

# Utrede etablering av et pumpekraftverk i et eksisterende vannkraftsystem

**Hans Simen Fougner**

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Juni 2008

Hovedveileder: Torbjørn Kristian Nielsen, EPT

Biveileder(e): Ole Gunnar Dahlhaug, EPT



# Oppgavetekst

## Bakgrunn

Norsk Hydro Energi har ønske om å bygge om Kvandal kraftverk til et pumpe- og turbinanlegg, enten ved å bygge om den eksisterende turbinen til en reversibel turbin for pumping, eller ved å etablere en parallell pumpe og turbin som i tillegg til øket totaleffekt gjennom Kvanndal. Dette vil redusere flomtøpet i Kvanndalsfoss og utløse ubenyttet effekt i Suldal 11 (+80 MW) gjennom hele vinteren. Oppgaven bygger videre på en prosjektoppgave ved Vannkraftlaboratoriet i 2006 ved Anja Rydning.

## Mål

Klargjøre hvilke alternativ som er optimalt og foreslå tekniske løsninger.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter:

1. Vurdere en pumpe- og turbinanlegg som kan operere innenfor dagens fysiske dimensjoner og nivå.
2. En grundigere vurdering av å bygge en parallell pumpe- og turbinanlegg i Kvanndal. Økonomisk vurdering av redusert flom i Kvanndalsfoss, samt potensialet ved en effekt økning i Kvanndal, og videre effekten av å kunne nytte ledig effektkapasitet (+80 MW) i Suldal II på vinteren.
3. Punkt 2 innebærer en gjennomregning av vannveien til Kvanndal kraftstasjon, samt å foreslå tiltak ut fra disse beregningene.

Oppgaven gitt: 17. januar 2008

Hovedveileder: Torbjørn Kristian Nielsen, EPT



## Forord

Denne masteroppgaven om en utvidelse av Kvanndal kraftverk ble gjennomført ved Vannkraftlaboratoriet på NTNU våren 2008. Alternative utvidelsesmuligheter for pumpedrift ble vurdert og sammenlignet, for å finne beste løsning. Muligheten å jobbe med et prosjekt som har potensial til å bli bygget ut, har gjort arbeidet givende og spennende.

Takk til Olav Martin Skaar hos Hydro Energi på Nesflaten, som har bidratt med mye av grunnlaget for oppgaven, og takk til veileder Torbjørn Nielsen ved Vannkraftlaboratoriet for oppfølging og svar på spørsmål.

Tilslutt en takk til alle hos Hydro på Kjørbo, som har bidratt med informasjon og kommet med innspill mens jeg arbeidet der, og til alle de trivelige medstudentene her på laben, som også har bidratt, både faglig og sosialt.

Hans Simen Fougner

Trondheim, 6.6.2008



## Sammendrag

Oppgaven tar for seg mulige løsninger for pumpedrift i en utvidelse av Kvanndal kraftverk, for å ta vare på flomvann som går til overløp. I et normalår forsvinner mer enn 33 millioner m<sup>3</sup> vann over dammen i Kvanndalsfoss. Med pumpedrift i Kvanndal vil dette vannet pumpes til Sandvatnet, for å nyttes til energiproduksjon først i Kvanndal og deretter i Suldal 2.

I vårflommen blir tilsiget til Kvanndalsfoss stort, og selv om Kvanndal stanser produksjonen og turbinene i Suldal produserer for fullt, blir det ofte overløp. Kvanndal, med 40 MW installert effekt, og Suldal 2 med 150 MW installert effekt, vil som følge av en utvidelse kunne øke energiproduksjonen med omtrent 30 GWh i et år med normalflom.

Oppgaven tar for seg følgende tre alternative løsninger for pumpedrift i Kvanndal, for å ta vare på energien i flomvannet:

- A: Ombygging av eksisterende turbin, med nytt pumpeturbinhjul i eksisterende turbinhus.
- B: Pumpeturbin i ny stasjonshall, med to mulige løsninger for vannveier.
- C: Pumpe i egen hall, koblet på vannveiene til Kvanndal.

Basert på fremtidig kraftpris og investeringskostnadene for alternativene blir lønnsomhetene funnet. For normalflom på 25 GWh får løsningene negative nåverdier, der pumpekraftverkløsningen tilkoblet eksisterende trykksjakt peker seg ut som beste løsning. Det drøftes usikkerheter i flom- og prisscenarioene, der kun små endringer vil gi lønnsomhet til en utvidelse med pumpeturbin i egen stasjonshall.





## Abstract

The thesis is presenting alternative solutions for a pump system in Kvanndal hydro power plant. In a normal year, more than 33 million m<sup>3</sup> of water are lost over the dam in Kvanndalsfoss. A pump can ensure the storage of this water in Sandvatnet storage dam, for later to be used for energy production in power plants; first in Kvanndal and then in Suldal.

Every spring, the inflow to the Kvanndalsfoss storage dam increases to a high rate, and even though Kvanndal stops producing and Suldal produces at maximum capacity, there is normally an overflow. With its 40 MW + 150 MW capacities, the hydro power plants Kvanndal and Suldal 2 will increase their yearly production with about 30 GWh, in a normal year.

Three solutions for a pump system in Kvanndal are considered in the thesis:

- A: A restructuring of the power plant, installing a new pump turbine in the existing turbine house.
- B: Installing a pump turbine in a new station close to Kvanndal, either using the existing tunnels, or building a new shaft.
- C: Installing a pump close to Kvanndal, using the existing tunnel system.

The cost-benefit analysis of the three alternative solutions is carried out, based on their investment costs, and based on the future power prices. A normal flood of 25 GWh is resulting in negative net present values, where the solution of installing a pump turbine in a new station is closest to return its investment. A discussion about uncertainties in the flood- and price-scenarios is showing that small changes will give profitability to the pump turbine solution.



# Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
2	Bakgrunn: kraftverkene Kvanndal og Suldal 2 .....	2
3	Teori .....	6
3.1	Reversible pumpeturbiner .....	6
3.2	Beregning av falltap i vannveien.....	11
3.3	Nåverdiberegning .....	12
4	Pumpedrift i Kvanndal .....	13
4.1	Alternativ A: Ombygging til pumpeturbin.....	14
4.2	Alternativ B: Ny pumpeturbin.....	15
4.3	Alternativ C: Ny pumpe .....	16
5	Hydrologi .....	18
5.1	Tilslagsscenarier.....	19
5.2	Muligheter for økt produksjon .....	20
6	Beregningsgrunnlag .....	24
6.1	Fremtidens kraftpris .....	25
6.2	Falltapsberegning .....	26
6.3	Kostnad knyttet til nedetiden.....	27
6.4	Investeringskostnader .....	28
6.4.1	Bygg .....	28
6.4.2	Elektro .....	29
6.4.3	Mekanisk .....	29
6.4.4	Ikke-fysiske kostnader.....	29
6.5	A: Ombygging til pumpeturbin.....	30
6.6	B: Nytt pumpekraftverk .....	32
6.7	C: Ny pumpe .....	35
6.8	HMS .....	36
7	Resultater og diskusjon .....	37
7.1	Verdien av økt effekt.....	41
7.2	Miljøaspekter.....	42
7.3	Økt overføringskapasitet til Europa .....	43
7.4	Effekten av global oppvarming .....	45
8	Konklusjon .....	46
9	Videre arbeid.....	47
10	Referanser.....	48

# Figurliste

Figur 1.1 Vannkraftpotensialet i Norge. Opprusting og utvidelse kan gi betydelig ny energi. ....	1
Figur 2.1 Kart over kraftverkene Kvanndal og Suldal, med tilhørende vannveier. Fra NVE atlas. ....	2
Figur 2.2 Årlig middeltilsgig til Kvanndalsfoss, se Vedlegg A. ....	3
Figur 2.3 Oversikt over vannveien til Kvanndal, med magasinkapasiteter. ....	3
Figur 2.4 Kraftverkene Kvanndal og Suldal 2, med magasin og bekkeinntak. ....	4
Figur 2.5 Årlig produksjon i kraftverkene berørt i oppgaven. Data fra Storækre(1991). ....	5
Figur 3.1 Pumpehjul, med innløps- og utløpsdiagram. Fra Fuchslocher/Schulz. ....	6
Figur 3.2 Innløps- og utløpsdiagram for pumpehjul. Fra Brekke(2003). ....	7
Figur 3.3 Pumpekaraktistikk, løftehøyden(mVs) mot vannføring(m <sup>3</sup> /s). ....	9
Figur 3.4 Fallhøyde ved turbindrifft blir forskjellig fra pumpehøyde ved pumpedrift, falltapet blir henholdsvis trukket fra og lagt til. Dette vanskeliggjør dimensjoneringen av en pumpeturbin. Fra Brekke(2003). ....	11
Figur 3.5 Hesteskoformet tunnel. ....	12
Figur 4.1 Pumpekaraktistikk for turbin bygd om til pumpeturbin. N=1000 rpm. ....	14
Figur 4.2 Skisse over Kvanndal ombygd til pumpekraftverk. ....	15
Figur 4.3 To alternativer for tilkobling på vannveien til Kvanndal. ....	16
Figur 4.4 Skisse over pumpe i knyttet på vannveien til Kvanndal. ....	17
Figur 5.1 Tilsigsverdier, Vannføring(m <sup>3</sup> /s) i snitt per uke, fra 2002 til 2007, basert på tilsigsdata fra Hydro. ....	18
Figur 5.2 Fremtidsscenario om endringer i nedbør over Sør-Norge, klippet fra SeNorge.no. Kvanndalen vil oppleve 10-15 % økning i nedbør i forhold til siste 30-års normalen. ....	20
Figur 5.3 Flomtap i Kvanndalsfoss, basert på verdier fra årene 2002 til 2007. Data fra Hydro. ....	21
Figur 5.4 Gjennomsnittlig tilsig til Suldal 2 fra årene 2002-2007. Med kurve som viser hvordan flomvannet vil heve tilsigskurven. Vannføring(m <sup>3</sup> /s) snittet per uke, rangert fra største til minste tilsig... ..	21
Figur 5.5 Snittproduksjon i Kvanndal siste 6 år, med forslag til økt høstproduksjon. Vannføring(m <sup>3</sup> /s) i gjennomsnitt per uke. ....	22
Figur 5.6 Produksjon i Suldal 2 over året, med alternativer for økt produksjon. Vannføring(m <sup>3</sup> /s) i gjennomsnitt per uke. ....	23
Figur 6.1 Generatorvirkningsgrad som funksjon av effektuttak, fra Rydning(2006). ....	24
Figur 6.2 Kraftpris 2015 med oversikt over prisperioder brukt i oppgaven. ....	26
Figur 6.3 Falltap i vannveien til Kvanndal, som funksjon av vannføringen. Beregnete verdier blir sammenlignet mot målt verdi. Se Vedlegg C. ....	27
Figur 7.1 Investeringskostnader for de alternative utvidelsene av Kvanndal. ....	37
Figur 7.2 Negative nåverdier for alle alternativene ved flomscenario på 25 GWh. ....	38
Figur 7.3 Alternativenes nåverdier som funksjon av endring i kraftprisscenarioet. For flomscenario på 25 GWh. 100 % er utgangspunktet for kraftprisscenarioet. ....	38
Figur 7.4 Nåverdiene endres med flomscenarioene. Flomscenario på 30 GWh gir positiv nåverdi for alle alternativene. Pumpekraftverkløsningene gir best nåverdi, med innbyrdes kun marginale forskjeller ved	

et høyt flomscenario. Ellers gir det best nåverdi å bygge ut pumpekraftverk og koble på eksisterende trykksjakt.....	39
Figur 7.5 Endringer i kraftprisen gir endringer i nåverdi for alternativene. Pumpekraftverk varierer kraftigst med prisendring, når flomscenarioet er 30 GWh. ....	39
Figur 7.6 Bare negative nåverdier om flomscenario på 20 GWh blir en realitet. Det må store prisendringer til før en utvidelse blir lønnsom ved dette scenarioet. Men om det blir lite flom betyr det lite nedbør, som normalt gir høyere priser. ....	40
Figur 7.7 Nåverdi som funksjon av kraftprisvariasjon over døgnet. Døgnvariasjonen er $\pm$ verdien på x-aksen; verdien legges til for å få dagsprisen og trekkes fra for å få nattprisen. Flomscenario på 25 GWh.	41
Figur 7.8 Endret driftsmønster som følge av forskjeller i kraftprisen. ....	42
Figur 7.9 Spotpriser i Norden, Nederland og Tyskland i uke 20, 2008. Priser oppgitt i NOK/MWh. Fra NVEs situasjonsrapport om uke 20. ....	44

## Tabelliste

Tabell 3.1 Faktorer for slipp, friksjon og støttap .....	8
Tabell 3.2 Anbefalte verdier for trykktall og reaksjonsgrad.....	10
Tabell 5.1 Scenarier for tilgjengelig flomvann i Kvanndalsfoss.....	19
Tabell 6.1 Virkningsgrader for diverse komponenter brukt i oppgaven. ....	24
Tabell 6.2 Alternativenes forskjellige løsninger vil påvirke kostnadene. ....	25
Tabell 6.3 Snittpriser på kraft i 2015 for Sør-Norge.....	25
Tabell 6.4 Oversikt over nedetider med tilhørende kostnader ved en utvidelse av Kvanndal. Se også Vedlegg D.....	27
Tabell 6.5 Prosjektkostnader i NOK for alternativene, se Vedlegg E for mer detaljert oversikt. ....	30
Tabell 6.6 Årlige inntekter og kostnader for alternativ A, basert på 25 GWh flom. ....	30
Tabell 6.7 Investeringskostnader for å bygge om turbinen i Kvanndal til pumpeturbin. ....	31
Tabell 6.8 Årlige inntekter og kostnader ved å bygge pumpekraftverk, basert på 25 GWh flom. Tall i NOK. ....	32
Tabell 6.9 Oversikt over de fysiske kostnadene for alternativ B. Se Vedlegg E for flere detaljer rundt kostnadsdataene. ....	34
Tabell 6.10 Årlige inntekter og utgifter for alternativ C, basert på 25 GWh flom-scenario. Til nåverdibetraktning. ....	35
Tabell 6.11 Investeringskostnader for ny pumpe parallelt med Kvanndal.....	35
Tabell 7.1 Resultater fra beregning, 25 GWh flom. Tapsposten er knyttet til lavere turbinvirkningsgrad og større falltap for deler av normalproduksjonen.....	37

## Forkortelser

HRV	-Høyeste regulerbare vannstand	
LRV	-Laveste regulerbare vannstand	
NPSH	-Netto positiv sugehøyde	
NTNU	-Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet	
NVE	-Norges Vassdrags og Energidirektorat	
NO1	-Kraftprisområde Sør-Norge, definert av Statnett	

Mill	-Millioner	
kWh	-kiloWatt-time	1 000 Wh
MWh	-MegaWatt-time	1 000 kWh
GWh	-GigaWatt-time	1 000 000 kWh
kV	-kiloVolt	1000 V
kVA	-kiloVoltAmpère	1000 VA

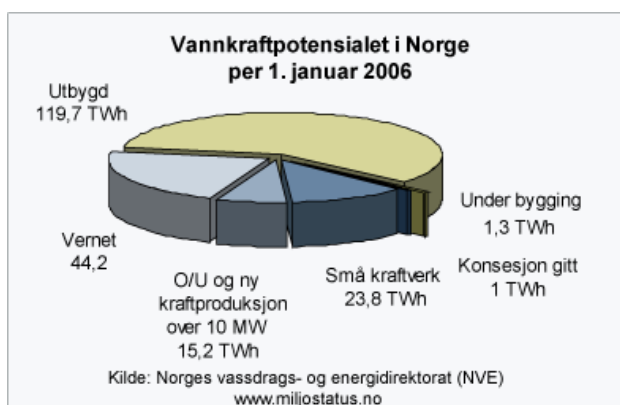
## Symbolliste

Symbol	Benevning	Beskrivelse
<b>A</b>	$m^2$	Areal
<b>A</b>	-	Annuitetsfaktor
<b>b</b>	m	Bredde
<b>c</b>	m/s	Absolutthastighet
<b>D</b>	mm	Rørdiameter
<b>E</b>	kWh, GWh	Energi
<b>f</b>	-	Friksjonsfaktor
<b>g</b>	$m/s^2$	Tyngdeakselerasjon
<b>H</b>	mVs	Fallhøyde
<b>h<sub>f</sub></b>	mVs	Falltap
<b>L</b>	m	Lengde
<b>M</b>	-	Manningstall
<b>n</b>	o/min	Omløphastighet
<b><math>\eta_{gen}</math></b>	-	Generatorvirkningsgrad
<b><math>\eta_{motor}</math></b>	-	Motorvirkningsgrad
<b><math>\eta_{trafo}</math></b>	-	Transformatorvirkningsgrad
<b><math>\eta_{turb}</math></b>	-	Turbinvirkningsgrad
<b>P</b>	kW, MW	Effekt
<b>Q</b>	$m^3/s$	Vannføring
<b>R</b>	-	Reaksjonsgrad
<b>T</b>	s, t, år	Tid
<b>u</b>	m/s	Periferihastighet
<b>w</b>	m/s	Partikkelhastighet
<b><math>\lambda</math></b>	-	Friksjonskoeffisient
<b><math>\psi</math></b>	-	Trykktall

## 1 Innledning

Utbyggingen av vannkraft i Norge de siste 20 årene har vært liten. Noe opprusting og utvidelse av eksisterende kraftverk er utført, og en del nye småkraftverk har blitt koblet på nettet, men produksjonskapasiteten i vannkraftsystemet har ikke økt nevneverdig. Etter at den nye kraftloven trådte i kraft i 1991 har det ikke vært politisk aksept for å bygge nye store anlegg, og lave priser har ført til liten interesse for ny investering blant kraftselskapene.

Norge har de siste årene både importert og eksportert kraft. På Østlandet er det et stort underskudd på kraft, som dekkes av produksjon fra kraftverk sør og vest i landet. Ved tørrår er vi avhengig av å importere kraft fra våre naboland for å få dekket strømforbruket. I tillegg er det, på grunn av befolkningsvekst og så godt som ingen ny kraftutbygging de siste årene, fare for at vi ikke kan dekke effekttoppen den kaldeste vinterdagen; vi er på vei mot effektunderskudd.



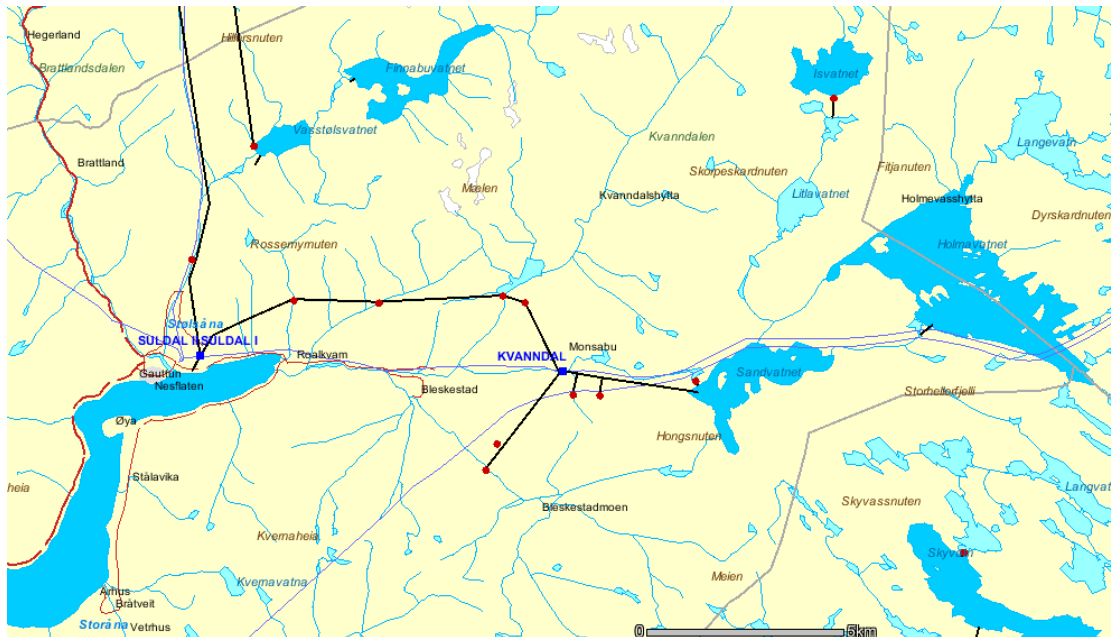
**Figur 1.1 Vannkraftpotensialet i Norge. Opprusting og utvidelse kan gi betydelig ny energi.**

Figur 1.1 viser at Norge fortsatt har et stort potensial for økt energiproduksjon fra vannkraft. Småkraftpotensialet identifisert av Norges Vassdrag og Energidirektorat, NVE, er på hele 23,8 TWh, av disse antar NVE at det er realistisk å bygge ut 5 TWh i løpet av en 10 års periode. Opprusting og utvidelse av eksisterende kraftverk, sammen med nye anlegg, har potensial til å gi 15,2 TWh. Her har kraftselskapene muligheter til å øke inntektene, og samtidig bidra til at Norge kan fortsette å være en netto krafteksportør.

I et normalår er det betydelig mengder vann som passerer over demningen i Kvanndalsfoss. Dette er grunnlaget for en utvidelse av Kvanndal kraftverk i Røldal-Suldal vassdraget. Med mulighet for pumpedrift vil vann, som ellers ville gått til flom, lagres og tas i bruk i perioder med mindre tilsig. Vannet pumpes opp til Sandvatnet, og vil tas ned gjennom økt drift av aggregatene i både Kvanndal og Suldal 2. Dette vil bidra med ny energiproduksjon. Ved å øke slukeevnen i Kvanndal i utvidelsen, vil man få mer effekt tilgjengelig i begge kraftverkene, og man kan i større grad velge når man vil produsere.

## 2 Bakgrunn: kraftverkene Kvanndal og Suldal 2

Kvanndal og Suldal kraftverkene, i Suldal kommune øverst i Rogaland, er en del av Røldal-Suldal kraftverkene, og eies av Norsk Hydro og Statkraft. Hydro har hovedandel på 95,21 % og driver anleggene. Kraftverkene ble bygget i perioden 1962-1971. De har en total installert effekt på 560 MW som produserer 2,7 TWh, som tilsvarer 2,2 % av Norges totale kraftproduksjon i et normalår.

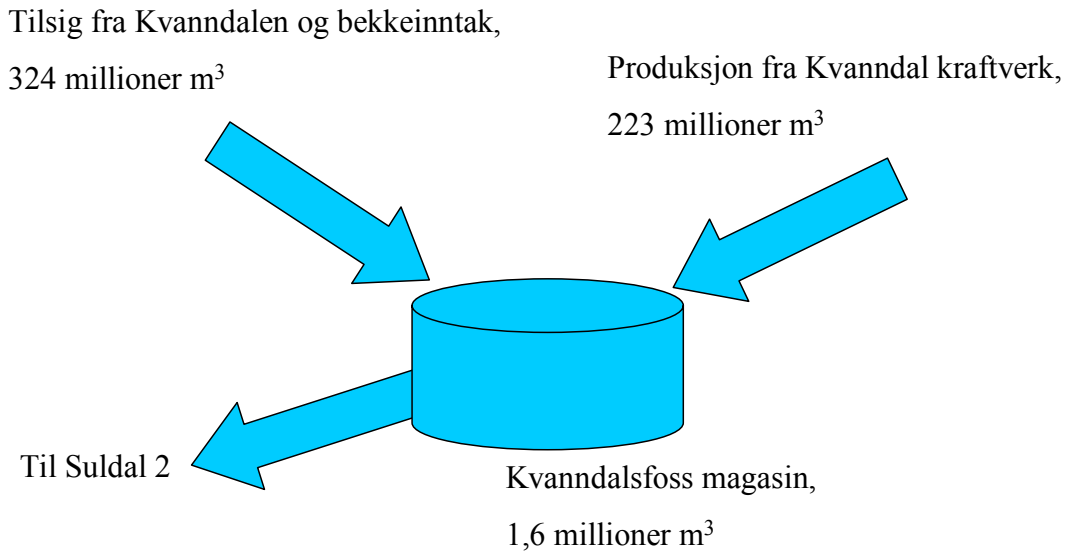


Figur 2.1 Kart over kraftverkene Kvanndal og Suldal, med tilhørende vannveier. Fra NVE atlas.

Kvanndal kraftverk ligger syd i reguleringsområdet, inne i fjellet ved Monsabu på kote 615, og har et nedbørsfelt på  $100 \text{ km}^2$ . Det utnytter et fall på normalt 314 m, og har en slukeevne på maksimalt  $15 \text{ m}^3/\text{s}$  som gir det en effekt på 40 MW. Undervannet til kraftverket er Kvanndalsfoss, et lite magasin med kapasitet på 1,6 millioner  $\text{m}^3$ , med Laveste Regulerbare Vannstand, LRV, og Høyeste Regulerbare Vannstand, HRV, på henholdsvis 620 og 630 moh. Magasinet fungerer som inntaksmagasin for Suldal 2, og kan sees nord for Kvanndal kraftverk i Figur 2.1. Kvanndalsfoss får årlig et naturlig tilsig fra Kvanndalen på normalt 211,9 millioner  $\text{m}^3$ , samt fra tunnelsystemet som henter vann fra flere bekker. Totalt er det uregulerbare middeltilsiget på mer enn 291,6 millioner  $\text{m}^3/\text{år}$ . Nedbørsfeltet til Suldal 2 er på  $128 \text{ km}^2$ , og fordi nedbørsfeltet har en lav innsjøprosent endres tilsiget hurtig.



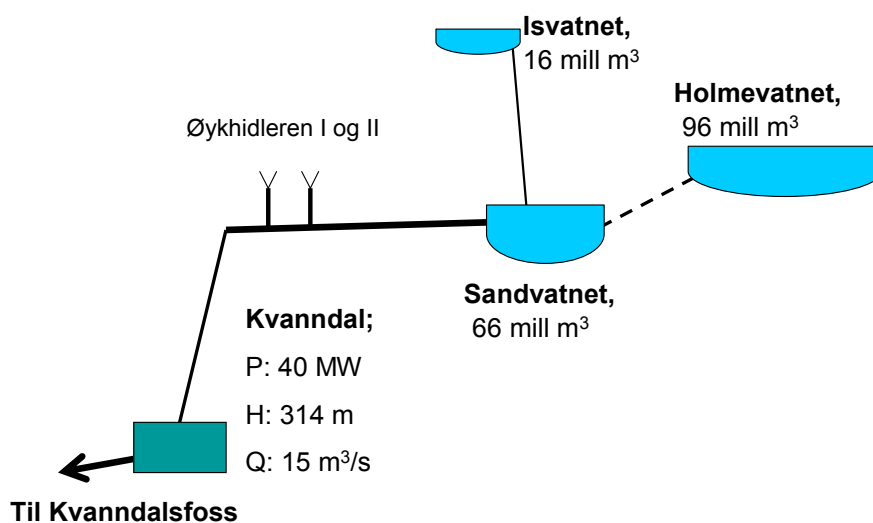
### Årlig middeltilsig til Kvanndalsfoss



Figur 2.2 Årlig middeltilsig til Kvanndalsfoss, se Vedlegg A.

På vinteren er det tidvis ikke tilsig verken fra Kvanndalen eller bekkene knyttet til Kvanndalsfoss, og for å kunne produsere energi i Suldal 2 er man avhengig av vannet fra produksjonen i Kvanndal. Se Figur 5.4 i kapittel 5 for tilsigkurven til Suldal 2.

Vannveien til Kvanndal består av en tilløpstunnel og trykksjakt, og med to bekkeinntak hvorav det ene fungerer som svingesjakt, se Figur 2.3 under. Tilløpstunnelen fra inntaket i Sandvatnet har tverrsnitt på 12,25 m<sup>2</sup> og er 3,5 kilometer lang. De siste 725 meter er trykksjakt med stålforing, med en diameter på 1,8 meter som gir 2,5 m<sup>2</sup> i tverrsnitt. Som vist i Figur 2.3 er Sandvatnet knyttet opp mot to regulerbare magasin, Isvatnet og Holmevatnet, som har store lagringsmuligheter.



Figur 2.3 Oversikt over vannveien til Kvanndal, med magasin kapasiteter.

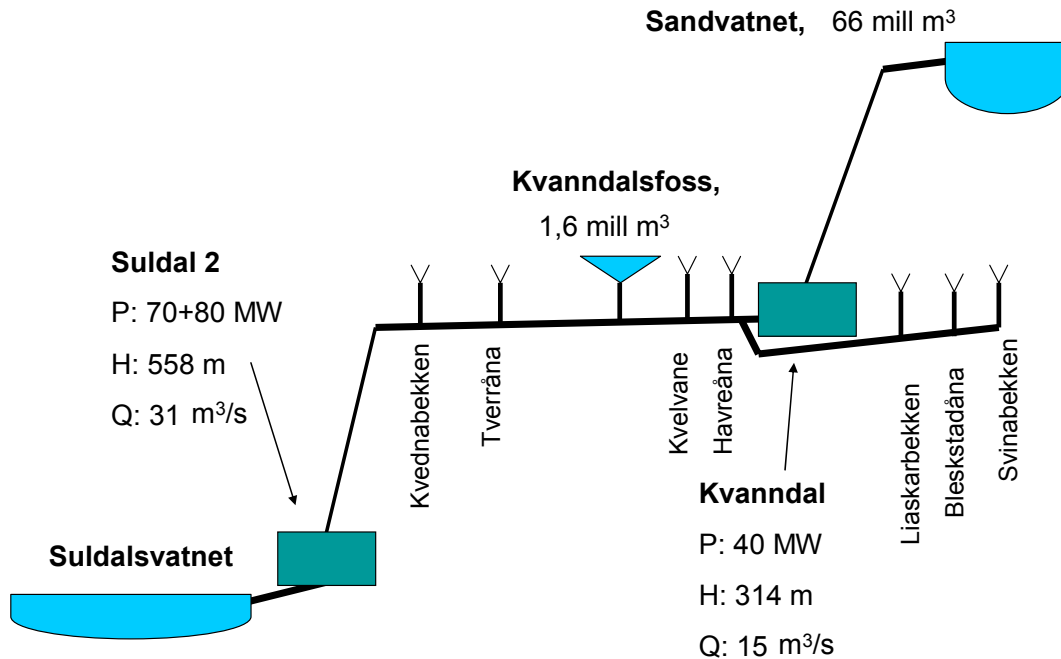
## 2 Bakgrunn: kraftverkene Kvanndal og Suldal 2

Etter Kvanndal kraftverk kommer avløpsvannet sammen med tilsig fra diverse bekkeinntak:

- Svinabekken, Bleskestadåna og Liaskarbekken,

og videre forbi to nye bekkeinntak, som vist i Figur 2.4 under;

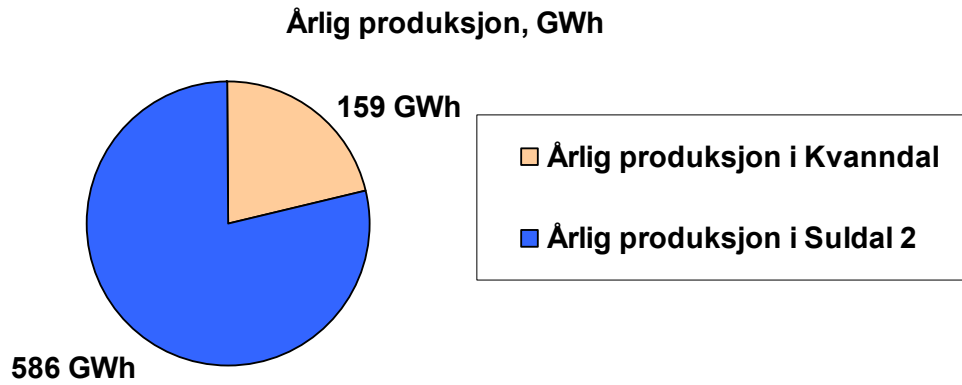
- Havreåna og Kvelvane.



Figur 2.4 Kraftverkene Kvanndal og Suldal 2, med magasin og bekkeinntak.

Kvanndalsfoss er omtrent 3,5 km fra Kvanndal kraftverk, og er et oppdemmet magasin der Kvanndalsåna renner ut av Kvanndalen. For å komme til Suldal 2 blir vannet ført 8,1 km fra Kvanndalsfoss, og tar med vann fra to bekkeinntak i Tverråna og Kvednabekken, som vist i Figur 2.4. Suldalsvatnet ligger på kote 68 og er inntaksmagasin for Statkrafts kraftverk Hylene. Om sommeren er det krav om minstevannføring fra Suldalsverkene til Suldalsvatnet på 42 m<sup>3</sup>/s, men det er antatt i oppgaven at dette ikke får konsekvenser for pumpedrift i Kvanndal.

Fra Storækre (1991) finnes en oversikt over nøkkeltall fra Røldal-Suldal kraftverkene. Årlig produksjon i Kvanndal er beregnet til 159 GWh, mens årlig produksjon i Suldal er beregnet til 586 GWh. Se Figur 2.5 under. Dette stemmer godt med produksjonsdataene de siste 6 årene, som er mottatt fra Agnes Oppistov i Hydro.



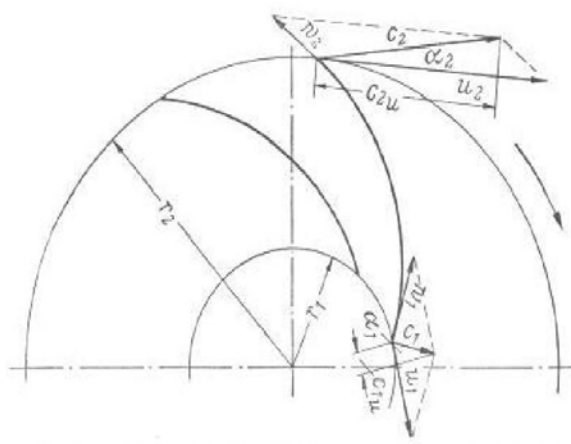
**Figur 2.5** Årlig produksjon i kraftverkene berørt i oppgaven. Data fra Storækre(1991).

Avhengig av flommengden i Kvanndalsfoss vil pumpedrift i Kvanndal gi en økning i årsproduksjonen i kraftverkene med henholdsvis 20 og 40 GWh. Energi til pumping blir bortimot 30 GWh, slik at totalt får man 30 nye GWh. Det er i Kvanndal økningen blir størst relativt til årlig produksjon. Se kapittel 5 for mer om hydrologien til Kvanndal, og kapittel 7 for resultater og diskusjon.

### 3 Teori

I dette kapitlet følger en innføring i design av pumpeturbin, samt om teorien brukt i utregning av falltap i vannveiene til et kraftverk. Det er også et lite avsnitt om nåverdiberegning. For generell teori om komponenter i et vannkraftverk, se kandidatens prosjektoppgave(2007), samt i Pumper & Turbiner av Brekke(2003). Mer om dette også i kapittel 6.4, som beskriver aktuelle komponenter ved en utvidelse av Kvanndal kraftverk.

Pumpeturbiner blir designet som et kompromiss mellom pumper og turbiner, og for at en pumpeturbin skal fungere godt i pumpedrift tar designet utgangspunkt i pumpen.



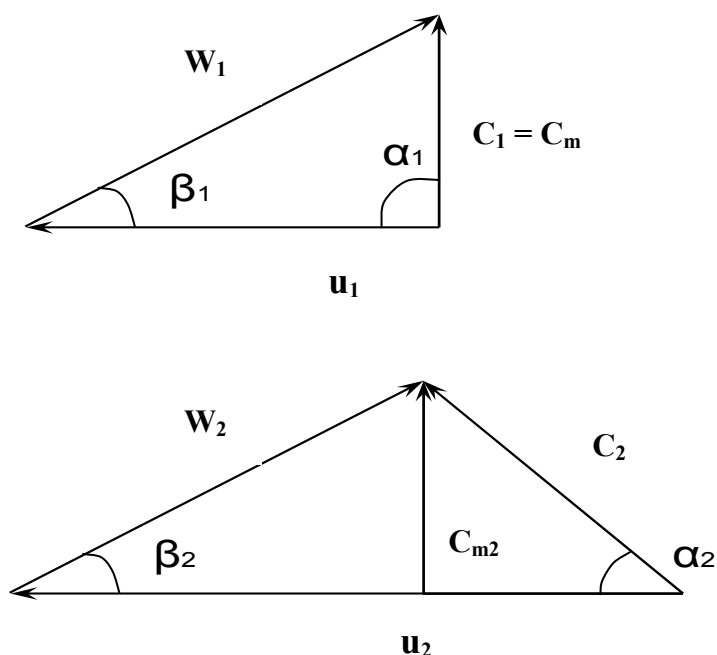
Figur 3.1 Pumpehjul, med innløps- og utløpsdiagram. Fra Fuchslocher/Schulz.

I hele kapitlet er indeks 1 brukt for pumpehjulets innløp, altså turbinhjulets utløp, mens indeks 2 er pumpehjulets utløp, som tilsvarer turbinhjulets innløp. Se Figur 3.1 som viser et pumpehjul med innløps- og utløpsdiagram. Indeks 3 vil også bli referert til i oppgaven, og er for tilstanden rett etter utløpet av skovlene ved pumpedrift.

#### 3.1 Reversible pumpeturbiner

Pumpeturbiner blir konstruert for både å kunne løfte vannet opp i et magasin, og for å produsere energi. Nødvendig løftehøyde oppnås ved at løpehjulet designes med best mulig virkningsgrad i pumpedrift. Dette går ut over virkningsgraden ved turbindrift. Fra Figur 3.1 over kan man se at skovlene i et pumpehjul er bakoverlente ved utløpet, og det må de være for at det skal bli stabil pumpekarakteristikk. Et pumpehjul trenger også større ytre radius,  $r_2$  på figuren, for å oppnå tilstrekkelig løftehøyde, enn en turbin ved samme driftstilstand. Derfor vil det med en reversert turbin som utgangspunkt for pumping, kreve omfattende ombygging for å oppnå pumping ved akseptabel virkningsgrad(Nielsen, 2005).

Videre følger formler som har blitt brukt i utregning av pumpeturbinens hoveddimensjoner, se Vedlegg B.



Figur 3.2 Innløps- og utløpsdiagram for pumpehjul. Fra Brekke(2003)

Med ønsket volumstrøm  $Q$  og medianhastighet  $c_{1m}$  inn på skovlene bestemmes innløpsdiameter  $D_1$ , ut fra geometrisk betraktning:

$$D_1 = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot c_{1m}}} \quad [\text{m}] \quad (1)$$

Der: -  $Q$  er vannstrømmen [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]  
 -  $c_{1m}$  er medianhastighet ved innløpet [ $\text{m/s}$ ]

Og ved å anta en utløpsdiameter  $D_2$  bestemmes utløpsbredden  $b_2$ , også geometrisk betraktet:

$$b_2 = \frac{Q}{1,1\pi \cdot D_2 c_{1m}} \quad [\text{m}] \quad (2)$$

Her er nevner i brøken multiplisert med 1,1 for å oppnå en akselerasjon gjennom løpehjulet ved turbindrift. Med en antatt høyde  $H_{th\infty}$  og den ønskede volumstrøm  $Q$  samt en valgt avløpsvinkel  $\beta_2$  får man utløpsdiameter  $D_2$  etter følgende formel, utledet av Eulers ligninger og geometriske betraktninger:

$$D_2 = \sqrt{\frac{60}{\pi \cdot n} \left( \frac{60g}{\pi \cdot n} H_{th\infty} + \frac{Q}{\pi \cdot b_2 \tan\left(\frac{\pi}{180} \beta_2\right)} \right)} \quad [\text{m}] \quad (3)$$

### 3 Teori

- Der:
- $H_{th\infty}$  er teoretisk løftehøyde [mVs]
  - $g$  er tyngdeakselerasjonen [ $m/s^2$ ]
  - $n$  er omdreiningshastigheten [rpm]
  - $Q$  er vannstrømmen [ $m^3/s$ ]
  - $b_2$  er utløpsbredden [m]
  - $\beta_2$  er avløpsvinkel [-]

Dermed kan man sammenligne utregnet  $D_2$  med antatt  $D_2$  og forandre antatt  $D_2$  til de to verdiene blir like. Se Vedlegg B for eksempel.

Med ligningen for teoretisk løftehøyde  $H_{th\infty}$  beregnes pumpekararakteristikken. Utgangspunktet er Eulers pumpeformel:

$$H_{th\infty} = \frac{u_2 c_{u2} - u_1 c_{u1}}{g} \quad [\text{mVs}] \quad (4)$$

- Der:
- $u$  er periferihastigheten, ved inn- og utløp [m/s]
  - $c_u$  er periferikomponenten av absolutthastigheten, ved inn- og utløp [m]
  - $g$  er tyngdeakselerasjonen [ $m/s^2$ ]

Ved rotasjonsfri strømming på innløpet vil leddet  $c_{u1}$  være lik 0. Med noe mellomregning (se Brekke, 2000) kan den teoretiske løftehøyden uttrykkes slik:

$$H_{th\infty} = \frac{u_2}{g} \left( u_2 - \frac{Q \cot \alpha(\beta_2)}{\pi \cdot D_2 b_2} \right) \quad [\text{mVs}] \quad (5)$$

- Der:
- $u$  er periferihastigheten [m/s]
  - $c_u$  er periferikomponenten av absolutthastigheten [m]
  - $g$  er tyngdeakselerasjonen [ $m/s^2$ ]
  - $b_2$  er utløpsbredden [m]
  - $Q$  er vannstrømmen [ $m^3/s$ ]
  - $\beta_2$  er avløpsvinkel [-]
  - $D_2$  er utløpsdiameter [m]
  - $b_2$  er utløpets bredde [m]

Med beregning av slipp, friksjon og støttap blir beregnet. Faktorer for slipp, friksjon og støttap presenteres i Tabell 3.1 under og er hentet fra Nielsen(2005):

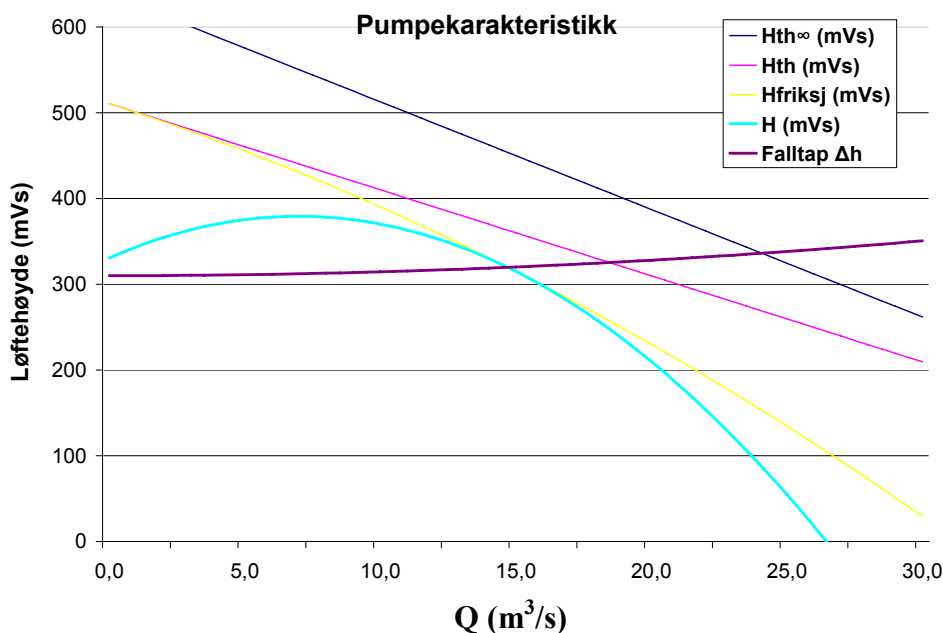
**Tabell 3.1 Faktorer for slipp, friksjon og støttap**

<b>Slipp:</b>	0,8
<b>Friksjon:</b>	0,2
<b>Støttap:</b>	0,8

Som vist i Figur 3.3 under blir pumpekararakteristikken påvirket av faktorene i Tabell 3.1 slik:

### 3 Teori

- Slipp reduserer løftehøyden  $H_{th\infty}$  og gir  $H_{th}$ .
- Friksjonen øker kvadratisk med strømningsraten.
- Støttapet gir økt tap ved strømning forskjellig fra pumpens optimale arbeidspunkt.



Figur 3.3 Pumpekarakteristikk, løftehøyden(mVs) mot vannføring(m³/s).

Pumpekarakteristikken slik den vises i Figur 3.3 har blitt til ved å variere verdiene for  $D_2$ ,  $H_{th\infty}$  og  $\beta_2$ , sammen med vannveiskarakteristikken og ønsket løftehøyde. Kurven for falltap viser at ønsket levert løftehøyde øker med vannføringen. Pumpen må tåle trykket fra falltaped summert med ønsket løftehøyde.

Verdiene for reaksjonsgrad og trykktall blir også beregnet i regnearket. Trykktallet blir beregnet etter følgende formel, hentet fra Die Pumpen av Fuchslocher/Schulz, fra 1959:

$$\psi = \frac{2gH}{u_2^2} \quad [-] \quad (6)$$

Der:

- $g$  er tyngdeakselerasjonen [ $m/s^2$ ]
- $H$  er løftehøyden [ $mVs$ ]
- $u_2$  er periferihastigheten [ $m/s$ ]

Trykktallet er konstant for pumpehjul som har like hastighetsforhold og lik hydraulisk virkningsgrad, og er et hjelpemiddel for pumpe-designeren.

Reaksjonsgrad er forholdet mellom trykkehøyden og løftehøyden, og utledning fra Bye(1967) gir følgende formel for reaksjonsgraden:

### 3 Teori

$$R = 1 - \frac{c_{3u}}{2u_2} \quad [-] \quad (7)$$

Der: -  $u_2$  er periferihastigheten [m/s]  
-  $c_{3u}$  er periferikomponenten av absolutthastigheten [m]

Trykktall og reaksjonsgrad blir av Fuchslocher/Schulz(1959) anbefalt å være innenfor følgende intervall, som vist i Tabell 3.2 under.

**Tabell 3.2 Anbefalte verdier for trykktall og reaksjonsgrad.**

	<b>Anbefalte verdier:</b>
<b>Trykktall, <math>\psi</math></b>	<b>0,9 - 1,3</b>
<b>Reaksjonsgrad, R</b>	<b>0,75 - 0,6</b>

For å justere verdiene for trykktall og reaksjonsgrad kan man endre parametre som  $\beta_2$  og  $c_{1m}$  som også vil påvirke pumpekarakteristikken. Se bruk av teorien i Vedlegg B.

For å beregne nødvendig dykking av en pumpeturbin, er teorien om dykking av pumper anvendt. Dykking kreves for å unngå kavitasjon på skovlene, som kan føre til at skovlmateriale tæres bort og samtidig reduseres virkningsgraden. Fra Brekke(2003) finnes nødvendig Netto Positiv Suge Høyde,  $NPSH_{req}$  slik:

$$NPSH_{req} = a \frac{c_{1m}^2}{2g} + b \frac{u_1^2}{2g} \quad [\text{mVs}] \quad (8)$$

Her er a og b erfaringskonstanter valgt fra gitte intervaller til å være henholdsvis 1,8 og 0,23 for pumpe, også hentet fra Brekke (2003).

Nødvendig dykking,  $H_s$  er avhengig av vannets damptrykk og barometertrykket:

$$H_s \leq h_b - h_{va} - NPSH_{req} \quad [\text{mVs}] \quad (9)$$

der: -  $h_b$  er barometertrykk [mVs]  
-  $h_{va}$  er vannets damptrykk [mVs]  
-  $NPSH_{req}$  er nødvendig Netto Positiv Suge Høyde [mVs]

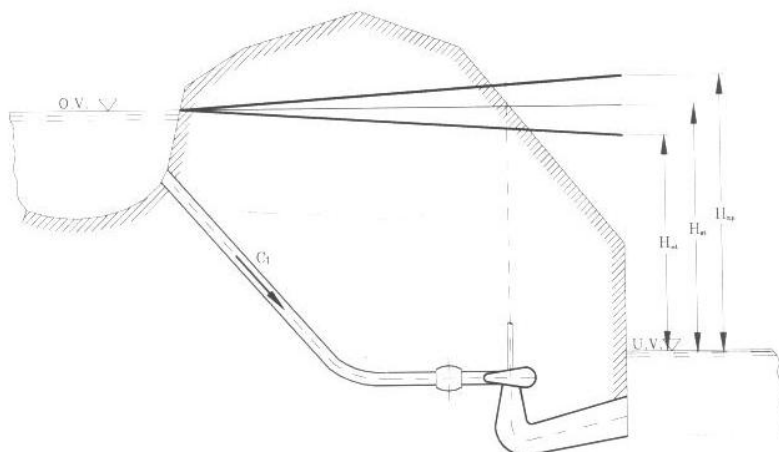
Som vist i ligning 3.8 over øker nødvendig dykking med økt vannmengde samt økt omdreiningshastighet, dersom geometrien ellers holdes konstant.

Også i turbindriften er det nødvendig med en viss dykking. Normalt krever pumpedriften størst dykking, slik at om krav til dykking for pumpen er overholdt, vil turbindriften unngå problemer med kavitasjon. Det er viktig med grundig arbeid med design, slik at både pumpedrift og turbindriften foregår ved akseptable virkningsgrader.



### 3.2 Beregning av falltap i vannveien

Falltap i vannveien gir redusert energiproduksjon ved turbindrift og økt energibruk ved pumpedrift. Som vist i Figur 3.4, må falltaket trekkes fra fallhøyden ved turbindrift, og legges til løftehøyden som kreves ved pumpedrift. Det er viktig å unngå for store tap i vannveien for et pumpeturbinanlegg, da dette fører til større forskjell mellom fallhøyden og løftehøyden, som gjør det vanskelig å oppnå gode virkningsgrader i begge driftstilstander.



**Figur 3.4 Fallhøyde ved turbindrift blir forskjellig fra pumpehøyde ved pumpedrift, falltaket blir henholdsvis trukket fra og lagt til. Dette vanskeliggjør dimensjoneringen av en pumpeturbin. Fra Brekke(2003).**

Med Moody-diagram og tegninger over eksisterende vannveier blir friksjonsverdiene for systemet bestemt. Dette gir grunnlag for å beregne falltapsverdiene til vannveiene teoretisk, se Vedlegg C.

Darcy-Weisbach formelen gir falltaket:

$$h_f = f \frac{LV^2}{D2g} \quad [\text{mVs}] \quad (10)$$

Hvor:

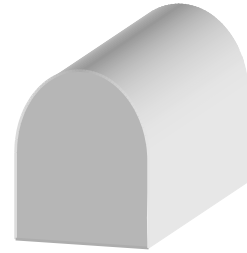
- f er friksjonsfaktor [-]
- L er vannveilengden [m]
- V er hastigheten [m/s]
- D er rørdiameter [m]
- g er tyngdeakselerasjonen [m/s<sup>2</sup>]

For råsprenge sjakter, som tilløpstunnel, er det vanlig å bruke Manningsformel og Manningstall, som er et erfaringstall.

Falltapet finnes slik:

$$h_f = \frac{LQ^2}{M^2 0,265^{4/3} A^{8/3}} \quad [\text{mVs}] \quad (11)$$

Der: - L er vannveilegden [m]  
 - Q er vannstrømmen [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]  
 - M er Manningstall [-]  
 - A er areal [ $\text{m}^2$ ]



**Figur 3.5 Hesteskoformet tunnel.**

Formelen gjelder for hesteskoformede tunneler som i Figur 3.5, derav konstanten i nevner. Denne formelen er utledet fra teori hentet fra kompendium fra NTNU om Vannkraftverk og vassdragsteknikk av Guttormsen(2006).

Falltapskurvene for tilløpstunnel og trykksjakt blir beregnet, og omtales nærmere i kapittel 6.2 og Vedlegg C. Dette gir grunnlag for å beregne inntektstap som følge av økt vannføring i vannveien. De forskjellige utbyggingsalternativene har forskjellige vannføringer ved turbindrift, og ulike løsninger for vannveien. Dette fører til ulike falltap som gir forskjell i energibruk og produksjon ved pumpe- og turbindrift.

### 3.3 Nåverdiberegning

En nåverdiberegning forteller om en investering vil betale seg på bakgrunn av fremtidige inntekter, fratrukket utgiftene, over levetiden til investeringen. Netto nåverdi for kontantstrømmen i levetiden beregnes ved hjelp av en annuitetsfaktor(Erikson, 2005):

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad [-] \quad (12)$$

Der: -i er internrenten  
 -n er antall år nåverdien skal diskonteres

Differansen mellom totale investeringskostnader og nåverdien av årlige nettoinntekter gir netto nåverdi. Jo høyere nåverdi, jo mer lønnsom er utvidelsen.

## 4 Pumpedrift i Kvanndal

Alternativene vurdert i oppgaven blir presentert kort nedenunder, og grundigere i kapittel 6. Etter samtaler med veileder i Hydro, Olav Martin Skaar, er det konkludert med at det er lite ledig plass i eksisterende stasjon, og uaktuelt å bygge verken en pumpe eller en pumpeturbin der. Med ny stasjonshall i nærheten av den eksisterende er det to muligheter å tilkoble på dagens vannvei:

- enten tilkoble på den stålforete trykksjakten,
- eller sprengte ny trykksjakt opp til tilløpstunnelen.

Dermed blir alternative utbygginger slik:

- A. Ombygging av eksisterende turbin. Nytt pumpeturbinhjul i eksisterende turbinhus; med endringer på generator og pumpe nedstrøms hjulet som kompensasjon for manglende dykking.
- B. Ny 50 MW pumpeturbin i ny stasjonshall, i parallell med eksisterende system:
  1. Ny trykksjakt tilkoblet dagens tilløpstunnel.
  2. Tilkoblet eksisterende trykksjakt.
- C. Ny 50 MW pumpe i egen hall, koblet på vannveiene til Kvanndal.

Om en ny pumpeturbin skal kobles på eksisterende trykksjakt vil falltapene bli store når begge turbinene produserer for fullt. En dobling av installert turbineffekt gir en dobling av vannmengden i vannveien, som gir en firedobling av falltapene. Å bygge nye 725 meter trykksjakt opp til tilløpstunnelen vil være en stor investering, og det er mulig det lønner seg å akseptere økte falltap. Det antas at fjellet er solid nok til at kun de nederste 50 meterne av trykksjakten stålføres, og resten ufores. Tverrsnittsarealet blir cirka  $7 \text{ m}^2$  for å få like falltap som i eksisterende trykksjakt, se falltapsberegninger utført i Excel, i Vedlegg C.

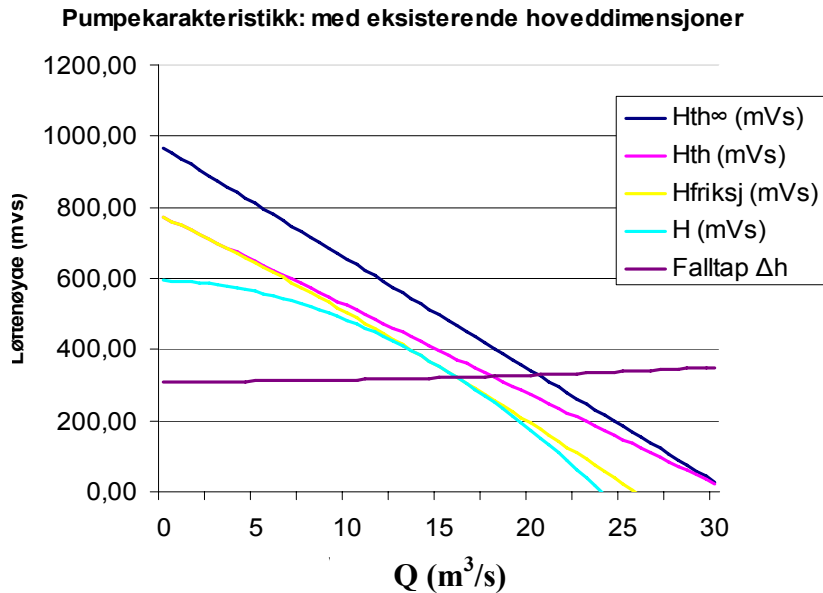
For flere av alternativene er nedetid i Kvanndal en kostnadspost. I et normalår kan Kvanndal stå kostnadsfritt i flere av sommermånedene. Det er forutsatt i oppgaven at vannet kan ledes forbi Kvanndal i nedetiden, slik at Suldal 2 fortsatt produserer som normalt. Etter samtale med Hydros vedlikeholdsleder ved kraftverkene, Agnes Oppistov, er det klart at det er mulig å tappe forbi Kvanndal, begrenset oppad til  $12 \text{ m}^3/\text{s}$ . Det må påregnes noe mindre tilgjengelig vann i Suldal 2 mens Kvanndal er ute av drift. Og med nedetid på mer enn 2 måneder er det antatt nedetidskostnader, som kan finnes i Tabell 6.4.

Å drive et pumpekraftverk kontra et vanlig kraftverk gir mer slitasje på turbin og generator. Dette på grunn av flere start og stopp, og at utstyret kjøres både i begge dreieretninger. At vannet føres både opp og ned vannveien kan bidra til å endre virkningen av det opprinnelige sandfanget, som kan føre til at steinmasser blir med ned og gi skade på turbinen. Dette vil gjelde for alle alternativene og dermed ikke være avgjørende for valg av pumpe-løsning.

Vannveien og turbinen i Kvanndal antas å tåle trykkstøt som vil oppstå i forbindelse med pumpedrift, og oppgaven går ikke nærmere inn på dynamikken til vannmassene som vil oppstå under pumpedrift.

### 4.1 Alternativ A: Ombygging til pumpeturbin

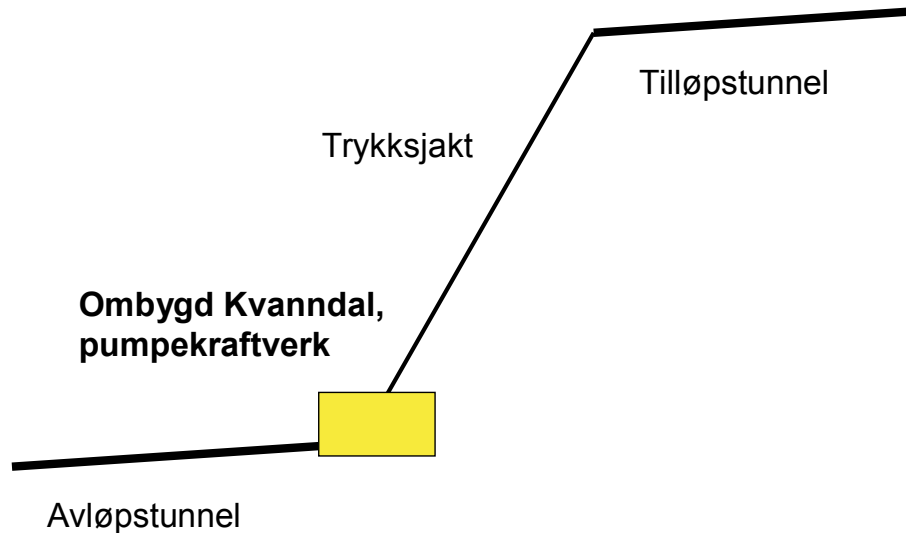
Et nytt pumpeturbinhjul settes inn i eksisterende turbinhus i Kvanndal. Hjulet blir designet med utgangspunkt i dimensjonene til turbinen. Ledeskoene må også tilpasses det nye løpehjulet. Med dette som utgangspunkt blir pumpekarakteristikken som i Figur 4.1 under, basert på teorien i kapittel 2.



Figur 4.1 Pumpekarakteristikk for turbin bygd om til pumpeturbin. N=1000 rpm.

For å løfte ønsket vannmengde opp til Sandvatn må turtallet økes i forhold til turtallet i dagens turbin. Dette krever en ombygging av generator. En løsning for å få pumpen kavitasjonsfri er å bygge en pumpe nedstrøms pumpeturbinen, som sørger for den nødvendige dykkingen. Eksisterende løpehjul i Kvanndal er dykket mellom 5 og 15 meter, noe som er langt fra tilstrekkelig dykking for et pumpeturbinhjul. Beregnet nødvendig dykking er 55 meter for pumpeturbin innsatt i eksisterende turbinhus, og en pumpe mot kavitasjon må sørge for å øke trykket med minst 40 meter. En slik pumpe krever omfattende arbeider ved avløpet til turbinen i Kvanndal, og antatt effekt er omtrent 6,5 MW. Pumpen vil gi et betydelig tap av energi, antatt 12 % økt energibruk ved pumpedrift, og vil derfor redusere lønnsomheten betraktelig. Det er antagelig eneste løsning for å unngå kavitasjon ved pumpedrift.

Beregnete verdier for reaksjonsgrad og trykktall er ikke innenfor anbefalt intervall som oppgitt i Tabell 3.2 i kapittelet om teori, men det antas at det likevel er mulig å oppnå tilfredsstillende virkningsgrader med en pumpeturbin i eksisterende turbinhus. Se vedlegg B: DimensjoneringB for beregning av pumpekarakteristikk og samt beregning av pumpeturbinhulets behov for dykking.



Figur 4.2 Skisse over Kvanndal ombygd til pumpekraftverk.

Alternativet gir økt energiproduksjon i Suldal 2. Økningen er begrenset til mer drift i sommerhalvåret, fordi turbinen i Kvanndal ikke vil få noen økt slukeevne. Tilgjengelig vannmengde vinterstid i Kvanndalsfoss vil fortsatt være et døgn full produksjon fra Kvanndal, noe som tilsvarer et halvt døgn produksjon i Suldal 2. Virkningsgradskurven ved turbindrift vil gå noe ned, i oppgaven antatt 2 %, grunnet ombyggingen. Økt tilgang på vann i Sandvatnet og pumpekjøringen vil føre til en økt andel drift ved fullast for Kvanndal. Økt drift ved fullast i Suldal 2 er viktig for om alternativet er gjennomførbart, men kraftprisen i sommerhalvåret er forventet til ikke å være like god som om vannet kunne brukes vinterstid, se Figur 6.2 for prognose på fremtidig kraftpriser over året.

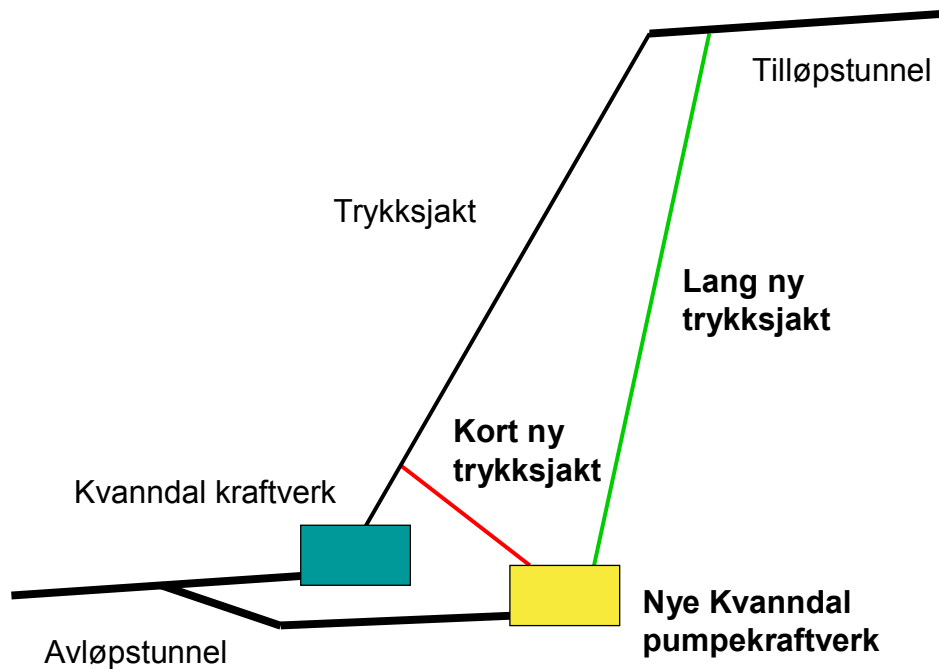
Dette alternativet vil føre til lang nedetid for Kvanndal, antatt til ett år. En detaljert oversikt over utbyggingskostnadene blir presentert i kapittel 6.

## 4.2 Alternativ B: Ny pumpeturbin

Nytt pumpekraftaggregat må i ny stasjonshall, og dagens turbin i Kvanndal beholdes som den er. Det er to mulige måter å koble seg inn på eksisterende vannvei, som vist i Figur 4.3;

1. med ny trykksjakt opp til tilløpstunnelen
2. på trykksjakten nært Kvanndal

De to mulighetene gir forskjellig investeringskostnad og nedetid. Å koble seg på trykksjakten er vesentlig mer komplisert enn å koble seg på tilløpstunnelen. Ved å sprengre eller bore en kort trykksjakt inntil dagens trykksjakt, unngår man å bore en ny lang trykksjakt. Det må sveises på en ”bukseløsning” der trykksjakten deles i to. Denne kan prefabrikeres som vil gi en raskere montering og begrense nedetiden. Fordi det i perioder blir en større vannstrøm i vannveiene når begge turbinene går for full produksjon vil dette alternativet føre til større og kostbare falltap. Selve koblingen er også kostbar og vil antatt kreve tre måneder nedetid.



Figur 4.3 To alternativer for tilkobling på vannveien til Kvanndal.

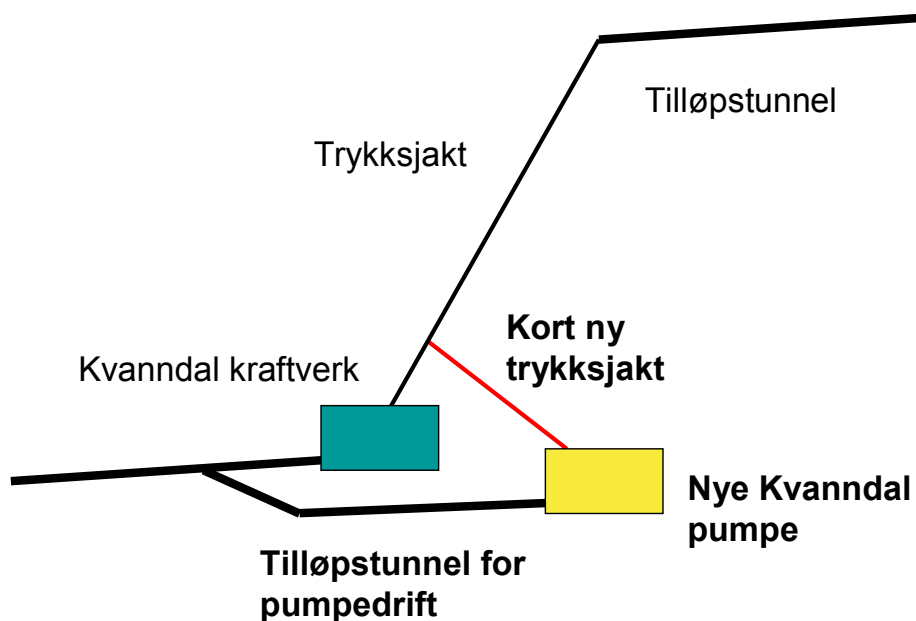
Alternativet for en tilkobling på trykksjakten, er å koble på selve tilløpstunnelen med en ny trykksjakt. Dette alternativet gir en dyr investering, men reduserer nedetiden til Kvanndal i anleggsperioden og gir mindre falltap, som kan gjøre alternativet til det mest gunstige. Å bore ut en ny trykksjakt er kostbart, men en reduksjon av tapene i vannveien kan gi god økonomi for alternativet. Kvanndal får en antatt nedetid på en måned når man kobler seg på tilløpstunnelen. Hva som er mest lønnsomt vil bli diskutert i kapittel 6.

Pumpeturbinhjulet kan i et nytt kraftverk designes bedre enn ved en ombygning av det eksisterende kraftverket. Dette vil føre til bedre utnyttelse av vannressursene. At Kvanndal kraftverk får økt slukeevne er meget positivt for Suldal 2, som dermed får høyere brukstid. Aggregatene i Suldal 2 vil kunne kjøres oftere, også vinterstid, og det er perioden med antatt best pris, se Figur 6.2 for prisprognose.

### 4.3 Alternativ C: Ny pumpe

Om man vil beholde dagens gode turbinaggregat i Kvanndal kan en pumpe koblet parallelt på eksisterende trykksjakt være en rimeligere løsning enn å utvide med et pumpekraftverk. Denne vil kunne designes med lavest mulig driftstap. En pumpe vil gi tilsvarende effekter som ved en ombygning av Kvanndal, men uten at man får redusert virkningsgradskurven ved turbindrift. Nedetiden for kraftverket vil bli betraktelig kortere enn hvis man bygger om. Kvanndal må kjøres med høyere andel fullast for å ta unna den tilførte vannmengden.

#### 4 Pumpedrift i Kvanndal



Figur 4.4 Skisse over pumpe i knyttet på vannveien til Kvanndal.

En pumpe krever en egen pumpehall i fjellet, plassert nært Kvanndal. Tilkobling på eksisterende trykksjakt innebærer montasje av en forgrening som gir antatt 3 måneder nedetid for Kvanndal, og en betydelig investeringskostnad. Se Figur 4.4.

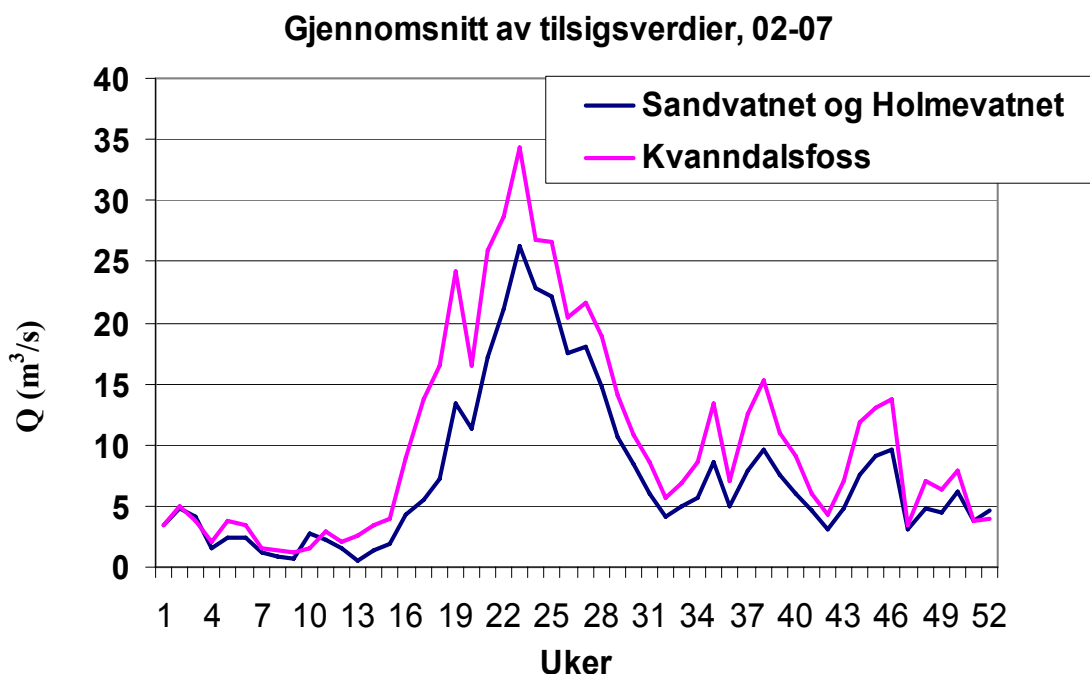
Dette alternativet vil, som alternative A, gi økt produksjon i Suldal 2 i perioder med lite tilsig og ledig produksjonskapasitet i Kvanndal. Økt vinterproduksjon i Suldal 2 blir det ikke uten økt slukeevne i Kvanndal. Se kapittel 6 for lønnsomhetsberegning.

## 5 Hydrologi

Flomvann i Kvanndalsfoss er grunnlaget for pumpedrift i Kvanndal. Reduseres flomtapet, har man økt mengde vann til å drifte aggregatene i både Kvanndal og Suldal 2, som er essensielt for økonomien i en utvidelse.

De forskjellige alternativene til pumpedrift i Kvanndal i kapittel 4 dimensjoneres etter forskjellige kriterier. En pumpe i parallell med dagens turbin vil begrenses av Kvanndals kapasitet til å øke driftstiden. Det gir ingen mening å pumpe opp vann til Sandvatn om ikke Kvanndal har mulighet til å bruke den økte vannmengden. Det er dårlig økonomi å pumpe vann opp i Sandvatnet om dette fører til overløp der på et senere tidspunkt. Vannet må lagres til perioder med lite tilsig til Suldal 2, ellers vil flommen kun flyttes fra et tidspunkt til et annet.

En pumpeturbin vil derimot begrenses av flomvannet i Kvanndalsfoss. I et normalår er overløpet såpass at effekten til en ny pumpeturbin bestemmes av den ledige effekten i Suldal 2. Det er, i et normalår, ofte ledig kapasitet, se Figur 5.6. Sandvatnet har en magasinkapasitet på 66 mill. m<sup>3</sup>, og vil ved pumping kunne fylles på drøyt 7 uker om pumpedriften dimensjoneres til å løfte 15 m<sup>3</sup>/s. Etter samtaler med Olav Martin Skaar er pumpepotensialet definert som 25 GWh per år. Dette tilsvarer nesten 4 uker full pumpedrift, eller 12 uker med 8 timer pumping nattetid, i en ny pumpeturbin. Ifølge Agnes Oppistov vil dette gi et økt energimengde på 40 GWh i Suldal 2. Totalt vil 33,75 mill. m<sup>3</sup> med mer vann passere gjennom kraftverkene, som er nesten 4 uker full pumpedrift med 15 m<sup>3</sup>/s i Kvanndal. Se kapittel 7 for diskusjon rundt potensialet for ny energi til alternativene.



Figur 5.1 Tilsigsverdier, Vannføring(m<sup>3</sup>/s) i snitt per uke, fra 2002 til 2007, basert på tilsigsdata fra Hydro.



Ved å ta vare på flomvannet blir det tilgjengelig vann som er tilstrekkelig til å øke produksjonen i Suldal 2 med 4 fulle uker vinterstid. Denne muligheten har man kun om Kvanndal får økt slukeevne.

Kvanndalsfoss har et uregulert middeltilsig på 291,6 mill. m<sup>3</sup> per år, og tilsiget varierer hurtig. Av dette tilsiget utgjør sommertilsiget hele 248,0 mill. m<sup>3</sup> (Skaar, 2008). Med tilsigsdata de siste 6 årene som vist i Figur 5.1, blir gjennomsnittlig årlig tilsig på 324,4 mill. m<sup>3</sup> til Kvanndalsfoss, inkludert bekkeinntak. Se Vedlegg A.

På grunn av det skjeve forholdet mellom sommer- og vintertilsig til Kvanndalsfoss, blir Kvanndal ofte stående stille i sommermånedene, se Figur 5.5. Med en magasinkapasitet på kun 1,6 mill. m<sup>3</sup>, må Suldal 2 raskt kunne endre produksjonen ettersom tilløpet endres i Kvanndalsfoss. Kvanndal endrer også sin produksjon for å dempe forandringene i tilløpet, slik at Suldal 2 sikres jevn produksjon.

Suldal 2 har 31m<sup>3</sup>/s som maksimal vannføring, fordelt på 2 aggregater (side 57 i Storækre, 1991). På vinteren får aggregatene 15 m<sup>3</sup>/s fra Kvanndal, som bare holder til å produsere i ett aggregat. På sommeren derimot, er tilsiget fra Kvanndalen ned til magasinet i Kvanndalsfoss samt bekkeinntakene på tunnelsystemet fra Bleskestadåna til tider så stor at dette alene er mer enn nok til å drifte begge aggregatene i Suldal 2, som vist i Figur 5.1 gir selv 6 års gjennomsnittsverdier større tilsig i noen uker enn Suldal 2 kan svelge unna. Med pumpeulighet i Kvanndal kan vann som normalt går til overløp lagres i Sandvatnet. Om slukeevnen i Kvanndal økes er det mulig å produsere mer fleksibelt i Suldal 2.

### 5.1 Tilsigsscenarioer

I et normalår vil det være mulig å pumpe 25 GWh årlig. For å teste sensitiviteten til lønnsomheten for prosjektene blir tre mulige scenarier testet; et vått scenario og et tørt scenario samt et scenario for normalåret. Normalåret treffer som kjent sjelden inn, enten blir det våtere eller tørrere. Dette kan føre til at selv om våttår-scenarioet slår inn, med et høyere snitt-tilsig enn opplevd til nå, kan det hende at for år med stort tilsig gir mye vann på kort tid en for stor flom for pumpekapasiteten, slik at det blir flom. Og motsatt; selv om snitt-tilsiget de neste årene blir høyt er det mulig at noen år er det voldsom flom mens andre år blir det en meget beskjeden flom.

**Tabell 5.1 Scenarier for tilgjengelig flomvann i Kvanndalsfoss.**

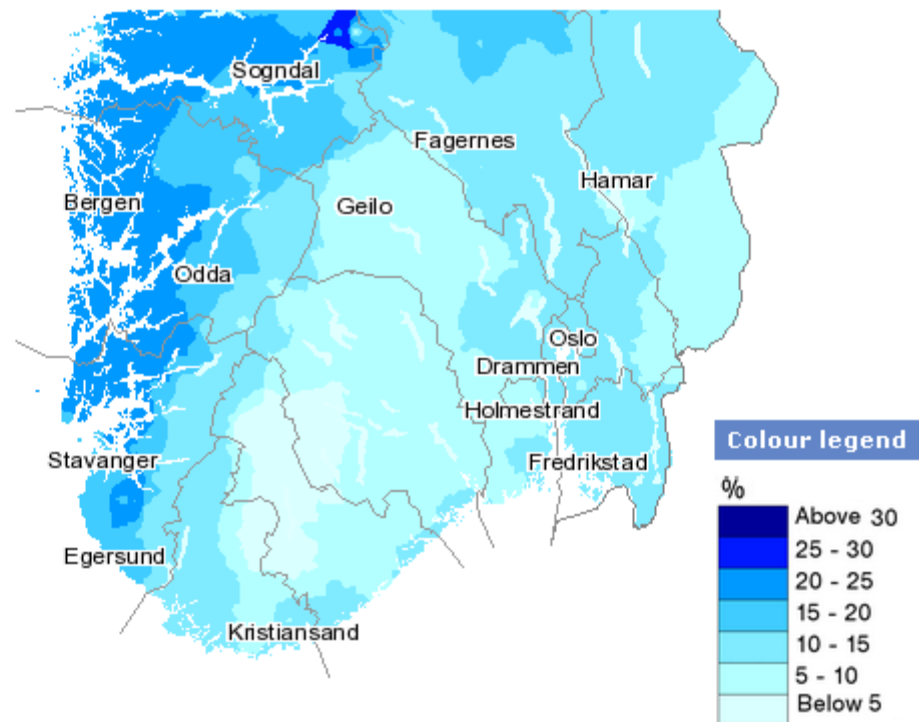
<b>Normalår:</b>	25 GWh
<b>Våtår:</b>	30 GWh
<b>Tørrår:</b>	20 GWh

I FN's klimapanelers rapport Assessment Report 4 (AR4) (Alcamo, et.al, 2007) blir det, som en konsekvens av global menneskeskapt oppvarming, spådd varmere og våtere vær i fremtiden for fjelltraktene i Norge, og dette vil gi mer vann til Kvanndalsfoss. De har også meldt om økt flomhyppighet, og større sjans for vinterflom, og med disse fremtidsutsiktene vil større fleksibilitet i vannkraftsystemet være til stor fordel for samfunnet, og gi mulighet til økt økonomisk gevinst. Man vil kunne oppleve en reduksjon i energibruk vinterstid, men effektbehovet den kaldeste vinterdagen vil ikke minke og må fortsatt kunne dekkes. Samtidig vil økte temperaturer sommerstid kunne bidra til et økt kjølebehov i Norden. Ifølge rapporten

”Betydningen for Norden av 2 grader global oppvarming”, bestilt av Klimagruppen under Nordisk Ministerråd (2008), vil energiforbruket over året ikke endres nevneverdig av en klimaendring, her vil man sannsynligvis oppleve større endringer basert på trender i folks forbruksmønster. Et eksempel på en trend som kan bidra til et vesentlig nytt kraftforbruk er om man i fremtiden kjører mer elbil. Det er ventet at klimaendringene derimot vil føre til endringer i sesongforbruket.

Vinterstormer vil forekomme i større grad, ifølge FNs klimapanel. Dermed vil flomvannet i våtåret i Tabell 5.1 kunne være et realistisk estimat på gjennomsnittlig tilgjengelig vann for pumping.

### Percent change in normal annual precipitation from 1961-1990 to 2071-2100



[Theme from NVE\\_met.no](http://Theme from NVE_met.no)

Presented on seNorge.no

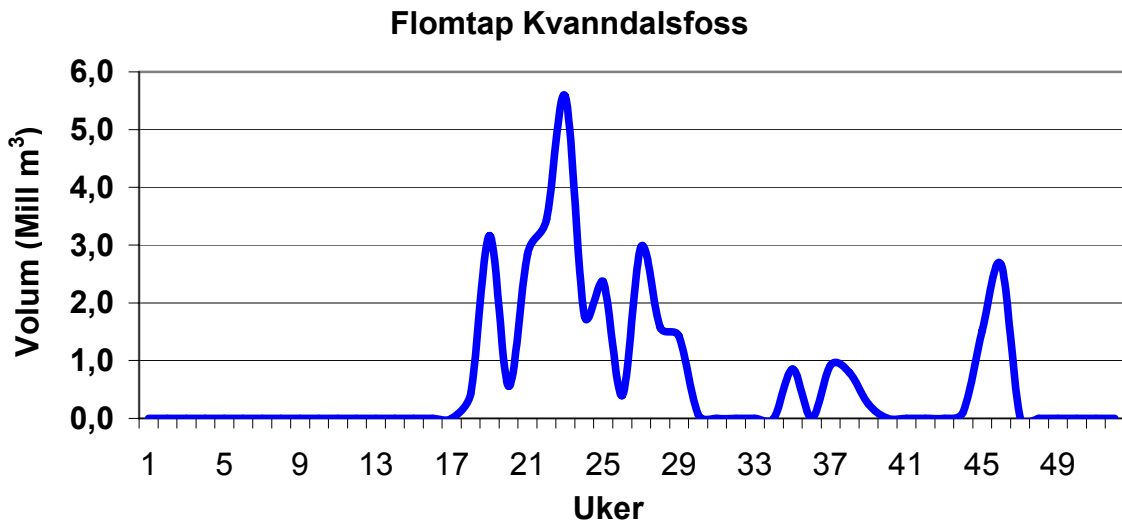
**Figur 5.2** Fremtidsscenario om endringer i nedbør over Sør-Norge, klippet fra SeNorge.no. Kvanndalen vil oppleve 10-15 % økning i nedbør i forhold til siste 30-års normalen.

Tilsigsverdier for Kvanndal de siste 6 årene har blitt sammenlignet med snittproduksjonen de samme årene. Som beregninger viser, se Vedlegg D, har det de siste seks årene vært i snitt en årlig flom på mer enn 33 millioner m<sup>3</sup>, som tilsvarer en produksjon i Suldal 2 på omtrent 40 GWh, eller en produksjon i Kvanndal på oppunder 25 GWh. Se Figur 5.3 for flomtøpet.

## 5.2 Muligheter for økt produksjon

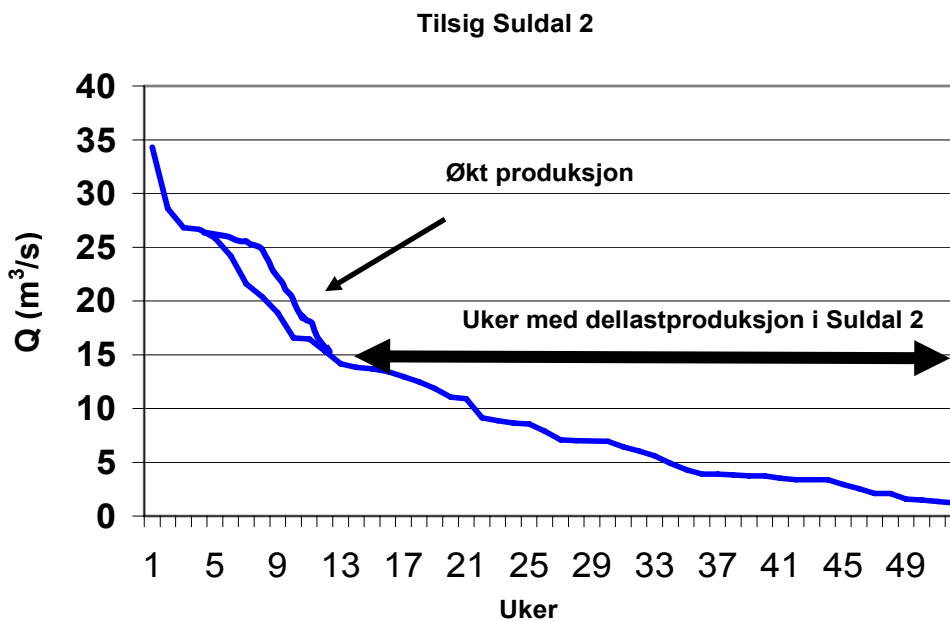
I våtår vil magasinet til Kvanndal, Sandvatnet, oppleve økt tilsig slik at det ikke er plass til mer vann. Med økt slukeevne i Kvanndal er man bedre rustet til å utnytte større flommengder; man kan raskere frigjøre kapasitet i Sandvatnet og gi Suldal 2 større produksjon også vinterstid. Etter samtaler med Agnes Oppistov i Hydro er det klart at en stor flom vil fylle

Sandvatnet relativt raskt. Uten større slukeevne i Kvanndal er det mulig at eksisterende turbin får problemer med å få produsert energi av den økte vannmengden, fordi maksimal brukstid er nådd.



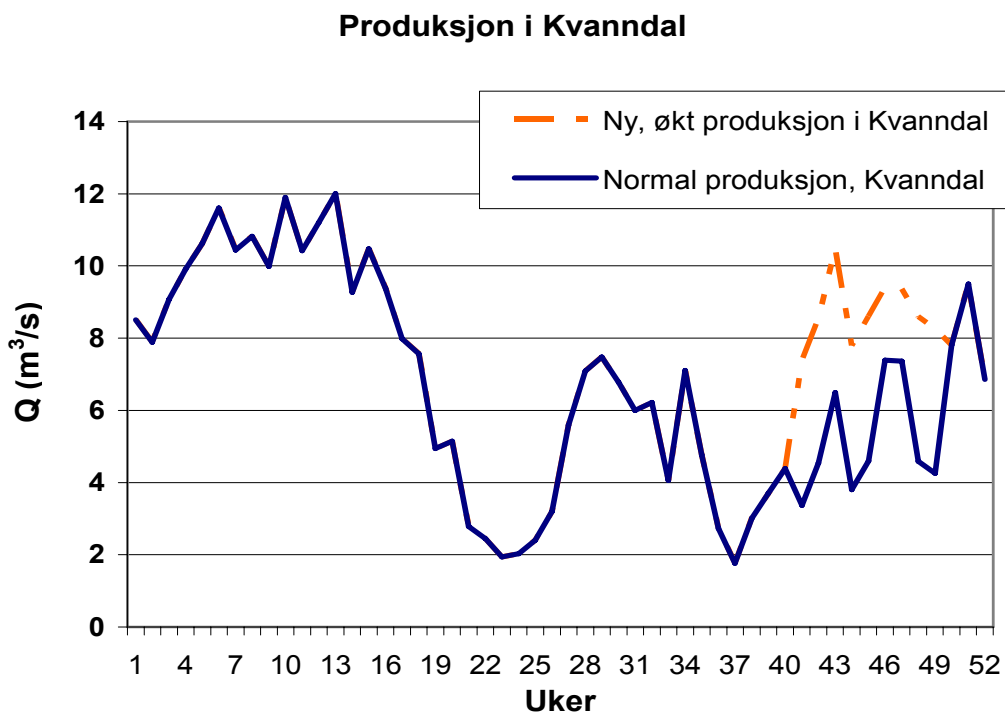
Figur 5.3 Flomtap i Kvanndalsfoss, basert på verdier fra årene 2002 til 2007. Data fra Hydro.

Med eksisterende varighetskurve for Suldal 2, se Figur 5.4 under, kan flomvann pumpes opp og brukes for å øke andel timer med fullast. Kurven ”flyttes” mot høyre, arealet under kurven øker og man får produsere mer energi.



Figur 5.4 Gjennomsnittlig tilsig til Suldal 2 fra årene 2002-2007. Med kurve som viser hvordan flomvannet vil heve tilsigskurven. Vannføring(m<sup>3</sup>/s) snittet per uke, rangert fra største til minste tilsig.

For alle uker med tilsig mindre en  $16 \text{ m}^3/\text{s}$  vil Suldal 2 produsere på dellast, selv med maksimal produksjon fra Kvanndal. Økes slukeevnen til Kvanndal kan det også i noen av disse ukene produseres for fullt i Suldal 2.

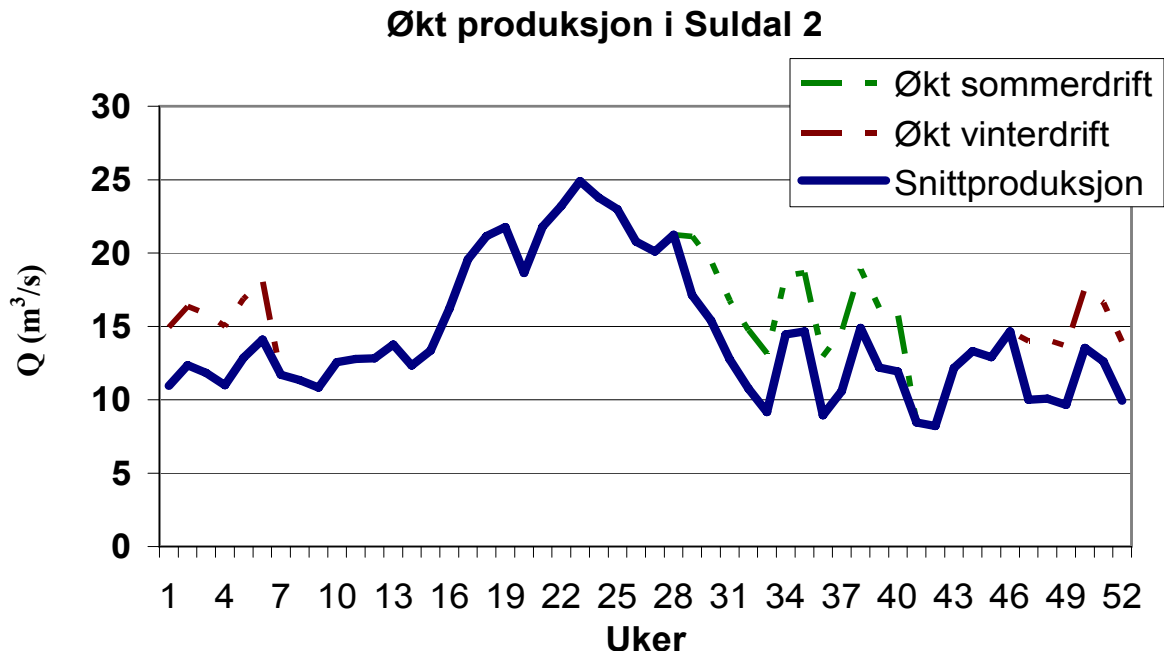


Figur 5.5 Snittproduksjon i Kvanndal siste 6 år, med forslag til økt høstproduksjon. Vannføring ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) i gjennomsnitt per uke.

Figur 5.5 viser snittproduksjonen de siste 6 årene, som viser at Kvanndal:

- produserer på fullast om vinteren
- står stort sett stille om sommeren
- har varierende produksjon på høsten, bestemt av tilsiget til Suldal 2.

Om Kvanndal får økt slukeevne, kan flomvannet legges på grafen der det er ønskelig, enten det er på vinteren eller sommeren. Dersom Kvanndal beholder dagens slukeevne, vil flomvannet kunne brukes for å gi økt fullast kjøring i Suldal 2 i sommerhalvåret, som vist i Figur 5.6. Uten økt slukeevne i Kvanndal viser Figur 5.5 mulig produksjonsøkning for kraftverket.



Figur 5.6 Produksjon i Suldal 2 over året, med alternativer for økt produksjon. Vannføring(m<sup>3</sup>/s) i gjennomsnitt per uke.

I et normalår, slik som vist i Figur 5.6, finnes det mange muligheter å øke produksjonen i Suldal 2. Med økt slukeevne i Kvanndal vil det være mulig å øke produksjonen i Suldal på vinteren, når prisene normalt er høyere. Med en ny pumpe eller Kvanndal bygd om til pumpeturbin vil alternativet for sommerdrift i figuren over beskrive den økte produksjonen i Suldal 2.

Økt slukeevne i Kvanndal gir mulighet i å utnytte både flom på våren og høsten. Vårflommen vil normalt kunne lagres i Sandvatnet, og dersom prisene og forholdene ellers ligger til rette for det, kan man øke sommerdriften. Om høsten vil det igjen være plass i Sandvatnet og man kan pumpe opp høstflommen. Lønnsomheten til en utvidelse øker med mengden vann som pumpes til magasinet, se Figur 7.4 og diskusjon om muligheten til å endre driftsmønsteret i Suldal 2 i kapittel 7.

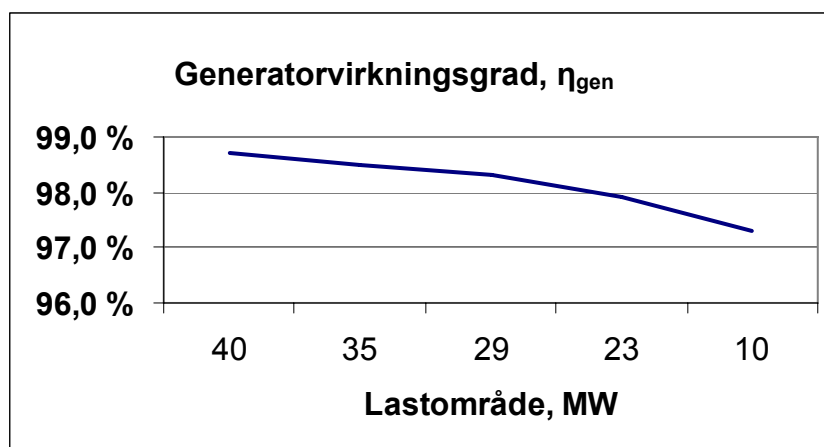
## 6 Beregningsgrunnlag

For å velge hvilken av løsningene som gir best utnyttelse av flommen i Kvanndalsfoss er det lagt vekt på et godt beregningsgrunnlag, som består av flere elementer. Kostnadene for en større investering må forventes å bli høye. Fremtidige kraftpriser, og da spesielt døgn- og sesongforskjeller i kraftprisen, vil i stor grad bestemme lønnsomheten til et pumpekraftverk. Større kapasitet i overføringsnettet mot Europa gir muligheter for varierende timepriser for kraftprodusenter med fleksibilitet i produksjonsmønsteret over døgnet, og over året.

Kostnader for nedetiden til Kvanndal i forbindelse med en ombygging eller utvidelse tas med i beregningen, og blir presentert i dette kapitlet. Det gjør også kostnaden ved kjøp av energi til pumpedriften, og den regnes som tilstrekkelig til å dekke årlige driftsutgifter. Det er valgt å utelate nye driftsutgifter av en utvidelse fra nåverdiberegningen.

Det er ikke utarbeidet noen tidsplan for utbygging, men det antas at byggestart ikke kan skje før tidligst i 2010, og stå klart til pumpedrift tidligst i 2012, avhengig av hvilken utvidelse som gjennomføres.

For å finne totalvirkningsgrad for turbinanlegget ligger følgende virkningsgrader for generator og transformator til grunn, for alle alternativene. Generators virkningsgrad varierer noe med effektuttaket, som vist i Figur 6.1.



Figur 6.1 Generatorvirkningsgrad som funksjon av effektuttak, fra Rydning(2006).

For pumpedrift er tilsvarende verdier brukt, men siden det er antatt pumping kun ved bestpunkt blir verdien for motorvirkningsgrad som for generator ved bestpunkt. I pumpedrift brukes virkningsgrad for pumpe, se Tabell 6.1.

Tabell 6.1 Virkningsgrader for diverse komponenter brukt i oppgaven.

Transformatorvirkningsgrad, $\eta_{trafo}$ :	99,5 %
Virkningsgrad ved motordrift, $\eta_{motor}$ :	98,5 %
Virkningsgrad for pumpe, $\eta_{pumpe}$ :	90,0 %
Totalvirkningsgrad for Suldal 2, $\eta_{suldal}$ :	85,0 %

## 6 Beregningsgrunnlag

I tillegg er virkningsgrad for turbin, som varierer for hvert enkelt alternativ, samt virkningsgraden for vannveien, der falltapet inngår, med i beregningen av totalvirkningsgrad,  $\eta_{\text{anlegg}}$ :

$$\eta_{\text{anlegg}} = \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}} \cdot \eta_{\text{vannvei}} \cdot \eta_{\text{turb}} \quad [-] \quad (13)$$

I beregningene vil virkningsgraden for Kvanndal-anlegget variere fordi både vannveien, generatoren og turbinen har varierende virkningsgrad. Virkningsgraden for Suldal 2 anlegget blir holdt konstant uavhengig av utvidelsen i Kvanndal, som vist i Tabell 6.1.

**Tabell 6.2 Alternativenes forskjellige løsninger vil påvirke kostnadene.**

Alternativ	$\eta_{\text{turb}}$ , ved bestpunkt	Salgspris	Falltap
<b>A:</b>	92,5 %	Sommerpris	Uforandret
<b>B1:</b>	94,5 % / 93,5 %	Vinterpris	Noe økte
<b>B2:</b>	94,5 % / 93,5 %	Vinterpris	Økte
<b>C:</b>	94,5 %	Sommerpris	Uforandret

I Tabell 6.2 blir noen av forskjellene til alternativene presentert. Med denne informasjonen som bakgrunn blir alternativenes kostnader og inntektsmuligheter kartlagt. Se Vedlegg D for beregninger og kapittel 7 for resultater.

### 6.1 Fremtidens kraftpris

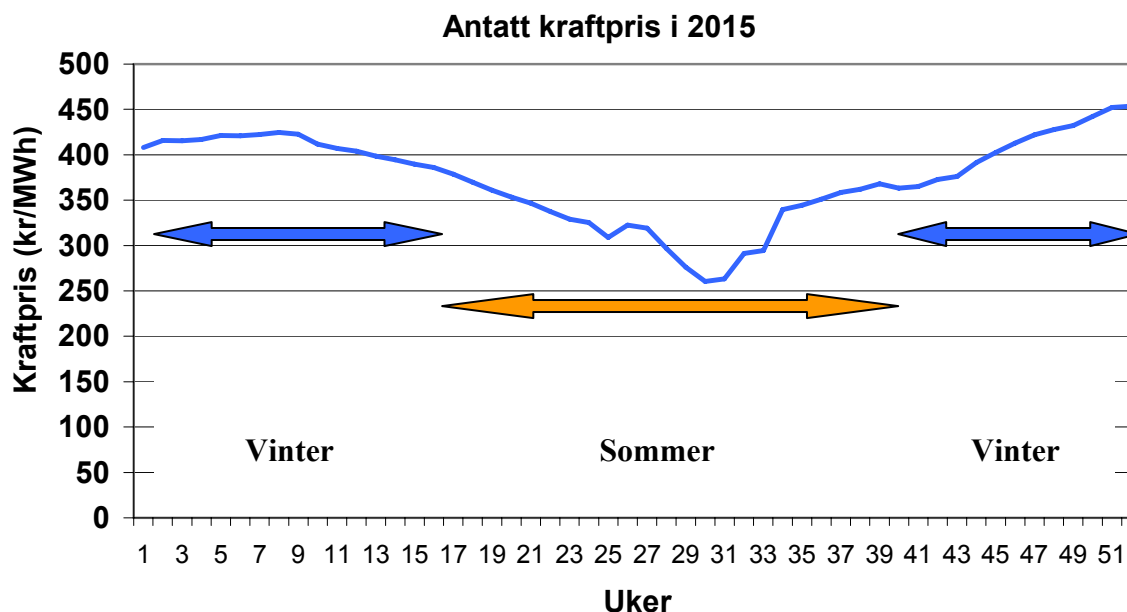
Med prisprognoser for 2015 fra Hydro som utgangspunkt har det blitt beregnet gjennomsnittspriser for hver uke. Dette er grunnlaget for lønnsomhetsberegningene. En snittpris for vinter og en for sommer, samt en snittpris for året er brukt i beregningene. Strøm produsert på vinteren gir en bedre pris enn om den samme mengden produseres om sommeren. Disse snittprisene finnes i Tabell 6.3 under, og periodene de representerer er som vist i Figur 6.2.

**Tabell 6.3 Snittpriser på kraft i 2015 for Sør-Norge.**

<b>Kraftpris for vinteren:</b>	<b>415,05 kr/MWh</b>
<b>Kraftpris for sommeren:</b>	<b>334,94 kr/MWh</b>
<b>Gjennomsnittspris over året:</b>	<b>378,08 kr/MWh</b>
<b>Døgnvariasjon i kraftprisen:</b>	<b>±15,00 kr/MWh</b>

Vinterprisen er de 16 første og 12 siste ukene i året, sommerprisen baseres på de 24 midtre ukene, som vist i Figur 6.2.

En utbygging må forsvares økonomisk ved å pumpe ved lave priser og produsere ved høyere priser. Data bak prisprognosen for 2015 er fra Hydro, se Figur 6.2, og har 30 kr/MWh som et konservativt anslag over forskjellen i minimums- og maksimumspris over døgnet.



Figur 6.2 Kraftpris 2015 med oversikt over prisperioder brukt i oppgaven.

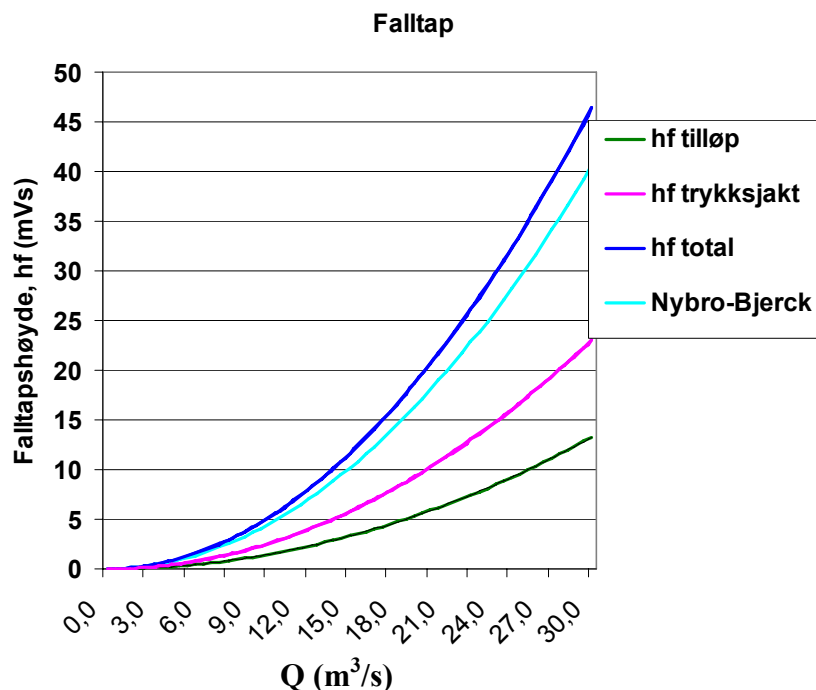
For en ombygd Kvanndal kraftstasjon, eller om Kvanndal utvides med en pumpe, er den økte energiproduksjonen gitt en snittpris som sommerprisen, med et tillegg for dagspris på 15 kr/MWh. For alternativet med nytt pumpekraftverk i parallell med Kvanndal er den nye energiproduksjonen gitt en snittpris som vinterprisen pluss et tillegg på 15 kr/MWh. Alle alternativene vil pumpe vann i perioder med lav pris, og det antas at pumpingen vil foregå på natten da forbruket og prisen normalt er lavest. Prisen for pumping brukt i oppgaven er sommerprisen fra Tabell 6.3, fratrukket 15 kr/MWh for å simulere døgnvariasjonen i kraftprisen. Se Vedlegg D for regneark med beregninger. Usikkerhet i kraftprisens nivå og oppførsel i fremtiden omtales og diskuteres nærmere i kapittel 7.

## 6.2 Falltapsberegning

De siste gjennomførte falltapsmålinger for Kvanndal er fra 1988 og ble utført av Nybro-Bjerck. Det vil, om det foretas større endringer i vannveien, ikke være korrekt å bruke målingen direkte for en ny pumpeturbin. Alternativ B med nytt pumpekraftverk i parallell med Kvanndal, vil i turbindrift kunne føre til økte vannmengder i vannveien. Det krever ny beregning av falltap. Nedstrøms Kvanndal brukes verdiene fra falltapsmålingen.

Falltapsmålingen er sammenlignet med falltapsverdier for tilløpstunnel og trykksjakt, regnet ut på bakgrunn av teorien i kapittel 3.2 og vist i figuren under. De beregnede verdiene er tilfredsstillende i forhold til målte verdier, og har blitt brukt til å beregne falltapedet ved økt vannføring i eksisterende vannvei, samt ved økt vannføring med drift fordelt på to trykksjakter. Se Vedlegg C for oversikt over beregninger av falltapedet.





Figur 6.3 Falltap i vannveien til Kvanndal, som funksjon av vannføringen. Beregnede verdier blir sammenlignet mot målt verdi. Se Vedlegg C.

### 6.3 Kostnad knyttet til nedetiden

Nedetid i Kvanndal må reduseres eller unngås i størst mulig grad. Nedetiden for alternativene som vist i Tabell 6.4 er antatt etter samtaler med Olav Martin Skaar. For alternativ A krever en ombygging av eksisterende kraftverk et års nedetid. For de andre alternativene vil det kun være snakk om noen måneders nedetid, og det er antatt at Kvanndal kan stå stille i to sommermåned uten kostnad. Nedetidskostnadene finnes i også i Tabell 6.4 under.

Tabell 6.4 Oversikt over nedetider med tilhørende kostnader ved en utvidelse av Kvanndal. Se også Vedlegg D.

<b>En måned, i sommerhalvåret:</b>		4 mill kr
<b>Ett år:</b>		58 mill kr
<b>Alternativ:</b>	<b>Nedetid Kvanndal, med kostnad:</b>	
<b>A:</b>	1 år:	58 mill kr
<b>B1:</b>	1 måned:	-
<b>B2:</b>	3 måneder:	4 mill kr
<b>C:</b>	3 måneder:	4 mill kr

For alternativene B og C er det nødvendig med omfattende sprengningsarbeider i forbindelse med bygging av fjellhall. Det er antatt at sprengning av kraftstasjon og nye vannveier kan foregå parallelt med drift av Kvanndal, men dette må opp til en grundigere vurdering. Sprengningsrystelser kan forårsake ødeleggelser slik at arbeidene må planlegges etter hva eksisterende utstyr tåler.

## 6 Beregningsgrunnlag

Det antas i oppgaven at det kun er større arbeider; som å koble på trafo og koblingsanlegg samt selve tilkoblingen på de eksisterende vannveiene, som krever produksjonsstans i Kvanndal. Ved en stans i Kvanndal er det etter samtale med Agnes Oppistov klart at vann kan tappes forbi, slik at produksjonen i Suldal 2 kan gå som normalt.

### 6.4 Investeringskostnader

Investeringskostnadene for en ombygning eller utvidelse av Kvanndal er i hovedsak basert på NVEs kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg (2005), utarbeidet av SWECO Grøner. Verdiene fra to prosjekter i Hydro, utført av Norconsult, har blitt brukt som grunnlag for en sammenligning, slik at kostnadsbildet er antatt å være i riktig. Forskjellen i investering mellom de alternative løsningene er, etter samtale med Leif Alm-Paulsen i Hydros prosjektavdeling, funnet som sannsynlige. Kostnadene, som alle var oppgitt for 1. januar 2007, er oppjustert til 1. januar 2008 med 8,7 % basert på byggekostnadsindeksen for veganlegg fra Statistisk Sentralbyrå. Det er antatt at kostnadsøkningen for veganlegg i det siste året kan representere tilsvarende kostnadsøkning for vannkraftanlegg. Se Vedlegg E for regneark med kostnadsgrunnlaget.

Investeringskostnadene er delt inn i følgende kategorier:

- Bygg
- Elektro
- Mekanisk
- Ikke fysiske kostnader

Ikke-fysiske kostnader er kostnader til prosjektering og ledelse i byggeperioden, som vist i Tabell 6.5. Det er antatt en kostnad på 7 % av de fysiske kostnadene.

Fordi alternativene utnytter deler av den eksisterende kraftstasjonen forskjellig, varierer kostnadene for alternativene mye. Felles for utvidelsene er kostnader som blant annet:

- Hjelpeanlegg
- Kontrollanlegg
- Turbinhjul/pumpehjul

For alle kostnadene at frakt til Kvanndal og montasje er inkludert i prisene slik den er oppgitt, dersom ikke annet er kommentert. Og alle alternativene har uspesifiserte kostnader knyttet til investeringskostnaden, med 10 % lagt til byggekostnadene og 5 % lagt til elektro- og maskinkostnadene. Dette er kostnader som vil detaljprosjekteres senere i utbyggingsfasen.

#### 6.4.1 Bygg

Inkludert i byggekostnadene for kraftstasjon og trykksjakter er sikring og anleggsventilasjon, samt opprigging og nedrigging og drift. Deponi av utsprengt masse antas å kunne plasseres som tipper i terrenget langs veien til Kvanndal, og er også inkludert i kostnadstallene. Det antas at fjellet rundt Kvanndal er solid og tåler utvidelsene, men her må det hentes inn ekspertise innen geologi, for å være sikker på å unngå ras både under arbeidet og under drift.

## 6 Beregningsgrunnlag

I overgangen mellom tilløpstunnel og trykksjakt trengs det en innsnevring av vannveien som på fagspråket kalles konus. Den blir normalt utført i betong, og skal gi en gradvis overgang i tverrsnittsareal på vannveien slik at det unngås uheldige strømningsforhold.

Med ny kraftstasjon inkluderes også ventilasjon, belysning og innredning av kontrollrom. Utstyr som avfukter til turbinrommet er også inkludert i posten. Se Vedlegg E.

Veien opp til Kvanndal må rustes noe opp for at det nye utstyret kan komme sikkert på plass, og det er antatt lik sum uavhengig av hvilket utvidelsesalternativ som velges.

### 6.4.2 Elektro

Det trengs et hjelpeanlegg for å forsyne kraftstasjonen med elektrisk kraft, inkludert reservekraft som normalt er dieselaggregat og et batterianlegg. Det inngår også brannvarsling og slukningsutstyr, samt utstyr som sørger for kommunikasjon fra stasjonen til driftssentral.

Kontrollanlegg innbefatter pumper for kjølevann, skjermesystem for lokal styring, og et system for fjernkontroll og kontroll for bryterfelt. Kostnadene for kontrollanlegg varierer mye etter anleggets type og størrelse på installasjon. Pumpekraftverk krever en vesentlig mer kostbar løsning enn for kun pumpealternativet.

Det antas for alle alternativene at det ikke er behov for nye overføringslinjer inn til koplingsanlegget utenfor adkomsttunnelen til Kvanndal. Alle alternativene vil få og eventuelt levere strøm til nettet via eksisterende koplingsanlegg. Det antas også at det er ledig overføringskapasitet i nettet til både pumpedrift og levering av den ekstra energimengden.

### 6.4.3 Mekanisk

Maskinkostnadene presentert under har følgende inkludert:

- Frakt
- Reservedeler
- Montasje og ferdigstilling, inkludert sjauere og teknisk service

Alle alternativene har utgifter knyttet til et pumpeturbinhjul eller et pumpehjul, med ytelse i pumpedrift på 50 MW. Kostnadene knyttet til hjulet vil variere for alle alternativene, se oversikt over kostnadene i Tabell 6.5. Posten for turbin inkluderer kostnad til innløpsventil, samt turbinstyring.

### 6.4.4 Ikke-fysiske kostnader

Etter at de fysiske kostnadene er summert opp, legges de ikke-fysiske utgiftene til investeringskostnaden. Dette er blant annet utgifter til prosjektering og konsulenttenester, ledelse under bygging og HMS på byggeplassen. Det er i oppgaven antatt et fast prosent-tillegg av de fysiske kostnadene, likt for alle alternativene.

Basisestimert er summen av de fysiske og ikke-fysiske kostnadene, og blir tillagt uforutsette utgifter på 25 %, som dermed gir Facility cost.

Det er ikke tatt hensyn til grunneierkompensasjon i oppgaven, og det er heller ikke fokusert på eventuelle konflikter med friluftslivsinteresser. Det er antatt en million kroner for reservedeler til det elektrotekniske utstyret, men ellers er byggherrekostnader blitt sett bort

## 6 Beregningsgrunnlag

ifra i oppgaven. Ved grundigere planlegging av en utvidelse må anleggskraft samt oppfølging under bygging også tas med.

Dette gir utvidelsens forventet kostnad. Med finansieringskostnader menes renteutgifter og eskaleringskostnader i prosjektperioden, da alle oppgitte kostnader er knyttet til 1.januar 2008. Det er antatt at disse kostnadene blir 7 % av forventet kostnad. Kostnadene vil komme over tid, med de største utgiftene i byggetiden. En tidsplan over utvidelsen vil gi en bedre kontroll på finansieringskostnadene, og må være med i neste fase av arbeidet med en utvidelse.

I sum gir dette prosjektkostnad som blir brukt i nåverdiberegningen, og presentert i Tabell 6.5.

**Tabell 6.5 Prosjektkostnader i NOK for alternativene, se Vedlegg E for mer detaljert oversikt.**

	<b>A: Ombygd</b>	<b>B1: Pumpekraftverk</b>	<b>B2: Pumpekraftverk</b>	<b>C: Pumpe</b>
<b>Bygg</b>	1 004 388	51 150 924	39 996 703	38 310 228
<b>Elektro</b>	23 304 023	42 664 319	42 664 319	30 851 407
<b>Mekanisk</b>	25 902 109	44 622 162	44 622 162	43 144 217
<b>Fysiske kostnader</b>	<b>49 206 131</b>	<b>138 437 405</b>	<b>127 283 184</b>	<b>112 305 852</b>
<b>Ikke-fysiske kostnader, 7%</b>	3 444 429	9 690 618	8 909 823	7 861 410
<b>Basisestimat</b>	<b>52 650 561</b>	<b>148 128 023</b>	<b>136 193 007</b>	<b>120 167 262</b>
<b>Forventet tillegg, 25%</b>	13 162 640	37 032 006	34 048 252	30 041 815
<b>Byggherrekostnader</b>	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
<b>Forventet kostnad</b>	<b>66 813 201</b>	<b>186 160 029</b>	<b>171 241 259</b>	<b>151 209 077</b>
<b>Finanskostnader, 7%</b>	4 676 924	13 031 202	11 986 888	10 584 635
<b>Prosjektkostnad</b>	<b>71 490 125</b>	<b>199 191 231</b>	<b>183 228 147</b>	<b>161 793 712</b>

Detaljer om de fysiske kostnadene følger i de tre neste underkapitlene.

### 6.5 A: Ombygging til pumpe turbin

Med alternativ A vil virkningsgraden i turbindrift reduseres, som gir en årlig reduksjon i produksjonen i forhold til dagens produksjon. Det blir driftsutgifter knyttet til pumping av vannet, som også inkluderer utgift til å drive pumpen som forhindrer kavitasjon. Som vist i Tabell 6.6 blir det betydelige inntekter fra økt produksjon i Kvanndal og fra Suldal 2. Fordi pumpekraftverket ikke får økt slukeevne i forhold til eksisterende turbin i Kvanndal, vil den økte produksjonen komme i sommerhalvåret som gir antatt en noe lavere pris enn vinterhalvåret, som vist i Tabell 6.3. Nedetiden i Kvanndal blir lang og er antatt ett år, og dette preger investeringskostnaden til alternativet.

**Tabell 6.6 Årlige inntekter og kostnader for alternativ A, basert på 25 GWh flom.**

	<b>kr</b>
<b>Økt salgsinntekt i systemet:</b>	22 320 258
<b>Pumpekostnad:</b>	-10 492 421
<b>Produksjonstap:</b>	-1 186 260

## 6 Beregningsgrunnlag

Alternativ A benytter eksisterende kraftstasjon, som ble ferdigstilt i 1967. Alternativet fører til følgende endringer:

- ombygging av generator
- installasjon av nytt pumpeturbinhjul
- bygging av 6,5 MW pumpe mot kavitasjon
- nytt kontrollanlegg for pumpekraftverket

Eksisterende transformator vil brukes og antas i god stand. Kabelanlegg og koblingsanlegg antas å være i god stand slik at også dette kan brukes for det ombygde kraftverket.

Vannveien til kraftverket vil i stor grad forbli uforandret. Avløpet til turbinen vil etter en ombygging fungere som innløp ved pumpedrift, og her vil det være nødvendig med konstruksjonsarbeider slik at pumpen mot kavitasjon gir støtte ved pumpedrift, og står trygt avslått i undervannet ved turbindrift. Denne utgiften er inkludert i pumpeutgiften, se Tabell 6.7 under.

**Tabell 6.7 Investeringskostnader for å bygge om turbinen i Kvanndal til pumpeturbin.**

Fysiske kostnader Kostnadspost	Mengde	Enhet	Enhetspris kr	A: Ombygd	
				jan.05 kr	jan.08 kr
Vei Uspesifisert, 10 %	3500	m	200	700 000 70 000	
<b>Total Bygg</b>				<b>770 000</b>	<b>1 004 388</b>
Ombygget generator: Startutrustning og kompressor	1	stk		6 871 436	
Hjelpeanlegg Uspesifisert, 5 %	1	stk		5 000 000 7 172 223 952 183	
<b>Total Elektro</b>				<b>19 995 842</b>	<b>23 304 023</b>
Turbinhjul og ledeapparat Pumpe (kavitasjon) Uspesifisert, 5 %	50 6,5	MW MW	465 479 824 773	14 546 233 5 361 024 995 363	
<b>Total Maskin</b>				<b>20 902 620</b>	<b>25 902 109</b>
<b>Sum</b>					<b>49 206 131</b>

## 6.6 B: Nytt pumpekraftverk

Med nytt pumpekraftverk blir det også pumpeutgifter, samt noe høyere falltapsverdier og dermed tapt energi deler av året. Det gir inntekter fra økt produksjon i både Kvanndal 1 og 2 samt i Suldal 2, og prisen gitt denne produksjonen er antatt høyere enn prisen gitt for alternativene A og C. Inntekts- og kostnadsøkningene finnes i Tabell 6.8 under. Økte falltap fra den ordinære produksjonen gir tapt inntekt.

Avhengig av hvilken løsning man velger for å koble på vannveien; B1 eller B2, gir forskjellige investeringskostnader og forskjellige falltap samt forskjellige nedetider og dermed også nedetidskostnader.

**Tabell 6.8 Årlige inntekter og kostnader ved å bygge pumpekraftverk, basert på 25 GWh flom.  
Tall i NOK.**

	<b>Alt. B1</b>	<b>Alt. B2</b>
<b>Økt inntekt fra kraftverkene:</b>	26 247 355	25 985 771
<b>Pumpekostnad:</b>	-9 212 578	-9 212 578
<b>Tapt inntekt grunnet økte falltap:</b>	-971 731	-1 542 644

Her følger en oversikt over arbeid og utstyr som inkluderes i pumpekraftverket. Se også

## 6 Beregningsgrunnlag

Tabell 6.9 under og Vedlegg E.

- Adkomsttunnel sprenges
- Stasjonshall og rom til trafo sprenges
- En pumpe turbin med pumpeeffekt 50 MW installeres
- Generator/motor med effekt 60 MVA
- Transformator på 60 MVA plasseres i trafohall
- Maskinsalkran installeres
- Inntaksløsninger: - ny trykksjakt bores ut, og det installeres konus  
- eventuelt ny forgrening på eksisterende trykksjakt
- Avløpstunnel sprenges ut

Alternativet med tilkobling til tilløpstunnelen gir antatt en måned nedetid for Kvanndal. Om nedetiden legges til sommerhalvåret vil det ikke føre til noe produksjonstap, og det antas ikke å gi økte kostnader. Alternativet med tilkobling på trykksjakt gir derimot antatt tre måneder nedetid, og med antatt to produksjonsfrie måneder i et normalår antas det en måneds produksjonstap i Kvanndal. Se Tabell 6.4 for kostnadene for nedetid samt Figur 5.5 for Kvanndals normalproduksjon.

## 6 Beregningsgrunnlag

**Tabell 6.9 Oversikt over de fysiske kostnadene for alternativ B. Se Vedlegg E for flere detaljer rundt kostnadsdataene.**

Fysiske kostnader			B1: med ny trykksjakt		B2: uten ny trykksjakt	
Kostnadspost	Mengde	Enhetspris kr	jan.05 kr	jan.08 kr	jan.05 kr	jan.08 kr
Trykksjakt	725 m	23 508	17 042 941		1 175 375	
Konus	10 m	190 628	1 906 277			
Bukseløsning	1 stk				10 000 000	
Kraftstasjon i fjell	10000 m <sup>3</sup>	1 600	16 000 000		16 000 000	
Vei	3500 m	200	700 000		700 000	
Uspesifisert, 10 %			3 564 922		2 787 538	
<b>Total Bygg</b>			<b>39 214 140</b>	<b>51 150 924</b>	<b>30 662 913</b>	<b>39 996 703</b>
		<b>mill kr</b>				
Generator	1 stk	13,74	13 742 871		13 742 871	
Trafo, Fig	1 stk	3,93	3 932 708		3 932 708	
Kontrollanlegg	1 stk	5,78	5 778 733		5 778 733	
Hjelpeanlegg	1 stk	7,17	7 172 223		7 172 223	
Kabelanlegg	0,6 km	1,50	900 000		900 000	
Uspesifisert, 5 %			1 576 327		1 576 327	
<b>Total Elektro</b>			<b>33 102 862</b>	<b>42 664 319</b>	<b>33 102 862</b>	<b>42 664 319</b>
		<b>kr</b>				
Pumpeturbin	50 MW	465 479	29 092 467		29 092 467	
Turbinrør, Ø=1700mm	50 m	23 544	1 177 191		1 177 191	
Maskinsalkran/diverse utstyr	50 MW	84 284	4 214 207		4 214 207	
Uspesifisert, 5 %			1 724 193		1 724 193	
<b>Total Maskin</b>			<b>36 208 057</b>	<b>44 622 162</b>	<b>36 208 057</b>	<b>44 622 162</b>
<b>Sum fysiske kostnader</b>				<b>138 437 405</b>		<b>127 283 184</b>

Pumpekraftverket plasseres i fjellet like ved Kvanndal. Adkomsttunnel drives fra Kvanndal, og antas å bli kort. En maskinsalkran vil bli installert i fjellhallen der den trengs for montasje og vedlikehold av pumpeturbinen og generator. Denne posten inneholder også kjøle- og lenseutstyr, samt sugerørsluke. Adkomsttunnel til den nye hallen vil bli drevet fra adkomsttunnelen til Kvanndal. Vannveiene er tenkt drevet fra stasjonshallen, både trykksjakt og avløp.

Det må bores ny trykksjakt antatt 725 meter opp til eksisterende tilløpstunnel. Denne bør få et tverrsnittsareal på 7 m<sup>2</sup>, som gir samme falltap i ny trykksjakt som i eksisterende trykksjakt, se utregning i Vedlegg C. Den vil være stålforet de nederste 50 meterne, og ellers uforet. En konus mellom tilløpstunnel og trykksjakt må også konstrueres. Alternativet til ny trykksjakt er å få inntaket sveiset på som en forgrening på den nederste delen av eksisterende trykksjakt. Dette alternativet har en vesentlig mindre utgift til trykksjakt, se



## 6 Beregningsgrunnlag

Tabell 6.9. Det antas at det ikke er behov for rørbruddsventil i utvidelsen.

Ny avløpstunnel knyttes på avløpet fra Kvanndal. Det antas at eksisterende koblingsanlegg i dagen utenfor adkomsttunnelen til Kvanndal er i god stand og kan benyttes uten større endringer.

### 6.7 C: Ny pumpe

En ny pumpe gir årlige pumpeutgifter, som vist i Tabell 6.10. Det pumpede vannet vil gi økt produksjon i Kvanndal, og som vil gi en økning i produksjonen i Suldal 2. Ved å pumpe vann som ellers ville gått til spille, får man mer vann i Sandvatnet. Og man har dermed mulighet til å øke produksjonen i Kvanndal et stort antall timer, som kan kjøres slik at Suldal 2 også får benyttet vannet.

Tabell 6.10 Årlige inntekter og utgifter for alternativ C, basert på 25 GWh flom-scenario. Til nåverdibetraktning.

	kr
Økt inntekt fra energisalg:	22 485 796
Pumpekostnad:	-9 212 578

Også for dette alternativet antas det 3 måneder nedetid for Kvanndal og det regnes med en måneds produksjonstap i Kvanndal, som legges til investeringskostnaden. Følgende tiltak må gjennomføres ved en utvidelse av Kvanndal:

- Adkomsttunnel og fjellhall må sprenges
- Pumpe med motor må installeres
- Et hjelpeanlegg må installeres
- Nytt kabelanlegg ut til koblingsanlegget
- Maskinsalkran installeres i stasjonshallen
- Utløps- og innløpstunnel må konstrueres

Tabell 6.11 Investeringskostnader for ny pumpe parallelt med Kvanndal.

Fysiske kostnader Kostnadspost	Mengde	Enhet	Enhetspris	C: Pumpe	
				jan.05 kr	jan.08 kr
Bukseløsning	1	stk		10 000 000	
Kraftstasjon i fjell	10000	m3	1 600	16 000 000	
Vei	3500	m	200	700 000	
Uspesifisert, 10 %				2 670 000	
<b>Total Bygg</b>				<b>29 370 000</b>	<b>38 310 228</b>
Motor	50	MW	13,74	13 742 871	
Kontrollanlegg	1	stk		1 805 799	
Hjelpeanlegg	1	stk		7 172 223	
Kabelanlegg	1	stk		1 000 000	
Uspesifisert, 5 %				1 186 045	
<b>Total Elektro-kost:</b>				<b>24 906 939</b>	<b>30 851 407</b>

## 6 Beregningsgrunnlag

Pumpe	50 MW	465 479	29 092 467
Maskinsalkran/diverse utstyr.	50 MW	84 284	4 214 207
Uspesifisert, 5 %			1 665 334
<b>Total Maskin</b>			<b>34 972 007</b>
			<b>43 144 217</b>
<b>Sum</b>			<b>112 305 852</b>

Pumpen plasseres i fjell inntil Kvanndal. Transformatoren i Kvanndal antas å være i tilfredsstillende stand og vil benyttes til pumpedriften, og et kabelanlegg vil overføre kraften til motoren som driver pumpen. Et kontrollanlegg må installeres for pumpedriften. En maskinsalkran må installeres for montasje og vedlikehold av motor og pumpe. Denne posten inneholder også kjøle- og lenseutstyr, samt sugerørsluke.

Utløpet fra pumpen sveises på eksisterende trykksjakt, og inntakstunnel sprenges fra Kvanndals avløpstunnel.

### 6.8 HMS

Helse, miljø og sikkerhet er av høyeste prioritet både under konstruksjonsfasen og for at utvidelsen blir så sikker som mulig. Under bygging må tunneler sikres mot ras, både med tanke på arbeidernes sikkerhet i det videre arbeidet, og for at turbinen får sikre driftsforhold. Det er store verdier som skal installeres, som vil oppleve enorme krefter, og ulykker kan få fatale følger både for utstyret og mennesker. Derfor er det særdeles viktig at risikoen minimeres og at arbeidet med HMS tas på alvor. Besparelser på dette punktet kan gi dyrekjøpte erfaringer.

I kostnadene for alternativene inkluderes mange kostnader knyttet til HMS. Sikring av tunneler og ved sprengningsarbeid, installasjon av rednings- og slukningsutstyr i stasjon som også må være på plass under konstruksjonsarbeidet. Alt utstyr leveres ferdig montert fra leverandør, og montasjen og testingen må foregå av godkjent personell, med stort fokus på sikkerhet for å unngå skade på personer og utstyr.

## 7 Resultater og diskusjon

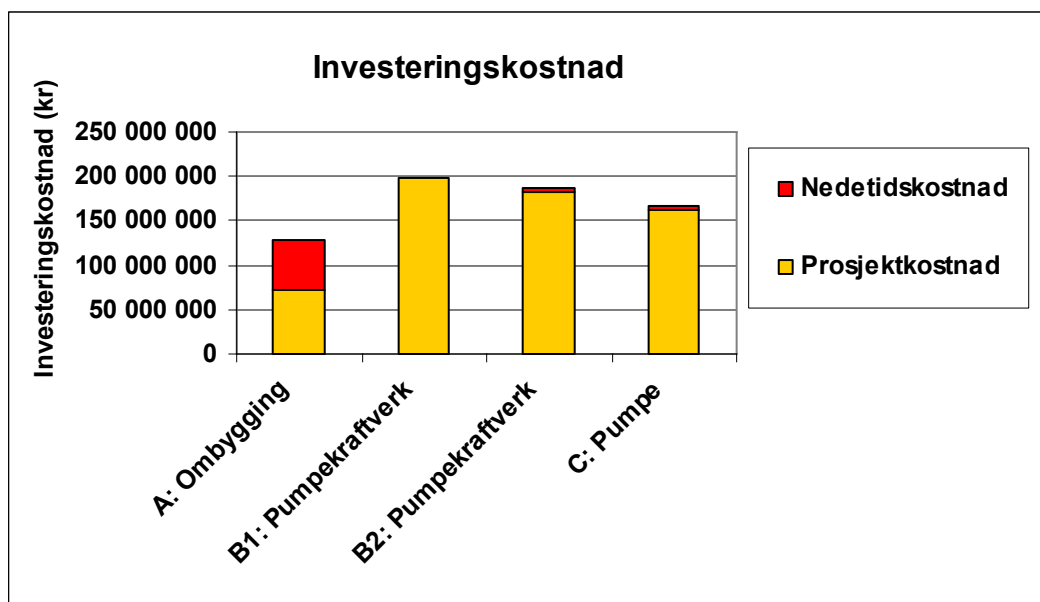
Avhengig av flommens størrelse samt prisnivået på elektrisk kraft i Sør-Norge vil en utvidelse av Kvanndal variere i lønnsomhet. Resultatene viser at det er mulig å få god økonomi i pumpedrift fra Kvanndalsfoss. Regneark brukt for å finne resultatene finnes i Vedlegg D.

**Tabell 7.1 Resultater fra beregning, 25 GWh flom. Tapsposten er knyttet til lavere turbinvirkningsgrad og større falltap for deler av normalproduksjonen.**

Alternativ	Energigevinst	Tap utover pumpedriften	
<b>A:</b>	28 210 MWh	7 237 MWh	-2 466 103 kr
<b>B1:</b>	32 240 MWh	2 364 MWh	-971 731 kr
<b>B2:</b>	30 215 MWh	3 752 MWh	-1 542 644 kr
<b>C:</b>	35 926 MWh	-	-

Pumpedriften for en 25 GWh flom krever 29,2 GWh, uansett alternativ. Tapsposten i Tabell 7.1 viser redusert energiproduksjon for Kvanndal på grunn av redusert virkningsgrad i eksisterende turbin, og større falltap i vannveien når både ny og gammel turbin er i drift samtidig. Energigevinsten varierer blant annet på grunn av disse tapene.

For å finne investeringskostnaden, er prosjekteringskostnaden i Tabell 6.5 er summert med nedetidskostnaden fra Tabell 6.4, som vist her i Figur 7.1. Resultatene er funnet ved hjelp av nåverdimetoden, se kapittel 3.3, basert på investeringskostnaden, sammen med årlige inntekter og utgifter, og med en levetid på 25 år og internrente på 7 %.



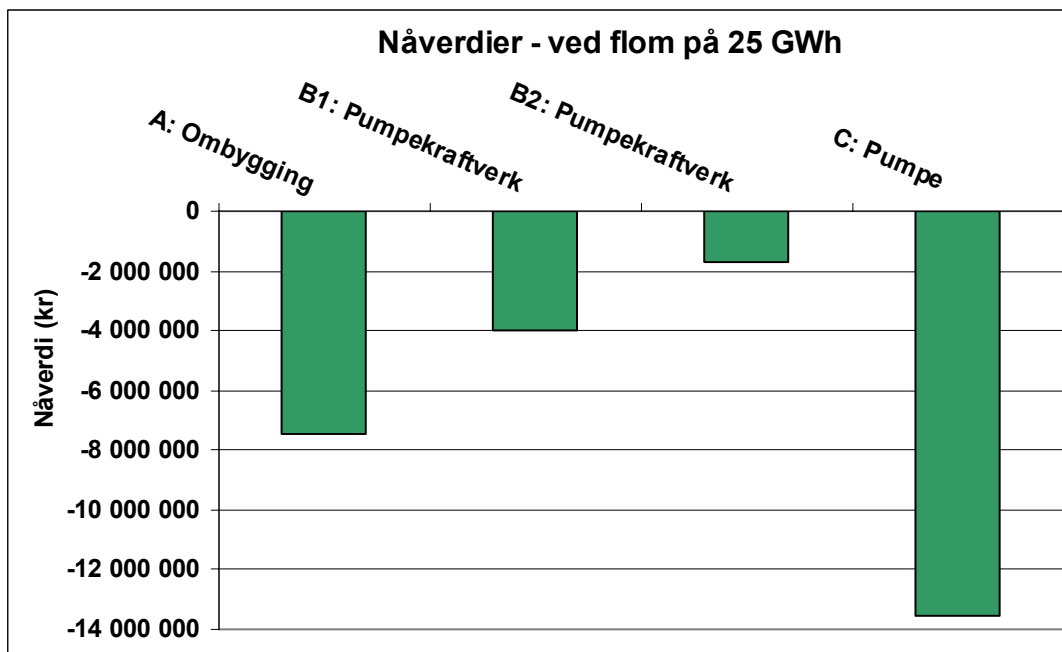
**Figur 7.1 Investeringskostnader for de alternative utvidelsene av Kvanndal.**

For alle resultatene er flomscenarioet på 25 GWh brukt, og de andre parametrene som oppgitt i kapittel 6, med mindre annet er presisert.

Beregningene gir negative nåverdier for alle prosjektene ved flomscenario på 25 GWh; investeringskostnaden er for dominerende til at det blir lønnsomt. Som Figur 7.2 viser, er det

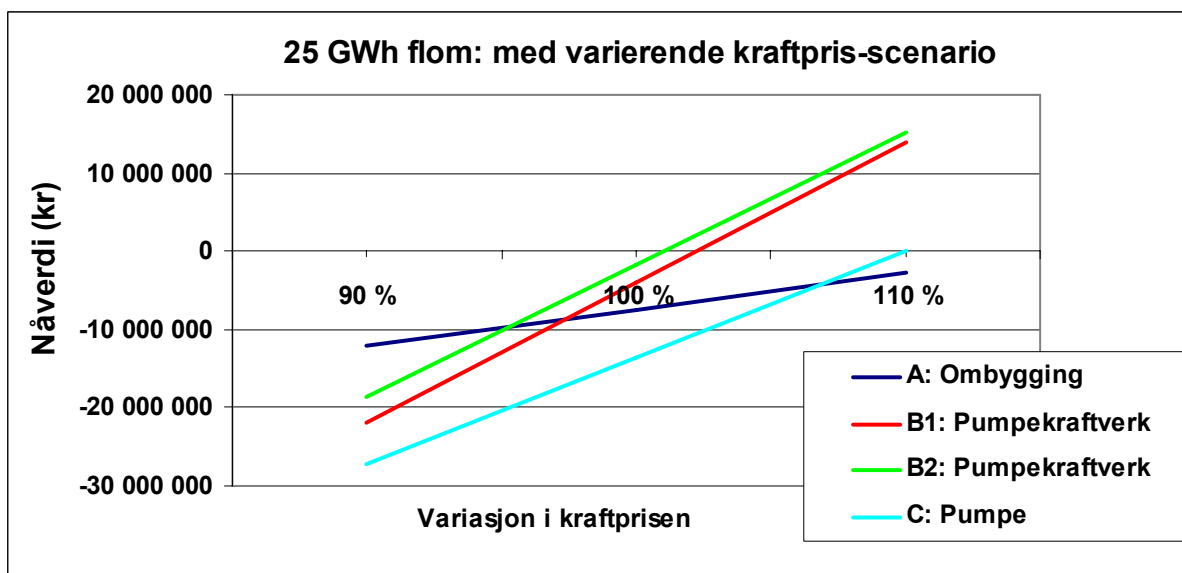
## 7 Resultater og diskusjon

beste alternativet B2; å bygge pumpekraftverk i parallell med Kvanndal og tilkoble på eksisterende trykksjakt. Også den andre pumpekraftløsningen, B1, får en liten negativ nåverdi.



Figur 7.2 Negative nåverdier for alle alternativene ved flomscenario på 25 GWh.

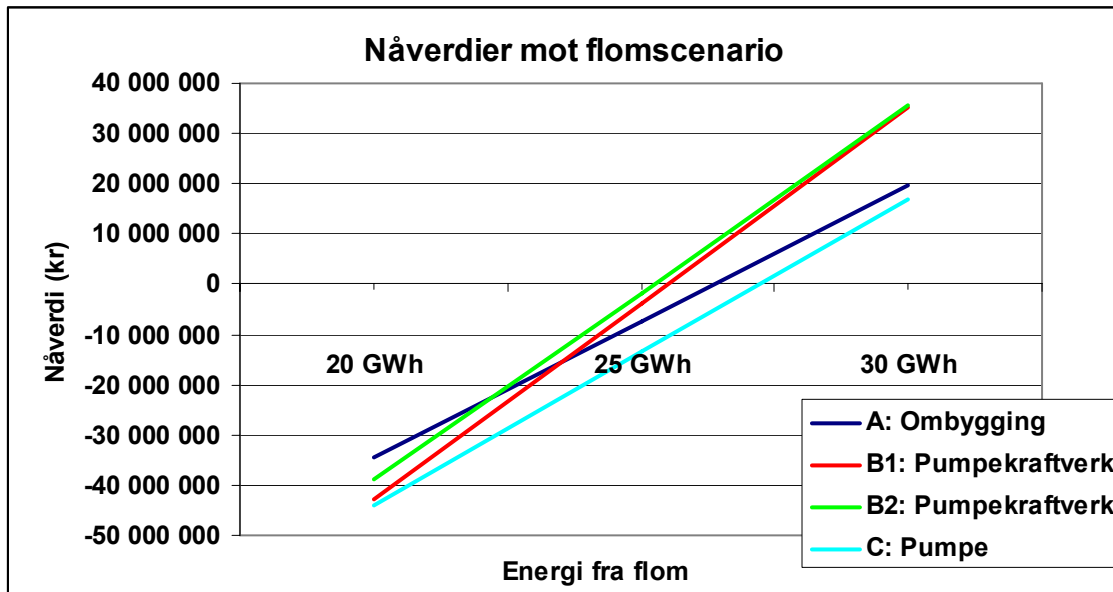
Om nåverdiene varieres mot kraftprisen som i Figur 7.3, blir det raskt positive nåverdier for begge løsningene med nytt pumpekraftverk. 100 % er utgangspunktet for kraftprisscenariot. Også alternativ C, der Kvanndal utvides med en Pumpe, får positiv nåverdi dersom den gjennomsnittlige kraftprisen blir 10 % høyere enn antatt.



Figur 7.3 Alternativenes nåverdier som funksjon av endring i kraftprisscenariot. For flomscenario på 25 GWh. 100 % er utgangspunktet for kraftprisscenariot.

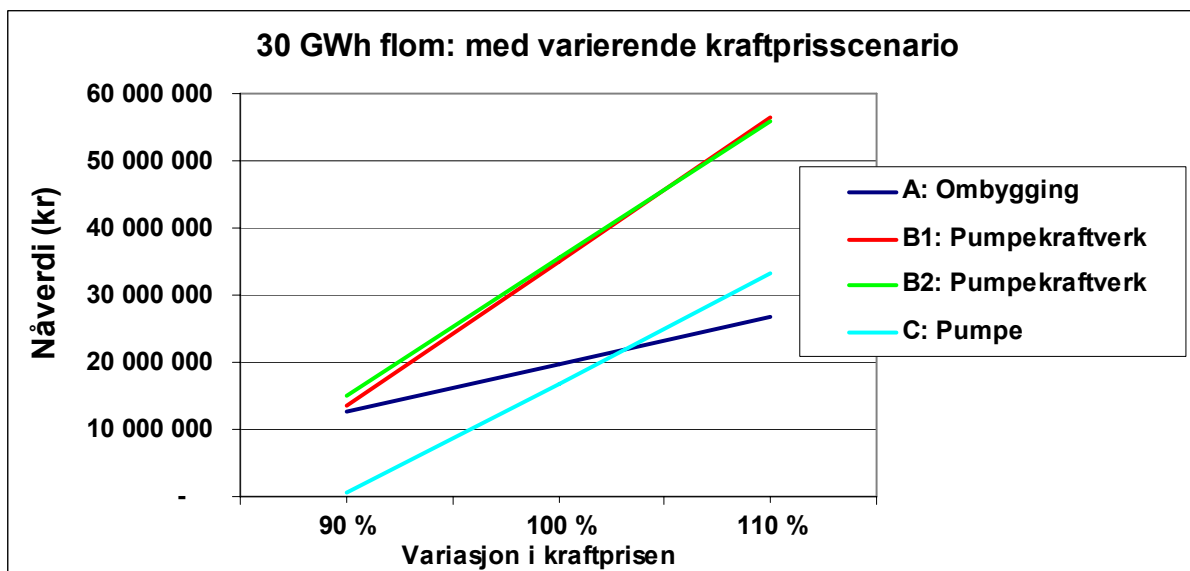
## 7 Resultater og diskusjon

På den andre siden vil en negativ justering på kraftprisscenarioet på 10 % gi dårlig lønnsomhet til en utvidelse av Kvanndal.



Figur 7.4 Nåverdiene endres med flomscenarioene. Flomscenario på 30 GWh gir positiv nåverdi for alle alternativene. Pumpekraftverkløsningene gir best nåverdi, med innbyrdes kun marginale forskjeller ved et høyt flomscenario. Ellers gir det best nåverdi å bygge ut pumpekraftverk og koble på eksisterende trykksjakt.

I våtår-scenarioet får alle alternativene positiv nåverdi, men å utvide med pumpekraftverk i parallell er mest lønnsomt. Å få lønnsomhet i å utvide Kvanndal med pumpekapasitet er veldig avhengig av hvor mye vann som kommer i flom et normalår, slik Figur 7.4 viser. Jo våtere scenario, jo mer lønnsomt blir det med pumpekraftverk kontra bare ny pumpedrift.

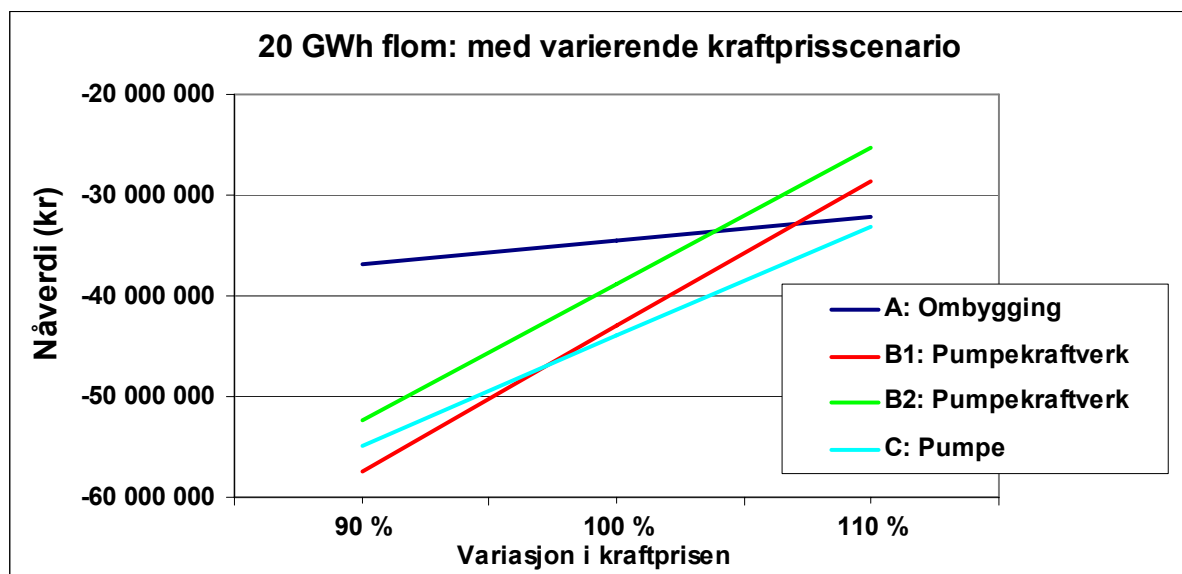


Figur 7.5 Endringer i kraftprisen gir endringer i nåverdi for alternativene. Pumpekraftverk varierer kraftigst med prisendring, når flomscenarioet er 30 GWh.

## 7 Resultater og diskusjon

Som Figur 7.5 viser tåler en utvidelse i Kvanndal godt variasjoner i kraftprisen om den årlige flommen i snitt blir på 30 GWh. Å utvide med et pumpekraftverk gir størst gevinst, men er også det alternativet som varierer kraftigst med kraftprisen, slik at om det gjennomsnittlige prisenivået på kraft minker med mer enn 10 % vil det være mer lønnsomt å bygge om den eksisterende turbinen.

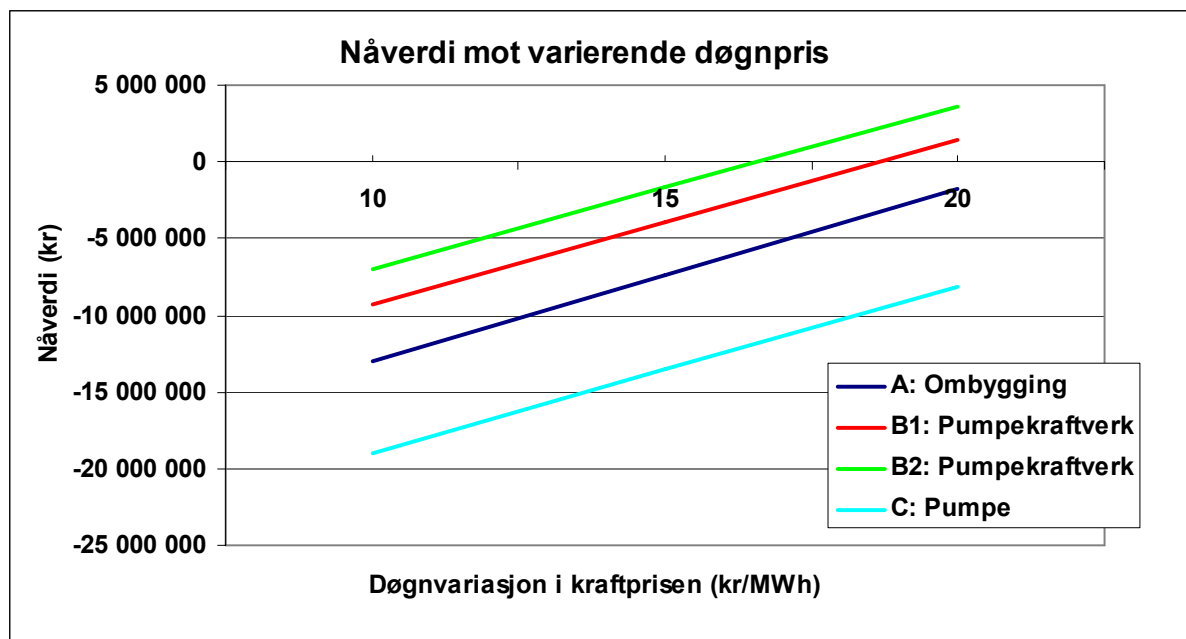
Derimot vil det om tørrårsscenarioet på 20 GWh slår inn bli dårlig lønnsomhet i å utvide Kvanndal; uansett hvilken pumpe-løsning som vurderes. Som Figur 7.6 viser blir det vanskelig å få lønnsomhet i en utvidelse om man i gjennomsnitt bare får utnyttet 20 GWh flomvann per år.



Figur 7.6 Bare negative nåverdier om flomscenario på 20 GWh blir en realitet. Det må store prisendringer til før en utvidelse blir lønnsom ved dette scenarioet. Men om det blir lite flom betyr det lite nedbør, som normalt gir høyere priser.

Ved å variere forskjellen i pris mellom dag og natt kommer det fram at med økte forskjeller blir det bedre lønnsomhet for alle alternativene. En døgnvariasjon på  $\pm 17$  kr/MWh gir positiv nåverdi for å bygge pumpekraftverk alternativ B2. Er variasjonen på  $\pm 19$  kr/MWh blir også det andre alternative pumpekraftverket, B1, lønnsomt.

På den andre siden blir det raskt vanskeligere å få lønnsomhet i en utvidelse om døgnvariasjonen synker mot  $\pm 10$  kr/MWh, uavhengig av hvilket alternativ man vurderer. Alle alternativene påvirkes i like stor grad av en variasjon i prisforskjellen over døgnet, se Figur 7.7.



Figur 7.7 Nåverdi som funksjon av kraftprisvariasjon over døgnet. Døgnvariasjonen er  $\pm$  verdien på x-aksen; verdien legges til for å få dagsprisen og trekkes fra for å få nattprisen. Flomscenario på 25 GWh.

Videre i kapittelet diskuteres hvorfor man bør ta vare på flomvannet, og samtidig øke fleksibiliteten til det eksisterende kraftanlegget med å utvide Kvanndal med et pumpekraftverk:

- Økende effekt- og energibehov i Norge
- Et voksende energibehov i Europa, med økt fokus på kraft fra fornybar energi
- Det forventes bedre priser med nye overføringskabler, og økte forskjeller hver dag.
- God økonomi med økt nedbør

### 7.1 Verdien av økt effekt.

Pumpeturbiner er først lønnsomme dersom det er tilstrekkelig prisforskjeller i elektrisitetsmarkedet. I Europa blir vannkraftverk brukt for å levere effekttoppene. Termiske kraftverk, vindkraftverk eller kjernekraftverk dekker grunnlasten, og vannkraftverkene, som er raske til å regulere effekten, sørger for topplasten. I tillegg er bruken av pumpeturbiner som effektverk vanlig, som bruker "ledig" effekt og "lagrer" den nattetid, for så å tilføre effekt på dagen.

I Norge er det begrenset bruk av pumpekraftverk. Og bruken er i tilfeller også annerledes enn på kontinentet. Det vanligste her i landet er at pumper eller pumpeturbiner løfter vann i vårflommen opp i magasin med lav fyllingsgrad, etter en vinter med høy produksjon og lite tilsig. Dette vannet kan nyttes senere på året, i perioder med høyere priser. Det er også en del pumper i drift som løfter vann opp i magasiner slik at vannet, som ellers ville gått til spille, nyttegjøres i et godt utbygd system av kraftverk.

For Kvanndal vil alternativene A og C uten økt slukeevne i Kvanndal ta vare på flomvannet i Kvanndalsfoss, men ha begrenset mulighet til å hente ut energien på de mest gunstige

## 7 Resultater og diskusjon

tidspunktene. Alternativ B er en løsning som gir kraftsystemet muligheter til å endre produksjonsmønsteret, fordi vannet som pumpes opp også kan brukes vinterstid i Suldal 2, og denne fleksibiliteten vil være viktig for å gi alternativet lønnsomhet.

Med økt effekt i Kvanndal kan sommerproduksjonen i Suldal 2 senkes ved at vannet heller pumpes og lagres til høst- og vintermånedene med bedre priser.

Som forklart i Figur 7.8 vil et pumpekraftverk gi bedre mulighet til å kontrollere vannet i systemet. Med større forskjeller over døgnet i kraftprisen kan et pumpekraftverk løfte vann som ellers ville ha gått til nattproduksjon i Suldal 2. Dermed får man bedre kontroll på driftstidspunktet, og ved gode priser vil dette gi økte inntekter.

### Økte prisforskjeller over døgnet gir nye driftsmuligheter:

Sommer: Godt tilsig til Kvanndalsfoss



- Om natten: vannet pumpes til Sandvatnet

=> Gir redusert produksjon i Suldal 2



- Om dagen: vannet tas ned, og gir:

- Økt produksjon i Kvanndal
- Full produksjon i Suldal 2



Med pumpekraftverk har man større muligheter til å drifte kraftverket etter kraftprisen og får økt uavhengighet fra tilsigssituasjonen.

Figur 7.8 Endret driftsmønster som følge av forskjeller i kraftprisen.

Med dette driftsmønsteret vil det være mulig å øke lønnsomheten i en utvidelse, utover de presenterte resultatene tidligere i kapittelet. Noen økt energigevinst blir det ikke ved en slik drift, men det kan gi god økonomisk gevinst om det blir vesentlige forskjeller i pris over døgnet.

## 7.2 Miljøaspekter

- Et viktig tema til diskusjon ved en utbygging av pumpekraftverk er overføring av vann fra et vann til et annet. At vann som pumpes opp til høyereliggende magasin kan bidra med biologisk materiale, herunder planter og fisk, som kan føre til alvorlige forstyrrelser i magasinets vannmiljø. For Kvanndals tilfellet har en stor del av vannet som kommer fra Bleskestadåna og de andre bekkeinntakene sin opprinnelse fra Sandvatnet. Men muligheten for spredningen av sykdommer og annen forurensing fra vann i lavereliggende områder opp til Sandvatnet er tilstedeværende, og det må undersøkes grundig videre i planleggingen av en utvidelse av Kvanndal.
- En ny fjellhall og eventuell ny trykksjakt fører til en stor mengde utsprengt masse, som tas ut av fjellet og må fjernes. Massen kan transporteres til deponi, brukes lokalt dersom det finnes et behov, eller dumpes i naturen med tilhørende plan for å gjøre det på en skånsom og forsvarlig måte. Slike tipper vil gi endringer i landskapet. Men



## 7 Resultater og diskusjon

sammenlignet med fordelene ved en utbygging kan en slik endring forsvares, såfremt det ryddes opp etter anleggsperioden.

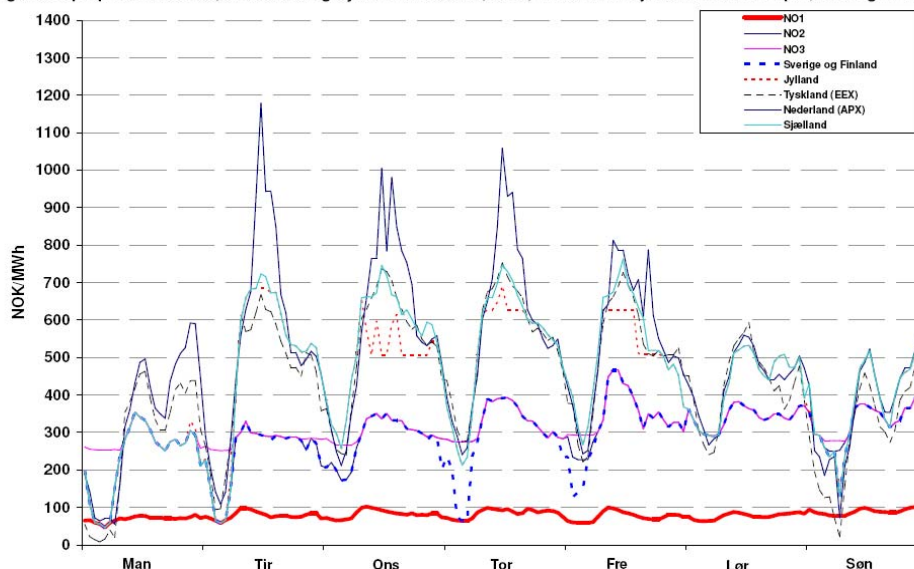
- Å bruke energi for å skaffe mer energi er et mulig diskusjonsemne. Som vist i Tabell 7.1 vil en utvidelse av Kvanndal bidra med økt energiproduksjon på mellom 28 og 36 GWh årlig, avhengig av utbyggingsalternativ. Ved å pumpe vann opp fra ett punkt, og så produsere energi ned til samme punktet, gir i beste fall et tap i størrelsesorden 25 % av den produserte energien. Alternativ C gir størst energigevinst, da det verken blir økte falltap i vannveien ved turbindrift eller endring i turbinvirkningsgrad. Ved å øke reguleringshøyden i Kvanndalsfoss med en større demning, kunne mer av flommen vært lagret og utnyttet, uten bruk av energikrevende pumpe. Dette er konfliktfylt, fordi det vil gi upopulær landskapsendring da en større bit av Kvanndalen blir lagt under vann.
- Norges Naturvernforbund har uttalt, blant annet i en presentasjon under NVEs seminar om små kraftverk(Løkeland, 2008), at nordmenn bør redusere sitt energiforbruk slik at vi unngår å måtte bygge ut ny kraftproduksjon. Men Norges produksjon av energi går ikke bare til å dekke innbyggernes forbruk, det går også til kraftkrevende industri, som blant andre aluminiumsindustrien til Hydro, samt å forsyne det europeiske kontinentet med gass, gjennom både energikrevende leting og utvinning og et godt utbygd rørnett som krever store kraftkrevende pumper. Som leverandør av kraft til andre land kan Norge med elektrisitet basert på fornybare energikilder bidra til at andre og mer forurensende energikilder ikke tas i bruk. Med verdens økende CO<sub>2</sub>-nivå kreves det at forbruk av fossilt brensel minskes slik at nivået stabiliseres så raskt som mulig. At Norge kan fortsette å utføre deler av de kraftkrevende oppgavene verdensmarkedet trenger er positivt for verdens utvikling, spesielt i et miljøperspektiv. Argumentet om at nordmenn bør redusere sitt personlige elektrisitetsforbruk er uansett et viktig og riktig argument, men det bør vurderes om den innsparte mengden energi heller bør brukes til å bidra til redusert utbygging av forurensende kraftproduksjon i verden, fremfor å unngå en utvidelse av fornybar kraftproduksjon her til lands.

### **7.3 Økt overføringskapasitet til Europa**

Med den nye kabeloverføringen til Nederland på 700 MW; NorNed, vil Norge få eksportert mer energi og ha mulighet til å importere effekt om det kniper på kalde vinterdager. Nederland baserer sin kraftproduksjon på termisk energi, hovedsakelig fra gasskraft, men har også mer enn 1,7 GW effekt installert i vindturbiner(EWEA, 2008). Det er et marked med normalt høyere strømpriser enn vi har i Norge, og det forventes at kabelen vil bidra med på å gi Norge et høyere prisnivå, og med noe økte forskjeller i pris over døgnet. Dette gir fortrinn til fleksible vannkraftverk som har mulighet til å velge produksjonstidspunkt. Med økt turbineffekt i Kvanndal kan det produseres mer både i Kvanndal og i Suldal 2 når det er gode priser.

## 7 Resultater og diskusjon

Figur 13 Spotpriser i Norden, Nederland og Tyskland i uke 20, 2008, NOK/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot, EEX og APX



Figur 7.9 Spotpriser i Norden, Nederland og Tyskland i uke 20, 2008. Priser oppgitt i NOK/MWh. Fra NVEs situasjonsrapport om uke 20.

Med store forskjeller i kraftprisen fra et område til et annet, vil nye kabler til kontinentet føre til eksport på dagtid, og noe import på nattetid. Som vist i Figur 7.9 var det i uke 20 en meget lav pris i NO1, på grunn av fortsatt store snemengder i fjellet i Sør-Norge og derfor stor produksjon i kraftverkene. Denne uken ble hele 5 % av Norges produksjon sendt til Nederland, og eksporten dit stod for mer enn halvparten av den totale eksporten, ifølge situasjonsrapport for uke 20 fra NVE.

I tillegg til NorNed kabelen blir det konsesjonsbehandlet i skrivende øyeblikk om å legge en kabel fra Sør-Norge til Tyskland, kalt NorGer, som er planlagt ferdig 2011. Dessuten har Statnett lenge hatt planer om å bygge enda en kabeloverføring til Danmark, Skagerak 4. Disse to overføringene er planlagt en effekt på henholdsvis 700 og 600 MW. Det har enda ikke blitt tatt avgjørelse på hvilken eller hvilke kabler som vil bygges, når disse vil komme, og om det er mulig å bygge begge uten betydelige nyinvesteringer i fastlandsnettet i Sør-Norge.

Om Europa og Norge i fremtiden satser stort på offshore vindkraft i Nordsjøen, vil parkene med sine asynkrone generatorer trenge magnetiseringsstøtte fra et stivt nett. Norske vannkraftverk med sine synkrongeneratorer vil kunne regulere sin produksjon av reaktiv effekt, og være en viktig faktor i en eventuell storsatsing på offshore vindkraft.

Den norske vannkraften, med sine uovertrufne reguleringssegenskaper, vil med dette få økte inntekter som Nord-Europas regulant.

### 7.4 Effekten av global oppvarming

Global oppvarming har fått økt fokus de senere årene, både blant forskere og politikere, og spesielt det siste året har det også fått mye oppmerksomhet i media. Det har blitt presentert mange scenarier på hvordan det blir å leve på jorden på slutten av dette århundret. Vi kommer med stor sannsynlighet til å oppleve en temperaturøkning på 2 grader i snitt i Verden allerede i løpet av dette århundret, og det vil påføre jordkloden store endringer. På oppdrag fra Nordisk ministerråd har CICERO og COWI samlet forskningsresultater i en rapport fra 2008, om hvilke konsekvenser global oppvarming får for Norden.

- Vannkraftproduksjonen i Norge forventes å oppleve økte tilsig på årsbasis. Med økte vinterflommer og mer nedbør vinterstid er det behov for økt fleksibilitet i vannkraftverkene. Det er spådd at større snemengder i fjellet i kombinasjon med høyere temperaturer vil føre til at vårflommen vil begynne tidligere enn i dag. Og med mindre tilsig sommerstid vil tilsigsvariasjonene til Kvanndalsfoss vokse. Kraftigere nedbør i perioder vil gi Kvanndalsfoss økte flomperioder, spesielt høst og vinterstid, og et flomscenario i et normalår på mer enn 25 GWh, er realistisk i årene fremover.
- Ved økt nedbør vil mange av kraftverkene i Norge være underdimensjonert, og kan få problemer med å utnytte de økte vannmengdene. Dette vil kunne føre til lengre perioder med lavere priser, nettopp i de periodene det er ønskelig å drive pumpen i Kvanndal. Og uten ny kapasitet i landets magasiner er det ikke sikkert man får lagret tilstrekkelig av den nye nedbøren, slik at tørre perioder fortsatt vil gi høyere kraftpriser. Dette vil man kunne utnytte om Kvanndal utvides med en pumpeturbin i ny stasjonshall.
- I tilfelle ekstremflom, som for Kvanndalsfoss kan betegnes som en årlig flom på mer enn 40 GWh, som tilsvarer mer enn 50 mill m<sup>3</sup>, vil det være vanskelig å lagre hele flommen, da Sandvatnet har begrenset magasinkapasitet. Med pumpekraftverk i parallell som gir større slukeevne i Kvanndal, kan noe mer vann lagres i Sandvatnet, fordi man kan frigjøre magasinkapasitet raskere. Dette gir en større fleksibilitet til å produsere energi når behovet er stort og dermed også prisen er god.

Med økt levestandard blant flere og flere i land i spesielt Asia, vil blant annet oljeprisen fortsette omsettes til en høy pris. Her til lands kan høy oljepris gi mindre fyring i oljefyr og muliggjøre økt bruk av varmpumper og vanlige elektriske ovner som kilde til oppvarming av boliger. I den siste tiden har det blitt presentert produksjonsplaner fra flere store bilprodusenter om fremtidens plug-in hybridbiler, som er elbiler med bensinmotor med mulighet til å lades fra strømmettet. Disse bilene vil ha vesentlig billigere driftsutgifter og reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp i forhold til en bensin- eller diesebil. Dette kan være en trend som er med på å bidra til stigende vekst i elektrisitetsforbruket, spesielt her hjemme men også ellers i verden.

### 8 Konklusjon

Med flomscenario på 25 GWh blir det negativ nåverdi for en utvidelse i Kvanndal, uansett alternativ. Økt nedbør i årene fremover vil føre til lønnsomhet, noe som underbygges av resultatene fra flomscenarioet på 30 GWh. Med noe høyere pris på kraft enn antatt i oppgaven, vil det tilsvarende bli lønnsomhet i en utvidelse, også med kun dagens tilsigsforhold. En kombinasjon av både bedre priser og mer vann vil gi god lønnsomhet. Det anbefales derfor en utvidelse med pumpeturbin i egen stasjonshall tilknyttet Kvanndal, og for å unngå for store falltap i vannveien bør løsningen med ny trykksjakt velges.

Et pumpekraftverk i parallell med dagens turbin i Kvanndal er med på å sørge for at Norge fortsatt kan dekke sitt effektbehov. Det vil samtidig være en lønnsom investering for Hydro, i en fremtid med både et høyere energiforbruk og mer nedbør. Bedre effektkapasitet og mer fleksibilitet i kraftverkens produksjonsmønster vil gi god avkastning, i et kraftsystem med økte overføringsmuligheter mot kontinentet.

## 9 Videre arbeid

- Detaljprosjektering av en utvidelse er et arbeid som må utføres før byggestart, med utgangspunkt i nytt pumpekraftverk, der begge de to tilknytningsalternativene bør vurderes. Det er mulig at en detaljprosjektering oppdager større forskjeller i lønnsomheten for de to løsningene, enn denne oppgaven viser.
- Om det viser seg at magasinkapasitet i Sandvatnet er en stor begrensning, vil det kunne være lønnsomt å bygge et pumpekraftverk som utnytter fallet mellom Sandvatnet og Holmevatnet. Sistnevnte magasin har magasinkapasitet på 96 mill. m<sup>3</sup>, og fallhøyden mellom magasinene vil også bidra til energiproduksjon, i tillegg til økt lagringskapasitet.

## 10 Referanser

- Alcamo, J., J.M. Moreno, B. Nováky, M. Bindi, R. Corobov, R.J.N. Devoy, C. Giannakopoulos, E. Martin, J.E. Olesen, A. Shvidenko, 2007: Europe. *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 541-580.
- Brekke, H., *Grunnkurs i hydrauliske Strømningsmaskiner*. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2000.
- Brekke, H., *Pumper & Turbiner*. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2003.
- Bye, G., *Pumper*. Universitetsforlaget, 1967.
- CICERO, COWI, *Betydningen for Norden av 2 grader global oppvarming*. For Klimagruppen under Nordisk Ministerråd, København 2008.
- Erikson, T., *Teknologiledelse*. Gyldendal Akademisk, 2005.
- EWEA, 2008. *windmap-08g* [online].  
Finnes på: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/mailling/windmap-08g.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/mailling/windmap-08g.pdf)  
[Sist besøkt 4.6.2008]
- Fougner, H. S., *Små vannkraftverk*. (Prosjektoppgave, Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2007).
- Fuchslocher/Schulz, *Die Pumpen*. Springer-Verlag, Berlin/Göttingen/Heidelberg, 1959.
- Guttormsen, O., *Vannkraftverk og vassdragsteknikk*. Kompendium, NTNU. Tapir, Trondheim, 2006.
- Løkeland, M., *Små vannkraftverk, store utfordringer*. Presentasjon av Norges Naturvernforbund, presentert på NVEs seminar om små kraftverk, 29.4.2008.
- Nielsen, T., *Kvanndal kraftverk. Ombygging av turbin til pumpe turbin*. Rapport, Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2005.
- NVE, 2008. *Ressurskartlegging små kraftverk* [online]. Finnes på:  
[http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?identityID=7952](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?identityID=7952)  
[Sist besøkt 4.6.2008]
- NVE, 2008. *Kraftsituasjonen per 21. Mai* [online]. Finnes på:  
<http://nve.no/FileArchive/503/Monitor-uke-20.pdf> [Sist besøkt 4.6.2008]
- Oppistov, A., email med informasjon om tilsig og produksjon, samtale 20.04.2008
- Rydning, A., *Ombygging av Francisturbin til pumpe turbin*. (Prosjektoppgave, Vannkraftlaboratoriet NTNU 2006).

## 10 Referanser

Skaar, O. M., samtaler og informasjon om Kvanndal kraftverk, våren 2008.

SSB, 2008. *Byggekostnadsindeks for vannlegg* [online]. Kan finnes:  
<http://www.ssb.no/bkian/> [4.6.2008].

Storækre, J., *Ingenting er som å få noe til*. Røldal-Suldal Kraft A.S, 1991.

SWECO Grøner, for NVE, *Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*. Oslo, 2005.

# Vedlegg

**A: Kvanndal Økonomi**

**B: Dimensjonering**

**C: Falltap**

**D: Beregning**

**E: Kostnader**

**F: Moody-diagram**

Se elektronisk vedlegg for excel-dokumenter i sin helhet:

- Vedlegg A finnes i filen Kvanndal økonomi-mai, i flere ark.
- Vedlegg B finnes i filen Kvanndal, i arket Dimensjonering av pumpe.
- Vedlegg C finnes i filen Kvanndal, i arket Falltapsberegning.
- Vedlegg D finnes i filen Kvanndal, i flere ark.
- Vedlegg E finnes i filen Kostnader til ferdig, i to ark.
- Vedlegg F finnes i filen Moodydr8



Uke nr	Tilslig Sandvattdag (m3/s)	Pump (m3/s)	Pumpinn (m3/s)	Tapping (m3/s)	Tapping (m3/s)	Total volumflyt (m3/s)	Total volumflyt (Mm3)	Sandvattdag (m3/s)	Produksjon Sandvattdag (m3/s)	Inn-ut (Mm3)	Flomtap (Mm3)	Beregnet til (m3/s)	Tilslig (m3/s)	Tilslig (m3/s)	Energiflyt (MWh)	Energiflyt (MWh)	Pris (kr/MWh)	Pris (kr)	Pris (kr)	Flomtap (MWh)	Flomtap (MWh)	
1	3,45	0	0	8,86	7,80	-5,06	-3,06	101,97	10,95	0,57	0,00	1,26	2,14	3,39	2693,5	1186,0	407,95	422,95	392,95	0	0,0	
2	4,84	0	0	8,26	7,12	-3,04	-1,84	98,91	12,36	0,26	0,00	2,77	3,17	4,90	2512,3	1082,8	415,76	430,76	400,76	0	0,0	
3	4,13	0	0	9,20	8,82	-4,94	-2,99	97,07	11,83	0,64	0,00	1,43	2,42	3,82	2796,7	1340,2	415,60	430,60	400,60	0	0,0	
4	1,48	0	0	10,08	9,56	-8,42	-5,09	94,08	10,99	0,60	0,00	0,36	1,26	2,08	3063,8	1453,9	416,98	431,98	401,98	0	0,0	
5	2,46	0	0	10,95	9,97	-8,16	-4,94	88,98	12,86	0,91	0,00	0,93	2,36	3,74	3331,0	1515,1	421,29	436,29	406,29	0	0,0	
6	2,43	0	0	11,79	11,25	-9,17	-5,55	84,05	14,08	0,53	0,00	1,31	2,07	3,36	3583,6	1710,0	420,94	435,94	405,94	0	0,0	
7	1,13	0	0	10,38	10,56	-9,31	-5,63	78,50	11,89	0,20	0,00	0,70	0,98	1,58	3155,8	1606,1	422,48	437,48	407,48	0	0,0	
8	0,87	0	0	10,90	10,67	-9,95	-6,02	72,87	11,35	0,49	0,00	0,06	0,87	1,34	3313,6	1622,3	424,75	439,75	409,75	0	0,0	
9	0,62	0	0	10,04	9,88	-9,36	-5,66	66,86	10,82	0,24	0,00	0,41	0,75	1,24	3052,2	1502,4	422,52	437,52	407,52	0	0,0	
10	2,81	0	0	11,95	11,81	-9,09	-5,50	61,19	12,57	0,48	0,00	0,16	0,90	1,47	3632,7	1795,3	411,82	426,82	396,82	0	0,0	
11	2,29	0	0	10,31	10,63	-8,13	-4,91	55,70	12,79	0,34	0,00	1,35	1,90	2,93	3135,1	1616,6	407,11	422,11	392,11	0	0,0	
12	1,58	0	0	11,18	11,23	-9,62	-5,82	50,78	12,83	0,27	0,00	0,91	1,32	2,08	3400,0	1707,6	403,99	418,99	388,99	0	0,0	
13	0,56	0	0	12,07	11,88	-11,44	-6,92	44,96	13,77	0,47	0,00	0,88	1,58	2,55	3668,8	1805,6	398,72	413,72	383,72	0	0,0	
14	1,29	0	0	9,38	9,06	-7,98	-4,83	38,04	12,34	0,27	0,00	1,85	2,17	3,51	2851,5	1377,6	394,36	409,36	379,36	0	0,0	
15	1,90	0	0	10,60	10,24	-8,58	-5,19	33,22	13,35	0,62	0,00	1,52	2,45	3,90	3222,1	1556,8	389,70	404,70	374,70	0	0,0	
16	4,26	0	0	9,75	8,60	-5,11	-3,09	28,03	16,18	1,25	0,00	3,72	5,67	8,88	2965,7	1308,2	385,91	400,91	370,91	0	0,0	
17	5,50	0	0	8,53	6,89	-2,49	-1,50	24,94	19,58	1,27	0,00	6,84	8,98	13,70	2593,4	1047,1	378,66	393,66	363,66	0	0,0	
18	7,20	0	0	7,94	6,81	-0,37	-0,22	23,44	21,14	1,74	0,44	7,86	10,79	16,45	2415,6	1035,1	369,61	384,61	354,61	117 740	318,6	
19	13,44	0	0	5,10	4,65	8,50	5,14	0,00	21,76	4,47	3,17	8,40	15,88	24,20	1550,0	707,0	361,03	376,03	346,03	832 461	2305,8	
20	11,26	0	0	5,29	4,88	6,10	3,69	5,14	18,64	1,86	0,56	7,73	10,85	16,56	1608,7	741,3	353,39	368,39	338,39	143 778	406,9	
21	17,16	0	0	3,03	2,28	14,38	8,70	8,83	21,80	4,14	2,84	10,03	16,99	25,87	921,1	346,0	346,84	361,84	331,84	718 304	2071,0	
22	21,10	0	0	2,86	1,62	18,65	11,28	17,53	23,19	4,75	3,45	10,81	18,81	28,59	870,0	247,0	337,60	352,60	322,60	848 056	2512,0	
23	26,28	0	0	2,01	1,80	24,33	14,72	28,81	24,89	6,88	5,58	11,02	22,57	34,31	612,5	274,3	329,09	344,09	314,09	1 336 671	4061,7	
24	22,91	0	0	2,14	1,79	20,88	12,63	43,52	23,77	3,07	1,77	12,42	17,64	26,82	652,0	272,7	325,18	340,18	310,18	420 348	1292,7	
25	22,07	0	0	2,58	2,04	19,67	11,90	56,15	22,98	3,67	2,37	11,32	17,52	26,65	784,1	310,4	308,88	323,88	293,88	533 187	1726,2	
26	17,52	0	0	3,51	2,58	14,32	8,66	68,05	20,77	1,70	0,40	10,49	13,41	20,38	1065,9	391,9	322,44	337,44	307,44	93 716	290,6	
27	17,96	0	0	5,95	4,86	12,37	7,48	76,71	20,09	4,27	2,97	7,01	14,17	21,57	1810,7	738,7	319,11	334,11	304,11	690 840	2164,9	
28	14,70	0	0	7,49	6,27	7,61	4,60	84,19	21,25	2,87	1,57	7,59	12,42	18,92	2278,6	953,8	296,74	311,74	281,74	340 268	1146,7	
29	10,72	0	0	7,81	6,83	3,23	1,96	88,79	17,13	2,72	1,42	4,73	9,25	14,15	2373,6	1038,6	276,14	291,14	261,14	285 784	1034,9	
30	8,40	0	0	7,09	6,17	1,62	0,98	90,75	15,41	1,37	0,07	4,85	7,11	10,89	2156,0	937,4	260,42	275,42	245,42	12 504	48,0	
31	5,95	0	0	6,33	5,34	-0,05	-0,03	91,73	12,74	1,15	0,00	3,74	5,58	8,64	1923,9	811,9	263,15	278,15	248,15	0	0,0	
32	4,05	0	0	6,84	5,00	-2,17	-1,31	91,70	10,76	0,64	0,00	2,60	3,65	5,60	2078,4	759,6	291,33	306,33	276,33	0	0,0	
33	5,05	0	0	4,98	2,20	0,99	0,60	90,38	9,14	1,12	0,00	2,68	4,49	6,94	1515,2	334,6	294,47	309,47	279,47	0	0,0	
34	5,66	0	0	7,73	5,85	-1,44	-0,87	90,99	14,46	0,73	0,00	4,38	5,59	8,56	2349,4	890,1	339,72	354,72	324,72	0	0,0	
35	8,55	0	0	5,35	3,64	3,78	2,28	90,12	14,66	2,15	0,85	5,21	8,77	13,44	1626,6	552,9	344,38	359,38	329,38	214 318	622,3	
36	5,04	0	0	3,11	1,98	2,31	1,40	92,40	8,93	0,52	0,00	3,75	4,58	7,07	944,5	300,6	351,02	366,02	336,02	0	0,0	
37	7,81	0	0	1,98	1,35	6,05	3,66	93,80	10,58	2,22	0,92	4,47	8,15	12,49	600,9	205,0	358,60	373,60	343,60	240 732	671,3	
38	9,55	0	0	3,47	2,09	6,54	3,95	97,45	14,89	2,09	0,79	6,56	10,05	15,33	1055,5	317,3	361,80	376,80	346,80	207 023	572,2	
39	7,64	0	0	4,02	3,04	3,94	2,38	101,41	12,18	1,55	0,25	4,65	7,22	11,05	1223,7	462,8	367,91	382,91	352,91	67 026	182,2	
40	6,09	0	0	5,23	2,70	1,71	1,03	103,79	11,94	0,96	0,00	4,38	5,91	9,14	1589,7	409,8	363,42	378,42	348,42	0	0,0	
41	4,68	0	0	4,09	1,93	1,32	0,80	104,82	8,44	0,59	0,00	2,97	3,90	6,05	1243,0	293,1	365,10	380,10	350,10	0	0,0	
42	3,16	0	0	5,12	3,39	-1,38	-0,84	105,62	8,21	0,39	0,00	2,17	2,78	4,30	1556,4	515,1	372,91	387,91	357,91	0	0,0	
43	4,87	0	0	7,01	5,45	-1,62	-0,98	104,78	12,16	0,79	0,00	3,24	4,48	6,97	2131,7	828,8	376,34	391,34	361,34	0	0,0	
44	7,49	0	0	4,13	3,14	3,69	2,23	103,80	13,32	1,41	0,11	5,40	7,76	11,85	1255,6	476,7	391,59	406,59	376,59	31 625	80,8	
45	9,04	0	0	5,11	3,59	4,44	2,69	106,03	12,90	2,83	1,53	3,79	8,51	12,97	1554,4	545,1	402,81	417,81	387,81	447 781	1111,6	
46	9,56	0	0	7,67	6,83	2,17	1,31	108,72	14,66	3,96	2,66	2,47	9,07	13,82	2331,5	1038,9	412,68	427,68	397,68	798 863	1935,8	
47	3,14	0	0	7,73	6,64	-4,23	-2,56	110,03	10,01	0,45	0,00	1,46	2,19	3,39	2351,1	1009,3	421,83	436,83	406,83	0	0,0	
48	4,75	0	0	5,25	3,27	0,16	0,10	107,47	10,06	0,94	0,00	3,03	4,59	7,02	1597,8	496,4	427,74	442,74	412,74	0	0,0	
49	4,50	0	0	4,87	3,04	0,24	0,15	107,57	9,65	0,63	0,00	3,16	4,23	6,44	1479,5	461,7	432,06	447,06	417,06	0	0,0	
50	6,15	0	0	8,05	7,30	-1,66	-1,00	107,71	13,53	1,30	0,00	2,99	5,16	7,88	2448,7	1110,1	442,48	457,48	427,48	179	0,4	
51	3,81	0	0	9,71	9,08	-5,68	-3,44	106,71	12,61	0,38	0,00	1,81	2,45	3,74	2951,1	1380,6	452,06	467,06	437,06	0	0,0	
52	4,70	0	0	7,26	6,07	-2,16	-1,31	103,28	9,92	0,50	0,00	1,71	2,53	3,88	2207,0	922,4	453,41	468,41	438,41	0	0,0	
53																						
SUM	383,56	0	0	362,04	311,442	38,38	23,21	748,92	80,21	33,71	217,35	349,98	536,38	110086	47351	373,69				8 381 203	24557	

årlig [Mm3]	231,97	145,97	62,7868	Produksjon Suldal 2:	452,95	131,45241	211,6673	324,4022	total energiflyt	157437
Symbol	Bene	Data	Term	Totalt tilslig for Suldal 2:	533,16				Tilslig bekkeinntak:	112,7349 Mm3
				Totalt flom foran Suldal 2:	80,21				Vektet av totaltilslig:	0,347516
				Antatt flom i bekkeinntak:	27,88					
$\eta_{p, tot}$	1,1314	Virkningsgrad pump	Årlig flomtap i Kvanndalsf	52,34						
$\eta_{t, tot}$	0,9104	Virkningsgrad turbin	15m/s gir:							
g	[m/s2]	9,81	tyngdens akselerasjon	3489265	sekunder	2247370				
$\rho$	[kg/m3]	1000	vannets tetthet	969,24	timer	624,27				

**Kvandal pumpekraftverk**

Konstanter:			
$\pi$	3,14159	slipp	0,8
g (m/s <sup>2</sup> )	9,81	friksjon	0,2
rho, vann	1000	støttap	0,8

Alternative endringer/utvidelser:	Eksisterende Fullstendig or Ny pumpeturbin i parallel			
Ønsket fallhøyde H <sub>i</sub> (m)	310	310	310	
Hth-uendelig i designpunkt (mVs)		450	450	
P (MW)	40			
Q (m <sup>3</sup> /s)	15	15	15	
c1m (m/s)	15,15	9,00	9,00	
Fartstall, $\Omega$	0,38			
Antar D2		2,52	2,49	
D2 (m)	1,860	2,519	2,489	
D1 (m)	1,175	1,175	1,457	
b2 (m)	0,1775	0,191	0,213	
Omdreinings hastighet, n (rpm)	1000	600	600	
konst for vannveitapene	0,04512	0,04512	0,04512	
beta2	17	23	22,5	
periferihastighet ved utløp, pumpedrift: u2				
u2 (m/s)	97,39	79,13	78,19	
u1 (m/s)	61,52	36,91	45,76	
u2red (u1red for turbin: 0,7- 0,76)	1,25	1,01	1,00	
Pumpevirkningsgrad	0,9	0,9	0,95	
Pumpeeffekt (MW)	50,69	50,69	48,02	
Teoretisk løftehøyde, Ht (mVs):	519,59	482,75	465,82	
c2u	52,34	59,85	58,44	
c2ured	0,67	0,77	0,75	
c3u	34,70	42,70	40,94	
c3ured	0,44	0,55	0,52	
<b>Kavitasjon:</b>				
a	1,8			
b	0,23			
vannets damptrykk, hva (m)	0,125			
barometertrykk, hb (m)	9,58			
NPSHreq	65,43	23,40	31,98	
<b>Nødvendig dykking, Hs (mVs)</b>	<b>55,98</b>	<b>13,95</b>	<b>22,53</b>	
Trykktall: $\psi$	0,64	0,97	0,99	Anbefalt: 0,9 - 1,3
Reaksjonsgrad:	0,82	0,73	0,74	0,6 - 0,75
Utløpsareal for pumpe (m <sup>2</sup> )	1,037	1,514	1,666	
Innløpsareal pumpe (m <sup>2</sup> )	1,084	1,084	1,667	
Akselerasjon gjennom løpehjul	0,95	1,28	1,00	
Hastighet ved pumpeinnløp (m/s)	13,83	13,83	9,00	

Q (m <sup>3</sup> /s)	Hth <sup>∞</sup> (mVs)	Hth (mVs)	Hfriksj (mVs)	H (mVs)	Falltap $\Delta h$
0,0	966,84	773,47	773,47	593,47	310,00
0,5	951,18	760,95	760,90	592,70	310,01
1,0	935,53	748,42	748,22	591,42	310,05
1,5	919,88	735,90	735,45	589,65	310,10
2,0	904,22	723,38	722,58	587,38	310,18
2,5	888,57	710,86	709,61	584,61	310,28
3,0	872,92	698,33	696,53	581,33	310,41
3,5	857,26	685,81	683,36	577,56	310,55
4,0	841,61	673,29	670,09	573,29	310,72
4,5	825,96	660,76	656,71	568,51	310,91
5,0	810,30	648,24	643,24	563,24	311,13
5,5	794,65	635,72	629,67	557,47	311,36
6,0	778,99	623,20	616,00	551,20	311,62
6,5	763,34	610,67	602,22	544,42	311,91
7,0	747,69	598,15	588,35	537,15	312,21
7,5	732,03	585,63	574,38	529,38	312,54
8,0	716,38	573,10	560,30	521,10	312,89
8,5	700,73	560,58	546,13	512,33	313,26
9,0	685,07	548,06	531,86	503,06	313,65
9,5	669,42	535,54	517,49	493,29	314,07
10,0	653,77	523,01	503,01	483,01	314,51
10,5	638,11	510,49	488,44	472,24	314,97
11,0	622,46	497,97	473,77	460,97	315,46
11,5	606,81	485,44	458,99	449,19	315,97
12,0	591,15	472,92	444,12	436,92	316,50
12,5	575,50	460,40	429,15	424,15	317,05
13,0	559,85	447,88	414,08	410,88	317,63
13,5	544,19	435,35	398,90	397,10	318,22
14,0	528,54	422,83	383,63	382,83	318,84
14,5	512,88	410,31	368,26	368,06	319,49
15,0	497,23	397,78	352,78	352,78	320,15
15,5	481,58	385,26	337,21	337,01	320,84
16,0	465,92	372,74	321,54	320,74	321,55
16,5	450,27	360,22	305,77	303,97	322,28
17,0	434,62	347,69	289,89	286,69	323,04
17,5	418,96	335,17	273,92	268,92	323,82
18,0	403,31	322,65	257,85	250,65	324,62
18,5	387,66	310,12	241,67	231,87	325,44
19,0	372,00	297,60	225,40	212,60	326,29
19,5	356,35	285,08	209,03	192,83	327,16
20,0	340,70	272,56	192,56	172,56	328,05
20,5	325,04	260,03	175,98	151,78	328,96
21,0	309,39	247,51	159,31	130,51	329,90
21,5	293,73	234,99	142,54	108,74	330,86
22,0	278,08	222,46	125,66	86,46	331,84
22,5	262,43	209,94	108,69	63,69	332,84
23,0	246,77	197,42	91,62	40,42	333,87
23,5	231,12	184,90	74,45	16,65	334,92
24,0	215,47	172,37	57,17	-7,63	335,99

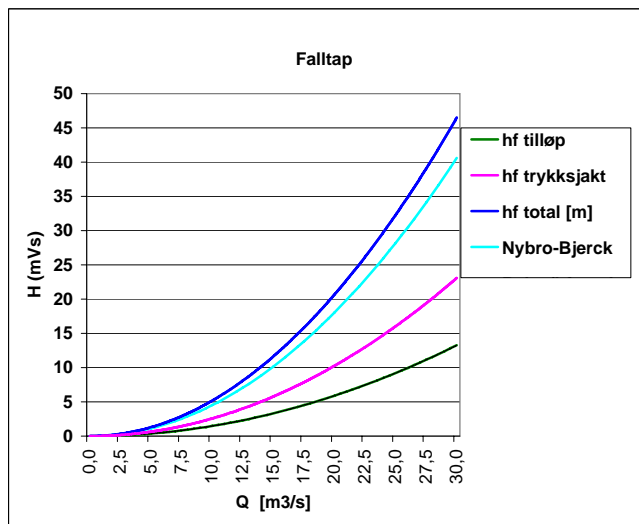
Med moody diagram som basis, funnet i <http://img95.imageshack.us/img95/1958/moodydr8.png>

Konstanter:	
pi	3,14159
g	9,81 m/s <sup>2</sup>
Q	15 m <sup>3</sup> /s
e-Råsprengt s	200 mm
e-stål	0,002 mm

Utregninger:	
hast. Tilløp	1,071 m/s
hast. Trykksjå	5,929 m/s
VD tilløp	396,4
VD trykksjå	1067,2
r-råsprengt	0,054054 => f= 0,0174
r-stål	0,000001 => f= 0,008
Dermed:	
hf-råsprengt	0,96303709 mVs
hf-trykksjå	5,77295219 mVs

Data fra tegning:	
L tilløpstunnel	3500 m
L trykksjå	725 m
D tilløpstunnel	3700 mm
D trykksjå	1800 mm
A tilløp	14 m <sup>2</sup>
A trykksjå	2,53 m <sup>2</sup>
A ny trykksjå	7 m <sup>2</sup>

Q	v tilløp	VD tilløp	hf tilløp	Manningsform	v trykk	VD trykk	hf trykksjå	falltap nedst	hf total [m]	Nybro-Bjerck	Ny trykksjå	Ny trykksjå, m	Manningsformel
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0000	0,0	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,5	0,0	13,2	0,0	0,0037	0,2	35,6	0,0064	0,0028	0,0129	0,0113	0,0129	0,0048	0,0048
1,0	0,1	26,4	0,0	0,0147	0,4	71,1	0,0257	0,0113	0,0517	0,0451	0,0517	0,0194	0,0194
1,5	0,1	39,6	0,0	0,0332	0,6	106,7	0,0577	0,0254	0,1163	0,1015	0,1163	0,0436	0,0436
2,0	0,1	52,9	0,0	0,0590	0,8	142,3	0,1026	0,0451	0,2067	0,1805	0,2067	0,0776	0,0776
2,5	0,2	66,1	0,0	0,0921	1,0	177,9	0,1604	0,0704	0,3229	0,2820	0,3229	0,1212	0,1212
3,0	0,2	79,3	0,0	0,1327	1,2	213,4	0,2309	0,1014	0,4650	0,4061	0,4650	0,1745	0,1745
3,5	0,3	92,5	0,0	0,1806	1,4	249,0	0,3143	0,1381	0,6330	0,5527	0,6330	0,2375	0,2375
4,0	0,3	105,7	0,0	0,2359	1,6	284,6	0,4105	0,1803	0,8267	0,7219	0,8267	0,3103	0,3103
4,5	0,3	118,9	0,0	0,2986	1,8	320,2	0,5196	0,2282	1,0463	0,9137	1,0463	0,3927	0,3927
5,0	0,4	132,1	0,0	0,3686	2,0	355,7	0,6414	0,2818	1,2918	1,1280	1,2918	0,4848	0,4848
5,5	0,4	145,4	0,0	0,4460	2,2	391,3	0,7761	0,3409	1,5630	1,3649	1,5630	0,5866	0,5866
6,0	0,4	158,6	0,0	0,5308	2,4	426,9	0,9237	0,4057	1,8602	1,6243	1,8602	0,6981	0,6981
6,5	0,5	171,8	0,0	0,6229	2,6	462,5	1,0840	0,4762	2,1831	1,9063	2,1831	0,8193	0,8193
7,0	0,5	185,0	0,0	0,7224	2,8	498,0	1,2572	0,5522	2,5319	2,2109	2,5319	0,9502	0,9502
7,5	0,5	198,2	0,0	0,8293	3,0	533,6	1,4432	0,6339	2,9065	2,5380	2,9065	1,0908	1,0908
8,0	0,6	211,4	0,0	0,9436	3,2	569,2	1,6421	0,7213	3,3069	2,8877	3,3069	1,2411	1,2411
8,5	0,6	224,6	0,0	1,0652	3,4	604,7	1,8538	0,8143	3,7332	3,2599	3,7332	1,4010	1,4010
9,0	0,6	237,9	0,0	1,1942	3,6	640,3	2,0783	0,9129	4,1853	3,6547	4,1853	1,5707	1,5707
9,5	0,7	251,1	0,0	1,3306	3,8	675,9	2,3156	1,0171	4,6633	4,0721	4,6633	1,7501	1,7501
10,0	0,7	264,3	0,0	1,4743	4,0	711,5	2,5658	1,1270	5,1671	4,5120	5,1671	1,9392	1,9392
10,5	0,8	277,5	0,0	1,6255	4,2	747,0	2,8287	1,2425	5,6967	4,9745	5,6967	2,1379	2,1379
11,0	0,8	290,7	0,0	1,7839	4,3	782,6	3,1046	1,3637	6,2522	5,4595	6,2522	2,3464	2,3464
11,5	0,8	303,9	0,0	1,9498	4,5	818,2	3,3932	1,4905	6,8335	5,9671	6,8335	2,5645	2,5645
12,0	0,9	317,1	0,0	2,1230	4,7	853,8	3,6947	1,6229	7,4406	6,4973	7,4406	2,7924	2,7924
12,5	0,9	330,4	0,0	2,3036	4,9	889,3	4,0090	1,7609	8,0736	7,0500	8,0736	3,0299	3,0299
13,0	0,9	343,6	0,0	2,4916	5,1	924,9	4,3361	1,9046	8,7324	7,6253	8,7324	3,2772	3,2772
13,5	1,0	356,8	0,0	2,6870	5,3	960,5	4,6761	2,0540	9,4170	8,2231	9,4170	3,5341	3,5341
14,0	1,0	370,0	0,0	2,8897	5,5	996,0	5,0289	2,2089	10,1275	8,8435	10,1275	3,8007	3,8007
14,5	1,0	383,2	0,0	3,0998	5,7	1031,6	5,3945	2,3695	10,8638	9,4865	10,8638	4,0771	4,0771
15,0	1,1	396,4	0,0	3,3173	5,9	1067,2	5,7730	2,5358	11,6260	10,1520	11,6260	4,3631	4,3631
15,5	1,1	409,6	0,0	3,5421	6,1	1102,8	6,1642	2,7076	12,4139	10,8401	12,4139	4,6579	4,6579
16,0	1,1	422,9	0,0	3,7743	6,3	1138,3	6,5683	2,8851	13,2278	11,5507	13,2278	4,9607	4,9607
16,5	1,2	436,1	0,0	4,0139	6,5	1173,9	6,9853	3,0683	14,0674	12,2839	14,0674	5,2714	5,2714
17,0	1,2	449,3	0,0	4,2608	6,7	1209,5	7,4150	3,2570	14,9329	13,0397	14,9329	5,5899	5,5899
17,5	1,3	462,5	0,0	4,5151	6,9	1245,1	7,8576	3,4514	15,8242	13,8180	15,8242	5,9154	5,9154
18,0	1,3	475,7	0,0	4,7768	7,1	1280,6	8,3131	3,6515	16,7414	14,6189	16,7414	6,2479	6,2479
18,5	1,3	488,9	0,0	5,0459	7,3	1316,2	8,7813	3,8572	17,6844	15,4423	17,6844	6,5864	6,5864
19,0	1,4	502,1	0,0	5,3223	7,5	1351,8	9,2624	4,0685	18,6532	16,2883	18,6532	6,9309	6,9309
19,5	1,4	515,4	0,0	5,6062	7,7	1387,4	9,7563	4,2854	19,6479	17,1569	19,6479	7,2814	7,2814
20,0	1,4	528,6	0,0	5,8973	7,9	1422,9	10,2630	4,5080	20,6684	18,0480	20,6684	7,6379	7,6379
20,5	1,5	541,8	0,0	6,1959	8,1	1458,5	10,7826	4,7362	21,7147	18,9617	21,7147	7,9994	7,9994
21,0	1,5	555,0	0,0	6,5018	8,3	1494,1	11,3150	4,9701	22,7869	19,8979	22,7869	8,3659	8,3659
21,5	1,5	568,2	0,0	6,8151	8,5	1529,6	11,8602	5,2096	23,8849	20,8567	23,8849	8,7374	8,7374
22,0	1,6	581,4	0,0	7,1358	8,7	1565,2	12,4183	5,4547	25,0087	21,8381	25,0087	9,1139	9,1139
22,5	1,6	594,6	0,0	7,4638	8,9	1600,8	12,9891	5,7054	26,1584	22,8420	26,1584	9,4954	9,4954
23,0	1,6	607,9	0,0	7,7992	9,1	1636,4	13,5729	5,9618	27,3339	23,8685	27,3339	9,8819	9,8819
23,5	1,7	621,1	0,0	8,1420	9,3	1671,9	14,1694	6,2239	28,5353	24,9175	28,5353	10,2734	10,2734
24,0	1,7	634,3	0,0	8,4922	9,5	1707,5	14,7788	6,4915	29,7624	25,9891	29,7624	10,6700	10,6700
24,5	1,8	647,5	0,0	8,8497	9,7	1743,1	15,4010	6,7648	31,0155	27,0833	31,0155	11,0715	11,0715
25,0	1,8	660,7	0,0	9,2146	9,9	1778,7	16,0360	7,0438	32,2943	28,2000	32,2943	11,4780	11,4780
25,5	1,8	673,9	0,0	9,5869	10,1	1814,2	16,6838	7,3283	33,5990	29,3393	33,5990	11,8895	11,8895
26,0	1,9	687,1	0,0	9,9665	10,3	1849,8	17,3445	7,6185	34,9295	30,5011	34,9295	12,3060	12,3060
26,5	1,9	700,4	0,0	10,3535	10,5	1885,4	18,0180	7,9144	36,2859	31,6855	36,2859	12,7275	12,7275
27,0	1,9	713,6	0,0	10,7479	10,7	1920,9	18,7044	8,2158	37,6681	32,8925	37,6681	13,1540	13,1540
27,5	2,0	726,8	0,0	11,1497	10,9	1956,5	19,4035	8,5229	39,0761	34,1220	39,0761	13,5855	13,5855
28,0	2,0	740,0	0,0	11,5588	11,1	1992,1	20,1155	8,8357	40,5100	35,3741	40,5100	14,0220	14,0220
28,5	2,0	753,2	0,0	11,9753	11,3	2027,7	20,8404	9,1541	41,9697	36,6487	41,9697	14,4635	14,4635
29,0	2,1	766,4	0,0	12,3992	11,5	2063,2	21,5780	9,4781	43,4552	37,9459	43,4552	14,9095	14,9095
29,5	2,1	779,6	0,0	12,8304	11,7	2098,8	22,3285	9,8077	44,9666	39,2657	44,9666	15,3600	15,3600
30,0	2,1	792,9	0,0	13,2690	11,9	2134,4	23,0918	10,1430	46,5038	40,6080	46,5038	15,8155	15,8155



## Lønnsomhetsberegning

### Inndata

Rente	7 %
Virkningsgrad pumpe	90 %
Totalvirkningsgrad Suldal 2	85 %
<b>Flomvann til pumping:</b>	<b>25 000 MWh</b>
Velg tilsigsscenario, 1-2-3:	1
1: Normalår	25 000 MWh
2: Våtår:	30 000 MWh
3: Tørrår:	20 000 MWh

### Snittpriser 2015

Prisjustering:	100 %
Døgn tillegg/fratrekk:	15 kr/MWh
Kraftpris, sommer	330,04 kr/MWh
Kraftpris, vinter	411,10 kr/MWh
Kraftpris, år	373,69 kr/MWh
Kraftpris, pumping	315,04 kr/MWh
Kraftpris, salg sommer	345,04 kr/MWh
Kraftpris, salg vinter	426,10 kr/MWh

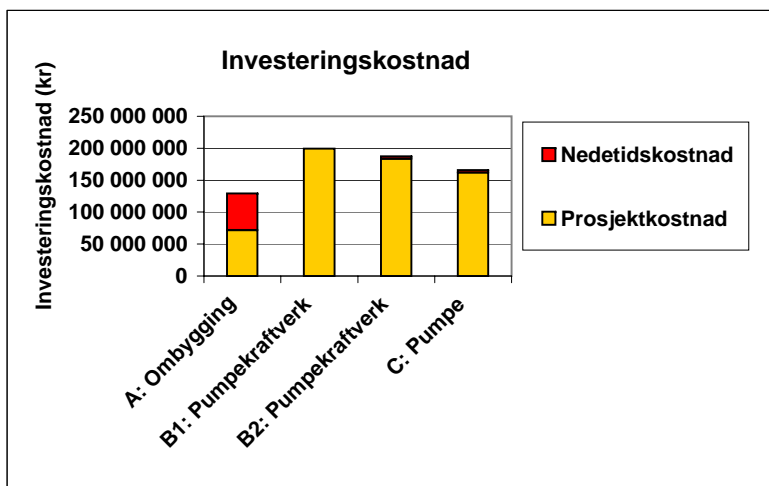
### Utdata

Alternativ	Prosjektkostnad kr	Nedetidskostnad kr	Nåverdi kr	Energigevinst MWh	Virkningsgrader:			
					Utbygningsk kr/kWh	Turbindrift fullast	Pumpedrift fullast	Tap i tillegg til pumping MWh
<b>A: Ombygging</b>	71 490 125	57 997 980	(7 436 310)	28 210	4,59	87,39 %	85,49 %	7 237
<b>B1: Pumpekraftverk</b>	199 191 231	0	(3 974 707)	32 240	6,18	81,03 %	85,49 %	2 364
<b>B2: Pumpekraftverk</b>	183 228 147	4 000 000	(1 669 282)	30 215	6,20	77,63 %	85,49 %	3 752
<b>C: Pumpe</b>	161 793 712	4 000 000	(13 558 745)	35 926	4,61	89,29 %	85,49 %	-

### Resultater:

Nåverdi 30 GWh	A: Ombygging B1: Pumpekr B2: Pumpekr C: Pumpe			
90 %	12 599 718	13 564 415	15 084 091	569 164
100 %	19 695 172	35 068 598	35 442 491	16 888 249
110 %	26 790 626	56 572 781	55 800 891	33 207 334
25 GWh				
90 %	-12 155 795	-21 894 859	-18 634 616	-27 157 982
100 %	-7 436 310	-3 974 707	-1 669 282	-13 558 745
110 %	-2 716 825	13 945 446	15 296 051	40 493
20 GWh				
90 %	-36 911 308	-57 354 134	-52 353 322	-54 885 128
100 %	-34 567 792	-43 018 012	-38 781 055	-44 005 738
110 %	-32 224 276	-28 681 890	-25 208 788	-33 126 348
Varierende døgnpris (kr/MWh)				
10	-13 055 965	-9 313 040	-6 971 126	-18 972 942
15	-7 436 310	-3 974 707	-1 669 282	-13 558 745
20	-1 816 655	1 363 626	3 632 561	-8 144 548

Investeringskostnad 129 488 105 199 191 231 187 228 147 165 793 712









## Lønnsomhetsberegning

### Konstanter

pumpevirkningsgrad:	90 %
Virkningsgrad Suldal 2:	85 %
Nedetidkostnad, 1 sommermåned	4 000 000
Ønsket ny energiproduksjon i Kvanndal:	25 000 MWh

lastområde MW	timer kjørt	trafo	generator	dagens virkningspumpe	vannvei	anlegg turbindri	anlegg pumpe
40	1493,3	99,5 %	98,7 %	94,0 %	90,0 %	96,7 %	89,29 %
35	2720,2	99,5 %	98,5 %	94,5 %	90,0 %	97,9 %	90,68 %
29	667,5	99,5 %	98,3 %	93,6 %	90,0 %	98,5 %	90,22 %
23	31,8	99,5 %	97,9 %	91,7 %	90,0 %	99,1 %	88,49 %
10	92,3	99,5 %	97,3 %	89,0 %	90,0 %	99,8 %	86,01 %
SUM	5005,166667						

Antar pumping med maksimal vannføring slik at total anleggsvirkningsgrad blir på: 85,49 %  
 Pumpedrift: for å løfte flomvannet må pumpen tilføres: 29243 MWh

Energistrøm for vann fra Kvanndalsfoss → Sandvatn → Kvanndalsfoss

	MWh	
energi tilført Kvanndal kraftstasjon	-29243	Snittpriser 2015
energi produsert i Kvanndal kraftstasjon	22669	Prisjustering: 100 %
energi produsert i Suldal2	42500	Dag/Natt forskjell: 15 kr/MWh
Energigevinst:	<b>35926</b>	Kraftpris, sommer 330,04 kr/MWh
		Kraftpris, vinter 411,10 kr/MWh
		Kraftpris, år 373,69 kr/MWh
		Kraftpris, pumping 315,04 kr/MWh
		Kraftpris, salg somr 345,04 kr/MWh
		Kraftpris, salg vinter 426,10 kr/MWh
		Kjøper kraft for pu

Lønnsomhetsanalyse ved bruk av nåverdimetoden:

År	0	1	2	3	4	5	6	7
Salgsinntekter		2,25E+07	2,25E+07	2,25E+07	2,25E+07	2,25E+07	2,25E+07	2,25E+07
Pumpekostnader		-9,21E+06	-9,21E+06	-9,21E+06	-9,21E+06	-9,21E+06	-9,21E+06	-9,21E+06
Investering	-1,66E+08							
Kontantstrøm	-165793712,3	1,33E+07	1,33E+07	1,33E+07	1,33E+07	1,33E+07	1,33E+07	1,33E+07
nåverdi		(kr 13 558 745)						

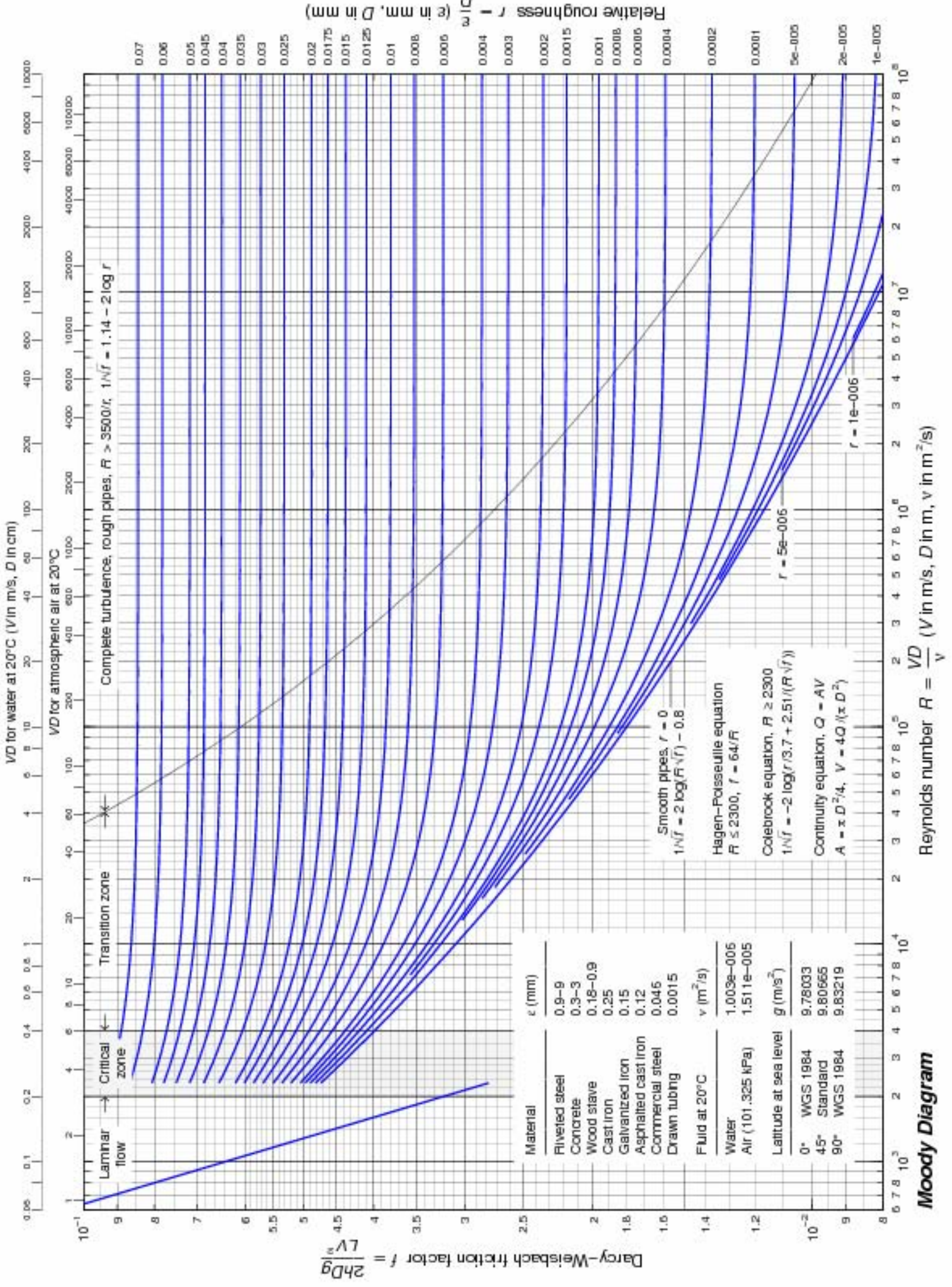


Utbygningkostnader.			Pumpeturbin med trykksjakt:			Hydro-tall:		Pumpeturbin uten ny trykksjakt:			Hydro-tall:				
	mengde/enhet	Pris	jan.05	jan.07	jan.08	Pris	Sum (jan.07)	Sum jan.08	Pris	jan.05	jan.07	jan.08	Pris	Sum (jan.07)	Sum jan.08
		kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr
<b>Bygg</b>	<b>Priser på: (i NVE perm)</b>														
	Trykksjakt, Fig B.7.1	725 m	23 508	17 042 941		20 000	14 500 000		23 508	1 175 375					
	Sikring						4 350 000								
	Konus, Fig B.7.3	10 m	190 628	1 906 277											
	Bukseløsning, arb. + installas	1 stk							10 000 000	10 000 000		??		10 000 000	
	Kraftstasjon i fjell, B.10.2.4	10000 m3	1 600	16 000 000			18 800 000		1 600	16 000 000				18 800 000	
	Sikring						5 640 000							5 640 000	
	Vei	3500 m	200	700 000			700 000			700 000				700 000	
	Uspesifisert, 10%	uspesifisert?		3 564 922			4 399 000			2 787 538				3 514 000	
	<b>Total Bygg</b>			<b>39 214 140</b>	<b>47 056 968</b>	<b>51 150 924</b>	<b>48 389 000</b>	<b>52 598 843</b>		<b>30 662 913</b>	<b>36 795 495</b>	<b>39 996 703</b>		<b>38 654 000</b>	<b>42 016 898</b>
<b>Elektro</b>			mill kr						mill kr						
	Generator, Fig E.1.1a	1 stk	13,74	13 742 871	16 491 446	25 080 000	25 080 000		13,74	13 742 871	16 491 446	25 080 000	25 080 000	25 080 000	
	Trafo, Fig E.2.1.1a	1 stk	3,93	3 932 708	5 702 426	5 280 000	5 280 000		3,93	3 932 708	5 702 426	5 280 000	5 280 000	5 280 000	
	Kontrollanlegg, Fig E.4.1	1 stk	5,78	5 778 733	6 934 480	4 752 000	4 752 000		5,78	5 778 733	6 934 480	4 752 000	4 752 000	4 752 000	
	Hjelpeanlegg	1 stk	7,17	7 172 223	7 172 223	4 224 000	4 224 000		7,17	7 172 223	7 172 223	4 224 000	4 224 000	4 224 000	
	Kabelanlegg, Fig E.6.1	0,6 km	1,50	900 000	1 080 000	960 000	576 000		1,50	900 000	1 080 000	960 000	576 000	576 000	
	Uspesifisert, 5%			1 576 327	1 869 029		1 995 600			1 576 327	1 869 029		1 995 600	1 995 600	
	<b>Total Elektro-kost: (Fig E.8.1)</b>		33,02	<b>33 102 862</b>	<b>39 249 604</b>	<b>42 664 319</b>	<b>41 907 600</b>	<b>45 553 561</b>	2,38	<b>33 102 862</b>	<b>39 249 604</b>	<b>42 664 319</b>		<b>41 907 600</b>	<b>45 553 561</b>
<b>Mekanisk</b>			kr						kr						
	Pumpeturbin, Fig M.1.B	50 MW	465 479	29 092 467	33 165 412	45 600 000	45 600 000		465 479	29 092 467	33 165 412	45 600 000	45 600 000	45 600 000	
	Turbinrør Ø=1700mm, Fig M.1	50 m	23 544	1 177 191	1 294 910	50 000	2 500 000		23 544	1 177 191	1 294 910	50 000	2 500 000	2 500 000	
	Maskinsalkran/diverse utstyr,	50 MW	84 284	4 214 207	4 635 628	2 400 000	2 400 000		84 284	4 214 207	4 635 628	2 400 000	2 400 000	2 400 000	
	Uspesifisert, 5%			1 724 193	1 954 797		2 525 000			1 724 193	1 954 797		2 525 000	2 525 000	
	<b>Total Maskin</b>			<b>36 208 057</b>	<b>41 050 747</b>	<b>44 622 162</b>	<b>53 025 000</b>	<b>57 638 175</b>		<b>36 208 057</b>	<b>41 050 747</b>	<b>44 622 162</b>		<b>53 025 000</b>	<b>57 638 175</b>
	<b>sum fysisk kost</b>			<b>108 525 060</b>	<b>127 357 318</b>	<b>138 437 405</b>	<b>143 321 600</b>	<b>155 790 579</b>		<b>99 973 832</b>	<b>117 095 846</b>	<b>127 283 184</b>		<b>133 586 600</b>	<b>145 208 634</b>
<b>Non phys</b>	Engineering etc, 7%	7 %			<b>9 690 618</b>						<b>8 909 823</b>				
	Sum non physical														
	Basisestimert (fys + ikke fysisk)				<b>148 128 023</b>			155 790 579			<b>136 193 007</b>			145 208 634	
	Contingency - forventet tille	25 %			<b>37 032 006</b>			38 947 645			<b>34 048 252</b>			36 302 159	
	Facility cost				<b>185 160 029</b>			194 738 224			<b>170 241 259</b>			181 510 793	
	Owners cost:														
	Planlegging og oppfølging	fast-sum??													
	Reservedeler, elektro	max + - 1 mill			<b>1 000 000</b>		1 000 000				<b>1 000 000</b>		1 000 000	1 000 000	
	Sum Owners cost				<b>1 000 000</b>		1 000 000				<b>1 000 000</b>		1 000 000	1 000 000	
	Forventet kostnad	cost level 2008			<b>186 160 029</b>			195 738 224			<b>171 241 259</b>			182 510 793	
	Finans i gjennomføringsperioden	7 % n=3			13 031 202						11 986 888				
	Sum prosjektkostnad				<b>199 191 231</b>						<b>183 228 147</b>				
	Prosjektreserver; av forventningsverdi; 10%				18 616 003			19 573 822			17 124 126			18 251 079	
	Bevilgningsbeløp				<b>217 807 234</b>			19 573 822			<b>200 352 273</b>			18 251 079	

	Ombygg	Pumpekraftver	Pumpekraftve	Pumpe
<b>Bygg</b>	1 004 388	51 150 924	39 996 703	38 310 228
<b>Elektro</b>	23 304 023	42 664 319	42 664 319	30 851 407
<b>Mekanisk</b>	25 902 109	44 622 162	44 622 162	43 144 217
<b>Total fysisk k</b>	<b>49 206 131</b>	<b>138 437 405</b>	<b>127 283 184</b>	<b>112 305 852</b>
<b>Ikke-fysiske k</b>	3 444 429	9 690 618	8 909 823	7 861 410
<b>Basisestimat</b>	<b>52 650 561</b>	<b>148 128 023</b>	<b>136 193 007</b>	<b>120 167 262</b>
<b>Forventet tillg</b>	13 162 640	37 032 006	34 048 252	30 041 815
<b>Byggherreko</b>	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
<b>Forventet ko</b>	<b>66 813 201</b>	<b>186 160 029</b>	<b>171 241 259</b>	<b>151 209 077</b>
<b>Finanskostna</b>	4 676 924	13 031 202	11 986 888	10 584 635
<b>Prosjektkostr</b>	<b>71 490 125</b>	<b>199 191 231</b>	<b>183 228 147</b>	<b>161 793 712</b>

		Ombygg:		
		jan.05	jan.07	jan.08
		kr	kr	kr
<b>Bygg</b>				
Vei	3500 m	200	700 000	840 000
Uspesifisert, 10%			70 000	84 000
<b>Total Bygg</b>			<b>770 000</b>	<b>924 000</b>
<b>Elektro</b>				
Ombygget generator:	1 stk		6 871 436	8 245 723
Startutrustning, kompressor, t	1 stk		5 000 000	5 000 000
Hjelpeanlegg	1 stk		7 172 223	7 172 223
Uspesifisert, 5%			952 183	1 020 897
<b>Total Elektro</b>			<b>19 995 842</b>	<b>21 438 843</b>
<b>Mekanisk</b>				
Turbinhjul og ledeapparat	50 MW	465 479	14 546 233	16 582 706
Pumpe (kavitasjon)	6,5 MW	824 773	5 361 024	6 111 567
Uspesifisert, 5%			995 363	1 134 714
<b>Total Maskin</b>			<b>20 902 620</b>	<b>23 828 987</b>
<b>Sum</b>			<b>40 898 462</b>	<b>45 267 830</b>
<b>Non phys</b>				
Engineering etc, 7%				3 444 429
<b>Sum non physical</b>				
<b>Basisestimat (fys + ikke fysisk)</b>				<b>52 650 561</b>
Contingency - forventet tilleg	25 %			13 162 640
<b>Facility cost</b>				<b>65 813 201</b>
Reservedeler, elektro	max	+ - 1 mill		1 000 000
<b>Sum Owners cost</b>				<b>1 000 000</b>
<b>Forventningsverdi</b>	cost level 2008			<b>66 813 201</b>
Finans i gjennomføringsperioden	7 %			4 676 924
<b>Sum prosjektkostnad</b>				<b>71 490 125</b>

		Pumpe:		
		jan.05	jan.07	jan.08
		kr	kr	kr
<b>Bygg</b>				
Bukseløsning,	1 stk		10 000 000	
Kraftstasjon i fj	1 stk		16 000 000	
Vei	3500 m	200	700 000	
Uspesifisert, 10%			2 670 000	
<b>Total Bygg</b>			<b>29 370 000</b>	<b>38 310 228</b>
<b>Elektro</b>				
Motor, Fig E.1.	50 MW	13,74	13 742 871	16 491 446
Trafo, Fig E.2.1.1a				
Kontrollanlegg	1 stk		1 805 799	2 166 959
Hjelpeanlegg	1 stk		7 172 223	7 172 223
Kabelanlegg, f	1 stk		1 000 000	1 200 000
Uspesifisert, 5%			1 186 045	1 351 531
<b>Total Elektro-kost:</b>			<b>24 906 939</b>	<b>28 382 159</b>
<b>Mekanisk</b>				
Pumpe, Fig M.	50 MW	465 479	29 092 467	33 165 412
Masksalkran	50 MW	84 284	4 214 207	4 635 628
Uspesifisert, 5%			1 665 334	1 890 052
<b>Total Maskin</b>			<b>34 972 007</b>	<b>39 691 092</b>
<b>Sum</b>			<b>89 248 946</b>	<b>103 317 251</b>
<b>Non physical</b>				
Engineering et	7 %			7 861 410
<b>Sum non physical</b>				
<b>Basisestimat (fys + ikke fysisk)</b>				<b>120 167 262</b>
Contingency -	25 %			30 041 815
<b>Facility cost</b>				<b>150 209 077</b>
Reservedeler, elektro	max	+ - 1 mill		1 000 000
<b>Sum Owners cost</b>				<b>1 000 000</b>
<b>Forventningsv</b>	cost level 2008			<b>151 209 077</b>
Finans i gjennomføringsperioden	7 %			10 584 635
<b>Sum prosjektkostnad</b>				<b>161 793 712</b>



**Moody Diagram**