Viz Risk Management. Programmet har en modul som glatter terminstrukturen fra forwardmarkedet til en kontinuerlig kurve. Tallene ble funnet ved å måle avviket fra FWYR-05 for hver uke i 2005 slik prisene var 12. mars 2002 kl 1230. (FWYR-05 lå da på 199 mot sluttpris 198,5 senere på dagen). Deretter ble prisene justert med vekstfaktoren m . Prisene for 2005 viste tilsynelatende ingen tegn til å være påvirket av den anstrengte magasinsituasjonen pr 12. mars 2003, samtidig har 2005 sesongkontrakter i motsetning til 2006 som bare har årskontrakt. Vi leste derfor verdiene for sesongvariasjon av for år 2005. Disse sesongvariasjonene er gjengitt i Vedlegg 3.

6.4.3 Prisdifferanse over døgnet

Variasjon over døgnet er ikke en del av kravene vi har stilt til prismodellen. Imidlertid kommer vi til å ha bruk for døgnvariasjon til analyser senere i oppgaven.

Kraftprisene varierer i løpet av døgnet på grunn variasjon i etterspørsel. Prisene har en topp om morgenen og en om ettermiddagen. Figur 6-4 viser hvordan gjennomsnittsprisen forandrer seg i løpet av døgnet. (NordPool, ftp server)



Figur 6-4: Døgnvariasjon for gjennomsnittsprisen

Prisdifferansen over døgnet er beregnet ut fra historiske timespriser fra Nordpool for perioden 1993-2002. Her er det beregnet gjennomsnittspris for hver time uten å ta hensyn til variasjon fra dag til dag. Ved å sortere timene etter pris, fant vi de 12 timene med høyest pris. Vi valgte å la 12 etterfølgende timer være høyprisperiode/lavprisperiode. Tidsperioden fra kl. 20 til 08 ble satt til lavprisperiode og tidsperioden fra 08 til 20 ble satt til høyprisperiode. Dette stemte godt med beregnede gjennomsnittsverdier; kun time 16 og time 20 var satt i feil gruppe. Differansen mellom gjennomsnittet av de høyeste og de laveste prisene viser variasjonen i døgnet. Differansen ble beregnet til å være 13,64 NOK.

6.4.4 Beregning av forwardvolatilitet

Vi har funnet volatiliteten på kort sikt i forwardmarkedet ved å beregne volatiliteten på ukepriser på Nordpool i perioden 1993-2002. Verdien på denne ble beregnet til 105,56% etter følgende metodikk som er beskrevet i Hull (2002).

$$\sigma_n^2 = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m u_{n-i}^2 \quad [6.11]$$

der

$$u_i = \ln\left(\frac{S_i}{S_{i-1}}\right) \quad [6.12]$$

Definisjon av parametere:

- σ_n = Volatiliteten til prisen ved tid n
- S_i = Spotprisen ved tid i
- i = Løpende tid
- n = Gitt tidspunkt
- m = Antall observasjoner

Volatiliteten på lang sikt ble funnet ved hjelp av en ulineær regresjon i SPSS. Som input til denne regresjonen ble volatiliteten på kort sikt 105,6%, forwardvolatiliteten i markedet slik den var pr 21. februar 2003. Tallene for forwardvolatiliteten er hentet fra dataprogrammet ElViz og er basert på implisitt volatilitet. Disse tallene er gjengitt i Figur 6-5.

21.02.2003						
European Option						
	Call			Put		
	Bid	Last Trade	Ask	Bid	Last Trade	Ask
FWSO-03	60,0	62,0	63,0	60,5	61,0	62,0
FVW2-03	45,0	47,0	52,0	43,0	47,0	52,0
FWYR-04	29,0	29,5	30,5	28,5	29,0	30,0
FWYR-05	18,5	20,0	22,0	18,0	19,0	21,0
FWYR-06	17,0	19,0	21,0	16,0	17,0	20,0

Figur 6-5: Implisitt volatilitet i markedet

Regresjonen er utført etter formel 6.13 som er hentet fra Bjerksum, Rasmussen og Stensland (2000)

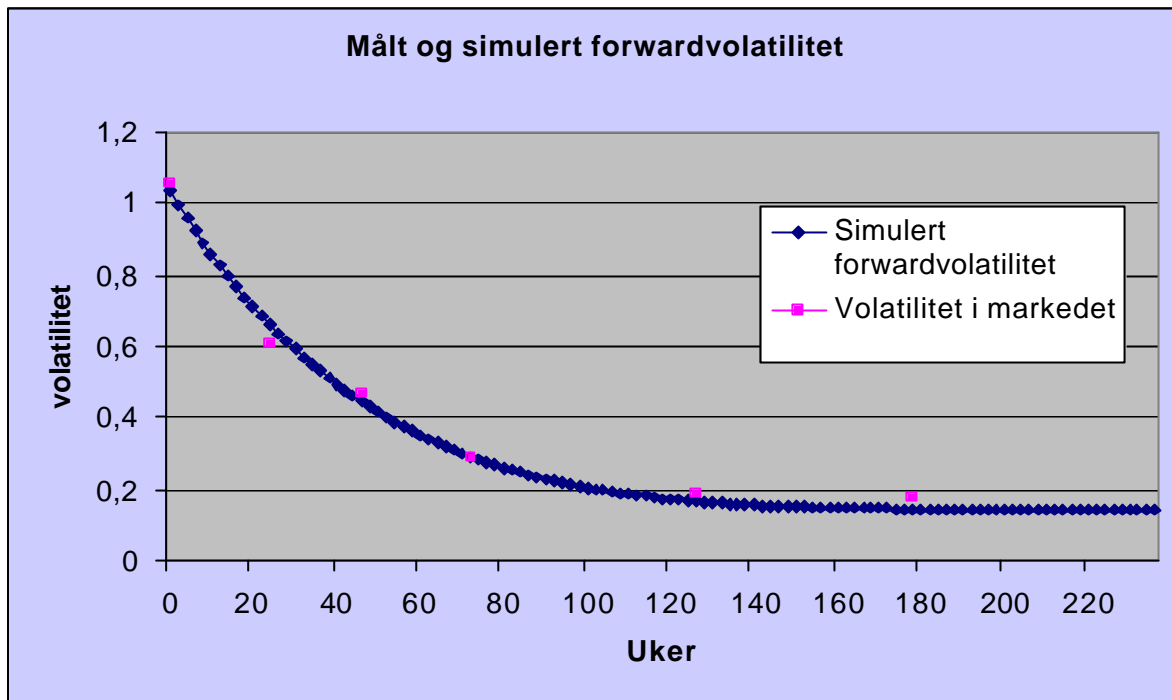
$$\frac{a}{T-t+b} + b \quad [6.13]$$

Regresjonen gav følgende verdier der 95% konfidensintervall er i parentes

$$\begin{aligned} a &= 0,319 [0,056-0,58] \\ b &= 0,331 [0,09-0,57] \\ c &= 0,090 [-0,06-0,24] \end{aligned}$$

Figur 6-6 er en sammenlikning mellom implisitt volatilitet i markedet og forwardvolatiliteten for en simulering av en Schwartz og Smiths prisbane med input gitt av likning 6.14. Verdiene i likning 6.14 er funnet ved en iterativ prosedyre slik at de passer best mulig med volatilitet i markedet. Disse er gitt på årsbasis.

$$\begin{aligned} \sigma_x &= 0,9 \\ \sigma_\xi &= 0,09 \\ \kappa &= 1 \end{aligned} \quad [6.14]$$



Figur 6-6: Volatilitetsstrukturen

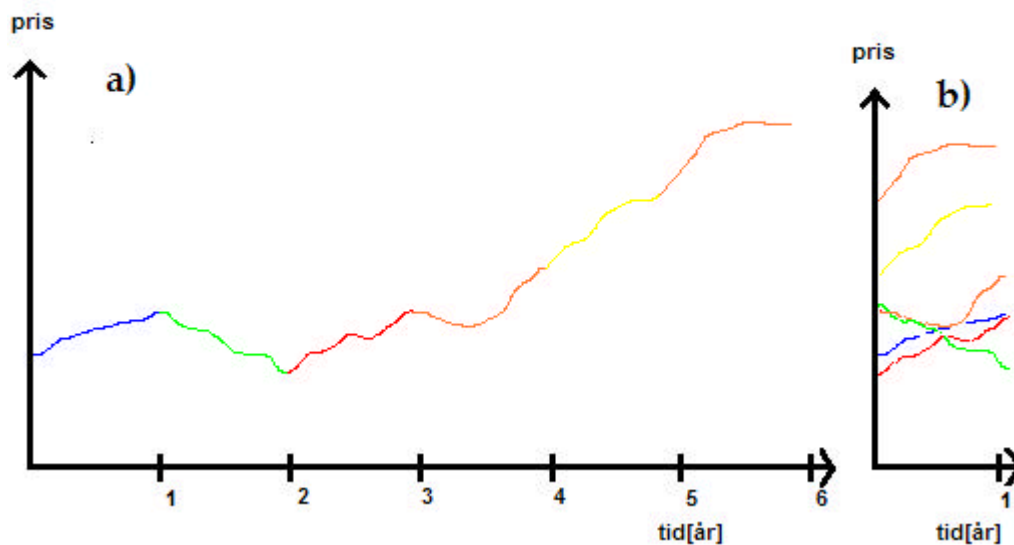
6.4.5 Modellering og beregning varians

Den gjennomsnittlige variansen på Nordpool i perioden 1993-2002 for alle prisene en aktuell uke ble funnet til å være 4940. Variansen på prisscenariene i vår prismodell må derfor være tilnærmet dette.

Variansen til Schwartz og Smiths prismodell er gitt av formelen:

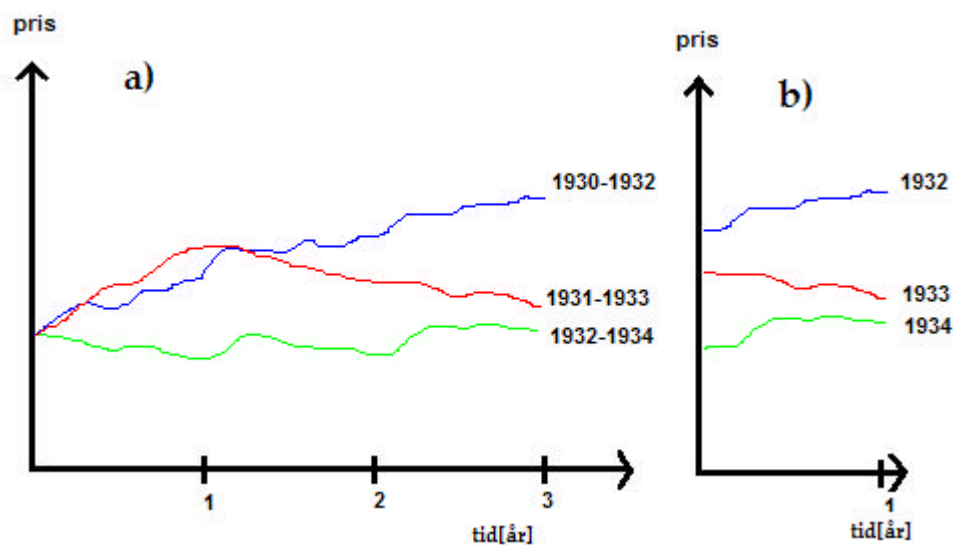
$$\text{Var}[\ln(S_t)] = (1 - e^{-2\kappa t}) \frac{\sigma_x^2}{2\kappa} + \sigma_\xi^2 t \quad [6.15]$$

Likning 6.15 viser at variansen er svakt voksende med tiden. Variansen vil derfor bli for stor dersom alle 70 årene simuleres fortløpende. Figur 6-7 viser en prinsippskisse av en simulering over en tidsperiode på 6 år. Graf a) viser hvordan prisene simuleres fortløpende, noe som gir en glatt overgang mellom 31. desember og 1. januar påfølgende år. I graf b) er simuleringen splittet opp i årlige tidsenheter, og disse årskurvene blir brukt som mulige prisscenarier. På grunn av den langsiktige volatiliteten har graf b) stor varians i prisene.



Figur 6-7: Prisscenarier simulert kronologisk - prinsippkisse

Forskjellen på variansen mellom for eksempel år 2 og 3 er imidlertid ikke så stor at det blir noe problem å få den konsistent med markedet. En løsning er derfor å simulere treårs perioder slik som for eksempel 1930-1932, 1931-1933 osv. Det siste året i hver treårsperiode blir brukt videre i analysen som prisscenarier. Dette er vist i Figur 6-8. En slik simuleringsteknikk vil ikke ha samsvar mellom prisene 31. desember og 1. januar etterfølgende år, men variansen er vesentlig redusert.

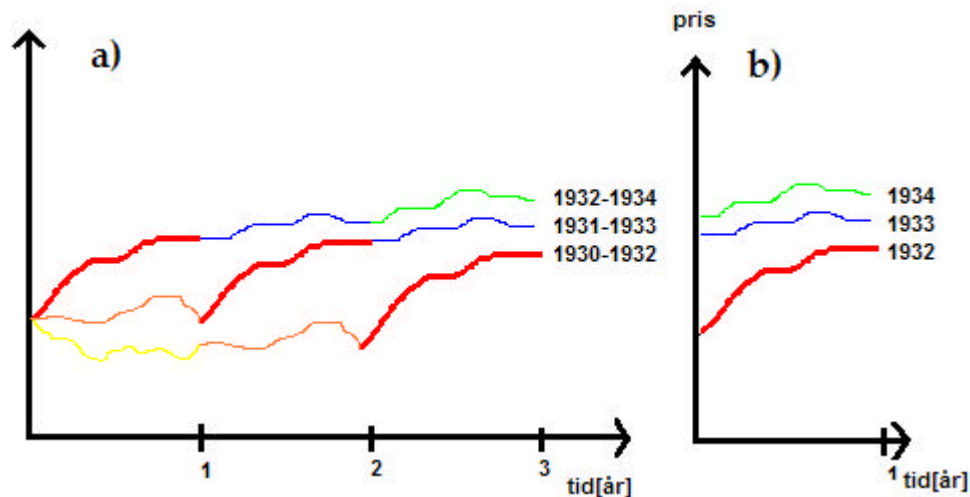


Figur 6-8: Simulering av treårsperioder

6.4.6 Glatting av årsoverganger

Utgangspunktet for en glatt årsovergang er at alle 70 år simuleres etter hverandre. Imidlertid har man i kapittel 6.4.4 kommet fram til at simuleringen bør foregå i blokker på tre år for å oppnå riktig varians. Imidlertid er overgangene mellom 31. desember og 1. januar fortsatt store i Figur 6-8.

Vi har redusert dette problemet ved å bruke låste verdier for de tilfeldig trekningene av dz_x og dz_ξ i likning 6.8 og 6.9 for hvert år uansett om det aktuelle året kommer som nr 1, 2 eller 3 i prissimuleringen. Dette er vist i Figur 6-9. Prisutviklingen i 1932 er her uthevet. Denne kurven har samme fasong enten den kommer først i treårsserien 1932-1934, midt i treårsserien 1931-1933 eller sist i treårsserien 1930-1932. Dette resulterer i vesentlig glattere overgang mellom uke 52 og uke 1 i påfølgende år.



Figur 6-9: Tre tilsigsår etter hverandre med samme dz_x og dz_ξ ,

Forskjellen mellom 31. desember og 1. januar er da så liten at den er mulig å glatte ut. Tre glattingsstrategier ble vurdert:

1. Ingen glatting.
2. Prisdifferansen mellom uke 52 og uke 1 deles i tre like deler. En tredjedel av differanseverdien legges til verdien i uke 52 og en tredjedel av differanseverdien trekkes fra verdien i uke 1. Prisene skal nå øke gradvis fra uke 51 til uke 2. Denne teknikken kaller vi 33%-33%-33%.
3. Prisdifferansen mellom uke 52 og uke 1 deles i 4 deler. En fjerdedel av differanseverdien legges til verdien i uke 52 og en fjerdedel av differanseverdien trekkes fra verdien i uke 1. Prisene øker nå jevnt fra uke 51 til uke 2. Denne teknikken kaller vi 25%-50%-25%

For hvert alternativ målte vi variansen mellom hver ukeovergang i prissmodellen vår etter likning 6.16. Vi brukte da de parameterne som vi senere i kapittelet argumenterer med er riktig å bruke, dvs en kapp på 5,24 og med volatilitet gitt av likning 6.14.

$$\text{Overgangsvarians} = \text{Var}(uke_x - uke_{x-1}) \quad [6.16]$$

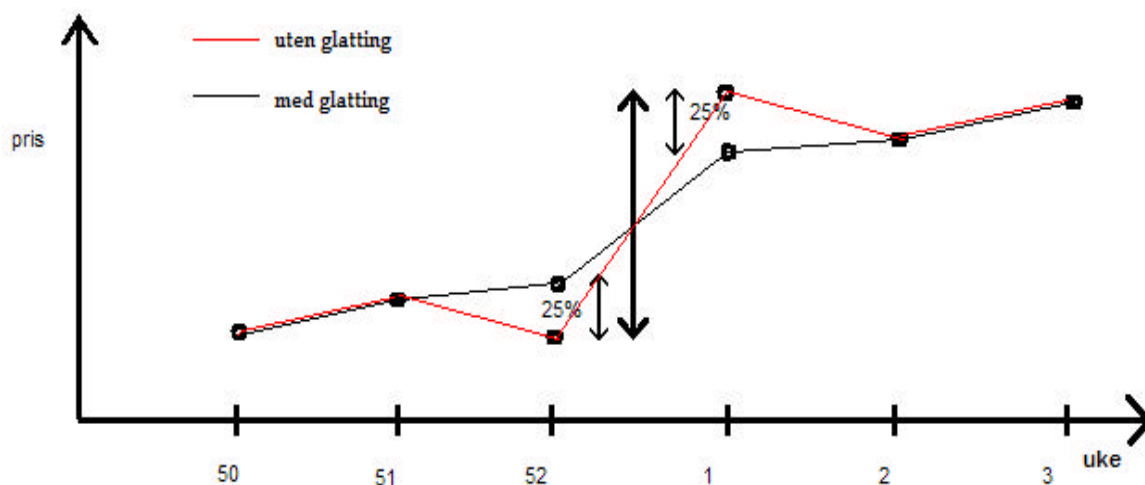
Definisjon av parametre:

Overgangsvarians = Variansen for prisovergang fra uke til uke
 uke_x = Prisen i uke x
 x = Ukenummer

Tabell 6-2 viser overgangsvariansen i likning 6.16 for de tre ulike glattingsprinsippene. Ingen glatting gir for stor varians i overgangen mellom uke 52-1. Alternativ 2 gjør at overgangen mellom uke 52-1 blir for lav. Den siste strategien med å dele overgangen i 25%-50%-25% gir akseptable verdier for alle overganger og ble derfor valgt. Denne glattingsteknikken er skissert i Figur 6-10. Det finnes nok bedre glattingsstrategier enn den som ble valgt. Imidlertid har fokus her vært å finne en glattingsstrategi som gir akseptable resultater, og det er oppnådd.

Glattingsteknikk	Overgangsvarians uke 1-2	Overgangsvarians uke 51-52	Overgangsvarians uke 52-1	Gjennomsnittlig overgangsvarians
Ingen glatting	796	711	2151	663
33%-33%-33%	983	845	240	668
25%-50%-25%	890	820	539	664

Tabell 6-2: Overgangsvarians ved ulike glattingsstrategier



Figur 6-10: Glattingsprinsippet 25%-50%-25%

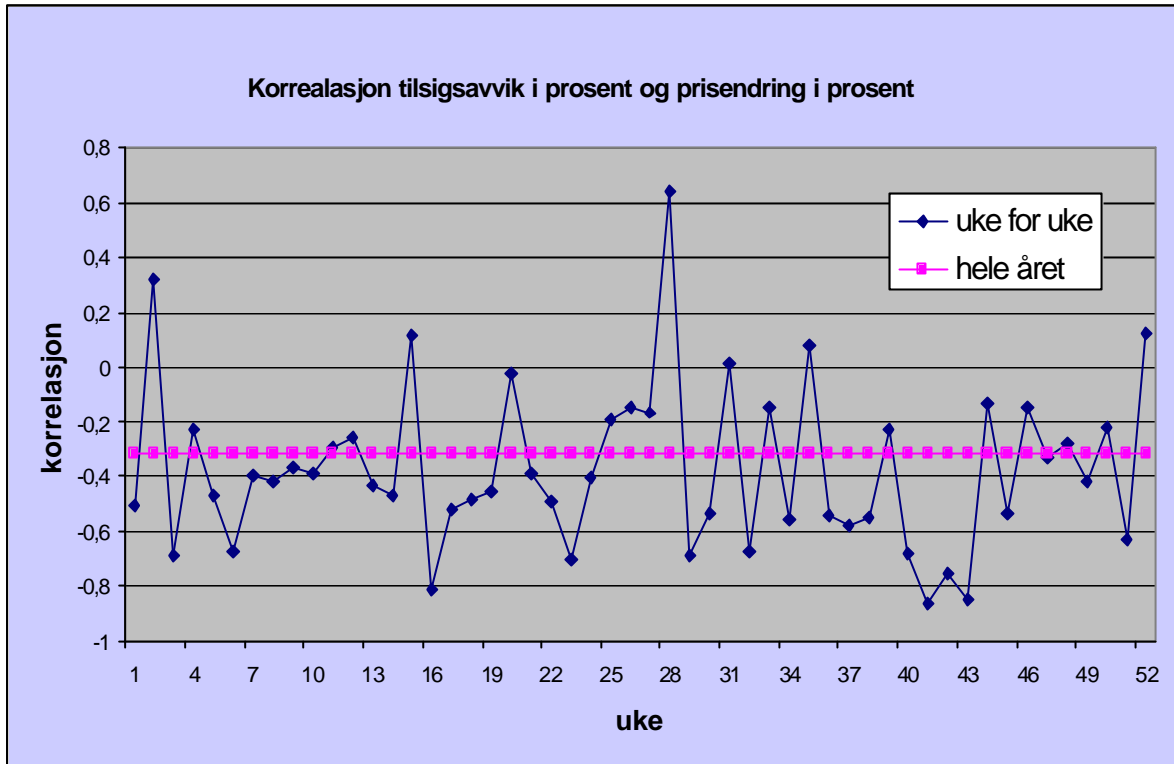
6.4.7 Modellering av korrelasjon

Det finnes helt klart en sammenheng mellom pris og tilsig. På kort sikt vil høyt tilsig presse prisen nedover på grunn av at enkelte kraftverk må produsere for å hindre overløp. På lang sikt vil også nedbør presse prisene nedover siden mye av nedbøren lagres enten i et snømagasin eller et vannmagasin. Likevel vil det trolig ikke være noen klar sammenheng mellom nedbør målt i dag og pris i dag. Dette skyldes at prisene i stor grad er autokorrelerte med uka i forveien. Ifølge Sintef Energi er denne autokorrelasjonen mellom 0,9 og 0,99 (Vansimtap, Brukermanual). Tilsiget vil også endre seg drastisk over året. Høyt tilsig vil ha forskjellig innvirkning på prisene til forskjellige tider av året. Vi har derfor valgt å se på korrelasjonen mellom "tilsig mot normalt" og "prisendring siste uke". En slik korrelasjon virker plausibel siden markedet priser energien ut fra det tilsiget de forventer å få, samt fra magasinsituasjonen. Magasinsituasjonen vil være summen av tilsiget den siste tiden. Er det lite nedbør i løpet av en periode, vil den negative korrelasjonen mellom prisendring og tilsigsavvik gradvis øke prisen.

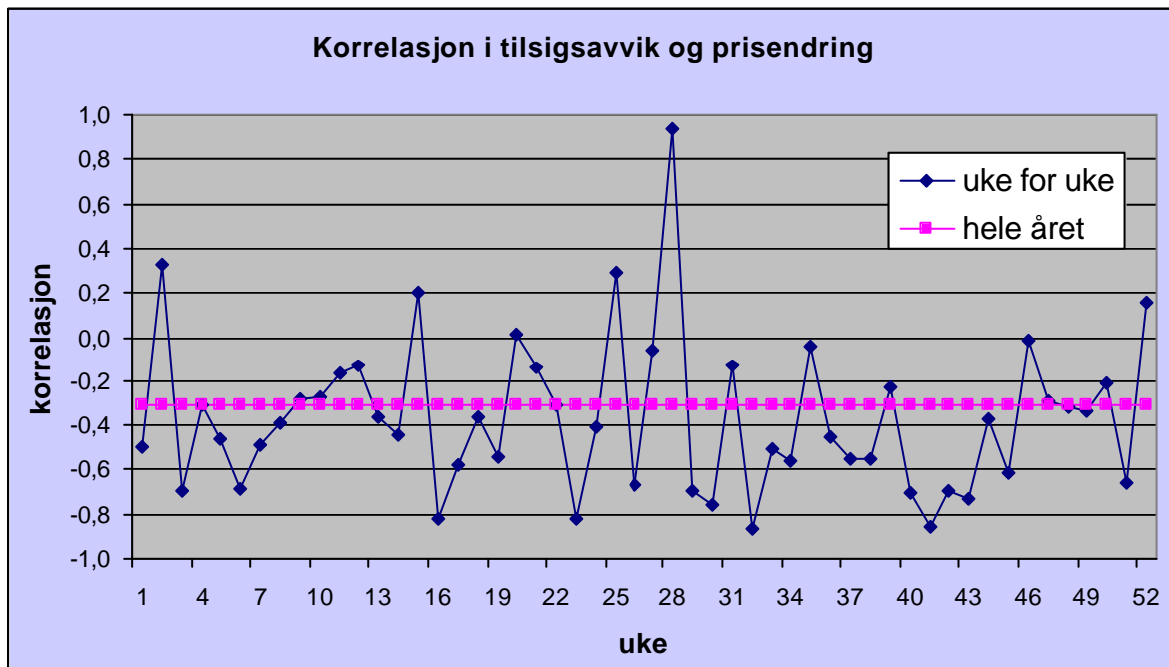
For å finne korrelasjonen mellom "tilsig mot normalt" og "prisendring siste uke" beregnet vi et ekvivalent tilsig for Bergsdalsvassdraget basert på de hydrologiske seriene BKK bruker som tilsig i Vansimtap. Disse tilsigsseriene er beskrevet i kapittel 5.

Spotpriser fra Nordpool fra 1993-2003 er tilgjengelig, og tilsigsserier med ukesoppløsning er tilgjengelig fram til 2000. Dette gir 8 år med 52 ukesverdier som kan brukes i beregningen av korrelasjon. Normaltilsig er satt som gjennomsnittsverdi for hele perioden som er tilgjengelige i HYDARK.

Det ble først forsøkt å finne en sesongvariasjon i korrelasjonen ved å korrelere tilsigsavviket hver uke med avviket. Det ble målt korrelasjon mellom "tilsigsavvik i prosent" og "prisendring i prosent", og mellom tilsigsavvik og prisendring i absolutte verdier. Verdiene ble nokså like, se Figur 6.11 og 6.12. Det er imidlertid ikke nok observasjoner hver uke til å kunne si noe om korrelasjonen endrer seg gjennom året, men korrelasjonen er definitivt negativ. Vi valgte derfor å benytte oss av konstant korrelasjon over året basert på absolutte verdier. Dette gir en korrelasjon på -0,305.



Figur 6-11: Korrelasjon i tilsigsavvik i prosent og prisendring i prosent



Figur 6-12: Korrelasjon mellom tilsigsavvik og prisavvik

Korrelasjonen er nå funnet til å være $-0,305$. Denne korrelasjonen må så brukes i den valgte prismodellen. Vi har her forutsatt at korrelasjonen mellom tilsig og prisendring gjelder på kort

sikt. I den videre justeringen blir derfor endringer i det kortsiktige avviket, dz_x , korrelert med tilsig mot normalt. Dette har blitt gjort i likning 6.17 som er beskrevet i Ronn (2002). Parametere e_1 er funnet ved å anta at tilsiget for en gitt uke i året følger en normalfordeling. Alle tilsigsalternativene den aktuelle uka har blitt hentet fra HYDARK, og hver uke har fått en middelværdi og et standardavvik. Simulerer man priser for et gitt år, får man da en vektor av 52 verdier på e_1 . Disse verdiene angir antall standardavvik fra middelværdien som tilsiget hver uke var på. Dette bidrar til at det blir en korrelasjon mellom det kortsiktige avviket og tilsiget.

$$dz_x = \rho e_1 + \sqrt{1 - \rho^2} e_2 \quad [6.17]$$

Definisjon av parametere:

dz_x = Trekning fra en normalfordeling, brukt for å simulere inkrement i kortsiktig avvik

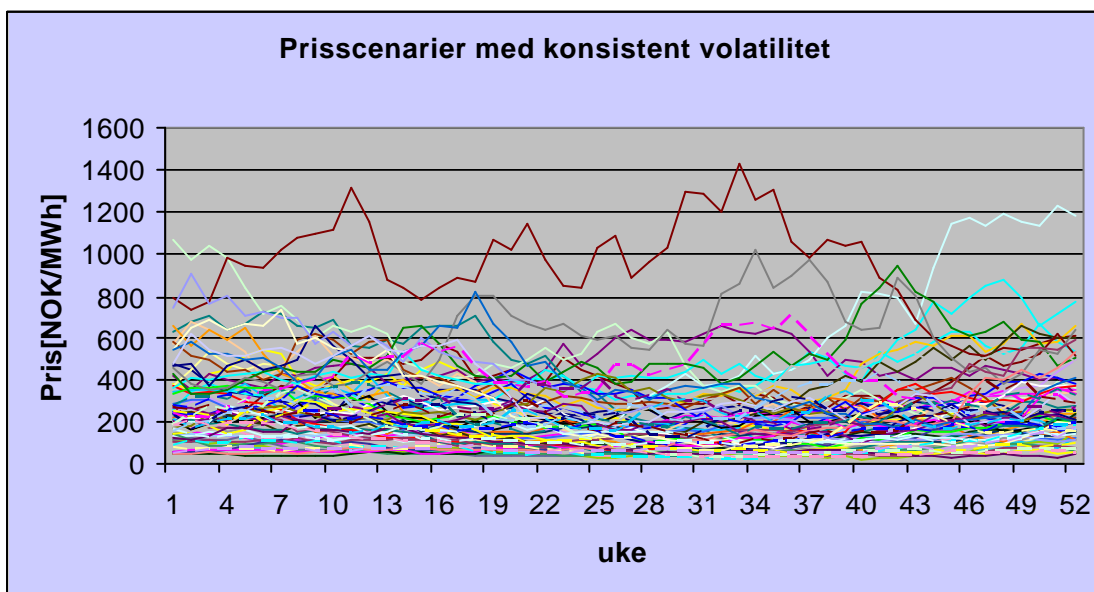
ρ = Korrelasjon mellom prisendring og tilsigsendring beregnet til -0,305

e_1 = Trekning fra en normalfordeling som er kommet fram til ved å anta at tilsiget mot normalt følger en normalfordeling

e_2 = Trekning fra en normalfordeling

6.5 Simuleringer med prismodellen

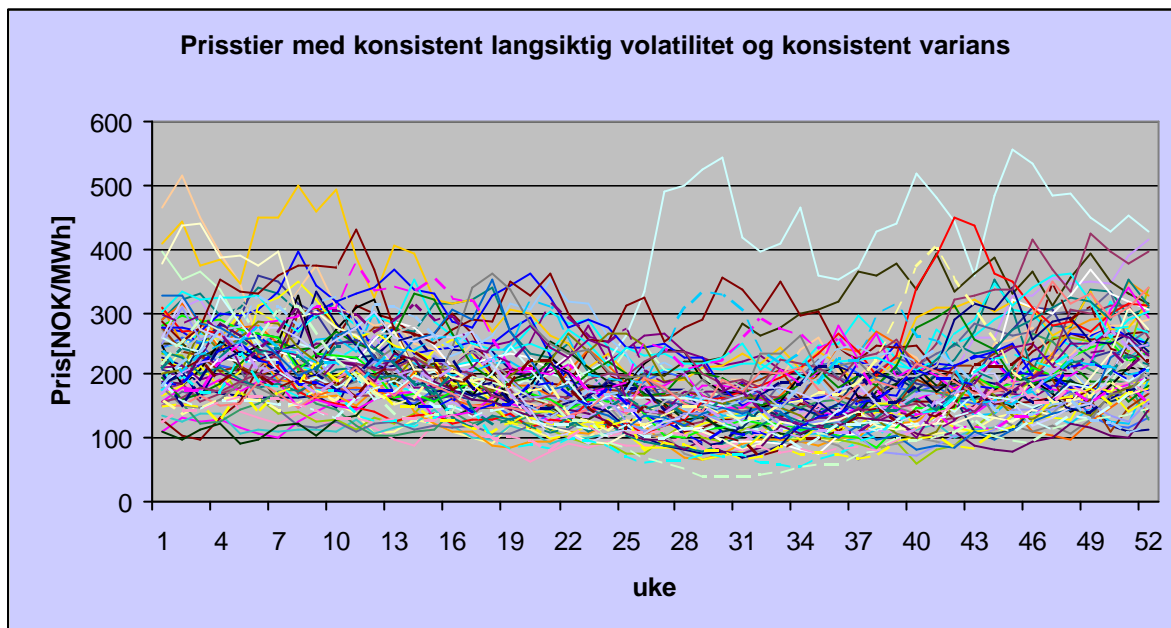
En prissimulering ble gjort ved å benytte avlest sesongvariasjon og prisnivå for juli 2003 som langsiktig likevekt. Volatilitetsparameterne samt Mean Reverting speed ble satt til verdiene i likning 6.14. Av Figur 6-6 har vi allerede sett at denne simuleringen er konsistent med volatiliteten i markedet. Imidlertid får man 32599 i gjennomsnittlig prisvarians fra år 2 til år 3. Gjennomsnittlig prisvarians for spotpriser var i perioden 1993-2002 på 4940. Figur 6-13 viser 70 simuleringer med disse verdiene.



Figur 6-13: Prissimulering med konsistent volatilitet

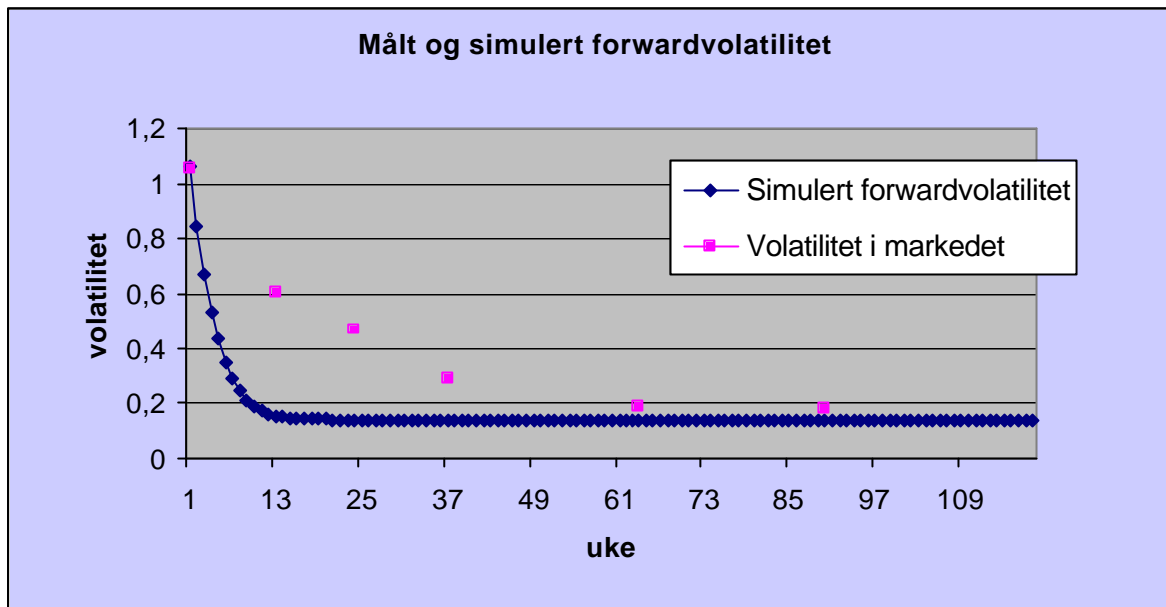
Dersom det kommer et år med lite tilsig blir prisene veldig høye, mens i virkeligheten vil trolig prissensitiviteten i markedet føre til at slike ekstremverdier ikke vil oppstå. Gjennomsnittsprisen er også relativt høy og øker med tiden.

Ved en iterativ prosess utført i Excel ble variansen redusert ved å justere Mean Reverting faktoren, κ . I tillegg ble sesongjusteringen endret for hver iterasjon slik at hver uke i gjennomsnitt hadde prisenivå og volatilitet identisk med markedet. Ved å øke kappa til 5,24 får vi en gjennomsnittlig varians på 4942 mellom år 2 og 3 i simuleringen. Dette er konsistent med spotprisvariansen i perioden 1993-2002. Denne simuleringen er vist i Figur 6-14. Det er nå mulig å se sesongvariasjonen.



Figur 6-14: Prisstier med konsistent varians

Volatilitetsstrukturen kommer fram i Figur 6-15.



Figur 6-15: Volatilitetskurve med konsistent varians på lang sikt

Volatilitetsstrukturen er ikke helt identisk med volatiliteten med markedet, men som vi kan se av Figur 6-15 er modellen konsistent med markedet på lang sikt, det vil si over 2 år.

Den simulerte prismodellen er glattet etter prinsippene i kapittel 6.4.5, forwardnivået er riktig for hver uke, variansen er konsistent med markedet. Prismodellen er korrelert med tilsiget, og volatiliteten er konsistent med markedet på lang sikt. Den eneste mangelen i forhold til kravene til en prismodell i kapittel 6.1.1 er volatiliteten på kort sikt. Siden dette er en problemstilling med lang tidshorisont er ikke den kortsiktige volatiliteten like viktig som den langsiktige, og denne prissimuleringen benyttes derfor i de senere analyser.

7 Utbyggingsstrategi

Dette kapittelet presenterer en utbyggingsstrategi som vil gi beslutningsregler for valg av kapasitet på det nye aggregatet som skal installeres og tidspunkt for rehabiliteringen. Vi ser også på mulighetene for utvidelse av nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn og fjernstartning/fjernstopping av aggregatene ved Dale I.

7.1 Innledning

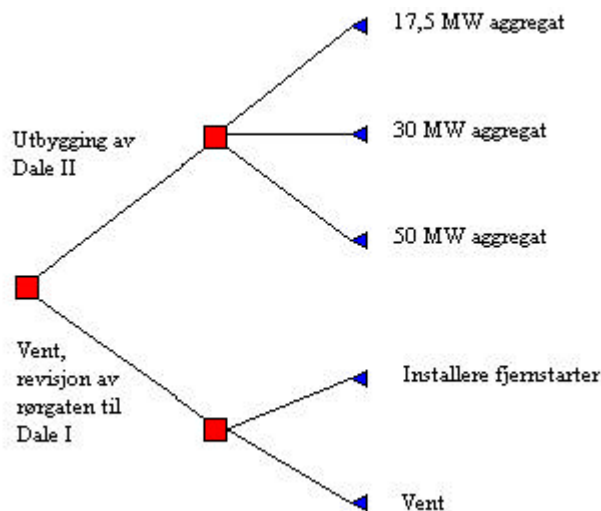
For å finne utbyggingsstrategi og beslutningsregler for utbygging av Dale II, må vi se på dagens driftsituasjon ved Dale Kraftverk. Dagens aggregatsammensetning fungerer godt ved normal vannføring i Bergsdalsvassdraget. Rørgatene ned til Dale I har imidlertid ikke konsesjon lenger enn til år 2006, men BKK har søkt om å få utvidet denne konsesjonen. Tidspunktet for en rehabilitering av Dale Kraftverk er avhengig av sannsynligheten for totalhavari hos ett eller begge av de gamle aggregatene ved Dale I og om søknaden om utvidet konsesjon blir innvilget.

Valg av kapasitet for det nye aggregatet som skal installeres ved Dale II er avhengig av dimensjonering av vannvei, samt vannføringen i Bergsdalsvassdraget.

7.2 Beslutningsregler for tidspunkt

Dale I sees på som et svært driftsikkert anlegg i dag, og havarisannsynligheten til de gamle aggregatene er svært liten. Det er ikke foretatt noen havarianalyse, men ifølge driftsleder ved Dale, Magnar Oppedal (2003), vil de gamle aggregatene kunne driftes uproblematisk rundt 10 år til. På grunn av at havarisannsynligheten er så liten vil strategien for utbygging være å vente med utbygging til ett av de gamle aggregatene havarerer. I kapittel 13 blir det vist at denne utbyggingsstrategien lønner seg.

Konsesjonen på rørgatene ned til Dale I går ut i år 2006. Dersom denne konsesjonen blir forlenget må det foretaes en rehabilitering av vannveiene. Kostnaden av denne rehabiliteringen vil måtte sammenliknes med investeringskostnaden av å installere ett nytt aggregat ved Dale II. Dersom denne rehabilitering av vannveien lønner seg, vil strategien være å vente med å bygge ut Dale II til ett av de gamle aggregatene totalhavarerer. Hvis konsesjonen ikke forlenges må hele rørgaten fornyes. Dette vil være en urealistisk strategi for BKK på grunn av at aggregatene ved Dale I mest trolig ikke har mer enn 10-15 år i resterende levetid. Strategien blir derfor å bygge et nytt aggregat i Dale II dersom BKK ikke får utvidet konsesjonen for rørgaten.



Figur 7-1: Beslutningstre

7.3 Beslutningsregler for kapasitet

7.3.1 Kravspesifikasjoner

Da den nye stasjonen, Dale II, ble bygd ut i 1990, ble denne stasjonen tilrettelagt for to aggregater. Det er lagt ned store kostnader i fjellhall og vannveier som gjør en investering i et nytt aggregat relativt billig. Disse investeringene låser også størrelsen på det nye aggregatet til maksimum 50 MW.

Kravet til minstevannføring i Daleelva er satt til $3 \text{ m}^3/\text{s}$. BKK har dessuten et selvpålagt krav om at nedkjøring fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$ skal skje i løpet av 6 timer for å ta hensyn til fisken i elva. Dersom vi velger å installere et aggregat på mindre enn 17,5 MW må det store aggregatet ved Dale II kjøres med dårlig virkningsgrad i nedkjøringsfasen. Dette er lite ønskelig.

7.3.2 Valg av aggregatstørrelse

I analysen av oppgraderingsmulighetene for Dale Kraftverk har vi valgt tre ulike størrelser for det nye aggregatet som skal installeres ved Dale II. Disse ulike alternativene vil bli sammenliknet med hverandre, og ut fra deres resultater vil vi kunne gi beslutningsregler for valg av kapasitet på det nye aggregatet. Aggregatstørrelsene er valgt ut fra kravspesifikasjonene ovenfor og tilgjengelig tallmateriale.

I 2001 hentet senioringeniør Per Solheim ved BKK Produksjon, inn anbud fra ulike leverandører på installasjon av et 30 MW og et 50 MW aggregat ved Dale II. Virkningsgradskurver og kostnadsoverslag ble da beregnet spesifikt for disse. Vi valgte derfor å la 30 MW og 50 MW aggregat være to av utbyggingsscenariene. Det siste utbyggingsscenariet ble satt til 17,5 MW fordi dette aggregatet har kapasitet til en vannføring på $5 \text{ m}^3/\text{s}$ ved maksimal produksjon. Dette aggregatet kan derfor kjøres alene i nedkjøringsfasen fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$ med god virkningsgrad.

7.4 Utvidelse av nedslagsfeltet

BKK Rådgivning har i et prosjekt sett på mulighetene for å utvide nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn ved å overføre vann via tunneller til dette magasinet. Dette vil medføre et ekstra midlere tilsig til Hamlagrøvatn på 18,9 millioner m³/år. (Midttun, 2003) Dette vannet kan dermed utnyttes ved Kaldestad, Fosse og Dale Kraftverk. Det er ennå ikke foretatt noen beslutninger om utbygging av dette prosjektet.

7.5 Fjernstyring av Dale I

I dag er det ikke mulig å slå av og på aggregatene ved Dale I fra BKKs driftssentral. For å opprettholde kravet til minstevannføring kjøres derfor både aggregat 5 og 6 ved Dale I ved ordinær drift, også når aggregat 1 ved Dale II kjøres. Denne driftssituasjonen er ikke optimal med tanke på virkningsgradskurvene til de enkelte aggregatene og utnyttelsen av vannet. Dersom det hadde vært mulig å starte og stoppe aggregatene fra driftssentralen til BKK, ville man fått en mer optimal kjøring og utnyttelse av vannressursene.

Ved en driftssituasjon der aggregatene ved Dale I kan startes og stoppes fra driftssentralen, kan vi sette minstevannføringen i simuleringene lik 3,1 m³/s ut fra betrakningen som er gjort i kapittel 5.4.2.

8 Virkningsgradskurver

I dette kapittelet beskrives virkningsgradskurvene til de ulike aggregatene ved Dale Kraftverk, samt hvordan virkningsgradskurvene til utbyggingsscenariene modelleres. Begrepet aggregatvirkningsgrad inkluderer turbinvirkningsgrad og generatorvirkningsgrad, mens totalvirkningsgrad også inkluderer tap i vannveier. Virkningsgradskurvene er et viktig input til analyseverktøyene.

8.1 Innledning

I dag kjennetegnes Dale Kraftverk ved to separate vannveier. En vannvei går ned til den gamle stasjonen, Dale I og en ned til den nye stasjonen, Dale II. Dersom det installeres ett nytt aggregat ved Dale II, vil begge disse aggregatene dele samme vannvei, og vannveien ned til Dale I settes ut av drift. Som grunnlag for utregning av tap i vannvei er VTG Revision benyttet som verktøy. Virkningsgradskurvene for turbin og generator er hentet fra historiske tall ved BKK, samt anbudsdokumenter fra eksterne leverandører.

Det er to ting som kan gjøre en utbygging lønnsom. For det første er det penger å tjene på å kjøre en annen produksjonsstrategi enn dagens. I dag produserer Dale Kraftverk vanligvis noe mer enn nødvendig for å holde kravet til minstevannføringen, på grunn av teknologiske begrensninger ved Dale I. Ved å installere et nytt aggregat ved Dale II er det derfor mulig å utarbeide en noe bedre tappestrategi i vassdraget. Den andre faktoren som kan gi lønnsomhet i prosjektet er økning av virkningsgraden ved det nye aggregatet. Det er derfor viktig at virkningsgradene beskrives grundig for å avdekke hvor mye det er å hente på en oppgradering.

8.2 Virkningsgradskurver for Dale I

For Dale I fikk vi oppgitt to totalvirkningsgradskurver fra BKK (Haga, 2001). Disse kurvene inkluderer falltap, samt tap i turbin og generator ved ulike vannføringer ved drift på ett eller begge aggregatene. Disse virkningsgradskurvene ligger til grunn for produksjonsplanleggingen ved BKK. Bestpunktet for disse kurvene ligger på i overkant av 89%. Dette tallet er imidlertid så høyt at det helt tydelig ikke kan være reelt. Det ble derfor utarbeidet nye virkningsgradskurver for aggregat 5 og 6 ved Dale I. Følgende metodikk ble brukt for å utarbeide disse kurvene.

8.2.1 Vannvei

Det ble tatt utgangspunkt i målt falltap i 1927 og 1973, og beregnet falltap i 1992 (Nybro-Bjerck, 1992). I tillegg ble det antatt at fortsatt drift av vannveien ned til Dale I ville kreve en sandblåsing og maling av rørgata, og at tapene derfor ville bli noe redusert. Tapene i 1927, 1973 og 1992 var henholdsvis 13 m, 17 m og 20,5 m ved en vannføring på 9,6 m³/s. Etter konsultasjon med Gudmund Trætteberg (2003) ved BKK Rådgiving ble det besluttet å sette falltapet til 15 m. Dette er dermed et estimat på falltapet etter en revisjon av rørgaten. I VTG Revision ble absolutt ruhet derfor satt til 5 mm som gav 15 m i falltap ved gitt vannføring.

8.2.2 Turbin

Etter konsultasjon med Svein Haga (2003) ved BKK Rådgivning ble vi anbefalt å benytte en turbinvirkningsgrad på 90% ved en vannføring på 5 m³/s og 91% ved en vannføring på 3 m³/s. Dette er typisk for en Pelton turbin av denne årgang. Det er også viktig å få med at en Pelton turbin generelt har høy virkningsgrad i et stort område rundt bestpunkt, mens en Francisturbin gjerne har et noe høyere bestpunkt, men taper seg fort når man beveger seg bort fra bestpunktet. En Pelton turbin egner seg derfor godt når produksjonen varierer mye, mens en Francisturbin er best når produksjonen kan gå relativt stabilt rundt bestpunkt. Turbinvirkningsgradene til aggregat 5 og 6 ble satt ut fra ønsket om at de skulle ha typisk Pelton-fasong. Virkningsgradskurven er vist i Tabell 8-1.

8.2.3 Generator

Virkningsgradskurvene for generatorene ved Dale I ble funnet ved å benytte formen til virkningsgradskurven for 113 MW generatoren og dimensjonere denne slik at bestpunktet stemte med den målte verdien for generatorene ved Dale I. Generatorvirkningsgraden ved Dale I ble målt til 96,7% ved fullast i 1993 (BKK Kraftdivisjon, Generatordata, 1993).

8.2.4 Justeringer

Dale I har 6 meter lavere fallhøyde enn Dale II. Dette utgjør 1,6% av den totale fallhøyden som er på 377 meter. Både Vansimtap og VTG Revision kan bare håndtere en fallhøyde. Vi valgte derfor å justere ned totalvirkningsgradskurven som er input til Vansimtap med 1,6% for å kompensere for den lavere fallhøyden. I VTG Revision ble dette gjort ved å gi generatoren 1,6% dårligere virkningsgrad enn det som framkommer i Tabell 8-1.

Vannføring [m ³ /s]	Optimal aggregat- kombina- sjon	Turbin- virknings- grad [%]	Gene- rator- virknings- grad [%]	Falltap [m]	Totalvir- knings- grad [%]	Justert for 6 m ekstra falltap [%]
1,5	5 eller 6	88,0	95,2	0,40	83,7	82,4
2,3	5 eller 6	91,0	96,2	0,93	87,3	85,9
3	5 eller 6	91,0	96,7	1,59	87,6	86,2
4,1	5 eller 6	91,0	96,7	2,96	87,3	85,9
4,5	5 og 6	91,0	96,2	3,57	86,7	85,3
5	5 og 6	91,0	96,7	4,40	87,0	85,6
6	5 og 6	91,0	96,7	6,06	86,6	85,2
8,1	5 og 6	90,5	96,7	10,50	85,0	83,7
10,5	5 og 6	90,0	96,7	17,50	82,9	81,6

Tabell 8-1: Virkningsgradskurver for aggregat 5 og 6 ved Dale I

8.3 Virkningsgradskurver ved Dale II

For Dale II finnes det gode tall for generatorvirkningsgrad og turbinvirkningsgrad fra igangkjøringstester i 1991. (Haga, 2001) For vannveien er det ikke benyttet empiriske tester, men tapene er regnet ut i VTG Revision basert på beskaffenhet og lengde på rør og tunneller. Dette er nærmere beskrevet i Kapittel 9. Til bruk i Vansimtap er det regnet ut egne totalvirkningsgradskurver. Disse er beskrevet i delkapittel 8.5.

Virkningsgradskurven for en turbin er en monotont stigende kurve mot et toppunkt som så heller noe nedover etter å ha passert bestpunkt. Virkningsgradskurven til generatoren spesifiseres med hensyn på effekt ut fra turbinen. Generatoren har stigende virkningsgrad i hele produksjonsområdet. Virkningsgraden for generatoren er generelt høyere enn for turbinen.

Vannføring [m ³ /s]	Turbin- Virkningsgrad [%]	Generator- Virkningsgrad [%]	Falltap [m]	Total- virkningsgrad [%]
12,7	88,1	97,87	0,48	86,13
16,6	91,3	98,37	0,82	89,57
19,6	92,9	98,65	1,14	91,35
23,2	94,0	98,83	1,60	92,45
26,3	94,4	98,85	2,05	92,81
30,0	94,3	98,85	2,67	92,56
33,2	93,7	98,85	3,23	91,83

Tabell 8-2: Virkningsgradskurver for aggregat 1 ved Dale II

8.4 Modellering av virkningsgradskurver til nytilstandene

Ved modellering av nytilstand i VTG Revision har vi valgt 3 alternative aggregatstørrelser. Her følger en oversikt over totalvirkningsgraden for de ulike aggregatene.

8.4.1 Turbin

Forventet virkningsgrad for 30 MW og 50 MW turbinen ble beregnet spesifikt for Dale Kraftverk av GE Hydro i forbindelse med et anbud i år 2001 (GE Hydro, 2001-1). Vi hadde ikke tilgjengelig tallmateriale for 17,5 MW turbinen, men turbinvirkningsgraden for de to andre alternativene hadde nokså lik fasong. Turbinvirkningsgraden for 50 MW ble derfor dimensjonert ned og brukt for 17,5 MW alternativet.

8.4.2 Generator

Virkningsgradene for generatorene ble også beregnet ut fra antagelsen om at virkningsgradskurven har en bestemt fasong og et bestpunkt. Bestpunktet ble funnet fra anbudet fra år 2001 (Alstom Power, 2001) for 30 MW og 50 MW generatorene og ble estimert for 17,5 MW gene-

ratoren ut fra bestpunkt på 30 MW og 50 MW generatorene. Fasongen ble funnet fra 113 MW kurven fra Dale II aggregat 1. Virkningsgradene ble parallellforsjøvet i forhold til denne kurven. Avdelingsingeniør Frode Haga ved BKK Produksjon mente at dette var en realistisk tilnærming.

Vannføring [m ³ /s]	Turbinvirknings- grad [%]	Generatorvirkn- ingsgrad [%]	Falltap [m]	Totalvirknings- grad [%]
1,4	83,1	96,8	0,022	80,4
1,7	86,2	97,3	0,033	83,8
2,1	89,9	97,7	0,051	87,8
2,6	92,2	98,0	0,080	90,3
3,0	93,6	98,2	0,107	91,9
3,5	94,4	98,3	0,147	92,7
4,0	95,0	98,3	0,193	93,3
4,5	94,8	98,3	0,245	93,1
5,0	94,2	98,3	0,304	92,5
5,6	92,8	98,3	0,382	91,1

Tabell 8-3: Virkningsgradskurver for 17,5 MW aggregat

Vannføring [m ³ /s]	Turbinvirknings- grad [%]	Generatorvirkn- ingsgrad [%]	Falltap [m]	Totalvirknings- grad [%]
2,4	83,8	96,7	0,11	80,4
3,1	87,6	97,1	0,18	85,0
3,8	90,3	97,6	0,27	88,1
4,4	92,1	98,0	0,37	90,2
5,1	93,3	98,3	0,52	91,5
5,8	94,1	98,4	0,65	92,4
6,4	94,6	98,5	0,78	92,9
7,1	94,8	98,5	1,00	93,1
7,9	94,6	98,5	1,22	92,8
8,7	94,0	98,5	1,4	92,2
9,5	92,9	98,5	1,75	91,0

Tabell 8-4: Virkningsgradskurver for 30 MW aggregat

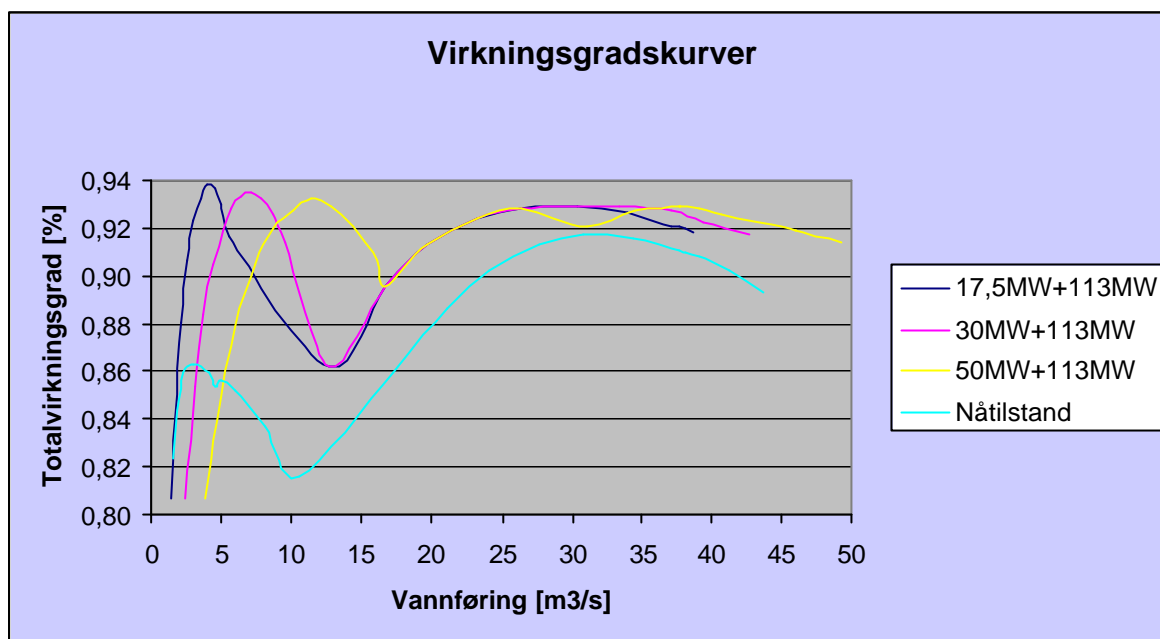
Vannføring [m ³ /s]	Turbinvirknings- grad [%]	Generatorvirkn- ingsgrad [%]	Falltap [m]	Totalvirknings- grad [%]
3,9	83,1	96,9	0,28	80,4
4,7	86,2	97,3	0,44	83,8
6,0	89,9	97,8	0,70	87,8
7,4	92,2	98,2	1,10	90,3
8,7	93,6	98,5	1,47	91,8
10,1	94,4	98,6	2,00	92,6
11,4	95,0	98,7	2,55	93,1
12,9	94,8	98,7	3,25	92,7
14,4	94,2	98,7	4,05	91,9
16,1	92,8	98,7	5,10	90,3

Tabell 8-5: Virkningsgradskurver for 50 MW aggregat

8.4.3 Sammenlikning av virkningsgradskurvene

I Figur 8-1 er alle virkningsgradskurvene tegnet inn. Nåtilstand har generelt dårligere virkningsgrad enn nytilstandene ved lave vannføringer, men dens virkningsgrad er nesten like god som nytilstandene ved høye vannføringer. Ved minstevannføring har 17,5 MW aggregatet best virkningsgrad, mens nåtilstand er bedre enn både aggregatet på 30 MW og 50 MW. Om et aggregat på 30 MW eller 50 MW blir installert vil det dermed lønne seg å produsere litt mer enn minstevannføringen, noe som er likt dagens normaldrift.

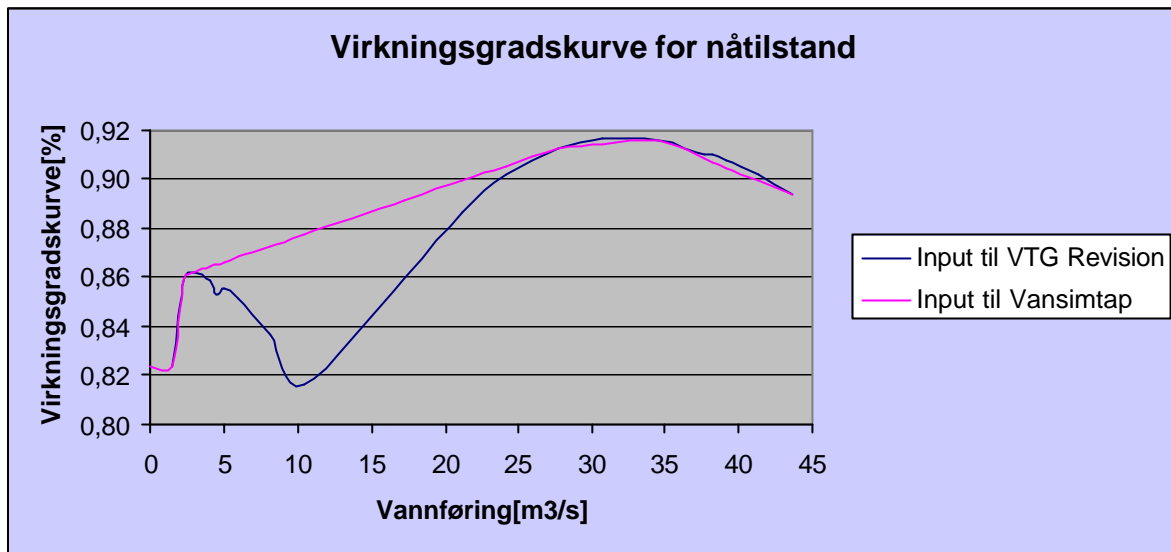
Totalvirkningsgradene har to lokale maksima, et rundt minstevassføring og et betydelig høyere. Dette viser at Dale er et kraftverk som er laget for effektkjøring med altemnering mellom minstevannføring og høy vannføring. Vi kan også se at virkningsgradskurven til 50 MW aggregatet har tre lokale maksima; et maksimum for 50 MW aggregatet, et for 113 MW aggregatet og et for begge aggregatene sammen. For de andre alternativene blir det ikke et lokalt maksimum når begge aggregatene kjøres samtidig.



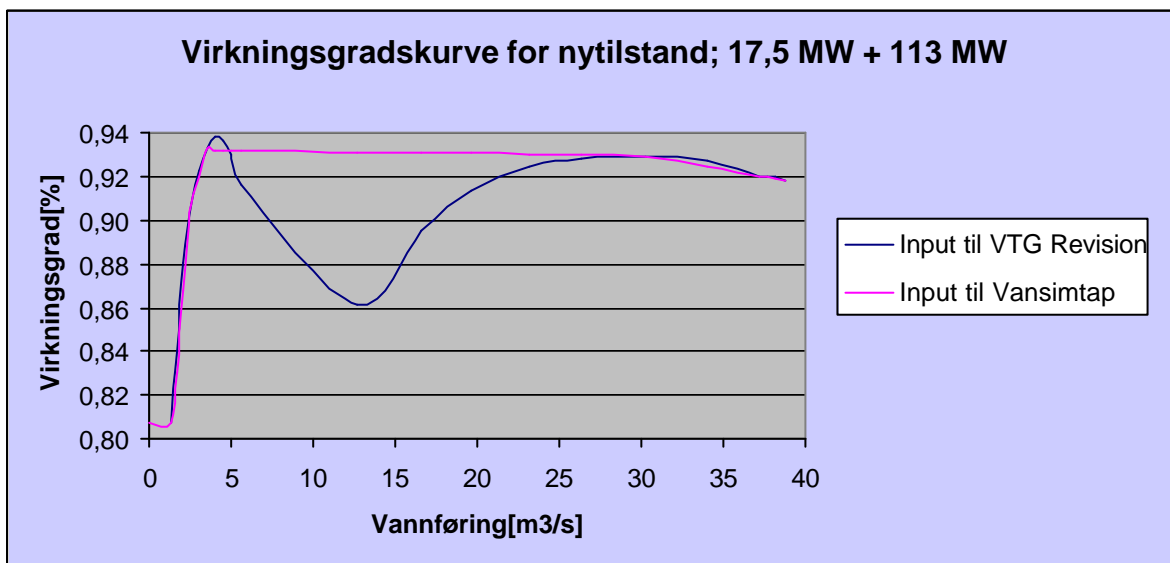
Figur 8-1: Virkningsgradskurver for de ulike scenariene

8.5 Spesielle tilpasninger til Vansimtap

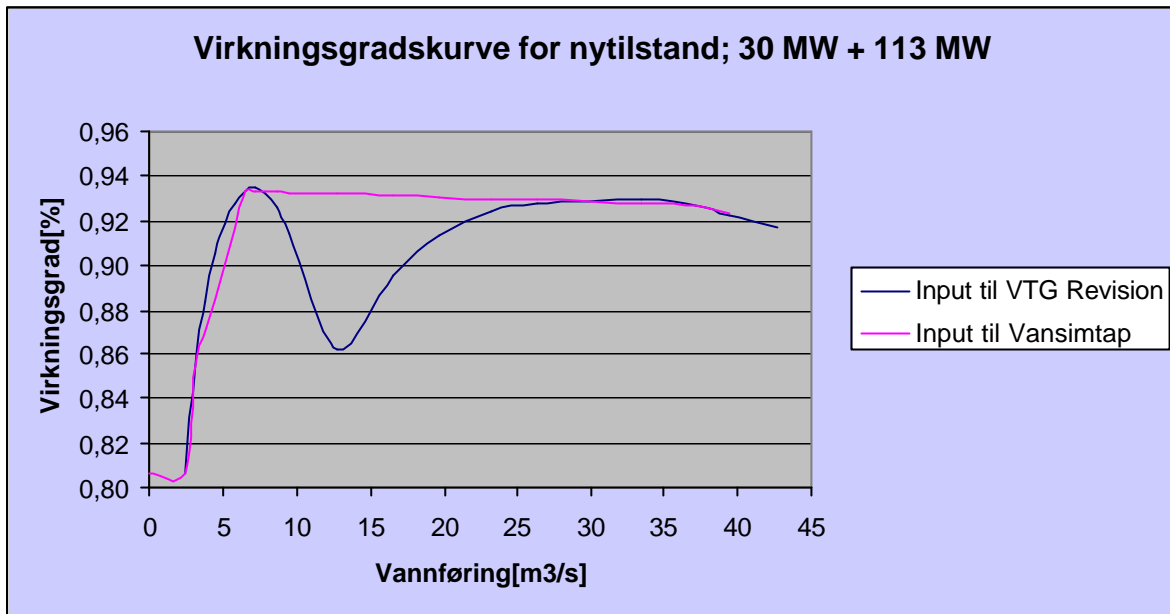
Vansimtap har en tidsoppløsning på en uke, og er i så måte ikke egnet til korttids produksjonsplanlegging. Med en slik tidsoppløsning vil det ha lite for seg å modellere virkningsgradskurver med en slik detalj som i Figur 8-1. Dersom Vansimtap finner ut at ved nåtilstand skal vannføringen være 10 m³/s så kan vi se av Figur 8-1 at dette gir en svært dårlig virkningsgrad. Ved den samme vannføringen ville man i virkeligheten bytte på å produsere på minstevannføring og på høyere vannføring. Dette ville totalt sett ha gitt en bedre virkningsgrad. Det er derfor hensiktsmessig å modellere virkningsgradskurvene i Vansimtap med rette linjer mellom lokale maksima. Dette er vist i Figur 8-2 til Figur 8-5.



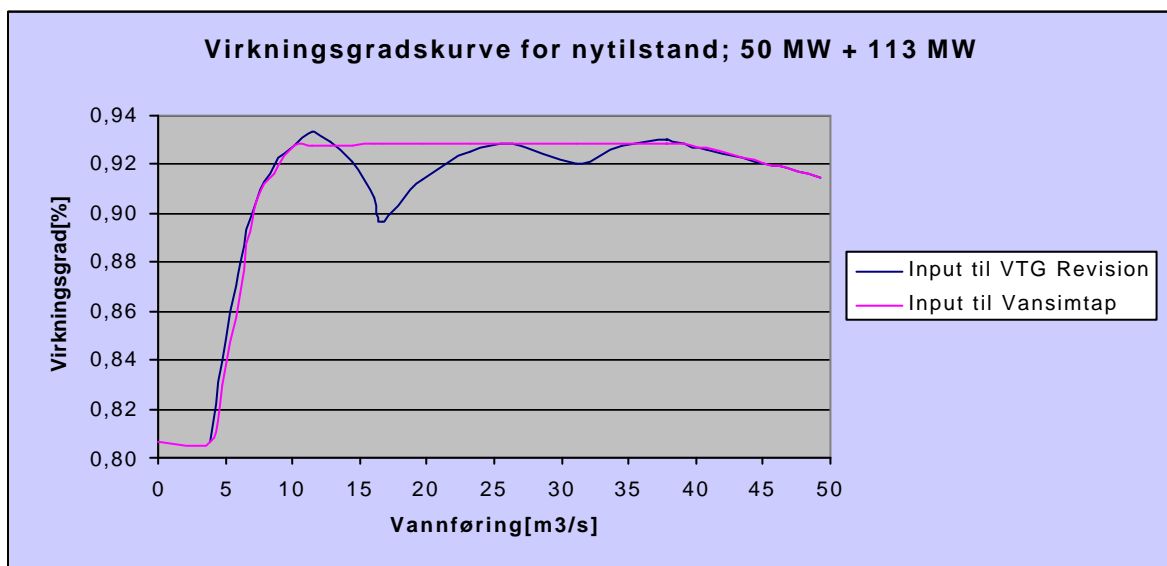
Figur 8-2: Virkningsgradskurve for nåtilstand



Figur 8-3: Virkningsgradskurve for nyttilstand med 17,5 MW



Figur 8-4: Virkningsgradskurve for nytilstand med 30MW



Figur 8-5: Virkningsgradskurve for nytilstand med 50MW

Input for virkningsgrader i Vansimtap er effekt ved gitte vannføringer. Dette er knekkpunktene på kurven “Input til Vansimtap” på Figur 8-2 til 8-5. Disse punktene gitt i Tabell 8-6.

Nåtilstand		Nytilstand – 17,5 MW	
Vannføring [m ³ /s]	Effekt [MW]	Vannføring/m ³ /s	Effekt/MW
1,5	4,57	1,4	4,08
2,3	7,31	2,6	8,61
3,0	9,57	3,5	12,10
27,7	93,53	30,3	104,10
34,7	117,21	37,2	126,58
43,7	144,44	38,8	131,76

Nytilstand - 30 MW		Nytilstand – 50 MW	
Vannføring/m ³ /s	Effekt/MW	Vannføring/m ³ /s	Effekt/MW
2,4	7,24	3,9	11,67
3,1	9,77	7,4	24,59
6,4	22,25	10,1	34,49
37,2	127,40	39,2	134,49
42,7	144,80	49,3	166,63

Tabell 8-6: Knekkpunkt for virkningsgradskurvene benyttet i Vansimtap

9 Beregninger og inputparametere

Dette kapitlet beskriver hvilke antagelser som er gjort under modelleringen av Dale Kraftverk og hvordan vi har kommet fram til ulike input til analyseverktøyene Vansimtap, VTG Revision og beregningsmodellen i Excel.

9.1 Innledning

Det er usikkerhet knyttet til framtidige priser, tilsig og drifts- og investeringskostnader. Det vil derfor benyttes erfaringstall, prognoser og antagelser som input til analyseverktøyene. Det er også gjort antagelser i modelleringen av Dale Kraftverk der vannveiene og aggregatsituasjon skal beskrives detaljert. Det finnes for eksempel ikke mange målte verdier for ruheten på innsiden av rørene eller effekten av slitasje på aggregatene. Disse inputverdiene ble derfor satt etter konsultasjon med blant annet seniorrådgiver Gudmund Trætteberg ved BKK Rådgivning.

9.2 Inputparametre til Vansimtap

I Vansimtap benytter vi en ferdig kalibrert modell av Bergsdalsvassdraget utarbeidet av BKK Produksjon. Her er det lagt inn beskrivelse av magasin, vannvei og aggregat, samt hydrologiske serier og restriksjoner.

Det er nødvendig å justere på noen av inputparameterene etter hvilke analyser som foretas. Vi har valgt 3 alternative utbyggingsscenarier for valg av nytt aggregat. I de ulike scenariene settes minstevannføringen og maksimal vannføringen til ulike verdier. Produksjon og vannføringskurven vil også bli forskjellig for de ulike utbyggingsscenariene. Denne settes ut fra totalvirkningsgradskurven som er beskrevet i kapittel 8.

9.3 Input parametre til VTG Revision

I VTG Revision blir Dale Kraftverk beskrevet ved en detaljert beskrivelse av magasin, vannveier og aggregat. Det legges også inn data om tilsigsprognoser og prisprognoser. Her beskrives hvordan vi har funnet de ulike parameterene og hvilke antagelser vi har gjort for å beregne parameterene det ikke fantes direkte henvisning til.

9.3.1 Magasin

Storefosdammen blir beskrevet ved følgende størrelser i VTG Revision.

	Verdi
Fallhøyde	377 m (Kilde: BKK Produksjon, 2003-2)
Brutto fallhøyde ved HRV	379 m (Kilde: BKK, 2000)
Brutto fallhøyde ved LRV	371 m (Kilde: BKK, 2000)
Magasinkapasitet	1 mill. m ³ (Kilde: BKK Produksjon, 2003-2)
Gjennomsnittlig helning i magasinet	8,9 grader (Kilde: BKK Produksjon, 2003-2)

Tabell 9-1: Fakta om Storefossen

Gjennomsnittlig helning i magasinet er beregnet ved hjelp av magasinkapasitet ved ulike høydekoter som ble funnet i den kalibrerte versjonen av Vansimtap. Vi antok at magasinet hadde et sirkulært tverrsnitt.

I VTG Revision skal det legges inn magasinfylling ved første periode. Dette er startnivået for magasinet. Vi valgte å sette startnivået i Storefossdammen til 1 million m³ på grunn av at dette er et buffermagasin som i utgangspunktet alltid er omtrent fullt. På grunn av at det bare tar noen timer å fylle magasinet har denne størrelsen lite å si. Tilsigsserier for de ulike alternativene blir modellert som beskrevet i kapittel 5. Disse seriene er finnes i Vedlegg 1.

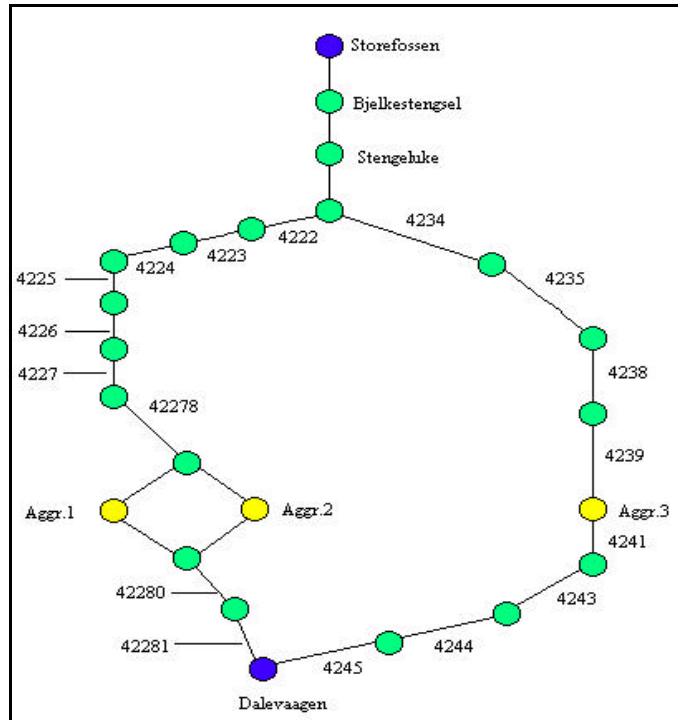
9.3.2 Vannveier

I Tabell 9-3 finnes alle størrelsene som lagt inn i VTG Revision for å beskrive vannveien fra Storefossdammen via kraftverkene og ut i Dalevågen.

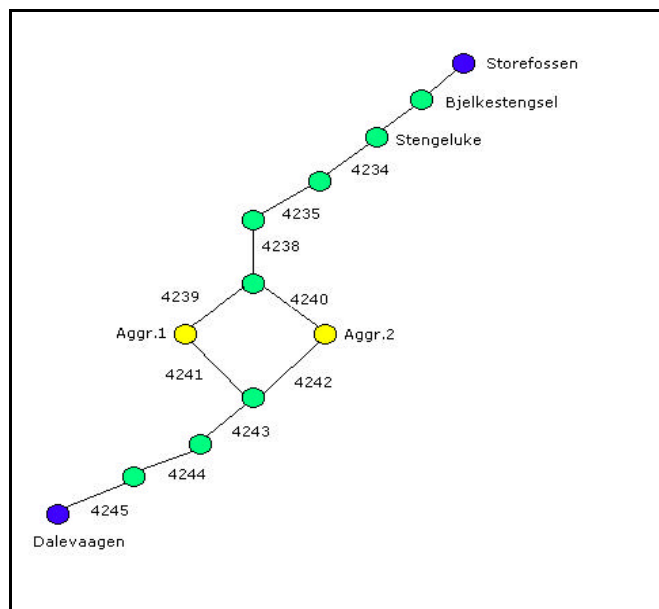
Vannvei (nr)	Type	Lengde [m]	Tverrsnitt [m ²]	Diameter [m]	Manning-stall	Ruhet [mm]
4222	Driftstunnel	2490	15		33	
4223	Driftstunnel	55	15		33	
4224	Driftstunnel	45	12		33	
4225	Rør	30		1,9		5,00
4226	Rør	273		1,8		5,00
4227	Rør	245		1,5		5,00
42278	Rør	150		1,4		5,00
	Rør Aggr. 5	5		0,99		5,00
	Rør Aggr. 6	19		0,99		5,00
42280	Avløpstunnel	325	15		33	
42281	Avløpskanal	40	12		33	
4234	Driftstunnel	2120	45		33	
4235	Tunnel	86	42		33	
4238	Driftstunnel	151	43		33	
4239	Rør	89		3		0,09
4240	Rør	86		2		0,09
4241	Rør	86		2		0,09
4242	Rør	86		1,33		0,09
4243	Avløpstunnel	605	43		33	
4244	Kulvert	43	36		33	
4245	Avløpskanal	10	45		33	

Tabell 9-2: Fakta om vannveiene fra Storefossdammen til Dalevågen

For å få et bilde av vannveien og hvordan rør og tunneler henger sammen er det laget en skisse av vannveien ved nåtilstand og nyttilstand i henholdsvis Figur 9-1 og Figur 9-2.



Figur 9-1: Vannveien ved nåtilstand



Figur 9-2: Vannveien ved nyttilstand

Falltapet i rørene er avhengig av ruheten. Det er absolutt ruhet som skal legges inn i VTG Revision. Rørene i vannveien ned til Dale I og Dale II er laget av stål som har en absolutt ruhet fra 0,03 til 0,09. Ifølge en rapport skrevet av Nybro-Bjerck (1992) blir falltapene dessuten sterkt påvirket av den ruheten som rustknoller og nagler gir. I denne rapporten er det antatt at

rustknoller og nagler representerer en absolutt ruhet i røret mellom 10 og 12 mm. En videre drift av rørgaten ned til Dale I vil kreve sandblåsing og maling. Vi har derfor etter konsultasjon med Gudmund Trøtteberg ved BKK Rådgivning satt den absolutte ruheten i rørene til Dale I til å være 5 mm, mens den absolutte ruheten i rørene ned til Dale II er satt til 0,09 i og med at disse er forholdsvis nye. Beregningsmetoden for falltap er beskrevet i kapittel 3.

Driftstunnelene er i VTG Revision lagt inn med tverrsnitt lik hvelvtak og med et Manningstall lik 33 ut fra rapport fra Frode Haga. (2003)

9.3.3 Aggregat

VIRKNINGSGRADER

Virkningsgradskurvene for de ulike aggregatene er beskrevet i kapittel 8.

SLITASJE

Turbinen vil bli utsatt for slitasje i løpet av sin levetid, noe som medfører at virkningsgraden forringes. Vi har antatt at forringelsen vil være størst i begynnelsen av levetiden og at virkningsgraden stabiliseres etter hvert. Aggregat 5 og 6 ved Dale I har vært i drift siden 1950. Vi regnet derfor med at virkningsgraden for disse aggregatene ville forholde seg på samme nivået ved framtidig drift.

I et vassdrag hvor vannet ikke inneholder mye sand vil forringelsen av Francisturbiner ifølge Svein Haga ved BKK Rådgivning være svært liten. Dersom turbinen ikke skades på annen måte vil derfor virkningsgraden holde seg ganske stabil. I Bergdalsvassdraget er sandinnholdet i vannet lavt. På grunnlag av dette antar vi at virkningsgraden for Francisturbinene vil bli 0,5 prosent mindre i løpet av 20 år, og deretter stabiliseres. En slik antakelse er i samsvar med liknende analyser utført av senioringeniør ved BKK Produksjon Per Solheim for Frøland Kraftverk.

SPALTEVANN

I VTG Revision kan det også legges inn forventet spaltevann for å foreta en spaltevannsanalyse. For å gi en best mulig modellering av Dale Kraftverk med tanke på senere analyser har vi valgt å legge inn spaltevannsprognoser.

I Pelton turbiner dannes det ikke spaltevann, men i Francisturbiner oppstår dette fenomenet. I den installerte Francisturbinen på 113 MW ved Dale II er det små mengder spaltevann. Måleren for spaltevann fungerer ikke, men driftsleder Magnar Oppedal kunne fortelle at det var generelt lite spaltevann. Spaltevannet blir brukt til kjøling av generator. Det spaltevannet som forekommer ved Dale II ved dagens drift er så lite at det må taes inn ekstra vann til kjøling. Ifølge kravspesifikasjonen fra Kværner Brug A/S (1987) er forventet spaltevannmengde ved full-last på 80 liter per sekund. Ifølge Gudmund Trøtteberg ved BKK Rådgivning var mengden spaltevann mindre enn dette ved installasjon. Ove Gunnar Dyvik (2003), kraftverksoperatør ved Dale Kraftverk, kunne fortelle at det ikke har vært noen vesentlig endring i mengden spaltevann siden aggregatet ble installert.

Etter å ha sett på modelleringen av Frøland Kraftverk, utført av Per Solheim (2003) ved BKK Produksjon, har vi antatt at spaltevannet vil øke lineært mot 100 liter per sekund i løpet av de første 20 årene for så å stabilisere seg på dette nivået.

9.3.4 Markedsforutsetninger

Her legges det inn prisprognoser for årlig utvikling, sesongvariasjon og døgnvariasjon. Vi har kjørt simuleringer med prismodellen som er beskrevet i kapittel 6, samt priser generert av Samkjøringsmodellen. Vedlegg 2 beskriver hvilke markedsinput som er lagt inn i VTG Revisjon for den risikojusterte prismodellen.

9.4 Input til Excel fil - Verdisetting av kraftverket

9.4.1 Driftskostnader

Det foretas årlig vedlikehold av aggregatene. Nedetiden er da 1-2 uker der 3-4 mann jobber. Dette er forebyggende arbeid der deler skiftes ut for å unngå havari. Aggregat 5 og 6 har aldri hatt alvorlig havari og er fortsatt ved god stand.

NVE (2002) har utviklet retningslinjer for tilsynsaktivitet og revurdering av vassdragsanlegg. Det må foretas jevnlig driftstilsyn, periodisk tilsyn 1-2 ganger per år og hovedtilsyn hvert 5 år. Vassdragsteknisk ansvarlig skal dessuten fortløpende vurdere behovet for revurdering. Minimum hvert tredje hovedtilsyn skal være en revurdering.

Vi har fått opplyst fra seksjonssjef Magne Harkestad, BKK Produksjon Kraft, at driftskostnadene for Dale I og Dale II er 1,8 millioner og 1,6 millioner NOK. Disse kostnadene gjelder for hele kraftstasjonen, altså vannvei, turbin og generator.

9.4.2 Kostnader for oppgradering av system

Dersom det ikke blir installert et nytt aggregat ved Dale II i nærmeste framtid, vil det være nødvendig med en oppgradering av vannveien til Dale I. Ved utbyggingen av Dale II i 1990 var det tenkt at et nytt aggregat skulle installeres i 2006 når konsesjonen for rørgatene til Dale I går ut. Det er derfor ikke utført stort vedlikeholdsarbeid ved disse rørgatene. Dersom konsesjonen blir utvidet, vil det ifølge Gudmund Trætteberg være behov for større vedlikehold av blant annet rørbruddsventil, samt en oppgradering bestående av sandblåsing og maling. En slik investering er estimert til 4,3 millioner NOK. (Solheim, 2001-2)

Figur 9-3 viser et kostnadsoverslag for de alternative utbyggingsscenariene for nytt aggregat ved Dale II. Tallene er hentet fra Per Solheims beregninger fra 2001 (Solheim, 2001-1), samt kostnadsoverslag fra Alstom (2001), GE Hydro (2001-2) og BKK Vedlikehold (Røsseland, 2001 og BKK, 2001), og er gitt i millioner NOK. For 17,5 MW aggregatet har vi selv estimert kostnadene. Tallene er indeksjustert med byggekostnadsindeks for vannkraftanlegg hentet fra Statistisk Sentralbyrå. Kostnadsoverslaget var hentet inn til siste kvartal 2001. Tallene er indeksjustert fram til 31.12. 2003. Denne indeksen var på 3,5%.

	17,5 MW	30 MW	50 MW
Turbinleveranse med nødv. tilbehør (GE)	12,3	16,0	22,0
Elektronisk leveranse med nødv. tilbehør (Alstom/VS)	28,1	35,0	46,0
Bygningstekniske arbeider, inkl. div. tilleggsytelser	5,5	5,5	5,5
Elektriske bygningsinstallasjoner	0,4	0,4	0,4
Utarbeidelse av bygningstegninger/Byggkonsulent	0,3	0,3	0,3
Prosjektledelse	1,0	1,0	1,0
Uforutsette kostnader (10%)	4,8	5,8	7,5
Rentekostnader i byggetiden (1 år, 5.3 %)	2,8	3,4	4,4
Samlet investeringskostnad	55,1	67,4	87,1
Investeringskostnad justert for byggekostnadsindeks for vannkraftverk	59,5	72,8	94,1

Figur 9-3: Kostnadsoverslag for komplett nytt aggregat 2 ved Dale II.

10 Simulering i Vansimtap

Dette kapittelet beskriver de analyser som er foretatt i Vansimtap for å finne tilsigsrekker som skal være input til VTG Revision. Her blir produksjonsvannføring, flom og forbitapping i Bergdalsvassdraget funnet. Flomverdiene blir benyttet i beregningsmodellen i Excel som finner verdien av Dale Kraftverk ved ulike tilstander. Resultatene fra sensitivitetsanalysene er beskrevet i Vedlegg 3.

10.1 Innledning

Vi benyttet et datasett i Vansimtap for BKK sine kraftverk som er ferdig kalibrert av BKK Produksjon. Her ble det kjørt simuleringer for hele Bergdalsvassdraget der produksjon og flom ble funnet for de fire kraftverkene i vassdraget for de ulike utbyggingsscenarier som er beskrevet i kapittel 7. Vi foretok noen endringer i den kalibrerte versjonen av Vansimtap. Maksimalvannføringen ble endret ut fra data vi hadde tilgjengelig om vannføring ved totalvirkningsgraden. Minstevannføringen ble endret for å gjøre beregningene konsistente med resonnementet i kapittel 2.2.4. Midlere fallhøyde ble satt til 377 meter istedenfor 376 meter. Dette skyldtes at Dale II har en fallhøyde på 377 meter, mens Dale I har en fallhøyde på 371 meter. Virkningsgradene til aggregatene ved Dale I ble deretter justert for å trekke fra differanse i fallhøyde. Virkningsgradskurvene for de ulike driftsituasjonene er beskrevet i kapittel 8, der knekkpunktene for Vansimtap er vist i Tabell 8-6.

Det ble foretatt simuleringer for ulike valg av aggregatstørrelser med og uten utvidelse av nedslagsfeltet. I simuleringene med utvidet nedslagsfelt ble tilsiget til Hamlagrøvatn økt fra 325 Mm³/år til 343,9 Mm³/år.

Etter å ha simulert vannføringen i hele Bergdalsvassdraget ble ukesvise gjennomsnittsverdier for produksjonsvannføringen og flomvannet ved Fosse, samt flomvannet ved Dale funnet. Disse verdiene ble benyttet for å finne tilsigsserier som kunne benyttes som input til VTG Revision. Beregningsmetoden er beskrevet i kapittel 5. Tilsigsrekkene for den risikojusterte prismodellen er å finne i Vedlegg 1.

10.2 Simuleringer med risikojustert prismodell

I disse simuleringene er den risikojustert prismodellen som er beskrevet i kapittel 6 brukt som input til Vansimtap. Denne prismodellen har en analyseperiode fra 1941 til 2000 og kun ett prisavsnitt i uken.

10.2.1 Nåtilstand

Ved nåtilstand er både den gamle og den nye stasjonen i drift. Her ble maksimalvannføringen endret fra 42,9 m³/s til 43,7 m³/s, og minstevannføringen endret fra 3 m³/s til 4,8 m³/s hele året for å representere reell kjøring.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt
Hodnaberg	100,3	100,2	2,0	2,2
Kaldestad	88,7	92,2	0,9	1,2
Fosse	140,4	144,3	7,7	9,0
Dale	657,0	672,5	30,8	34,7

Tabell 10-1: Produksjon og flom i Bergdalsvassdraget ved nåtilstand

Tabell 10-1 viser at produksjonen øker med 22,8 GWh og flomtapene øker med 5,6 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes med 18,9 millioner m³/år.

10.2.2 Nytilstand med 17,5 MW aggregat

Ved nytilstand er den gamle stasjonen ved Dale satt ut av drift og ett ekstra aggregat blir installert ved den nye stasjonen. I denne simuleringen er det nye aggregatet satt til å være 17,5 MW. Her ble maksimalvannføringen endret fra 42,9 m³/s til 38,8 m³/s, og minstevannføringen endrett fra 3 m³/s til 3,1 m³/s hele året for å representere reell kjøring.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt
Hodnaberg	100,3	100,3	2,1	2,1
Kaldestad	88,7	92,3	0,9	1,2
Fosse	140,4	144,5	7,7	8,7
Dale	662,9	678,9	38,2	41,8

Tabell 10-2: Produksjon og flom ved nytilstand - 17,5 MW aggregat

Tabell 10-2 viser at produksjonen øker med 23,7 GWh og flomtapene øker med 4,9 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes.

10.2.3 Nytilstand med 30 MW aggregat

I denne simuleringen ble det nye aggregatet satt til 30 MW. Her ble maksimalvannføringen endret fra 42,9 m³/s til 42,7 m³/s, og minstevannføringen endrett fra 3 m³/s til 3,1 m³/s hele året for å representere reell kjøring.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt
Hodnaberg	100,2	100,1	2,2	2,2
Kaldestad	88,7	92,3	0,9	1,2
Fosse	140,1	144,1	7,9	9,1
Dale	668,3	684,3	32,0	35,6

Tabell 10-3: Produksjon og flom ved nytilstand - 30 MW aggregat

Tabell 10-3 viser at produksjonen øker med 23,5 GWh og flomtapene øker med 5,1 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes.

10.2.4 Nytilstand med 50 MW aggregat

I denne simuleringen ble det nye aggregatet satt til 50 MW. Her ble maksimalvannføringen endret fra 42,9 m³/s til 49,3 m³/s, og minstevannføringen endrett fra 3 m³/s til 3,1 m³/s hele året.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt
Hodnaberg	100,2	100,1	2,1	2,2
Kaldestad	88,6	92,2	0,9	1,2
Fosse	140,3	144,3	7,8	8,9
Dale	676,7	694,2	22,2	24,5

Tabell 10-4: Produksjon og flom ved nytilstand - 50 MW aggregat

Tabell 10-4 viser at produksjonen øker med 25,0 GWh og flomtapene øker med 3,6 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes med 18,9 millioner m³/år.

10.3 Simuleringer med priser generert av Samkjøringsmodellen

I disse simuleringene er prismodellen forandret. Her er det brukt priser generert av Samkjøringsmodellen med en analyseperiode fra 1971 til 2000 og med fire prisavsnitt i uken. Norges Vassdrag og Energidirektorat har antatt at middeltilsiget er lik tilsiget i perioden 1971-2000 noe som representerer en generell økning i forhold til tilsiget i perioden 1941-2000. Produksjonsresultatene fra simuleringene nedenfor er derfor høyere enn resultatene fra simuleringene

med den risikofrie prismodellen. Inputparameterene for de fysiske begrensningene er ikke forandret.

10.3.1 Nåtilstand

Tabell 10-5 viser produksjon og flom i GWh ved nåtilstand.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet	Ordinær	Utvidet
Hodnaberg	107,2	107,1	2,9	3,0
Kaldestad	94,1	97,8	1,2	1,7
Fosse	149,1	153,1	8,7	10,1
Dale	699,3	716,0	32,6	36,3

Tabell 10-5: Produksjon og Flom ved nåtilstand- Samkjøringsmodellen

Tabell 10-5 viser at produksjonen øker med 24,3 GWh og flomtapene øker med 5,7 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes.

10.3.2 Nytilstand med 17,5 MW aggregat

Tabell 10-6 viser produksjon og flom ved nytilstand når et 17,5 MW aggregat er installert.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet nedslagsfelt	Ordinær	Utvidet nedslagsfelt
Hodnaberg	107,4	107,2	2,7	2,9
Kaldestad	94,4	98,0	1,1	1,6
Fosse	149,2	153,3	8,6	9,9
Dale	704,9	721,0	40,9	45,6

Tabell 10-6: Produksjon og flom ved nytilstand - 17,5 MW aggregat

Tabell 10-6 viser at produksjonen øker med 23,6 GWh og flomtapene øker med 6,6 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes.

10.3.3 Nytilstand med 30 MW aggregat

Tabell 10-7 viser produksjon og flom i Bergdalsvassdraget ved nytilstand når et 30 MW aggregat er installert ved Dale II.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt
Hodnaberg	107,2	107,1	2,9	3,0
Kaldestad	94,3	98,0	1,2	1,7
Fosse	148,8	152,8	9,0	10,3
Dale	710,3	727,1	34,8	38,6

Tabell 10-7: Produksjon og flom ved nytilstand - 30 MW aggregat

Ut fra Tabell 10-7 kan vi se at produksjonen øker med 24,4 GWh og flomtapene øker med 5,7 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes.

10.3.4 Nytilstand med 50 MW aggregat

Tabell 10-8 viser produksjon og flom ved nytilstand når et 50 MW aggregat er inninstallert.

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt	Ordinær	Utvidet ned- slagsfelt
Hodnaberg	107,3	107,1	2,7	3,0
Kaldestad	94,1	97,8	1,2	1,7
Fosse	148,8	152,9	9,0	10,3
Dale	719,5	737,1	24,7	27,8

Tabell 10-8: Produksjon og flom ved nytilstand - 50 MW aggregat

Produksjonen øker med 25,2 GWh og flomtapene øker med 5,1 GWh dersom nedslagsfeltet til Hamlagrøvatn økes med 18,9 millioner m³/år.

11 Oppgraderingsanalyse i VTG Revision

Dette kapitlet beskriver resultatene fra oppgraderingsanalysene som er foretatt i VTG Revision.

11.1 Innledning

Dale Kraftverks nåtilstand og alternative nytilstander er detaljert modellert i VTG Revision. Det er foretatt oppgraderingsanalyser av alle disse tilstandene for å finne forventet årsinntekt, årsproduksjon og virkningsgrad ved ulike input om markedssituasjon og tilsig. VTG Revision viste seg ikke å være stabil nok til å beregne verdien av kraftverket for hele analyseperioden. Modellen gav stabile verdier for kontantstrømmen fra første produksjonsår, men klarte ikke å få med seg prisøkningen i kontantstrømmene for de kommende år. Vi benytter derfor kun resultatene for første produksjonsår, og disse blir input til en beregningsmodell i Microsoft Excel som beregner verdien av kraftverket ved de ulike tilstandene. Denne beregningsmodellen er beskrevet i kapittel 12.

Vi har benyttet både den risikofrie prismodellen som er beskrevet i kapittel 6 og priser generert av Samkjøringsmodellen for å beskrive framtidig prisutvikling, sesongvariasjon og døgnvariasjon i markedet. Endringer i beskrivelsen av markedet påvirker produksjonen i hele Bergdalsvassdraget og dermed vanntilførselen til Dale Kraftverk. For hver endring må det derfor legges inn nye tilsigsrekker i VTG Revision.

De alternative nytilstandene som er analysert er installasjon av ett 17,5 MW aggregat, ett 30 MW aggregat eller ett 50 MW aggregat med og uten utvidet nedslagsfelt til Hamlagrøvatn.

Sensitivitetsanalyser er også foretatt for å se hvordan endringer i døgnvariasjon og sesongvariasjon påvirker utbyggingsbeslutningen.

11.2 Resultat - Nåtilstand

Figur 11-1 viser resultatene fra oppgraderingsanalysen for nåtilstand. Resultatene er forventningsverdier for ett år.

	Nåtilstand								
	Dale I			Dale II			Total		
	Inntekt [mill NOK]	Produksjon [GW/h]	Virkningsgrad [%]	Inntekt [mill NOK]	Produksjon [GW/h]	Virkningsgrad [%]	Inntekt [mill NOK]	Produksjon [GW/h]	Virkningsgrad [%]
Risikojustert prismodell	24,3	133,7	85,8	95,9	510,1	91,7	120,2	643,9	90,5
Samkjøringsmodellen	30,3	133,7	85,8	125,8	547,2	91,8	156,1	680,9	90,6
Risikojustert prismodell- utvidet nedslagsfelt	24,3	133,7	85,8	98,3	525,7	91,6	122,7	659,4	90,5
Samkjøringsmodellen- utvidet nedslagsfelt	30,3	133,7	85,8	129,5	565,2	91,9	159,8	698,9	90,7
Risikojustert prismodell- døgnvariasjon minus 20%	24,5	133,7	85,8	96,1	510,1	91,7	120,6	643,9	90,5
Risikojustert prismodell- døgnvariasjon pluss 20%	24,3	133,7	85,8	95,6	510,1	91,7	119,7	643,9	90,5
Risikojustert prismodell- sesongvariasjon minus 20%	24,3	133,7	85,8	95,9	512,1	91,7	120,2	645,8	90,5
Risikonjustert prismodell- sesongvariasjon pluss 20%	24,3	133,7	85,8	96,3	511,2	91,7	120,6	644,9	90,5
Samkjøringsmodellen- døgnvariasjon minus 20%	30,5	133,7	85,8	126,1	546,7	91,8	156,6	680,4	90,6
Samkjøringsmodellen- døgnvariasjon pluss 20%	30,2	133,7	85,8	125,6	546,7	91,8	155,8	680,4	90,6
Samkjøringsmodellen- sesongvariasjon minus 20%	30,3	133,7	85,8	125,7	547,2	91,8	156,1	680,9	90,6
Samkjøringsmodellen- sesongvariasjon pluss 20%	30,3	133,7	85,8	125,8	546,9	91,8	156,1	680,6	90,6

Figur 11-1: Resultat fra oppgraderingsanalyse for nåtilstand

11.3 Resultat - Nytilstand

Figur 11-2 viser resultatene fra oppgraderingsanalysen av de ulike nyttilstandene. Resultatene er forventningsverdier for ett år.

	Nåtilstand								
	17,5MW aggregat			30 MW aggregat			50 MW aggregat		
	Inntekt [mill NOK]	Produksjon [GWh]	Virkningsgrad [%]	Inntekt [mill NOK]	Produksjon [GWh]	Virkningsgrad [%]	Inntekt [mill NOK]	Produksjon [GWh]	Virkningsgrad [%]
Risikojustert prismodell	120,8	648	91,9	122,6	655,4	92,4	125	665	92,9
Samkjøringsmodellen	157,3	683,9	92,1	159,2	693,9	91,3	161,7	702,5	92,9
Risikojustert prismodell- utvidet nedslagsfelt	123,6	665,3	91,9	125,1	670,8	91,9	128,2	684,1	93
Samkjøringsmodellen- utvidet nedslagsfelt	160,7	700,4	92,1	162	707,2	92,2	165,3	720	92,9
Risikojustert prismodell- døgnvariasjon minus 20%	121,7	648,6	92,1	123,1	655,8	92,5	125,5	666,8	93
Risikojustert prismodell- døgnvariasjon pluss 20%	121,1	648	92,3	122,3	655,4	92,4	124,9	666,8	93
Risikojustert prismodell- sesongvariasjon minus 20%	121,4	649,2	92,2	122,9	656,5	92,5	124,9	665,4	92,9
Risikojustert prismodell- sesongvariasjon pluss 20%	121,7	647,9	92,3	123,3	655,5	92,5	125,2	664,8	92,9
Samkjøringsmodellen- døgnvariasjon minus 20%	157,7	684,4	92,1	158,9	690,5	92,2	162	702,5	92,9
Samkjøringsmodellen- døgnvariasjon pluss 20%	156,9	683,8	92,1	158	689,3	92,2	161,5	702,5	92,9
Samkjøringsmodellen- sesongvariasjon minus 20%	157,2	683,9	92,1	158,3	689,5	92,1	161,7	702,5	92,9
Samkjøringsmodellen- sesongvariasjon pluss 20%	157,3	683,6	92,1	158,4	689,4	92,2	161,6	701,9	92,9

Figur 11-2: Resultat fra oppgraderingsanalyse for nyttilstand

12 Verdisetting av kraftverket

Dette kapittelet beskriver hvordan verdien av utbyggingsprosjektet blir funnet basert på de dataene vi fikk fra VTG Revision i kapittel 11. Basert på metodikken i dette kapittel er det i kapittel 13 foretatt en analyse av verdiene av de ulike utbyggingsprosjektene.

12.1 Innledning

Formålet med VTG Revision er å beregne verdien av oppgraderingsprosjekter og rehabiliteringer der man blant annet modellerer fallende virkningsgrad over tid. Imidlertid viste VTG Revision seg å ikke være stabil nok til dette formålet. Modellen gav stabile verdier for kontantstrømmen fra første produksjonsår, men klarte ikke å få med seg prisøkningen i kontantstrømmene for de kommende år. Vi har derfor valgt å regne ut verdiene av et oppgraderingsprosjekt basert på følgende input:

- Kontantstrøm for det første året fra VTG Revision
- Forventet årlig produksjon fra VTG Revision
- Flomverdier fra Vansimtap
- Reduksjon av virkningsgrad etter antagelser som er beskrevet i kapittel 9
- Prisutvikling for analyseperioden
- Skattemessige verdier på Dale I og Dale II

Dette gir en årlig kontantstrøm for et oppgraderingsprosjekt. Denne kontantstrømmen har blitt trukket fra skatter og deretter diskontert til nåverdi. På denne måten har vi funnet en verdi av kraftverket før og etter oppgradering. Verdien av et oppgraderingsprosjekt blir da differansen mellom verdien av nyttilstand og nåtilstand.

Analysetiden er satt til 40 år og det er foretatt en reinvestering på 23% av opprinnelig investering i maskiner og elektriske komponenter etter 20 år. Investeringen om 20 år er justert med en årlig inflasjon på 2,5%, slik at reinvesteringen utgjør 37,7% av summen av innledende investering. Denne teknikken er anbefalt av BKK Rådgivning (Næss, 2003). Eventuell restverdi av anlegget etter 40 år er neglisjert, og anlegget blir da nedskrevet.

12.2 Kontantstrøm før skatt

Kontantstrømmen før skatt har blitt justert for flomendring, redusert virkningsgrad og tap på grunn av konsesjonskraft.

12.2.1 Rådata for salgsinntekter

Verdien av kontantstrømmen for år 2003 ble funnet fra VTG Revision. For påfølgende år ble kontantstrømmen justert for endring i prisene.

12.2.2 Justering for redusert virkningsgrad

VTG Revision har muligheten for å beregne turbinvirkningsgrad med gradvis fallende virkningsgrad. For å modellere dette ble kontantstrømmen de påfølgende år nedjustert. Dette ble gjort ved følgende formel:

$$V_t = \sum_{a=1}^{A_{max}} (I_t/\eta) \cdot A_a \cdot R_{a,t} \quad [12.1]$$

Definisjon av parametre:

- V_t = Tap i tidsperiode t på grunn av redusert virkningsgrad
 a = Aggregat nummer
 A_{max} = Antall aggregater i det aktuelle scenariet
 I_t = Markedsverdi av produksjonen det aktuelle året før justeringer.
 η = Den gjennomsnittlige totalvirkningsgraden, her satt til 0,92
 $R_{a,t}$ = Reduksjon i virkningsgrad for aggregat a ved tiden t. For nye prosjekter faller virkningsgraden med 0,025% i 20 år til totalt 0,5% og er derifra konstant. For Dale II, aggregat 1, faller virkningsgraden med 0,025% i 6 år før den stabiliserer seg på 0,015%. For Dale I er det ingen reduksjon i virkningsgraden.
 A_a = Andel av produksjonen som foregår ved aggregat a. For nytilstand ble produksjonen for 17,5 MW anslått til 20% av totalproduksjonen i kraftverket, 30 MW til 30% og 50 MW til 40%. Øvrig produksjon foregår ved 113 MW aggregatet. Disse tallene er kommet fram til gjennom oppgraderingsanalysen i VTG Revision, men vil variere litt for ulike prismodeller og tilsig.

12.2.3 Justering for flomendring

Endringen i verdien av energisalget ved en oppgradering slik det kommer fram gjennom VTG Revision består av tre komponenter:

- Endring som resultat av bedre virkningsgrad som årsak av bedre turbin, generator, vannvei og utnytting av fallhøyden.
- Endring som resultat av ny tappestrategi
- Endring som resultat av endret installert effekt og derfor endret flomtap.

Den siste endringen vil i VTG Revision bli priset med gjennomsnittspriser på grunn av at modellen kun baserer seg på et prisscenario. Dersom produksjonen øker på grunn av redusert flomtap, vil man trolig få for store inntekter i VTG Revision. For å teste denne hypotesen fant vi alle flomdataene for Dale i perioden 1998 til 2002 (BKK Produksjon, 2003-1). Totalt hadde det forekommet flom ved 35 ulike anledninger. Spotprisene for disse periodene ble funnet på Nordpool, og middelverdien til prisen i en flomuke ble beregnet der flommengden den gitte uken ble vektet. Denne flomjusterte prisen var på 107,28 NOK/MWh. Dersom den samme vektingen lå til grunn og man regnet gjennomsnittsprisen for årene 1993 til 2002 på Nordpool kommer man fram til prisen 139,84 NOK/MWh. Dette vil si at marginalinntektene for ekstra flomvann er 76,7% av inntektene for ordinært tilsig den aktuelle perioden.

På bakgrunn av dette ble flomendringen funnet fra resultatene i fra Vansimtap slik de framkommer i kapittel 10. For nytilstanden ble verdien av salgsinntektene justert etter likning 12.2 for hvert år i analyseperioden:

$$Flompris = (1 - F) \cdot I_{adj} \cdot Flom \quad [12.2]$$

Definisjon av parametre

Flompris = Marginalpris på flomvann

F = Flomfaktoren på 76,7%

I_{adj} = Inntekt justert for virkningsgradsreduksjon for det aktuelle året

Flom = Andel av produksjonen som skyldes reduksjon i flom

I praksis førte dette til at salgsinntektene for et 50 MW aggregat ble justert ned. For et 30 MW aggregat hadde det lite å si, mens for et 17,5 MW aggregat ble prisene justert noe opp siden det her var en flomøkning.

12.2.4 Justering for konsesjonskraft

Et kraftverk er pliktig til å selge konsesjonskraft til kommunen etter satser gitt av Norges Vassdrag og Energidirektorat. For tiden er denne satsen på kr 93,80 NOK/MWh. Vi har estimert at denne satsen øker med 2,5% hvert år i tråd BKK konsernets inflasjonsforventninger. Dale Kraftverk har konsesjonskraft på 42,835 GWh per år (Simonsen, 2003-2). De årlige salgsinntektene nedjusteres derfor med differansen mellom prisen på solgt konsesjonskraft og markedsverdien på den samme kraften det aktuelle året. Denne mengden er gitt i konsesjonsvilkårene og vil ikke endres ved en eventuell oppgradering. Det hadde derfor strengt tatt ikke vært nødvendig med en justering for konsesjonskraft siden dette vil virke like mye inn på nåtilstand og nyttilstand.

12.3 Kontantstrøm etter skatt

12.3.1 Innledning

Innen kraftbransjen er det 4 typer skatter som i hovedsak er relevant for en utbygning. Den ene er ordinær inntektsskatt som for tiden er på 28%. I tillegg kommer eiendomsskatt på anlegget, naturressursskatt til kommune og fylke, samt grunnrenteskatt til staten. Spesielt grunnrenteskatten gjør at kraftbransjen har relativt høy beskatning sammenliknet med andre landbaserte næringer i Norge. Det er derfor nødvendig å beregne skattekostnader ved utregning av verdien av et kraftverk eller av et oppgraderingsprosjekt. Siden formålet ved denne analysen er å regne ut verdien av en oppgradering har det blitt lagt vekt på å regne ut endringen mellom beskatning ved nåtilstand og nyttilstand og ikke nødvendigvis å regne ut den eksakte skattekostnaden. Dette blir kommentert nærmere under de ulike skattene.

12.3.2 Inntektsskatt til staten

Grunnlaget for inntektsskatt er resultat før skatt. Dette vil si kontantstrøm før skatt minus utgifter til sentralnettavgift, driftskostnader og avskrivninger.

Driftskostnader er beregnet i kapittel 9. Disse antas å øke med BKK sin inflasjonsfaktor på 2,5% pr år.

Sentralnettavgiften for en produsent har et fastledd bestående av kr 7,50 pr MWh (Statnett.no, 2003) og et variabelt ledd som avhenger av marginaltapet den aktuelle datoen. Det variable leddet skal i gjennomsnitt være lik 0, og sees derfor her bort fra. Videre er det antatt at fastleddet øker med BKK sin inflasjonssats på 2,5% pr år. Siden produksjonen øker ved en oppgradering vil sentralnettavgiften ha innflytelse på verdien av oppgraderingen. Det er verdt

å merke seg at disse tariffene er nye for år 2003 og må sies å være effektvennlige sammenliknet med gamle tariffen som hadde et eget effektledd for produsenten.

For avskrivning er skattemessig verdi benyttet. Det har derfor vært nødvendig å dele inn investeringene i 3 klasser: bygg, maskin og elektriske installasjoner. Bygg avskrives lineært med 1,5% hvert år, maskin avskrives lineært med 2,5% hvert år og elektriske installasjoner saldo avskrives med 5% hvert år. (Næss, 2003). Det er verdt å merke seg at generatorer inngår som maskin og ikke elektrisk innstallasjon. Siden vi har benyttet oss av en 40 års analyseperiode er de resterende verdier skrevet ned til 0 det siste året. For de ulike nyttilstander har vi skrevet ned til 0 verdien av eksisterende innstallasjoner på Dale I som kommer til å kasseres i år 1. Det vil være økonomisk gunstig å avskrive hele anlegget ved år 1 istedenfor gradvis. En nedleggelse av Dale I er derfor med på å gi større verdi til de ulike oppgraderingsprosjektene, selv om de skattemessige verdiene som nedskrives vil være på beskjedne 12 millioner per 31. desember 2003. (Simonsen, 2003-1) Øvrige skattemessige verdier ved Dale I, slik som andeler i demninger og vannveier er overført til Dale II.

12.3.3 Eiendomskatt til kommunen

Den skattemessige verdien av et kraftverk som ligger til grunn for utregning av eiendomsskatt er beskrevet i Skattelovens § 18-5. I hovedsak er grunnlaget for eiendomsskatten gjennomsnittet av verdien av salgsinntektene de siste 5 årene basert på spotpris. Deretter trekkes det fra en rekke fradrag i henhold til § 18-5. Den gjenstående summen diskonteres over en uendelig tidsperiode med satsen 6,8%. Formålet med denne analysen er å finne ut endringene i eiendomsskatten på nytt og gammelt kraftverk. Det ble derfor ikke gjort en grundig analyse for å finne den nøyaktige eiendomsskatten. Isteden ble eiendomsskatten satt til 0 for nåtilstand, og for nyttilstand ble den satt til økningen i årlige inntekter diskontert med 6,8%. Denne satsen ble så økt med den prosentvise årlige økningen i salgsinntekter. Dette baserer seg på at fradragene er de samme i de to tilfellene. Dette er en forenkling, men vil i praksis ha små utslag. Eiendomsskatten og dermed verdien på kraftverket blir på denne måten noe feil, men endringen av eiendomsskatten ved en oppgradering blir godt modellert. Eiendomsskatten er for tiden 0,7% og vil ikke gjøre store utslag på verdien av kraftverket, eller på verdien av et oppgraderingsprosjekt.

Det er også verdt å merke seg at det finnes en minstesats på 1400 NOK/MWh for verdisetting av kraftverket i forbindelse med eiendomsskatt (Simonsen, 2003-2). De lave spotprisene de siste fem årene har gjort at Dale Kraftverk nå benytter seg av denne minstesatsen. Med de prisene vi har benyttet for de neste årene vil imidlertid den skattemessige verdien av anlegget ligge over denne satsen, men ved en umiddelbar utbygging vil regnemodellen bli feil for de første 3-4 årene.

12.3.4 Grunnrenteskatt til staten

Grunnrenteskatt er spesielt for kraftbransjen, og er nærmere beskrevet i Skatteloven § 18-3. Spesielt viktig å merke seg er det at grunnrenteskatt i likhet med eiendomsskatt regnes ut basert på spotpriser og ikke pris på faktisk solgt kraft. Dette innebærer en risiko for kraftverkene siden man ved å selge produksjonen på forwardmarkedet risikerer å måtte betale relativ stor grunnrenteskatt. Grunnrenteskatt må derfor taes med i betraktning når kraftprodusenter sikrer sine inntekter. Grunnrenteskatten beregnes separat for hvert enkelt kraftverk, og Dale Kraftverk er i posisjon til å betale grunnrenteskatt siden de skattemessige verdier på kraftverket er lave.

Til grunn for utregning av grunnrenteskatten ligger grunnrenteinntekten. Denne inntekten tar utgangspunkt i grunnlaget for inntektsskatt, men i tillegg kommer det et fradrag på den såkalte friinntekten som for tiden er 10,5% av den skattemessige verdien på kraftverket. Dette innebærer at avskrivningen på en investering vil redusere både inntektsskatten og grunnrenteskatten. I tillegg vil investeringen høye den skattemessige verdien, noe som igjen reduserer grunnrenteskatten. Grunnrenteskatten er for tiden 27%. Dette gjør at grunnrenteskatten kan bli nesten like stor som inntektsskatten for et kraftverk.

12.3.5 Naturressursskatt til stat og kommune

Naturressursskatt er beskrevet i Skatteloven § 18-2. Denne skatten betales bare hvis den overskrider inntektsskatten. Naturressursskatt betales derfor bare av kraftverk som driver dårlig og dermed betaler lite skatt eller ved særdeles høye spotpriser over flere år. Etter anbefaling fra økonomisk ansvarlig ved BKK produksjon, Asgeir Remø har vi valgt å ikke modellere naturressursskatt, siden slik beskatning neppe vil bli aktuell.

13 Analyse av resultater

I dette kapittelet blir resultatene fra oppgraderingsanalysen i VTG Revision som er beskrevet i kapittel 11 analysert etter metodikken beskrevet i kapittel 12, og vi ser hvor sensitive resultatene er for forandringer i inputparameterene. Selve analysen er foretatt i en regnemodell i Excel.

13.1 Innledning

Det er brukt to tilnæringsmåter for å komme fram til resultatene våre. Den ene tilnærmingen er å bruke den risikjusterte prismodellen beskrevet i kapittel 6. Kontantstrømmene etter skatt har blitt diskontert med den risikofrie renten etter skatt. Den andre tilnærmingen er å bruke forventede spotpriser, døgnvariasjon og sesongvariasjon utarbeidet av BKK ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Kontantstrømmene etter skatt har blitt diskontert med BKK sin kapital-kostnad etter skatt. Avslutningsvis har vi sammenliknet disse to tilnæringsmåtene.

For hver prismodell er tre prosjekter vurdert, nemlig installasjon av 17,5 MW, 30 MW og 50 MW. Prosjektverdien som kommer fram er verdien av det aktuelle utbyggingsprosjektet sammenliknet med at det eksisterende kraftverket drives i 40 år til. Den eneste investeringen som gjøres i det eksisterende kraftverket er de 4,3 millioner NOK i revisjon av rørgaten som er nødvendig for å opprettholde driften på kort sikt. Dette er beskrevet i kapittel 9.4. Det er selvsagt ikke realistisk at Dale I drives i 40 år til, men konklusjonen vil uansett bli følgende; dersom prosjektet har positiv verdi bør det settes i gang umiddelbart, med mindre man vurderer verdien av å vente for å finne en optimal investeringsplan senere som mer verdifull. Dersom prosjektet har negativ verdi bør man vente til et havari ved Dale I gjør prosjektet lønnsomt. Eller man bør vente til endringer i tilsig, nedslagsfelt, havarisannsynlighet eller skattelever gjør prosjektet lønnsomt.

13.2 Verdien av kraftverket

Å regne ut den eksakte verdien av kraftverket vil ikke ha betydning for en eventuell investeringsbeslutning. Det som har betydning er verdien av kraftverket før og etter en oppgradering. Det har derfor blitt lagt stor vekt på å modellere verdien av kraftverket slik at verdiene blir riktige sammenliknet med hverandre. For eksempel er eiendomsskatten modellert slik at bare økningen i eiendomsskatten kommer med ved en investering. Dette gjør at verdien for kraftverket blir noe dårligere modellert, men marginal-eiendomsskatten ved en produksjonsendring blir godt modellert. På denne måten ivaretar vi at verdiene på ulike investeringsprosjekt kan sammenliknes. Verdien på nåtilstand er et teoretisk begrep der en tenker seg at kraftverket går i 40 år til uten nye investeringer. Formålet med denne verdien er å senere finne ut om en investering er lønnsom i dag, eller om en skal vente til et aggregat ved Dale I havarerer.

“Basic modell” i Figur 13-1 er prosjektverdiene uten noen form for justeringer. “Med utvidet nedslagsfelt” er prosjektverdiene med utvidet nedslagsfelt slik det er beskrevet i kapittel 7.3. I de to neste rekkene er det gjort endringer i sesongvariasjonen. Dette er gjort ved at prisscenarioene i Vansimtap har blitt justert slik at sesongvariasjonen øker, mens øvrige egenskaper er like. Sesongvariasjonen er også justert i VTG Revision. I de to siste linjene har døgnvariasjonen blitt justert i VTG Revision.

Risikonøytrale priser				
Alle tall i mill NOK	Verdi av Kraftverk			
	Nå	17,5MW	30MW	50MW
Basic modell	1370,3	1371,0	1372,1	1380,3
Med utvidet nedslagsfelt	1396,4	1397,5	1398,4	1410,7
Sesongvariasjon -20%	1370,8	1370,2	1375,7	1379,4
Sesongvariasjon +20%	1374,9	1374,0	1379,4	1383,6
Døgnvariasjon +20%	1365,5	1366,7	1368,4	1377,2
Døgnvariasjon -20%	1375,4	1373,9	1377,1	1384,9
Samkjøringsmodellen				
Alle tall i mill NOK	Verdi av Kraftverk			
	Nå	17,5MW	30MW	50MW
Basic modell	1062,7	1046,7	1044,3	1045,8
Med utvidet nedslagsfelt	1086,5	1069,3	1066,6	1068,9
Sesongvariasjon -20%	1062,2	1046,0	1042,7	1045,4
Sesongvariasjon +20%	1062,8	1046,9	1043,1	1044,9
Døgnvariasjon +20%	1060,2	1044,0	1040,7	1043,9
Døgnvariasjon -20%	1065,7	1049,5	1046,2	1047,9

Figur 13-1: Relative verdier av Dale Kraftverk

Figur 13-1 viser at verdien på Dale Kraftverk er omlag 1370 millioner NOK med risikojustert verdiberegning og ca 1050 millioner NOK ved hjelp av verdiberegninger basert på Samkjøringsmodellen. En utvidelse av nedslagsfeltet øker verdien med mellom 20 og 26 millioner. En endring i sesongvariasjon har imidlertid lite å si, mens en økning i døgnvariasjonen vil ha negativ verdi grunnet en feil i VTG Revision. Denne feilen gjør at verdiene av kraftverket har blitt noe undervurdert i vår analyse. Denne undervurderingen kan være i størrelsesorden 15 til 25 millioner NOK basert på de verdiendringene som forekommer ved en 20% økning av døgnvariasjonen. Siden det er forholdet mellom verdien av prosjektene som er sentral her, så har det ikke blitt gjort noe forsøk på å korrigere disse verdiene for feil i døgnvariasjon. I vedlegg 3 er det forklart nærmere om denne feilen.

13.3 Prosjektverdier

Figur 13-2 prosjektverdien etter metodikken beskrevet i kapittel 12. Figuren har samme oppsett som Figur 13-1 der verdien av et oppgraderingsprosjekt er satt til differansen mellom verdien av kraftverket før og etter investeringen.

Risikonøytrale priser			
	Verdi av oppgraderingsprosjekt		
	17,5MW	30MW	50MW
Basic modell	0,7	1,8	10,0
Med utvidet nedslagsfelt	1,0	1,9	14,3
Sesongvariasjon -20%	-0,9	4,5	8,7
Sesongvariasjon +20%	-0,6	4,9	8,6
Døgnvariasjon +20%	1,3	2,9	11,7
Døgnvariasjon -20%	-1,5	1,7	9,6
Samkjøringsmodellen			
	Verdi av oppgraderingsprosjekt		
	17,5MW	30MW	50MW
Basic modell	-16,1	-18,4	-16,9
Med utvidet nedslagsfelt	-17,2	-19,9	-17,6
Sesongvariasjon -20%	-16,2	-19,5	-16,8
Sesongvariasjon +20%	-15,9	-19,7	-17,9
Døgnvariasjon +20%	-16,2	-19,6	-16,4
Døgnvariasjon -20%	-16,2	-19,4	-17,8

Figur 13-2: Verdi av oppgraderingsprosjekt

Figur 13-2 viser at for risikojusterte priser er 50 MW å foretrekke, men alle prosjektene er lønnsomme. For Samkjøringsmodellen er 17,5 MW marginalt bedre enn 50 MW, men det er mest lønnsomt å vente. Ikke alle verdier er konsistente med hverandre, noe som kan være et resultat av VTG Revision ikke alltid finner optimal løsning. Dette er nærmere beskrevet i Vedlegg 4. Grunnen til slik inkonsistens kan også være et resultat av at optimaliseringen av tilsiget er foretatt i Vansimtap og modelleringen av den detaljerte produksjonen er foretatt i VTG Revision. En optimal løsning krever at både tilsig og detaljproduksjon sees på som et integrert problem. Imidlertid viser de ulike sensitivitetsanalysene at prosjektverdien er relativt stabil for endringer i døgn og sesongvariasjoner samt tilsigsendringer.

Et eksempel på en inkonsistent verdi er at sesongvariasjon på +20% gjør en utbygging på 50 MW mer ulønnsom. Årsaken til dette finner man i tallene fra Vansimtap. Her ser man at flomtapene ved gammelt system reduseres ved å øke sesongvariasjonen, og man har derfor ikke så mye å hente i flomtapreduksjon ved et 50 MW prosjekt. Sensitivitetsanalysen er i høyeste grad med på å vise at prosjektverdiene har noenlunde riktig størrelsesorden, men nøyaktigheten på dem gir ikke grunnlag for å trekke konklusjoner om konsekvensen av for eksempel en døgnvariasjon. Sensitivitetsanalysen er også med på å gi et anslag på nøyaktigheten av prosjektverdien. Ut fra Figur 13-2 kan vi se at usikkerheten på prosjektverdiene er i størrelsesorden 4-6 millioner NOK med risikojusterte priser og rundt 1-3 millioner NOK med priser fra Samkjøringsmodellen. Grunnen til at usikkerheten er større ved risikojusterte priser er den lave diskonteringsrenten som gjør at utslagene blir store ved små endringer i den årlige kontantstrømmen.

13.4 Kostnad ved havaririsiko.

13.4.1 Innledning

I kapittel 7 ble det gjort et strategivalg om å vente til et havari ved Dale I før man foretok en utbygging ved Dale II. Denne beslutningsregelen var basert på lav havarisannsynlighet, og dermed at kostnaden ved havaririsiko er så lav at den ikke vil virke inn på beslutningsprosessen. Stor havaririsiko kunne ført til så store kostnader ved havaririsiko at dette kunne framskyndet en investering ved Dale II. Vi har i dette kapitlet foretatt et overslag av havarikostnadene ved Dale I for å se om beslutningen om å ikke bygge nytt før et aggregat i Dale I havarerer er riktig.

13.4.2 Havari ved ett aggregat ved Dale I

Vi har gjort en simulering av et scenario der ett aggregat faller ut og antar at det tar to år å prosjektere og bygge ut et nytt aggregat ved Dale II. Simuleringen er gjort i Vansimtap og VTG Revision etter metodikken beskrevet i kapittel 10 og 11. Prosjektet blir ikke forsert, det vil si at kostnadene og tidsrammen ved utbyggingen er de samme som for en utbygging uten forestående havari. I Vansimtap ble vannføringen redusert med maksimalvannføring til et aggregat ved Dale I, dvs $5,2 \text{ m}^3/\text{s}$, og minstevannføringen ble satt til $3,0 \text{ m}^3/\text{s}$. Det ble ikke foretatt noen endring i virkningsgradskurven. Det økonomiske resultatet fra denne analysen kommer fram i Tabell 13-1.

	Ordinær drift		Ved havari på 1. aggregat	
	Kraftsalg pr år [mill NOK]	Produksjon [GWh]	Kraftsalg pr år [mill NOK]	Produksjon [GWh]
Dale I	24,32	133,7	15,47	85,1
Dale II	95,86	510,1	104,39	557,1
Totalt	120,18	643,9	119,86	642,1

Tabell 13-1: Konsekvens ved havari

Tabell 13-1 viser at mesteparten av produksjonen overføres til Dale II, og at det økonomiske tapet er på bare 0,32 millioner NOK. I tillegg til dette påløper en kostnad i form av virkningsgradsreduksjon når produksjonen skal senkes fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$ på 6 timer. Ved både aggregat 5 og 6 i drift skjer denne nedkjøringen på relativt god virkningsgrad. Ved et havari må denne nedtrappingen gjøres som en kombinasjon av at det gjenværende aggregatet ved Dale I kjøres på veldig høy last og at aggregatet ved Dale II kjøres på lav last. Dersom denne nedkjøringen skjer 100 ganger i året er det snakk om en vannmengde tilsvarende 2,45 GWh. Dersom vi antar at virkningsgraden reduseres med 20% og prisen er 200 NOK/MWh utgjør dette et årlig tap på 0,10 millioner NOK. De årlige tapene ved et havari utgjør derfor totalt $(0,32 + 0,10)$ millioner NOK, eller 0,84 millioner NOK over en toårsperiode.

13.4.3 Havari på begge aggregatene ved Dale I

Dersom både aggregat 5 og 6 ved Dale I faller ut blir tapene langt større. Dale I produserer 85 GWh ved havari på ett aggregat. Dersom denne produksjonen overføres til Dale II og virkningsgraden reduseres med 30% vil dette utgjøre et tap på 4.65 millioner NOK i året. I tillegg ville det komme et flomtap på anslagsvis et par millioner NOK. Imidlertid er det grunn til å tro at man vil kunne endre tappestrategien og dermed la Dale II gå mer jevnt. I tillegg ville man kunne ta hensyn til at minstevannføringen i Daleelva har et naturlig tilsig utenom det som brukes til produksjon. Dette vil nok uansett føre til et tap av produksjonsinntekter på størrelsesorden 10 millioner NOK i løpet av to år.

13.4.4 Kostnad ved havaririsiko

Dersom et aggregat havarerer er det en risiko knyttet til at enda et aggregat havarerer. Likning 13.1 viser den årlige kostnaden ved havaririsiko for en risikonøytral aktør. Det er forutsatt at havari skjer uavhengig av hverandre. Problemstillingen er diskretisert ved at man tenker seg at havari bare kan forekomme i begynnelsen av et år (ikke midt i). Dersom et aggregat havarerer kan det forekomme havari på det andre aggregatet etter ett år. Det er heller ikke foretatt noen diskontering av kontantstrømmen de to årene byggingen av nytt aggregat ved Dale II varer.

$$K_h = p_h \cdot (p_1 \cdot k_1 + p_2 \cdot k_2) \quad [13.1]$$

Definisjon av parametre:

K_h	= Årlig kostnad forårsaket av havaririsiko
p_h	= Sannsynligheten for at minst ett havari oppstår et år
p_1	= Sannsynligheten for at ett aggregat havarerer i løpet av de to årene det tar å installere ett nytt aggregat ved Dale II. p_1 er uavhengig av p_2
p_2	= Sannsynligheten for at aggregat 2 havarerer i løpet av de to årene det tar å installere ett nytt aggregat ved Dale II gitt at ett aggregat ved Dale I har havarert.
k_1	= Kostnad forbundet med at ett aggregat havarerer
k_2	= Kostnad forbundet med at to aggregat havarerer samtidig

I kapittel 13.4.2 og 13.4.3 estimeres kostnadene ved havari på ett og begge aggregatene ved Dale I til henholdsvis 0,84 millioner NOK og 5 millioner NOK. Med sannsynlighet på 0,10 for havari per år per aggregat får vi 0,31 millioner NOK i årlige havarikostnader. Settes havarisannsynligheten til 0,05 blir den årlige havarikostnaden 0,12 millioner NOK. I Tabell 13-2 er disse årlige havarikostnadene trukket for inntektsskatt og grunnrenteskatt og diskontert over 40 år. Den havarikostnaden som framkommer i Tabell 13-2 er et teoretisk begrep som bare kan brukes for å sammenlikne nyttilstand og nåtilstand, og dermed verdsette et rehabiliteringsprosjekt.

[millioner NOK]	Havaririsiko = 0,05	Havaririsiko = 0,10
BKKs kapitalkostnad etter skatt (7,4%)	0,7	1,9
Risikofri rente etter skatt (3,82%)	1,4	3,7

Tabell 13-2: Havarikostnader over kraftverkets levetid

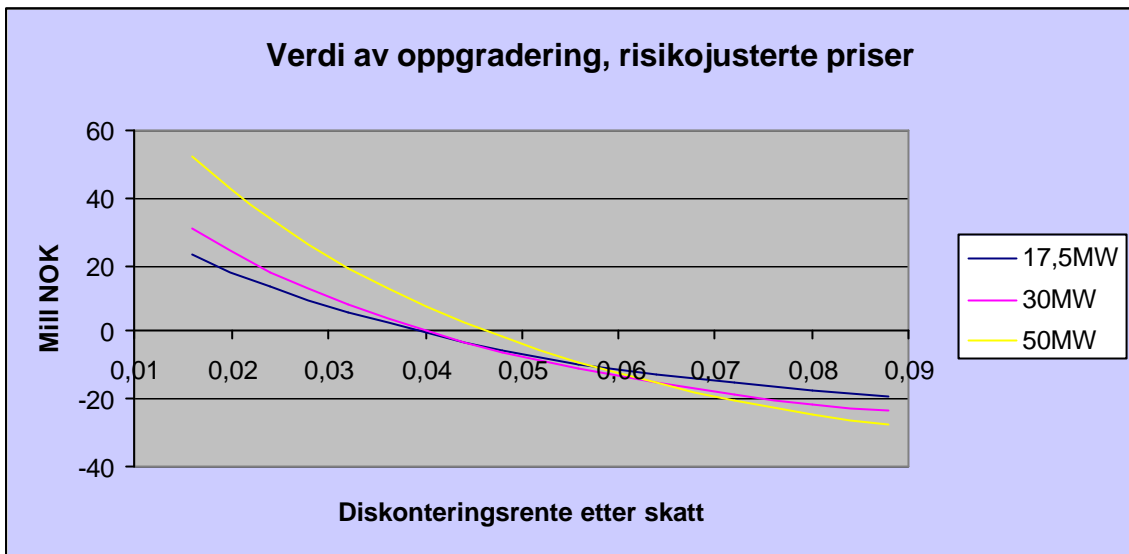
13.4.5 Beslutningsregler ved havari

Slik situasjonen er i dag er det meget liten risiko for et totalhavari på ett av de gamle aggregatene. Det er vanskelig å estimere en sannsynlighet for dette, men tatt i betraktning av at man ved årlig vedlikehold avdekker svakheter ved anlegget og at BKK anser anlegget som relativt stabilt anslår vi anleggets risiko for totalhavari til under 10%, og at den vil være det i flere år framover. Kostnaden ved havaririsiko vil da være på maksimalt 3,7 millioner NOK, sannsynligvis langt lavere. Dette er en lav kostnad sammenliknet med prisen på et nytt aggregat. Hvis det ikke lønner seg å bygge et nytt aggregat med en gang, er den beste strategien å vente til et aggregat totalhavarerer ved Dale I, og deretter starte utbyggingen av et aggregat ved Dale II. Dersom det gjennom vedlikeholdsrutiner eller som resultat av hyppigere driftsstans avdekkes at havaririsikoen blir større i tiden framover, så bør det vurderes å modellere denne risikoen og regne nøyaktigere på kostnadene ved havari.

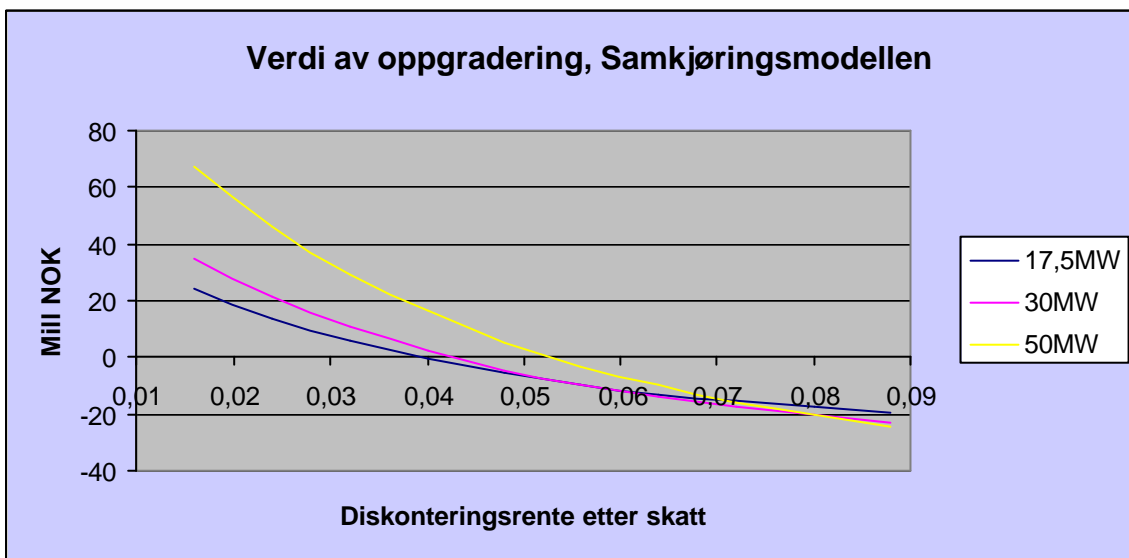
13.5 Internrente

For å beregne verdiene av Dale Kraftverk med risikojusterte priser ble det brukt risikofri rente. Denne renten er på 5,3% før skatt, noe som gir 3,82% etter skatt. BKK sin kapitalkostnad etter skatt er på 7,4%. Figur 13-1 og Figur 13-2 viser prosjektlønnsomheten som funksjon av kapitalkostnaden for henholdsvis risikojusterte priser og Samkjøringspriser. Internrenten for prosjektet kan leses av der kurvene krysser 0. For risikojusterte priser ligger internrenten på mellom ca 3,8% og 4,6% for de ulike prosjektene, mens den for Samkjøringsmodellen ligger på mellom ca 3,8% og 5,2%. Samkjøringsmodellen har noe høyere internrente grunnet et noe høyere prisnivå på forventede spotpriser enn på markedspriser.

Figur 13-3 viser at 50 MW er det beste utbyggingsalternativet ved risikojusterte priser med en rente opp til 5,6%. Med høyere rente enn dette er 17,5 MW best. For Samkjøringsmodellen er 50 MW det beste alternativet opp til ca 7,0%, og derfra er 17,5 MW best. Dette er en naturlig konsekvens av at ved lave kapitalkostnader vil man kunne foreta dyrere investeringer. For Samkjøringsmodellen viser 50 MW seg som den mest robuste løsningen fordi den er betydelig bedre enn 30 MW og 17,5 MW ved lave kapitalkostnader, og ved høye kapitalkostnader er den ikke så mye dårligere enn 17,5 MW.



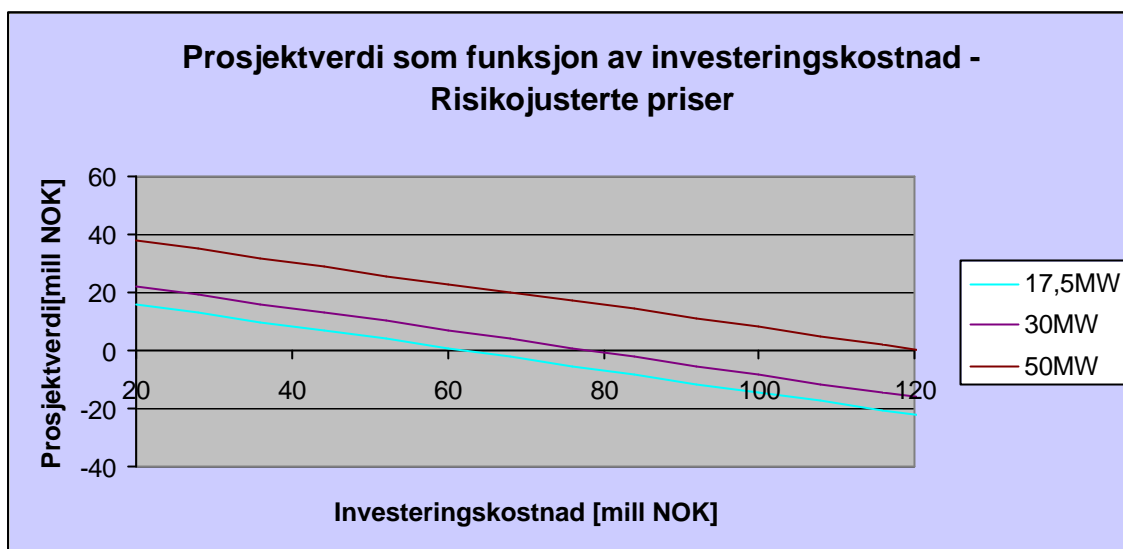
Figur 13-3: Prosjektverdi for risikojusterte priser ulike renter



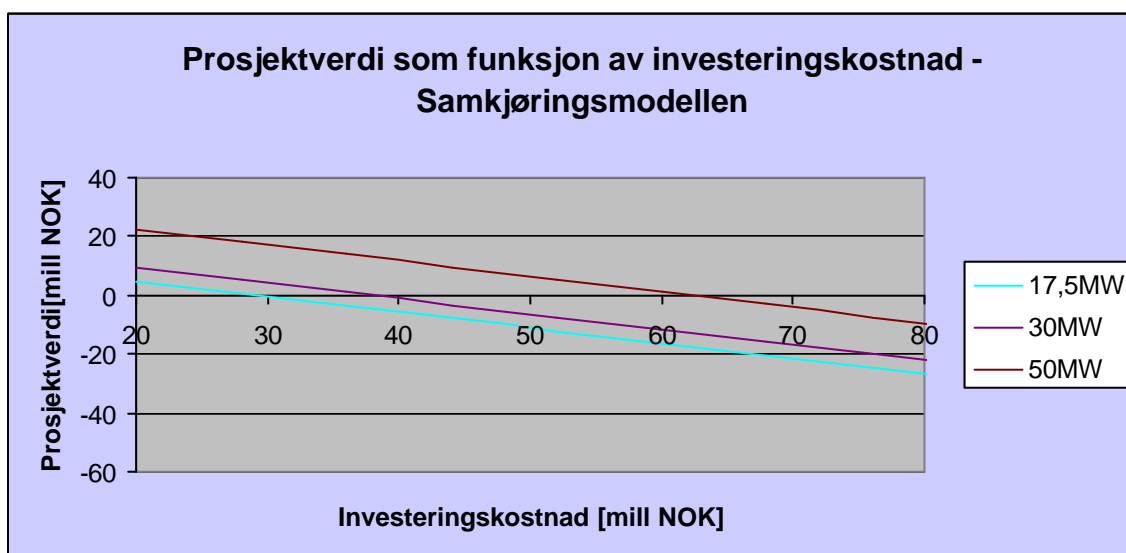
Figur 13-4: Prosjektverdi for Samkjøringspriser, ulike rente

13.6 Investeringskostnader og prosjektverdier

Det kan være interessant å se hvilke investeringskostnader som kan gjøre prosjektet lønnsomt. Figur 13-3 og 13-4 viser verdien av prosjektene med ulike investeringskostnader med risikojusterte priser og med priser fra Samkjøringsmodellen.



Figur 13-5: Prosjektverdi og investeringskostnader-risikojusterte priser



Figur 13-6: Prosjektverdi og investeringskostnader-Samkjøringsmodellen

Dagens investeringskostnader er på 59,5 millioner NOK, 72,8 mill NOK og 94,1 millioner NOK for henholdsvis 17,5 MW, 30 MW og 50 MW. Figur 13-3 viser at for risikojusterte priser skjærer kurvene X-aksen omtrent på dagens investeringskostnader for 17,5 MW og 30 MW, mens for 50 MW skjærer kurven X-aksen over 20 millioner NOK høyere enn investeringskostnadene i dag. For Samkjøringsmodellen viser Figur 13-4 at kurvene skjærer X-aksen mellom 30 og 40 millioner NOK lavere enn verdien for dagens investeringskostnader, noe som gjør at investeringskostnadene må falle betraktelig for at en investering skal være lønnsom.

Det er også verdt å merke seg at stigningen på Figur 13-3 og 13-4 er omlag $-1/3$. Det vil si at en million investert vil gi omlag 0,67 mill NOK tilbake i form av redusert inntektsskatt og grunn-

renteskatt. Dette illustrerer de spesielle forholdene rundt grunnrenteskatt som er grunnleggende for å kunne beregne korrekt investeringsverdi i kraftbransjen.

13.7 Investering i fullstendig fjernstyring til Dale I

Dale Kraftverk produserer relativt mye energi ved lav virkningsgrad. Gjennomsnittlig vannforbruk ved Dale I er som tidligere nevnt $4,8 \text{ m}^3/\text{s}$. Grunnen til dette er at man bruker 6 timer på å redusere vannmengden fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$. Dale II slår seg av rundt 100 ganger i året. Siden aggregatet ved Dale II har dårlig virkningsgrad i dette området er det hensiktsmessig at begge de to gamle aggregatene står på hele tiden.

Ved å montere en anretning som gjør at det går an å fjernstarte Dale I fra BKKs driftssentral vil man kunne kjøre begge aggregatene i den kritiske nedkjøringsfasen fra $5 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3 \text{ m}^3/\text{s}$ og deretter stoppe det ene aggregatet. Med en slik produksjonsstrategi vil man kunne produsert mer i Dale II og redusert vannføringen i Dale I fra $4,8 \text{ m}^3/\text{s}$ til $3,1 \text{ m}^3/\text{s}$. En slik investering må imidlertid ha kort tilbakebetalingstid siden Dale I har relativt kort resterende levetid. Vi har derfor laget en tabell der vi kan se lønnsomheten av et slikt prosjekt ved ulikt antall år resterende levetid på Dale I og ved ulike kostnader. Grunnlaget for Figur 13-5 er differansen mellom verdien på kraftverket med ny og gammel produksjonsstrategi der prinsippene om verdisetting fra kapittel 12 er benyttet.

Risikonøytrale priser						
Fjernstarter kostnad[mill NOK]	Prosjektverdi					
	1 år	2 år	3 år	4 år	10 år	15 år
1	-0,1	0,2	0,5	1,1	2,5	3,6
1,5	-0,3	0,0	0,4	1,0	2,3	3,5
2	-0,5	-0,1	0,2	0,8	2,2	3,3
2,5	-0,7	-0,3	0,0	0,6	2,0	3,2
3	-0,9	-0,5	-0,2	0,4	1,8	3,0
3,5	-1,1	-0,7	-0,4	0,3	1,7	2,9
4	-1,3	-0,9	-0,6	0,1	1,5	2,8
4,5	-1,4	-1,1	-0,7	-0,1	1,4	2,6
Samkjøringsmodellen						
Fjernstarter kostnad[mill NOK]	Prosjektverdi					
	1 år	2 år	3 år	5 år	10 år	15 år
1	0,1	0,5	0,9	1,7	3,4	4,7
1,5	-0,1	0,3	0,7	1,5	3,2	4,6
2	-0,3	0,1	0,5	1,3	3,1	4,4
2,5	-0,5	-0,1	0,3	1,2	2,9	4,3
3	-0,7	-0,2	0,2	1,0	2,8	4,1
3,5	-0,9	-0,4	0,0	0,8	2,6	4,0
4	-1,0	-0,6	-0,2	0,7	2,5	3,8
4,5	-1,2	-0,8	-0,3	0,5	2,3	3,7

Figur 13-7: Verdi av fullstendig fjernstyringsprosjekt

Det er verdt å merke seg at det ikke er gjort noe overslag om det er teknisk mulig innenfor realistiske økonomiske rammer å gjennomføre dette prosjektet. I 1999 ble det investert i en fjernstyringsenhet til Dale I som gjorde det mulig å regulere effekten fra BKKs driftssentral. Denne investeringen kom på ca 0,3 millioner NOK. (Ivar Kjøde, 2003). Den gangen ble det ikke foretatt noen analyse av hverken tekniske muligheter eller kostnader ved en fjernstarter siden dette ville bli langt dyrere og teknisk mer avansert, og siden levetiden da ble satt til år 2006. Imidlertid mener Ivar Kjøde ved BKK Produksjon at en slik investering kan komme på 2-3 millioner NOK, men at dette først må utredes grundigere. Det er for eksempel ikke sikkert det vil være gunstig for så gamle aggregater å stadig starte opp og stoppes. Figur 13-7 viser helt klart at store kostnader kan forsvares ved en slik investering. For eksempel vil en investering på 2 millioner NOK gå i pluss allerede etter 2 år ved bruk av Samkjøringsmodellen og en investering på 3 millioner NOK vil gå i pluss allerede etter 3 år. Det er derfor lett å argumentere for at dette bør utredes nærmere.

13.8 Sammenlikning av prismodellene

Det er store forskjeller både i verdien på kraftverket og verdien av de ulike prosjektene med bruk av de to ulike prismodellene. Med risikojusterte priser vil kraftverket prises ca 320 millioner NOK høyere, og man vil vedta å bygge ut 50 MW umiddelbart.

Den risikojusterte prismodellen baserer seg på at man klarer å sikre seg mot risikoen ved de framtidige kontantstrømmer. Imidlertid oppstår det noen problemer som gjør at det fortsatt finnes ikke diversifiserbar risiko. Dette kan være risiko knyttet til rammefaktorer som hjemfallsrett, skattelovgivning, og det kan være knyttet til usikkerhet om inflasjon, renter og valutakurser. Dette medfører at dette prosjektet må ha en risikopremie for at verdiene skal være konsistent med markedet. Om denne risikopremien skal være så stor som den BKK opererer med er et vanskelig spørsmål. Figur 13-3 viser at ved å legge til 0,8% i risikopremie til den risikojusterte prismodellen er utbygging ikke lenger lønnsomt. Det beste målet for risikofaktoren får man ved å prøve å selge Dale Kraftverk og se hvilken pris man får.

Bruken av BKKs diskonteringsrente og priser fra Samkjøringsmodellen baserer seg på at den forventede inntektsstrømmen skal diskonteres etter en rente som tar hensyn til risikopremien til den ikke diversifiserbare risikoen (Trigeorgis, 2000). Imidlertid vil ulike investeringsprosjekter ha ulik risikoprofil. Det er derfor ikke sikkert at en revisjon av Dale Kraftverk har samme ikke diversifiserbare risiko som BKK konsernet. I så fall vil denne metodikken gi feil verdi av prosjektet.

Det kan også ligge andre grunner bak BKK sin diskonteringsfaktor, slik som rasjonalisering av kapital. I et fritt marked ville dette ha gitt arbitrasjemuligheter for andre aktører som kunne lånt penger for å bygge ut Dale II, for så å leie ut aggregatet til BKK. En slik løsning er ikke like lett å gjennomføre i praksis. En investor måtte kreve en langsiktig leieavtale siden aggregatet ikke kan flyttes etter det er bygd. For BKK ville det være uaktuelt å inngå en langsiktig leieavtale, siden det meste av risikoen ligger i de framtidige kontantstrømmene, og den risikoen ville forblitt uendret. Investoren måtte da også kjøpe de framtidige kontantstrømmene, noe som ville blitt svært komplisert for et enkelt aggregat i et kraftverk. Dersom det likevel skulle vise seg å være mulig, så vil det være en terskel for en investor å satse på en slik arbitrasjemulighet. At det ikke finnes investorer som utnytter en slik arbitrasjemulighet, er derfor ingen garanti for at BKKs kapitalkostnad ikke er for høy. Dette viser igjen hvor viktig det er for en aktør i kraftmarkedet å selv komme fram til riktig risikopremeie på aktuelle investeringer.

13.9 Anbefaling av utbyggingsstrategi

Dersom risikojusterte priser legges til grunn er anbefalingen å bygge et 50 MW aggregat umiddelbart. Dette prosjektet har en verdi på 10,0 millioner NOK som er 8,2 millioner NOK mer enn for 30 MW. Dersom priser fra Samkjøringsmodellen legges til grunn har ingen prosjekter positiv verdi. Det anbefales derfor ikke å investere umiddelbart. Det å vente med å investere vil også ha en verdi i seg selv. Denne verdien går ut på å kunne vente for så å investere i et aggregat med optimal størrelse og mulig bedre virkningsgrad ved et senere tidspunkt avhengig av framtidig teknologi og prisvariasjoner. Det kan også tenkes at ved å investere ved et senere tidspunkt vil man dra fordel av at aggregatet kan bli klassifisert som ny fornybar kraft, og at det eventuelt blir knyttet økonomiske fordeler til dette, slik som "grønt-sertifikat" på den produserte kraften.

Dersom et aggregat skulle havarere har prosjektet på 17,5 MW den høyeste verdien på -16,1 millioner NOK. Imidlertid er 50 MW løsningen bare 0,8 millioner NOK dårligere. Vi har tidligere vist at 50 MW løsningen blir bedre ved kapitalkostnad på under 7%. Det vil også være grunn til å tro at med en finere tidsoppløsning på VTG Revision ville 50 MW aggregatet fått større inntekter siden det har mulighet til å variere produksjonen mer innad i de 12 timers høylastperiodene. En investering i et 50 MW aggregat vil også gi BKK flere muligheter. Blant annet vil det ha mulighet til å utnytte bedre en tilsigsøkning grunnet enten økte nedbørsmengder eller investeringer i nedslagsfeltet. I oppgaven vår reduseres forskjellen mellom 17,5 MW og 50 MW fra 0,8 til 0,3 millioner NOK ved utvidelse av nedslagsfeltet. I tillegg vil 50 MW aggregatet ha mulighet til å endre produksjonen mer ved økning i prisvariasjonen. Den vil også ha en mulighet til å øke produksjonen i høylastperioder dersom kapasiteten i det ovenforliggende Fosse Kraftverk økes, noe som kan være reelt. Ved et umiddelbart havari anbefales derfor en utbygging på 50 MW.

Det anbefales også at BKK utreder muligheten for fullstendig fjernstyring av Dale I.

14 Oppsummering

I denne hovedoppgaven har vi sett på om det er lønnsomt å utføre en rehabilitering av Dale Kraftverk. For å finne ut dette har vi beregnet verdien av kraftverket ved dagens driftstilstand, samt ved tre nye driftstilstander. Etter å ha sett på dagens driftssituasjon, dimensjonering av vanveier og krav til minstevannføring falt valget av nyttilstander på å installere enten ett aggregat på 17,5 MW, 30 MW eller 50 MW. De samme prosjektene ble også vurdert med et scenario der nedslagsfeltet til Hamlagrøvatnet lengre oppe i Bergsdalen ble utvidet.

Det er flere usikkerhetsmomenter som påvirker utbyggingsspørsmålet. Elektrisitetsprisene er en viktig faktor. Det er brukt to forskjellige prismodeller i denne oppgaven. Den ene prismodellen er risikojustert og har som formål å modellere en risikojustert kontantstrøm for salgsinntektene fra kraftverket. Dette er gjort ved å korrelere tilsig og pris, samt å gi prismodellen samme varians, gjennomsnittsverdi og langsiktig varians som markedet. Vi erfarte likevel at ikke all risiko kunne diversifiseres. Det er for eksempel ikke diversifiserbar risiko knyttet til rammefaktorer, skattelovgivning og inflasjon. Den andre prismodellen er blitt modellert ved hjelp av Samkjøringsmodellen av BKK og representerer BKKs forventede spotpriser. Denne prismodellen ble brukt sammen med BKK sin kapitalkostnad etter skatt på 7,4%.

Det ble valgt en utbyggingstrategi som gikk ut på å produsere ved Dale I til enten havarisannsynligheten blir vesentlig større, konsesjonen på rørgaten ikke blir fornyet, et aggregat totalhavarerer eller det er mer lønnsomt å bygge ut umiddelbart.

Virkningsgradskurvene til de enkelte aggregatene har stor betydning på utbyggingsspørsmålet. Disse kurvene ble beregnet ut fra målinger og anbudsregninger. Det ble utarbeidet ulike virkningsgradskurver for bruk i Vansimtap og VTG Revision. Dette skyldtes at tidsoppløsningen i Vansimtap er på en uke, og dermed vil det ikke være rom for differensiert produksjon innad i uken.

Vannføringen i Bergdalsvassdraget ble funnet ved hjelp av simuleringer i Vansimtap, og dermed kunne vi kalkulere en tilsigsrekke som kunne være input til VTG Revision. Dale Kraftverks nåtilstand og mulige nyttilstander ble detaljert modellert i VTG Revision, og en oppgraderingsanalyse ble utført for de ulike tilstandene med og uten utvidet nedslagsfelt for Hamlagrøvatn, og med ulike prismodeller som input. På grunn av at VTG Revision er i en utprøvelsesfase og dermed ikke er helt stabil, benyttet vi Microsoft Excel for å finne verdien av kraftverket og av oppgraderingsprosjektet. Fra analysen i VTG benyttet vi forventet årsinntekt og årsproduksjon for det første analyseåret, og disse verdiene ble benyttet som input til beregningsmodellen i Excel. Denne beregningsmodellen beregnet verdien av kraftverket over en analyseperiode på 40 år

Ved å benytte den risikonøytrale prismodellen og risikofri rente er konklusjonen at man skal installere et 50 MW aggregat ved Dale II umiddelbart. Dette prosjektet er verdt 10,0 millioner NOK. På grunn av den ikke diversifiserbare risikoen vil det imidlertid være berettiget med et risikopremie som vil gjøre prosjektet mindre lønnsomt. Overstiger dette risikotillegget 0,8% så er det ikke lenger optimalt å bygge ut umiddelbart. Ved å benytte BKKs prismodell var det ikke lenger optimalt å investere med en gang. En investering i et 17,5 MW aggregat var 0,8 millioner NOK bedre enn et aggregat på 50 MW. Imidlertid vil vi likevel anbefale å investere i et 50 MW aggregat da dette gir produsenten større fleksibilitet ved for eksempel endringer i tilsigsforhold eller prisvariasjoner. 50 MW aggregatet er dessuten mer robust for endringer i

kapitalkostnaden. Verdien av dette 50 MW prosjektet ble beregnet til å være -16,9 millioner NOK.

Det ble foretatt en analyse av lønnsomheten av en investering i et fjernstyringsanlegg som kunne stoppe og starte aggregatene i Dale I fra BKK sin driftssentral. Denne analysen viste at en slik investering mest sannsynlig ville være tilbakebetalt innen to til tre år, dersom det er gjennomførbart. Vi vil derfor anbefale at BKK utreder et slikt prosjekt nærmere.

15 Konklusjon

Vår anbefaling til BKK er at de bør benytte seg av dagens driftsituasjon så lenge de har konsesjon til dette. Når konsesjonen for rørgatene til Dale I går ut, eller et aggregat ved Dale I totalhavarerer er det per i dag mest lønnsomt å installere ett 50 MW aggregat ved Dale II. BKK bør også utrede en investering i utstyr til fjernstarting/fjernstopping av Dale I for å kunne forbedre virkningsgraden og dermed lønnsomheten til kraftverket.

16 Kilder

Alstom Power, 2001. *BKK Produksjon As, Dale 2 Aggr. 2, Kostnadsoverslag HSY01111*, fax. 27/9-01. Dok. id 10041277.

Austli, Per Arne, 2003. BKK Produksjon, markedsanalytiker. Møte 12. mars 2003.

Bjerkstrand, P., Rasmussen, H. og Stensland, G., 2000. *Valuation and risk management in the Norwegian electricity market*. Discussion paper 20/2000. Norges handelshøgskole.

BKK, 2001. Byggemessige kostnader, mail. Dok. id. 10041144.

BKK Produksjon, 2003-1. Ukerapporter. Ukentlig rapportering av produksjon og magasin-data.

BKK Produksjon, 2003-2, Kalibrert modell i Vansimtap for BKK sine kraftverker.

BKK, 1995. *Fakta om Bergsdalsvassdraget*. Trykket av Dynamo Bergen AS/ Knutsen grafisk.

BKK, 1946. BKKs arkiv, kart nr. 965.

BKK, 2000. BKKs arkiv, kart nr. 27069.

BKK kraftdivisjon, Generatordata, 1993. Komponentdata for Aggregat 6 ved Dale I, arkivnr. 500.1.05.

Det Norske Veritas, ved Funnemark, Espen, Kjellsen, Anders og Eliassen, Einhild, 2002. *Risikovurdering av Dale Kraftverk*. Teknisk rapport, BKK Produksjon, rapport nr. 2001-1208, revisjon nr.01.

Dobbe, Thomas, 2003. Analytiker i Elkem. Mailkorrespondanse 27. februar 2003.

Dyvik, Ove Gunnar, 2003. Kraftverksoperatør ved Dale Kraftverk. Møte 26. februar 2003.

GE Hydro, 2001-1. Virkningsgradskurver. Dok. id. 10041283 i BKKs arkiv.

GE Hydro, 2001-2. *Dale II - Aggr. 2, Turbiner, Kostnadsoverslag*. Dok. id. 10041266 i BKKs arkiv.

Frode, Haga, 2001, BKK Produksjon, Senioringeniør. Dok. id. 10040848

Haga, Frode, 2003, BKK Produksjon, Senioringeniør. Mailkorrespondanse 20. mars 2003.

Haga, Svein, 2003, BKK Rådgivning, Seniorrådgiver, møte 8. april 2003.

Harkestad, Magne, 2003, BKK kraft, seksjonssjef, mailkorrespondanse 20. mars 2003.

Hull, John, 2002. *Options, Futures and Other Derivatives*, fifth edition, Prentice Hall.

Hveding, Vidkunn, 1978. *Vassbygging; hydrologi, kraftverk, dammer*. Forelesninger ved NTH. Utgitt av Tapir 1978.

Høyland, Arnljot og Rausand, Marvin, 1994. *System reliability theory, Models and Statistical Methods*. John Wiley & Sons, Inc, New York.

Kjøde, Ivar, 2003. BKK Produksjon, Senioringeniør. Møte 20. mai 2003.

Kjølle, Gerd, 1999. *Feilstatistikk for vannkraftaggregater og kontrollutstyr 1987-1997*. SINTEF Energiforskning AS, Trondheim, TR A4970, ISBN NR. 82-594-1560-7.

Lucia, Julio J. and Schwartz, Eduardo S., 2000. *Electricity Prices and Power Derivatives-Evidence from Nordic Power Exchange*, Review of Derivatives Research 5, p. 5-50.

Kværner Brug A/S, 1987. *Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap, Dale Kraftverk II*. Kværner tilbud nr. 321 704.

Midttun, Ingvald, 2003. BKK Rådgivning, seniorrådgiver. *Utbyggingsplanar i Botnaelvi og Øysteseelvi. Overføring av Langhaugtjørn m.fl. i Botnaelvi og Håstabbatjørn i Øysteseelvi til Hamlagrøvatn*. Internt BKK dokument.

Mo, Birger, 2003. Sintef Energi. Møte 7. februar 2003.

Norconsult, ved Martinsen, Odd, 1999. *Tilstandskontroll av tverrslag på gml. tilløpstunnel, luker i fordelingsbasseng og tilløpsrør nr.3*. Oppdragsnr. BKK\101523\Omakont1.doc.

Nordpool, FTP-server. Historiske sluttpriser ved NordPool.

NVE, 2002. *Retningslinje for tilsyn og revurdering*. Utgave 1 - 01.05.2002, Oslo.

Nybro-Bjerck, 1992. *Rapport; Inspeksjon av rør III*. Dale kraftstasjon, Driftsforskrifter, Prøveprotokoller, arkivnr. 511.7.08.

Næss, Sigve, 2003. BKK Rådgivning, spesialrådgiver. Beregningsmodell, mailkorrespondanse 9. mai 2003.

Oppedal, Magnar, 2003. Driftsleder ved Dale Kraftverk. Telefonsamtale 12. mars 2003.

Robertsen, Yngve, 1992. *NTH kompendium fag 34541 Vannkraftverk Del 1 Hydraulikk*.

Ronn, Ethud I., 2002. *Real Options and Energy Management. Using Option Methodology to Enhance Capital Budgeting Decisions*. Risk Books, a division of Risk Waters Group.

Remø, Asgeir Magne, 2003. BKK Produksjon, Økonomiansvarlig. Grunnrente, mailkorrespondanse 12. mai 2003.

Rømo, Frode, 2003. Møte 13. februar 2003 og mailkorrespondanse.

Rømo, Frode, 2001-1, *VTG Revision - a "state of the art" decision tool for improved maintenance and upgrading decision in Hydro Power production*. SINTEF Teknologiledelse, Trondheim.

Rømo, Frode, 2001-2. *VTG-modellen - Beslutningsstøtte til vedlikehold og oppgraderinger for vannkraftstasjoner*. SINTEF Teknologiledelse, Trondheim, Rapportnr. STF38 A01607, ISBN 82-14-02303-3.

Rømo, Frode, 2000. *Bruerveiledning for VTG Revision - planleggingsystem for vedlikehold og oppgraderinger knyttet til vannkraftstasjoner*. SINTEF Teknologiledelse, Trondheim, Prosjektnr. 83605400.

Røsseland, Harald, 2001. *Dale II - Aggr. 2 - Elektriske bygningsinstallasjoner - Grovt kostnadsoverslag*, BKK Vedlikehold, Dok. id. 10041150.

Schwartz, Eduardo og Smith, James E., 2000. *Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices*. MANAGEMENT SCIENCE. Vol. 46, No. 7, July 2000 pp. 893-911.

Schwartz, Eduardo, 1998. *Valuing Long-Term Commodity Assets*, Financial Management, Vol. 27, No. 1, 1998, p 57-66.

Simonsen, Dag Einar, 2003-1. BKK Økonomiavdelingen, Spesialrådgiver. Skattemessige verdier av Dale I og Dale II, mailkorrespondanse 15. mai 2003.

Simonsen, Dag Einar, 2003-2. BKK Økonomiavdelingen, Spesialrådgiver. Inntektsskattegrunnlag for 2002.

Solem, Arne, Heggstad, Ragnar og Raabe, Nils, 1954. *NORSKE KRAFTVERKER*, forlag Teknisk ukeblad, s.289-295.

Solheim, Per, 2003. BKK Produksjon, Senioringeniør. *Frøland VTG-modellering -Underlagsfil*. BKK, Bergen.

Solheim, Per, 2001-1. BKK Produksjon, Senioringeniør. *Rapport, Sak: Dale II - Aggr. 2 - Kostnadsoverslag*, Dok. ID: 10040850. BKK, Bergen.

Solheim, Per, 2001-2. BKK Produksjon, Senioringeniør. *Dale I- Rør 3 (for aggr. 5 og 6) og rørbruddsventil - Korr.behandling / revisjon - Kostnadsoverslag*. Dok. id. 10042365.

Solli, Harald og Møystad, Per Ole, 1989. *Endring av manøvreringsreglementet for Bergsdalsvassdraget*. Det kongelige olje- og energidepartement, OED 89/4508, internt arkivnr. ved BKK 510.03.

Trigeorgis, Lenos, 2000, *Real Options, Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, The MIT Press Cambridge, Massachusetts London, England

Trøtteberg, Gudmund, 2003, BKK Rådgivning, seniorrådgiver, møte 25. februar 2003.

Trøtteberg, Gudmund, 1998. *Dale kraftverk, minstevannføring*. Internt BKK dokument.

Tvedt, Jarle Bernhard, 2003, BKK Produksjon systemdrift. Møte 20. februar 2003.

Vansimtap, brukermanual, SINTEF Energiforskning, seksjon 1, Dokumentasjon, Brukerveiledning.

Aarbakke, Kjell Inge, 2003, Spesialrådgiver/Vassdragserfaring ved BKK produksjon. Befaring ved Dale Kraftverk 26. februar 2003

Norges lover

<http://www.lovdatab.no/for/sf/fd/fd-20030117-0046.html> 08.05.03

Oslo børs

<http://www.ose.no/asp/selskaper.asp?List=4&dato=18.03.2003&vis=listeobli&lang=>

Statistisk sentralbyrå

<http://www.ssb.no/emner/08/02/30/bkianl/tab-2003-02-14-03.html>

Statnett

<http://www.statnett.no> 12/5-2003

17 Vedlegg

Vedlegg - Innholdsfortegnelse

Vedlegg 1	Tilsgissserier for VTG Revision	2
1.1	Nåtilstand	2
1.2	Nåtilstand - Utvidet nedslagsfelt.....	3
1.3	Nytilstand - 17,5 MW aggregat	4
1.4	Nytilstand - 17,5 MW aggregat med utvidet nedslagsfelt	6
1.5	Nytilstand - 30 MW aggregat	7
1.6	Nytilstand - 30 MW aggregat med utvidet nedslagsfelt	9
1.7	Nytilstand - 50 MW aggregat	10
1.8	Nytilstand - 50 MW aggregat med utvidet nedslagsfelt	11
Vedlegg 2	Markedsinput	13
2.1	Forventet prisutvikling.....	13
2.2	Forventet sesongvariasjon.....	14
2.3	Prisdifferanse over døgnet	14
Vedlegg 3	Resultat fra sensitivitetsanalyser	15
3.1	Innledning	15
3.2	Simuleringer med risikojustert prismodell	15
3.2.1	Nåtilstand	15
3.2.2	Nytilstand med 17,5 MW aggregat	16
3.2.3	Nytilstand med 30 MW aggregat	16
3.2.4	Nytilstand med 50 MW aggregat	16
3.3	Simuleringer med priser generert av Samkjøringsmodellen.....	17
3.3.1	Nåtilstand	17
3.3.2	Nytilstand med 17,5 MW aggregat	17
3.3.3	Nytilstand med 30 MW aggregat	17
3.3.4	Nytilstand med 50 MW aggregat	18
Vedlegg 4	VTG Revision	19
4.1	Innledning	19
4.2	Brukervennlighet	19
4.3	Pålitelighet	19
4.4	Funksjonalitet.....	20

Vedlegg 1 Tilsgsserier for VTG Revision

Dette vedlegget beskriver tilsgsseriene som er modellert for VTG Revision for den risikojus-terte prismodellen. Produksjonsvannføringen ved Fosse, samt flom og forbitappingen ved Fosse og Dale er funnet ved simuleringer i Vansimtap. Modelleringen av tilsgsseriene er forklart i kapittel 5. De tilsvarende tilsgsrekkene for priser generert av Samkjøringsmodellen er konfidensielle. Disse tallene gjengies derfor ikke her.

1.1 Nåtilstand

Ved nåtilstand er aggregat 5 og 6 ved Dale I og aggregat 1 ved Dale II i drift. Det er valgt å sette tilsgit til Dale I konstant lik $4,8 \text{ m}^3/\text{s}$ som er gjennomsnittlig produksjon ved den gamle stasjonen. Grunnen til dette er at manuell oppstarting av aggregatene ved Dale I gjør at produksjonen jevnt over ligger over de $3,0 \text{ m}^3/\text{s}$ som er minstevannføring. Tilsgserien til Dale II er vist i Figur 1-1.

Nåtilstand						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsgit til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsgit
1	24,41	0,00	0,30	1,50	4,80	20,81
2	24,57	0,00	0,30	1,59	4,80	21,06
3	25,17	0,00	0,30	1,48	4,80	21,55
4	24,75	0,00	0,30	1,26	4,80	20,91
5	23,70	0,00	0,30	1,20	4,80	19,80
6	23,97	0,00	0,30	1,40	4,80	20,27
7	23,99	0,00	0,30	0,96	4,80	19,85
8	24,02	0,00	0,30	1,20	4,80	20,12
9	24,46	0,00	0,30	1,15	4,80	20,51
10	24,61	0,00	0,30	1,12	4,80	20,62
11	22,54	0,00	0,30	1,06	4,80	18,50
12	21,91	0,00	0,30	1,13	4,80	17,94
13	19,53	0,00	0,30	1,15	4,80	15,58
14	18,45	0,00	0,30	1,24	4,80	14,60
15	20,66	0,00	0,30	1,47	4,80	17,03
16	16,76	0,00	0,30	2,02	4,80	13,68
17	14,68	0,00	0,30	2,54	4,80	12,13
18	11,68	0,00	0,30	4,50	4,80	11,08
19	14,28	0,00	0,30	6,27	4,80	15,45
20	7,48	0,25	0,47	7,54	4,80	10,01
21	7,81	0,38	0,47	8,25	4,80	11,17
22	9,00	0,54	0,55	9,05	4,80	13,23
23	9,84	1,67	1,80	9,98	4,80	14,89

24	9,70	2,69	2,79	9,29	4,80	14,09
25	10,21	3,45	3,37	9,22	4,80	14,71
26	10,14	4,53	4,39	8,37	4,80	13,85
27	12,11	4,04	3,74	7,83	4,80	15,45
28	14,20	4,87	3,90	7,23	4,80	17,60
29	14,74	3,78	2,76	6,46	4,80	17,41
30	15,71	3,21	2,22	5,98	4,80	17,87
31	15,91	2,86	2,05	5,02	4,80	16,94
32	15,74	1,77	1,37	4,59	4,80	15,94
33	16,39	1,30	0,97	4,17	4,80	16,09
34	14,73	0,77	0,87	3,80	4,80	13,63
35	17,46	0,59	0,56	3,65	4,80	16,34
36	17,74	0,99	1,18	4,75	4,80	17,49
37	19,77	1,08	0,93	4,99	4,80	20,11
38	19,57	1,53	1,35	4,94	4,80	19,90
39	19,79	1,45	1,25	5,24	4,80	20,43
40	22,55	2,85	2,58	5,16	4,80	23,18
41	16,63	1,26	1,22	5,66	4,80	17,52
42	20,01	1,74	1,40	5,01	4,80	20,56
43	18,01	2,28	2,28	4,92	4,80	18,13
44	16,06	0,95	1,04	4,64	4,80	15,81
45	17,52	0,65	0,75	4,19	4,80	16,81
46	16,62	0,11	0,34	3,12	4,80	14,71
47	18,53	0,11	0,30	2,79	4,80	16,33
48	19,80	0,56	0,93	3,42	4,80	18,04
49	21,01	0,83	0,89	2,68	4,80	18,83
50	21,18	0,00	0,30	2,12	4,80	18,21
51	21,18	0,00	0,30	2,46	4,80	18,54
52	21,51	0,09	0,34	2,54	4,80	18,99

Figur 1-1: Tilsg ved nåtilstand

1.2 Nåtilstand - Utvidet nedslagsfelt

Her er nedslagsfeltet til Hamlagrøvatnet utvidet med 18,9 millioner m³/år

Nåtilstand utvidet						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsg til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsg
1	24,44	0,00	0,30	1,50	4,80	20,84
2	24,29	0,00	0,30	1,59	4,80	20,77
3	25,52	0,00	0,30	1,48	4,80	21,90
4	24,66	0,00	0,30	1,26	4,80	20,82
5	24,28	0,00	0,30	1,20	4,80	20,38
6	24,27	0,00	0,30	1,40	4,80	20,57
7	24,37	0,00	0,30	0,96	4,80	20,23

8	23,99	0,00	0,30	1,20	4,80	20,09
9	24,25	0,00	0,30	1,15	4,80	20,31
10	24,32	0,00	0,30	1,12	4,80	20,34
11	22,62	0,00	0,30	1,06	4,80	18,59
12	21,92	0,00	0,30	1,13	4,80	17,96
13	20,73	0,00	0,30	1,15	4,80	16,78
14	18,27	0,00	0,30	1,24	4,80	14,42
15	20,43	0,00	0,30	1,47	4,80	16,80
16	17,54	0,00	0,30	2,02	4,80	14,45
17	15,27	0,00	0,30	2,54	4,80	12,72
18	12,70	0,00	0,30	4,50	4,80	12,09
19	14,66	0,00	0,30	6,27	4,80	15,83
20	7,27	0,33	0,57	7,54	4,80	9,78
21	7,92	0,74	0,81	8,25	4,80	11,30
22	9,03	0,66	0,68	9,05	4,80	13,25
23	10,39	2,05	2,19	9,98	4,80	15,43
24	10,09	3,13	3,24	9,29	4,80	14,46
25	10,41	3,90	3,74	9,22	4,80	14,98
26	11,19	5,11	4,91	8,37	4,80	14,96
27	13,92	4,85	4,39	7,83	4,80	17,41
28	15,81	5,66	4,58	7,23	4,80	19,31
29	15,48	4,30	3,17	6,46	4,80	18,27
30	17,73	3,75	2,65	5,98	4,80	20,00
31	16,99	3,22	2,31	5,02	4,80	18,12
32	16,68	1,97	1,48	4,59	4,80	16,97
33	17,20	1,54	1,12	4,17	4,80	17,00
34	15,45	0,89	0,91	3,80	4,80	14,43
35	18,96	0,65	0,60	3,65	4,80	17,86
36	19,21	1,28	1,35	4,75	4,80	19,09
37	20,07	1,32	1,08	4,99	4,80	20,51
38	20,00	1,77	1,44	4,94	4,80	20,47
39	20,61	1,74	1,42	5,24	4,80	21,36
40	23,89	2,96	2,76	5,16	4,80	24,45
41	17,65	1,36	1,31	5,66	4,80	18,56
42	19,91	2,00	1,53	5,01	4,80	20,59
43	18,34	2,54	2,54	4,92	4,80	18,46
44	16,47	1,14	1,27	4,64	4,80	16,18
45	17,60	0,78	0,87	4,19	4,80	16,89
46	17,03	0,14	0,37	3,12	4,80	15,12
47	18,60	0,16	0,30	2,79	4,80	16,45
48	19,87	0,67	1,04	3,42	4,80	18,11
49	21,26	0,91	0,96	2,68	4,80	19,08
50	21,66	0,00	0,30	2,12	4,80	18,69
51	21,56	0,00	0,30	2,46	4,80	18,92
52	21,64	0,11	0,36	2,54	4,80	19,13

Figur 1-2: Tilsig ved nåtilstand med utvidet nedslagsfelt

1.3 Nytilstand - 17,5 MW aggregat

Dette er det første utbyggingsscenariet hvor det er valgt å installere et aggregat på 17,5 MW. I denne driftssituasjonen er det kun aggregat 1 og 2 ved Dale II som kjøres. Her er minstevann-

føringen satt til 3,1 m³/s. Dette er begrunnet i kapittel 5.

17,5 MW						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsg til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsg
1	24,14	0,00	0,30	1,50	3,10	22,24
2	23,94	0,00	0,30	1,59	3,10	22,13
3	25,52	0,00	0,30	1,48	3,10	23,60
4	24,70	0,00	0,30	1,26	3,10	22,56
5	23,71	0,00	0,30	1,20	3,10	21,51
6	24,09	0,00	0,30	1,40	3,10	22,09
7	24,83	0,00	0,30	0,96	3,10	22,40
8	23,56	0,00	0,30	1,20	3,10	21,36
9	23,90	0,00	0,30	1,15	3,10	21,65
10	23,96	0,00	0,30	1,12	3,10	21,68
11	22,55	0,00	0,30	1,06	3,10	20,21
12	21,72	0,00	0,30	1,13	3,10	19,45
13	19,88	0,00	0,30	1,15	3,10	17,63
14	18,30	0,00	0,30	1,24	3,10	16,14
15	20,87	0,00	0,30	1,47	3,10	18,93
16	17,60	0,00	0,30	2,02	3,10	16,22
17	15,71	0,00	0,30	2,54	3,10	14,85
18	12,86	0,00	0,30	4,50	3,10	13,96
19	14,15	0,00	0,30	6,27	3,10	17,02
20	7,00	0,00	0,30	7,54	3,10	11,15
21	7,81	0,20	0,50	8,25	3,10	12,66
22	8,72	0,47	0,74	9,05	3,10	14,40
23	9,90	1,76	2,24	9,98	3,10	16,30
24	9,71	2,70	3,23	9,29	3,10	15,37
25	10,12	3,49	3,97	9,22	3,10	15,76
26	10,10	4,47	5,04	8,37	3,10	14,81
27	12,59	4,12	4,66	7,83	3,10	16,78
28	13,96	4,96	5,25	7,23	3,10	17,79
29	14,69	3,79	3,90	6,46	3,10	17,94
30	15,51	3,24	3,22	5,98	3,10	18,41
31	15,91	2,86	2,72	5,02	3,10	17,97
32	15,37	1,77	1,83	4,59	3,10	16,80
33	16,71	1,31	1,39	4,17	3,10	17,69
34	14,54	0,77	1,01	3,80	3,10	15,00
35	17,91	0,54	0,69	3,65	3,10	18,31
36	18,72	1,07	1,53	4,75	3,10	19,90
37	19,61	1,12	1,34	4,99	3,10	21,28
38	19,38	1,54	1,81	4,94	3,10	20,96
39	20,00	1,42	1,57	5,24	3,10	21,99
40	23,00	2,74	3,07	5,16	3,10	24,73

41	16,29	1,18	1,58	5,66	3,10	18,45
42	19,51	1,74	1,99	5,01	3,10	21,18
43	17,65	2,27	2,82	4,92	3,10	18,91
44	16,05	0,95	1,41	4,64	3,10	17,13
45	17,11	0,65	1,03	4,19	3,10	17,81
46	16,61	0,11	0,41	3,12	3,10	16,33
47	17,76	0,11	0,33	2,79	3,10	17,23
48	19,99	0,60	1,11	3,42	3,10	19,80
49	21,05	0,88	1,22	2,68	3,10	20,29
50	20,78	0,00	0,30	2,12	3,10	19,51
51	20,93	0,00	0,30	2,46	3,10	19,99
52	21,79	0,09	0,41	2,54	3,10	20,90

Figur 1-3: Tilsg ved nyttilstand med 17,5 MW aggregat

1.4 Nyttilstand - 17,5 MW aggregat med utvidet nedslagsfelt

17,5 MW utvidet						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsg til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsg
1	24,47	0,00	0,30	1,50	3,10	22,57
2	24,24	0,00	0,30	1,59	3,10	22,43
3	25,39	0,00	0,30	1,48	3,10	23,47
4	25,09	0,00	0,30	1,26	3,10	22,94
5	24,15	0,00	0,30	1,20	3,10	21,95
6	24,39	0,00	0,30	1,40	3,10	22,39
7	24,13	0,00	0,30	0,96	3,10	21,69
8	23,59	0,00	0,30	1,20	3,10	21,39
9	23,85	0,00	0,30	1,15	3,10	21,60
10	24,53	0,00	0,30	1,12	3,10	22,24
11	22,74	0,00	0,30	1,06	3,10	20,41
12	22,19	0,00	0,30	1,13	3,10	19,93
13	20,19	0,00	0,30	1,15	3,10	17,94
14	18,67	0,00	0,30	1,24	3,10	16,51
15	20,84	0,00	0,30	1,47	3,10	18,91
16	17,90	0,00	0,30	2,02	3,10	16,51
17	15,77	0,00	0,30	2,54	3,10	14,91
18	13,27	0,06	0,30	4,50	3,10	14,43
19	14,91	0,00	0,30	6,27	3,10	17,78
20	7,22	0,00	0,33	7,54	3,10	11,34
21	7,79	0,01	0,31	8,25	3,10	12,64
22	8,69	0,28	0,57	9,05	3,10	14,35
23	10,31	1,85	2,35	9,98	3,10	16,70
24	10,19	3,03	3,56	9,29	3,10	15,85
25	10,44	3,84	4,30	9,22	3,10	16,10
26	11,22	5,16	5,73	8,37	3,10	15,92

27	13,94	4,81	5,39	7,83	3,10	18,10
28	15,87	5,77	6,06	7,23	3,10	19,70
29	15,60	4,30	4,37	6,46	3,10	18,89
30	17,77	3,77	3,70	5,98	3,10	20,72
31	17,22	3,22	3,06	5,02	3,10	19,30
32	16,49	1,97	1,99	4,59	3,10	17,96
33	16,97	1,55	1,58	4,17	3,10	18,00
34	15,49	0,89	1,09	3,80	3,10	15,99
35	18,39	0,64	0,75	3,65	3,10	18,84
36	19,37	1,32	1,70	4,75	3,10	20,64
37	19,81	1,39	1,54	4,99	3,10	21,55
38	19,64	1,68	1,94	4,94	3,10	21,23
39	21,17	1,74	1,82	5,24	3,10	23,24
40	23,69	2,93	3,25	5,16	3,10	25,44
41	18,13	1,40	1,71	5,66	3,10	20,37
42	19,80	1,92	2,16	5,01	3,10	21,47
43	18,45	2,53	3,08	4,92	3,10	19,71
44	16,97	1,16	1,62	4,64	3,10	18,05
45	17,98	0,78	1,15	4,19	3,10	18,69
46	17,21	0,14	0,44	3,12	3,10	16,93
47	18,27	0,16	0,36	2,79	3,10	17,76
48	19,91	0,67	1,18	3,42	3,10	19,71
49	21,31	0,93	1,27	2,68	3,10	20,56
50	21,34	0,00	0,30	2,12	3,10	20,07
51	21,20	0,00	0,30	2,46	3,10	20,26
52	21,93	0,11	0,43	2,54	3,10	21,04

Figur 1-4: Tilsg ved nyttilstand med 17,5 MW aggregat og utvidet nedslagsfelt

1.5 Nyttilstand - 30 MW aggregat

Dette er det andre utbyggingsscenariet hvor det er valgt å installere et aggregat på 30 MW. Også ved denne driftssituasjonen vil kun aggregat 1 og 2 ved Dale II kjøres.

30 MW						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsg til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsg
1	23,80	0,00	0,30	1,50	3,10	21,90
2	24,43	0,00	0,30	1,59	3,10	22,61
3	24,90	0,00	0,30	1,48	3,10	22,98
4	24,55	0,00	0,30	1,26	3,10	22,40
5	23,62	0,00	0,30	1,20	3,10	21,42
6	23,75	0,00	0,30	1,40	3,10	21,76

7	24,18	0,00	0,30	0,96	3,10	21,74
8	23,76	0,00	0,30	1,20	3,10	21,56
9	24,06	0,00	0,30	1,15	3,10	21,81
10	24,04	0,00	0,30	1,12	3,10	21,76
11	22,68	0,00	0,30	1,06	3,10	20,34
12	21,06	0,00	0,30	1,13	3,10	18,79
13	19,83	0,00	0,30	1,15	3,10	17,58
14	17,78	0,00	0,30	1,24	3,10	15,62
15	20,74	0,00	0,30	1,47	3,10	18,81
16	18,38	0,00	0,30	2,02	3,10	16,99
17	15,23	0,00	0,30	2,54	3,10	14,38
18	12,44	0,00	0,30	4,50	3,10	13,54
19	13,94	0,00	0,30	6,27	3,10	16,80
20	7,19	0,24	0,46	7,54	3,10	11,41
21	7,88	0,60	0,68	8,25	3,10	12,95
22	8,98	0,63	0,67	9,05	3,10	14,88
23	9,92	1,90	2,07	9,98	3,10	16,64
24	9,78	2,81	2,95	9,29	3,10	15,83
25	10,34	3,56	3,52	9,22	3,10	16,50
26	10,18	4,57	4,49	8,37	3,10	15,53
27	12,76	4,11	3,86	7,83	3,10	17,73
28	14,12	4,96	4,07	7,23	3,10	19,13
29	14,74	3,81	2,83	6,46	3,10	19,08
30	15,63	3,27	2,35	5,98	3,10	19,43
31	15,93	2,86	2,09	5,02	3,10	18,61
32	15,55	1,77	1,40	4,59	3,10	17,41
33	16,42	1,31	1,00	4,17	3,10	17,79
34	14,61	0,77	0,88	3,80	3,10	15,20
35	17,90	0,59	0,56	3,65	3,10	18,48
36	18,59	1,00	1,20	4,75	3,10	20,05
37	19,55	1,11	0,96	4,99	3,10	21,60
38	19,26	1,61	1,38	4,94	3,10	21,33
39	20,14	1,47	1,27	5,24	3,10	22,47
40	22,76	2,76	2,62	5,16	3,10	24,96
41	16,66	1,29	1,23	5,66	3,10	19,27
42	19,67	1,74	1,44	5,01	3,10	21,88
43	17,53	2,29	2,32	4,92	3,10	19,32
44	16,38	0,95	1,10	4,64	3,10	17,77
45	17,35	0,65	0,78	4,19	3,10	18,31
46	16,48	0,11	0,35	3,12	3,10	16,26
47	17,71	0,11	0,30	2,79	3,10	17,20
48	19,37	0,62	1,00	3,42	3,10	19,31
49	21,05	0,91	0,98	2,68	3,10	20,56
50	20,73	0,00	0,30	2,12	3,10	19,45
51	21,05	0,00	0,30	2,46	3,10	20,11
52	21,68	0,09	0,34	2,54	3,10	20,86

Figur 1-5: Tilsig ved nyttilstand med 30 MW aggregat

1.6 Nytilstand - 30 MW aggregat med utvidet nedslagsfelt

30 MW utvidet						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsgig til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsgig
1	24,28	0,00	0,30	1,50	3,10	22,38
2	24,50	0,00	0,30	1,59	3,10	22,68
3	25,22	0,00	0,30	1,48	3,10	23,31
4	24,73	0,00	0,30	1,26	3,10	22,58
5	23,89	0,00	0,30	1,20	3,10	21,69
6	24,28	0,00	0,30	1,40	3,10	22,28
7	23,81	0,00	0,30	0,96	3,10	21,37
8	24,17	0,00	0,30	1,20	3,10	21,97
9	24,04	0,00	0,30	1,15	3,10	21,79
10	24,16	0,00	0,30	1,12	3,10	21,88
11	22,46	0,00	0,30	1,06	3,10	20,12
12	21,54	0,00	0,30	1,13	3,10	19,27
13	20,50	0,00	0,30	1,15	3,10	18,25
14	18,52	0,00	0,30	1,24	3,10	16,36
15	20,74	0,00	0,30	1,47	3,10	18,81
16	18,67	0,00	0,30	2,02	3,10	17,29
17	15,11	0,00	0,30	2,54	3,10	14,26
18	12,84	0,00	0,30	4,50	3,10	13,94
19	14,01	0,11	0,38	6,27	3,10	16,90
20	7,26	0,33	0,60	7,54	3,10	11,44
21	7,88	0,74	0,82	8,25	3,10	12,95
22	9,12	0,66	0,70	9,05	3,10	15,03
23	10,55	2,16	2,33	9,98	3,10	17,27
24	10,24	3,20	3,34	9,29	3,10	16,28
25	10,48	3,97	3,84	9,22	3,10	16,73
26	11,36	5,26	5,11	8,37	3,10	16,78
27	14,37	4,87	4,49	7,83	3,10	19,48
28	15,68	5,89	4,83	7,23	3,10	20,87
29	15,85	4,30	3,25	6,46	3,10	20,26
30	17,68	3,78	2,75	5,98	3,10	21,58
31	17,30	3,22	2,36	5,02	3,10	20,07
32	16,29	1,97	1,51	4,59	3,10	18,25
33	17,28	1,55	1,15	4,17	3,10	18,75
34	15,23	0,89	0,92	3,80	3,10	15,91
35	18,46	0,67	0,61	3,65	3,10	19,07
36	19,21	1,37	1,39	4,75	3,10	20,83
37	19,82	1,33	1,11	4,99	3,10	21,93
38	19,70	1,76	1,49	4,94	3,10	21,81
39	20,78	1,72	1,45	5,24	3,10	23,19
40	23,72	2,91	2,80	5,16	3,10	25,89
41	18,00	1,45	1,34	5,66	3,10	20,66
42	19,90	1,99	1,56	5,01	3,10	22,23
43	18,37	2,54	2,57	4,92	3,10	20,15
44	17,02	1,14	1,29	4,64	3,10	18,42
45	18,09	0,78	0,89	4,19	3,10	19,06
46	16,66	0,14	0,38	3,12	3,10	16,45

47	18,22	0,16	0,30	2,79	3,10	17,76
48	19,92	0,67	1,05	3,42	3,10	19,86
49	21,37	0,97	1,04	2,68	3,10	20,87
50	21,00	0,00	0,30	2,12	3,10	19,72
51	20,98	0,00	0,30	2,46	3,10	20,04
52	21,94	0,11	0,37	2,54	3,10	21,12

Figur 1-6: Tilsig ved nyttilstand med 30 MW aggregat og utvidet nedslagsfelt.

1.7 Nyttilstand - 50 MW aggregat

Dette er det tredje utbyggingsscenariet hvor det er valgt å installere et aggregat på 50 MW. Her kjøres kun aggregat 1 og 2 ved Dale II.

50 MW						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsig til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsig
1	24,37	0,00	0,30	1,50	3,10	22,47
2	24,60	0,00	0,30	1,59	3,10	22,78
3	25,36	0,00	0,30	1,48	3,10	23,44
4	24,61	0,00	0,30	1,26	3,10	22,46
5	23,51	0,00	0,30	1,20	3,10	21,31
6	23,91	0,00	0,30	1,40	3,10	21,92
7	24,30	0,00	0,30	0,96	3,10	21,86
8	24,06	0,00	0,30	1,20	3,10	21,86
9	24,22	0,00	0,30	1,15	3,10	21,98
10	24,31	0,00	0,30	1,12	3,10	22,03
11	22,56	0,00	0,30	1,06	3,10	20,22
12	21,74	0,00	0,30	1,13	3,10	19,48
13	20,04	0,00	0,30	1,15	3,10	17,79
14	17,83	0,00	0,30	1,24	3,10	15,67
15	20,12	0,00	0,30	1,47	3,10	18,19
16	16,49	0,00	0,30	2,02	3,10	15,10
17	15,68	0,00	0,30	2,54	3,10	14,82
18	12,37	0,00	0,30	4,50	3,10	13,47
19	14,44	0,00	0,30	6,27	3,10	17,30
20	7,26	0,30	0,35	7,54	3,10	11,65
21	7,86	0,67	0,41	8,25	3,10	13,27
22	8,85	0,53	0,39	9,05	3,10	14,94
23	9,89	1,83	1,46	9,98	3,10	17,14
24	9,68	2,70	2,21	9,29	3,10	16,36
25	10,08	3,40	2,48	9,22	3,10	17,12
26	10,06	4,59	3,48	8,37	3,10	16,43
27	12,35	4,08	2,52	7,83	3,10	18,64
28	13,86	4,89	2,25	7,23	3,10	20,64
29	14,75	3,83	1,45	6,46	3,10	20,49
30	15,45	3,23	1,26	5,98	3,10	20,29

31	15,72	2,86	1,30	5,02	3,10	19,20
32	15,57	1,77	0,75	4,59	3,10	18,08
33	16,61	1,31	0,60	4,17	3,10	18,39
34	14,71	0,77	0,77	3,80	3,10	15,41
35	17,35	0,57	0,45	3,65	3,10	18,03
36	18,78	1,03	0,91	4,75	3,10	20,55
37	19,60	1,08	0,63	4,99	3,10	21,95
38	19,67	1,72	0,89	4,94	3,10	22,35
39	20,02	1,55	0,96	5,24	3,10	22,75
40	22,75	2,85	1,88	5,16	3,10	25,78
41	16,47	1,16	0,72	5,66	3,10	19,46
42	19,65	1,74	0,71	5,01	3,10	22,60
43	17,90	2,26	1,50	4,92	3,10	20,48
44	15,57	0,94	0,71	4,64	3,10	17,34
45	17,61	0,65	0,41	4,19	3,10	18,94
46	16,44	0,11	0,30	3,12	3,10	16,28
47	18,36	0,11	0,30	2,79	3,10	17,85
48	19,58	0,59	0,75	3,42	3,10	19,74
49	21,03	0,85	0,58	2,68	3,10	20,88
50	21,22	0,00	0,30	2,12	3,10	19,95
51	20,72	0,00	0,30	2,46	3,10	19,78
52	21,70	0,09	0,30	2,54	3,10	20,93

Figur 1-7: Tilsig ved nyttilstand med 50MW aggregat

1.8 Nyttilstand - 50 MW aggregat med utvidet nedslagsfelt

50 MW utvidet						
Uke	Produksjons- vannføring Fosse	Flom+forbi- tapping Fosse	Flom+forbi- tapping Dale	Tilsig til Storefoss- dammen	Minste vannføring	Tilsig
1	24,37	0,00	0,30	1,50	3,10	22,47
2	24,68	0,00	0,30	1,59	3,10	22,86
3	25,42	0,00	0,30	1,48	3,10	23,51
4	24,97	0,00	0,30	1,26	3,10	22,83
5	23,51	0,00	0,30	1,20	3,10	21,31
6	24,25	0,00	0,30	1,40	3,10	22,25
7	24,27	0,00	0,30	0,96	3,10	21,83
8	24,19	0,00	0,30	1,20	3,10	21,99
9	24,55	0,00	0,30	1,15	3,10	22,31
10	24,76	0,00	0,30	1,12	3,10	22,48

11	22,51	0,00	0,30	1,06	3,10	20,17
12	21,73	0,00	0,30	1,13	3,10	19,46
13	19,65	0,00	0,30	1,15	3,10	17,40
14	18,32	0,00	0,30	1,24	3,10	16,16
15	21,32	0,00	0,30	1,47	3,10	19,38
16	17,38	0,00	0,30	2,02	3,10	15,99
17	14,91	0,00	0,30	2,54	3,10	14,06
18	11,94	0,00	0,30	4,50	3,10	13,04
19	15,00	0,11	0,30	6,27	3,10	17,97
20	7,48	0,32	0,36	7,54	3,10	11,89
21	7,80	0,61	0,40	8,25	3,10	13,17
22	9,19	0,48	0,39	9,05	3,10	15,22
23	10,34	1,89	1,48	9,98	3,10	17,63
24	9,97	3,01	2,49	9,29	3,10	16,68
25	10,41	3,91	2,85	9,22	3,10	17,59
26	11,16	5,14	3,91	8,37	3,10	17,67
27	13,68	4,75	2,97	7,83	3,10	20,19
28	15,65	5,58	2,76	7,23	3,10	22,60
29	15,45	4,22	1,70	6,46	3,10	21,33
30	17,34	3,78	1,48	5,98	3,10	22,52
31	17,21	3,21	1,48	5,02	3,10	20,87
32	16,07	1,97	0,86	4,59	3,10	18,67
33	16,73	1,55	0,68	4,17	3,10	18,67
34	15,17	0,89	0,81	3,80	3,10	15,95
35	18,88	0,67	0,48	3,65	3,10	19,63
36	18,64	1,31	0,98	4,75	3,10	20,61
37	20,03	1,32	0,70	4,99	3,10	22,54
38	19,90	1,87	0,93	4,94	3,10	22,68
39	20,84	1,96	1,06	5,24	3,10	23,88
40	23,96	3,15	2,03	5,16	3,10	27,15
41	17,98	1,38	0,78	5,66	3,10	21,14
42	20,15	1,94	0,79	5,01	3,10	23,21
43	18,39	2,57	1,74	4,92	3,10	21,03
44	16,98	1,14	0,84	4,64	3,10	18,82
45	18,47	0,77	0,48	4,19	3,10	19,85
46	17,40	0,14	0,30	3,12	3,10	17,27
47	19,36	0,16	0,30	2,79	3,10	18,91
48	20,18	0,66	0,82	3,42	3,10	20,34
49	21,32	0,89	0,58	2,68	3,10	21,21
50	21,43	0,00	0,30	2,12	3,10	20,15
51	21,44	0,00	0,30	2,46	3,10	20,50
52	21,83	0,10	0,30	2,54	3,10	21,06

Figur 1-8: Tilsig ved nytilstand med 50 MW aggregat og utvidet nedslagsfelt.

Vedlegg 2 Markedsinput

Dette kapitlet presenterer tallmaterialet for den risikojusterte prismodellen som ble brukt som input til VTG Revision og til Excel modellen beskrevet i kapittel 12. Her beskrives forventet prisutvikling, sesongvariasjon og prisdifferanse over døgnet. Beskrivelse av metodikken finnes i kapittel 6. De tilsvarende tallene for Samkjøringsmodellen er konfidensielle. Disse tallene gjengies derfor ikke her.

2.1 Forventet prisutvikling

Forventet prisutvikling	
Periode [År]	Pris [kr/MWh]
2004	191,49
2005	194,27
2006	197,08
2007	199,94
2008	202,84
2009	205,78
2010	208,76
2011	211,79
2012	214,86
2013	217,98
2014	221,14
2015	224,34
2016	227,60
2017	230,90
2018	234,24
2019	237,64
2020	241,09
2021	244,58
2022	248,13
2023	251,73
2024	255,38
2025	259,08
2026	262,83
2027	266,65
2028	270,51
2029	274,43

2030	278,45
2035	299,19
2038	312,40
2043	335,71

Tabell 2-1: Forventet prisutvikling for den risikjusterte prismodellen

2.2 Forventet sesongvariasjon

Forventet sesongsvingning i pris			
Periode [dager]	Prisvektor [%]		
	Ordinær	MINUS 20%	PLUSS 20%
31	118,59	114,87	122,31
61	118,84	115,07	122,61
91	113,57	110,86	116,28
122	104,52	103,62	105,42
152	95,98	96,78	95,18
183	85,93	88,74	83,12
213	81,16	84,93	77,39
244	80,40	84,32	76,48
274	85,43	88,34	82,52
305	94,47	95,58	93,36
335	105,53	104,42	106,64
365	115,58	112,46	118,70

Tabell 2-2: Forventet sesongsvingning for den risikjusterte prismodellen

2.3 Prisdifferanse over døgnet

Forventet prisdifferanse over døgnet			
	Ordinær	MINUS 20%	PLUSS 20%
Prisdifferanse	13,64	10,91	16,37

Tabell 2-3: Forventet prisdifferanse over døgnet for den risikjusterte prismodellen

Vedlegg 3 Resultat fra sensitivitetsanalyser

Dette kapitlet viser resultatene fra simuleringer foretatt i Vansimtap for å finne tilsigsrekker som skal være input til VTG Revision for sensitivitetsanalysene hvor sesongvariasjonen ble endret. Her blir produksjonsvannføringen, flom og forbitappingen i Bergsdalsvassdraget funnet. Flomverdiene blir benyttet som input til beregningsmodellen som er beskrevet i kapittel 12.

3.1 Innledning

Det ble foretatt sensitivitetsanalyser hvor døgnvariasjonen og sesongvariasjonen ble endret for å se betydningen av disse på resultatet. Døgnvariasjonen er en inputparameter som kun legges inn i VTG Revision. Endringene for denne parameteren ble derfor kun foretatt i VTG Revision hvor tilsigsrekkene forble de samme som for ordinære simuleringer. Endringer av sesongvariasjonen ble foretatt i prismodellene. Det ble derfor nødvendig å kjøre nye simuleringer i Vansimtap for å finne produksjonsvannføring, flom og forbitapping i Bergsdalsvassdraget.

Tilsigsrekkene ble modellert som beskrevet i kapittel 5. Disse tilsigsrekkene er ikke vedlagt i oppgaven, men har samme oppsett som de ordinære tilsigsrekkene for den risikojusterte prismodellen som er beskrevet i Vedlegg 1.

Sesongvariasjonen ble forandret både i den risikojusterte prismodellen og for prisene generert av Samkjøringsmodellen. To ulike analyser ble foretatt. I den første analysene ble sesongvariasjonen senket med 20%, og i den andre analysen ble den økt med 20%. Andre inputparametere forble de samme som ved de ordinære simuleringene.

3.2 Simuleringer med risikojustert prismodell

I disse simuleringene ble sesongvariasjonen endret i den risikojusterte prismodellen.

3.2.1 Nåtilstand

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	100,2	100,1	2,0	2,1
Kaldestad	88,6	88,8	0,8	0,9
Fosse	140,7	140,3	7,5	7,8
Dale	659,0	657,9	28,9	29,8

Tabell 3-1: Produksjon og flom - nåtilstand

3.2.2 Nytilstand med 17,5 MW aggregat

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	100,3	100,2	2,0	2,1
Kaldestad	88,7	88,7	0,9	0,9
Fosse	140,6	140,4	7,5	7,8
Dale	664,0	662,7	37,3	38,4

Tabell 3-2: Produksjon og flom - nyttilstand 17,5 MW

3.2.3 Nytilstand med 30 MW aggregat

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	100,1	100,1	2,2	2,2
Kaldestad	88,7	88,7	0,9	0,9
Fosse	140,3	140,0	7,8	8,0
Dale	669,2	667,9	21,3	32,3

Tabell 3-3: Produksjon og flom - nyttilstand 30 MW

3.2.4 Nytilstand med 50 MW aggregat

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	100,2	100,2	2,1	2,2
Kaldestad	88,5	88,7	0,9	0,9
Fosse	140,5	140,1	7,7	8,0
Dale	677,3	676,4	21,8	22,4

Tabell 3-4: Produksjon og flom - nyttilstand 50 MW

3.3 Simuleringer med priser generert av Samkjøringsmodellen

I disse simuleringene ble sesongvariasjonen endret i prisene generert av Samkjøringsmodellen.

3.3.1 Nåtilstand

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	107,3	107,1	2,8	2,9
Kaldestad	94,1	94,1	1,2	1,2
Fosse	149,0	149,0	8,8	8,8
Dale	699,2	699,0	32,7	32,8

Tabell 3-5: Produksjon og flom - nåtilstand

3.3.2 Nytilstand med 17,5 MW aggregat

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	107,4	107,1	2,7	2,9
Kaldestad	94,3	94,3	1,1	1,2
Fosse	149,3	149,2	8,5	8,6
Dale	705,0	704,7	40,9	41,1

Tabell 3-6: Produksjon og flom - nytilstand 17,5 MW

3.3.3 Nytilstand med 30 MW aggregat

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	107,3	107,1	2,8	2,9
Kaldestad	94,3	94,2	1,2	1,2
Fosse	148,9	148,7	8,9	9,0
Dale	710,5	710,2	34,8	34,9

Tabell 3-7: Produksjon og flom - nytilstand 30 MW

3.3.4 Nytilstand med 50 MW aggregat

	Produksjon [GWh]		Flom [GWh]	
	Minus 20%	Pluss 20%	Minus 20%	Pluss 20%
Hodnaberg	107,3	107,1	2,7	3,0
Kaldestad	94,2	94,1	1,2	1,3
Fosse	148,9	148,7	8,9	9,1
Dale	719,5	718,9	24,7	25,0

Tabell 3-8: Produksjon og flom - nytilstand 50 MW

Vedlegg 4 VTG Revision

I dette vedlegget beskrives svakheter og begrensninger ved VTG Revision og forslag til forbedringer legges fram.

4.1 Innledning

VTG Revision er et analyseprogram utviklet ved SINTEF og som selges av Powel ASA. Dette programmet er forholdsvis nytt. Den første utgaven av programmet var ferdig i 1995, så programmet bærer preg av at det fortsatt er i en utprøvelsesfase. VTG Revision har et forbedringspotensiale i forhold til brukervennlighet, pålitelighet og funksjonalitet.

4.2 Brukervennlighet

I VTG Revision er det en rekke inputparametere som skal legges inn, blant annet tilsigsrekker og prisrekker. Disse inputene legges inn på et regneark, men det er ikke mulig å kopiere og lime inn disse rekkene fra Excel. Denne funksjonen ville gjort VTG Revision mer brukervennlig og tidsbesparende.

4.3 Pålitelighet

I denne utgaven av VTG Revision fungerer ikke alle funksjonene slik som de skal. Det første problemet vi støtte på var at programmet ikke klarte å lagre alle dataene vi la inn. Inputparametere ble endret av seg selv. Dette gjaldt blant annet rørgater som skiftet fra være rør til å bli tunneller. Turbinene skiftet type fra for eksempel Francis til Pelton. Dette gjaldt for det meste det som ble modellert på nytilstand. Dette problemet ble derfor løst ved å modellere nytilstandene i egne filer.

I oppgraderingsanalysen ble ikke alltid alle inputparameterene tatt hensyn til under optimaliseringen. Dette gjaldt blant annet den årlige prisutviklingen. Under oppgraderingsanalysen klarte VTG Revision å ta hensyn til det i noen tilfeller, og i andre ikke. Vi valgte derfor kun å benytte forventet årsinntekt og årsproduksjon for den første analyseperioden og heller beregne nåverdi og forringelse av virkningsgrad i Excel.

Det finnes en modul for grafisk fremstilling av virkningsgradskurver. Denne modulen er generelt ustabil og verdiene på X og Y akse tilsvarer som regel ikke det aktuelle området som skal beskrives. Verdiene som kommer fram her er heller ikke alltid til å stole på.

VTG Revision er ikke alltid i stand til å finne optimal produksjonsplan. I sensitivitetsanalysene hvor døgnvariasjonen ble minnet oppdaget vi at dette ofte var tilfelle når døgnvariasjonen ble satt til en liten verdi. I disse tilfellene genererte VTG Revision en produksjonsplan hvor den valgte å produsere mellom to lokale maksima i virkningsgradskurven. Dette ga over en 1% dårligere virkningsgrad. Dersom døgnvariasjonen ble satt opp fant programmet de lokale maksimaene på grunn av at det i dette tilfellet var naturlig varierer produksjonen mellom dag og natt. Det er imidlertid vanskelig å stole på at VTG Revision finner den optimale løsningen. Skal programmet brukes til å beregne verdien av et oppgraderingsprosjekt må det kunne modellere kontinuerlige virkningsgradfunksjoner med flere maksima.

Generelt er programmet noe ustabil. Feil som oppstår kan ikke alltid gjenskapes. En fil som har mye feil må modelleres på nytt for å bli mer stabil. Det er vanskelig å stole på resultatene fra modellen siden større og mindre feil stadig opptrer.

4.4 Funksjonalitet

Under markedsinformasjonen legger man inn døgnvariasjon. Denne variasjonen består av 12 timer høypris og 12 timer lavpris. Ved å endre døgnvariasjonen endrer man imidlertid bare prisen i lavprisperioden. Prisen i høyprisperioden forblir konstant. Når døgnvariasjonen ble endret for å analysere dens innvirkning på utbyggingsspørsmålet ble derfor også gjennomsnittsprisen forandret. Inntekten ble som et resultat av dette høyere når døgnvariasjonen minket. Dette medfører i praksis at alle inntektene som VTG Revision genererer er litt lavere enn reelle inntekter. Dette vil ha innvirkning på verdisettingen av kraftverket, men vil imidlertid ikke ha betydning ved en oppgraderingsanalyse siden feilen blir tilnærmet like stor ved nåtilstand og nyttilstand.