

BACHELOROPPGAVE

Planlegging av Fardalselvi kraftverk

-med fokus på en alternativ kraftstasjonsplassering

av

Kandidat 3 – Vebjørn Enersen

Kandidat 4 – Kristian Bøe

Kandidat 7 – Anders Nystuen

Kandidat 10 – Espen Aker

Kandidat 217 – Ole Vebjørn Harstad Bakken

Planning of Fardalselvi power plant

Fornybar Energi

Fornybar Energi, fordjuping i økonomifag
Landskapsplanlegging med landskapsarkitektur

FE403, BO6-2010, PL491

Juni 2015

Avtale om elektronisk publisering i Høgskulen i Sogn og Fjordane sitt institusjonelle arkiv (Brage)

Jeg gir med dette Høgskulen i Sogn og Fjordane tillatelse til å publisere oppgaven Planlegging av Fardalselvi kraftverk i Brage hvis karakteren A eller B er oppnådd.

Jeg garanterer at jeg er opphavsperson til oppgaven, sammen med eventuelle medforfattere. Opphavsrettslig beskyttet materiale er brukt med skriftlig tillatelse.

Jeg garanterer at oppgaven ikke inneholder materiale som kan stride mot gjeldende norsk rett.

Ved gruppeinnlevering må alle i gruppa samtykke i avtalen.

Fyll inn kandidatnummer og navn og sett kryss:

Kandidat 3 – Vebjørn Enersen

JA NEI

Kandidat 4 - Kristian Bøe

JA NEI

Kandidat 7- Anders Nystuen

JA NEI

kandidat 10 – Espen Aker

JA NEI

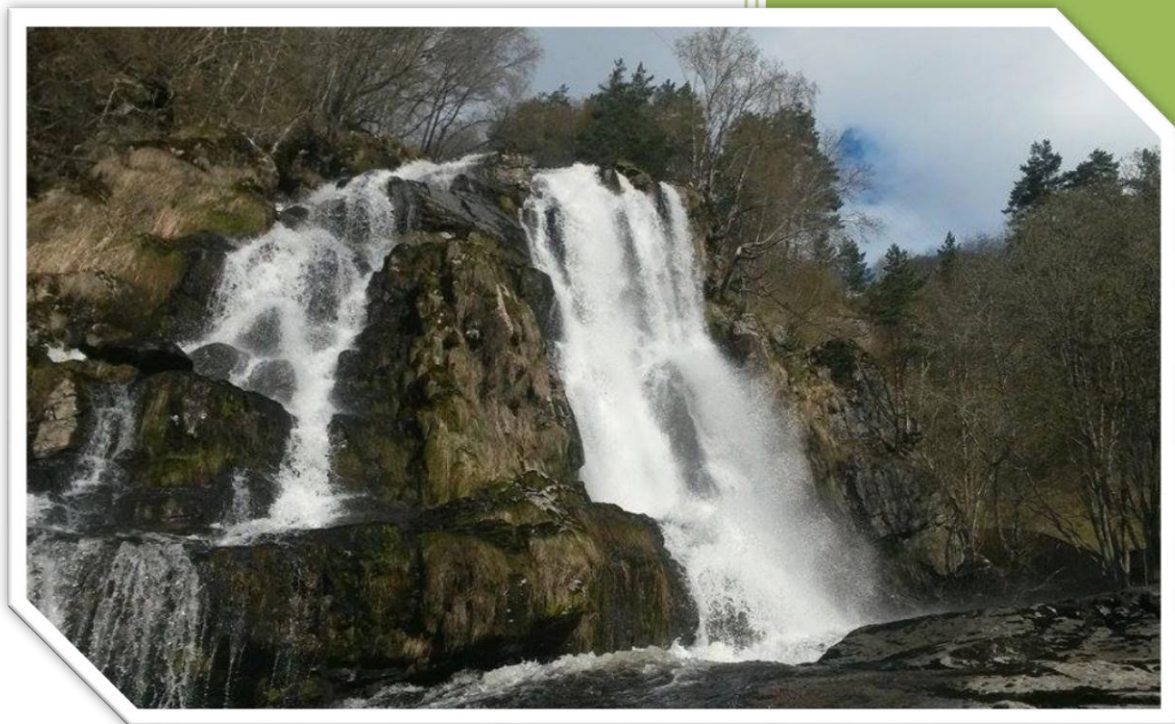
Kandidat 217 – Ole Vebjørn Harstad Bakken

JA NEI

2015

Planlegging av Fardalselvi kraftverk

-med fokus på en alternativ kraftstasjons plassering.



Forord

Dette er en bacheloroppgave skrevet av fem studenter fra avdeling for ingeniør- og naturfag ved Høgskolen i Sogn og Fjordane, våren 2015. Oppgaven er tverrfaglig og skrevet av fire studenter fra studiet Fornybar energi, der tre har fordypning i planfag og en har fordypning i økonomifag, og en student fra studiet Landskapsplanlegging med landskapsarkitektur.

Arbeidet er fordelt ut i fra kompetanseområdet til hver student. Kartlegging av ressursgrunnlaget og valg av de tekniske løsningene er utført av de tre studentene fra fornybar energi, med fordypning i planfag. Utforming av kraftstasjonsområdet og miljømessige- og estetiske tiltak, samt alle plantegninger, visualiseringer og vertikalprofiler er utført av studenten fra Landskapsplanlegging. Den økonomiske analysen er utført av studenten fra fornybar energi, med fordypning i økonomi. Disse delene bygger på hverandre og under arbeidet har vi vært avhengige av utveksling av informasjon mellom oss for å komme frem til de ulike resultatene.

Valg av tema og problemstilling er bestemt med bakgrunn i et tidligere prosjekt i faget «PL412 Landskapsinngrep». Der jobbet vi med ulike problemstillinger, blant annet adkomstvei i vanskelig terreng til planlagt kraftstasjon i Fardal. Dette forslaget ble nevnt, men avslått av NVE i deres begrunnelse for konsesjonsvedtak. Vi mener at avslaget er et resultat av at alternativet ble foreslått for sent i konsesjonsprosessen og ikke utredet tilstrekkelig. Vi mener også at vår løsning ved flytting av hele kraftstasjonen har store økonomiske og landskapsmessige fordeler, og bør utredes videre. Etter møte med Kåre Fosse, prosjektleder i Sognekraft, definerte vi fokuset i oppgaven og formulerte problemstilling.

Vi vil gjerne takke følgende personer for hjelp under denne oppgaven:

- Bjarte Skår. Markedssjef vannkraft, Brødrene Dahl.
- Eirik Skåla. Leder elektroavdeling, Energiteknikk.
- Kåre Fosse. Prosjektleder, Sognekraft.
- Odd Gunnar Jakobsen, Analytiker, MKonline.
- Ole-Johnny Nesdal, Porteføljeforvalter, Sogn og Fjordane Energi.
- Simon De Villiers. Førsteamanuensis – avd. for ingeniør- og naturfag, HiSF.
- Liv Norunn Hamre. Avdelingsingeniør – avd. for ingeniør- og naturfag, HiSF.

Vi vil spesielt takke våre veiledere Erling Holden, Bente Johnsen Rygg, Anne Margrethe Bø Tibballs og Johannes Idsø for god hjelp og tilbakemeldinger i bachelorperioden.

Kandidat 3 – Vebjørn Enersen

Kandidat 4 – Kristian Bøe

Kandidat 7 – Anders Nystuen

Kandidat 10 – Espen Aker

Kandidat 217 – Ole Vebjørn Harstad Bakken

Sogndal 1. juni 2015

Sammendrag

Denne oppgaven ser på muligheten for en alternativ plassering av Fardalselvi kraftverk i forhold til de vilkårene som er gitt i konsesjonen. Omsøkt kraftverksplasseringen var i overkant av selve Fardalsfossen, men denne plasseringen ble ikke godkjent av NVE. Prosjektet fikk konsesjon på det vilkåret at kraftstasjonen skal plasseres på jordet over fossen, med kraftstasjonsbygget på 74 moh. Dette gir en redusert produksjon på 1,4 GWh (14,14 %) i forhold til omsøkt alternativ (NVE, 2015). Vår alternative plassering av kraftstasjonen ble nevnt i konsesjonsprosessen, men avslått av NVE på grunnlag av at plasseringen ikke har en tilfredsstillende løsning for tilbakeføring av utløpsvannet fra kraftstasjonen. (NVE, 2015). Vi mener at det finnes gode løsninger for tilbakeføring av utløpsvannet og velger å utrede dette alternativet videre.

Kraftverkets inntak er plassert på 275 moh., rett på oversiden av broen ved Hjelmasete. Kraftstasjonen plasseres 42 moh. nordøst for Fardalsfossen. Dette gir en rørgate på 2351 meter med en brutto fallhøyde på 233 meter. Kraftverkets nyttbare nedbørsfelt er på 21,4 km² og omfatter hele Øvstedalen på oversiden av inntaket. Egne beregninger har vist en middelvannføring på 0,869 m³/s. Kraftverkets slukeevne er satt til 2,4 ganger midlere vannføring, som gir en maksimal slukeevne på 2,1 m³/s. Minstevannføringen er satt til 10 % av middelvannføringen.

Inntaket vil være et Coandainntak. Overløpet ved inntaket vil være 10 meter bredt og vil da dekke maksimum slukeevne. Rørgaten vil bestå av 1944 meter GRP-rør og 414 meter duktile støpejernsrør med en diameter på 1000 millimeter. Etter at friksjonstap, høydetap fra inntak og friluftstap fra turbin er trukket fra, har kraftverket en netto fallhøyde på 217 meter. Turbintypen i kraftverket blir en peltoneturbin med en installert effekt på 4,1 MW. Turbinen vil drive en synkrongenerator med kapasitet på 4 800 kVA. Ut i fra estimeringen av produksjonstimer i løpet av året har vi kunnet beregne en årlig produksjon på 8,1 GWh.

Kraftstasjonsplasseringen er valgt med målsetninger om å lage et område som fungerer godt, utgjør lite naturinngrep og er visuelt tilpasset området rundt. Vår kraftstasjonsplassering fungerer godt på grunn av god tilgjengelighet og en stor nyttbar fallhøyde.

Kraftstasjonsplasseringen utgjør et lite naturinngrep på grunn av kort adkomstvei. Det kreves en god del masseforflytting fra området, men på grunn av områdets uryddige inntrykk vil ikke planeringen vurderes som et negativt inngrep.

For å visuelt tilpasse kraftstasjonsområdet landskapet rundt vil det bli gjort tilpasninger på kraftstasjonsbygningen, kraftstasjonstomten og utløpsrøret. Tilpasningene vil både gjøre kraftstasjonsområdet mindre iøynefallende og mindre synlig.

Den totale utbyggingskostnaden er på 40 302 458 kr, som ved et normalår tilsvarer 4,86 kr/kWh. Med en middels kraftpris på 0,23 kr/kWh, elsertifikat på 0,25 kr/kWh og et reelt avkastningskrav på 3,43 % før skatt vil prosjektet ha en nåverdi på 12 027 245 kr og en internrente på 5,89 %. Følsomhetsanalysene viser at prosjektet kan ha negativ nåverdi ved enkelte scenarioer, men gjennom prosjektets levetid på 40 år tilsier analysene at investeringen mest sannsynlig vil være lønnsom. Finansieringsplanen tilsvarer et lån på 26 000 000 til 3,5 % rente over 30 år. Avkastningen på bedriftens egenkapital er på 7,87 % og kontantstrømmen er positiv over hele prosjektets levetid. Vårt alternativ har en nåverdi som er 3,76 ganger høyere enn nåverdien til det konsesjonsgodkjente alternativet. Avkastningen på egenkapitalen i vårt alternativ er 2,54 % høyere, noe som tilsier at vårt alternativ er mer lønnsomt både samfunnsøkonomisk og økonomisk sett.

En utbygging av Fardalselvi kraftverk vil innebære negative konsekvenser for miljøet og det estetiske, i området Øvstedalen og Fardal. For å minske disse konsekvensene er det sett på mulige miljømessige- og estetiske tiltak som terskler, utløpstunnel og avfallshåndtering. Terskler er et positivt tiltak med tanke på biologisk mangfold og det visuelt estetiske vannspeil tilfører Fardalselvi. Utløpstunnelen er et utbyggingsalternativ som fører utløpsvannet gjennom fjellet. Alternativet fungerer som en løsning på NVEs påstand om at det ikke finnes en tilfredsstillende måte å tilbakeføre utløpsvannet. Avfallshåndtering tar for seg håndteringen av det forurensningsfarlige avfallet som er deponert langs deler av Fardalselvi.

Konklusjonen vår er at plasseringen presentert i denne oppgaven har mange gode aspekter og burde derfor ikke bli oversett. Resultatet i denne oppgaven kan danne bakgrunn for en eventuell klage på NVEs vedtak om kraftstasjonsplassering.

Abstract

This paper evaluates the possibility of an alternative location of Fardalselvi power plant in relation to the conditions of the license agreement. The applied power plant location was in excess of Fardalsfossen, but this location was not approved by NVE. The project was granted a license on the condition that the power station will be placed in the field above the falls, with the power plant built on contour line 74. This results in a reduced production of 1.4 GWh (14.14 %) compared to the applied option (NVE, 2015). Our alternative placement of the power station was mentioned in the licensing process, but declined by NVE on the basis that the location does not have a satisfactory solution for the return of the discharge water from the power station (NVE, 2015). We believe that there are good solutions for the return of the discharge water and decide to investigate this option further.

The power plant's inlet is placed on contour line 275, right above the bridge by Hjelmasete. The power station is located on contour line 42 northeast of Fardalsfossen. This provides a pipeline of 2351 meters with a total gross drop of 233 meters. The power plant's usable catchment area is 21,4 km² and encompasses the entire Øvstedalen above the intake. Our own calculations have shown a mean water flow of 0,869 m³/s. The power plant's absorption capacity is set to 2,4 times the mean water flow, giving a maximum absorption capacity of 2,1 m³/s. Minimum water flow is set at 10 % of the mean water flow.

The intake will be a Coandaintake. The overflow at the intake will be 10 meters wide and will cover the maximum absorption capacity. The pipeline will consist of 1944 meters GRP pipes and 414 meters ductile cast iron pipes with a diameter of 1000 millimetres. After the friction loss, height loss from the intake and turbine is deducted, the power plant has a net drop height of 217 meters. The turbine type in the power plant will be a pelton turbine with an installed capacity of 4,1 MW. The turbine will drive a synchronous generator with a capacity of 4 800 kVA. Based on the estimation of production hours during the year we have been able to calculate an annual production of 8,1 GWh.

The location of the power station is selected with the goal to create a site that works well, poses little intervention in nature and are visually adapted the surroundings. The power station location is convenient because of good accessibility and a large usable height of fall. The location of the power station constitutes little to no intervention to the natural environment due to the short access road. It is required some moving of soil from the area, but because of

the area's untidy appearance it will not be evaluated as a negative intervention. To visually adjust the power station to the surroundings there will be made adjustments to the power station building, power plant site and the discharge pipe. The adjustments will both make the power station area less conspicuous and less visible.

The total development cost is 40 302 458 NOK, which during a normal year equals 4,86 NOK/kWh. With an average electricity price of 0,23 NOK/kWh, electricity certificates of 0,25 NOK/kWh and a real rate of return of 3,43 % before tax, the project will have a present value of 12 027 245 NOK and an IRR of 5.89 %. Sensitivity analyzes show that the project may have a negative net present value at certain scenarios, but throughout the project life of 40 years it is suggested that the investment most likely will be profitable. The financing plan is equivalent to a loan of 26 million to 3,5 % interest over 30 years. The return on corporate equity is 7,87 % and the cash flow is positive over the life of the project. Our alternative has a present value that is 3,76 times higher than the present value of the concession approved option. The return on equity in our option is 2,54 % higher, suggesting that our alternative is more profitable both socioeconomically and financially.

A development of Fardalselvi power plant will entail negative consequences for the environment and the aesthetic in the area of Øvstedalen and Fardal. To reduce these impacts, environmental and aesthetic measures such as thresholds, outlet tunnel and waste management has been evaluated. Thresholds are a positive measurement in terms of the biodiversity and the visual aesthetic that the water mirror adds to Fardalselvi. The outlet tunnel is a development alternative that leads outlet water through the bedrock. This alternative works as a solution to NVE's assertion that there is no satisfactory way to repatriate the outlet water. Waste management addresses the handling of the hazardous waste that is deposited along parts of Fardalselvi.

The location presented in this paper has many good aspects and should therefore not be ignored. The result of this thesis can form the basis for an appeal on NVE's decided location of the power station.

FORORD

SAMMENDRAG

ABSTRACT

VEDLEGGSLISTE

FIGURLISTE

TABELLISTE

1 INNLEDNING **2**

1.1 PROBLEMSTILLING **3**

1.2 FORNYBARDIREKTIVET **4**

1.3 ELSERTIFIKAT **6**

1.4 FORNYBAR ENERGI I NORGE **7**

1.5 TIDLIGERE ARBEID **9**

1.6 VÅRT ARBEID I FAGET LANDSKAPSINNGREP **11**

1.7 SITUASJONEN I DAG **11**

1.8 FORUTSETNINGER **13**

2 RESSURSGRUNNLAG OG PRODUKSJONSESTIMERING **14**

2.1 METODE **14**

2.2 KARTLEGGING AV RESSURSGRUNNLAG **14**

2.3 PLASSERING AV INNTAK OG KRAFTSTASJON **15**

2.4 SAMMENLIGNINGSSTASJON **16**

2.5 OMREGNINGSAKTOR OG TEORETISK VANNFØRING **17**

2.6 RESULTAT RESSURSGRUNNLAG **20**

2.7 PRODUKSJONSESTIMERING **20**

3 TEKNISKE LØSNINGER	27
3.1 METODE FOR VALG AV TEKNISKE LØSNINGER	27
3.2 INNTAKSOMRÅDET	28
3.3 VANNVEI OG RØR	36
3.4 ELEKTROMEKANISK UTSTYR	51
4 KRAFTSTASJONSOMRÅDET	66
4.1 METODE	66
4.2 KRAFTSTASJONSPASSERING	68
4.5 UTLØPSRØRET	73
4.6 SYNLIGHET	74
5 ØKONOMISK ANALYSE.	77
5.1 METODE	77
5.2 KOSTNADER	78
5.3 BESLUTNINGSGRUNNLAG FOR FREMTIDIG KRAFTPRIS	82
5.4 LØNNSOMHETSANALYSER	92
5.5 RESULTATER AV LØNNSOMHETSANALYSENE	96
5.6 RESULTATER AV FØLSOMHETSANALYSENE	97
5.7 OPPSUMMERING AV LØNNSOMHETS- OG FØLSOMHETSANALYSENE	103
5.8 FINANSIERING OG AVKASTNING PÅ EGENKAPITAL	104
5.9 LØNNSOMHETSSAMMENLIGNING VED ALTERNATIV UTBYGGING	107
6 MILJØMESSIGE- OG ESTETISKE TILTAK	108
6.1 TERSKLER	108
6.2 UTLØPSTUNNEL	112
6.3 AVFALLSHÅNDTERING	114
7 KONKLUSJON	115
KILDELISTE	1

Vedleggsliste

Vedlegg 1: Produksjonsestimering ved tørt og vått år.

Vedlegg 2: Estimert på kostnadene for betongarbeid.

Vedlegg 3: Inntaksskisse.

Vedlegg 4: Prisstigning for byggepris for vannkraft.

Vedlegg 5: Spotpris NO5.

Vedlegg 6: Estimert på forventet kraftpris.

Vedlegg 7: Terminpriser elsertifikat.

Vedlegg 8: Elsertifikatpriser.

Vedlegg 9: Avkastningskrav.

Vedlegg 10-15: Microsoft Excel, regneark.

Figurliste

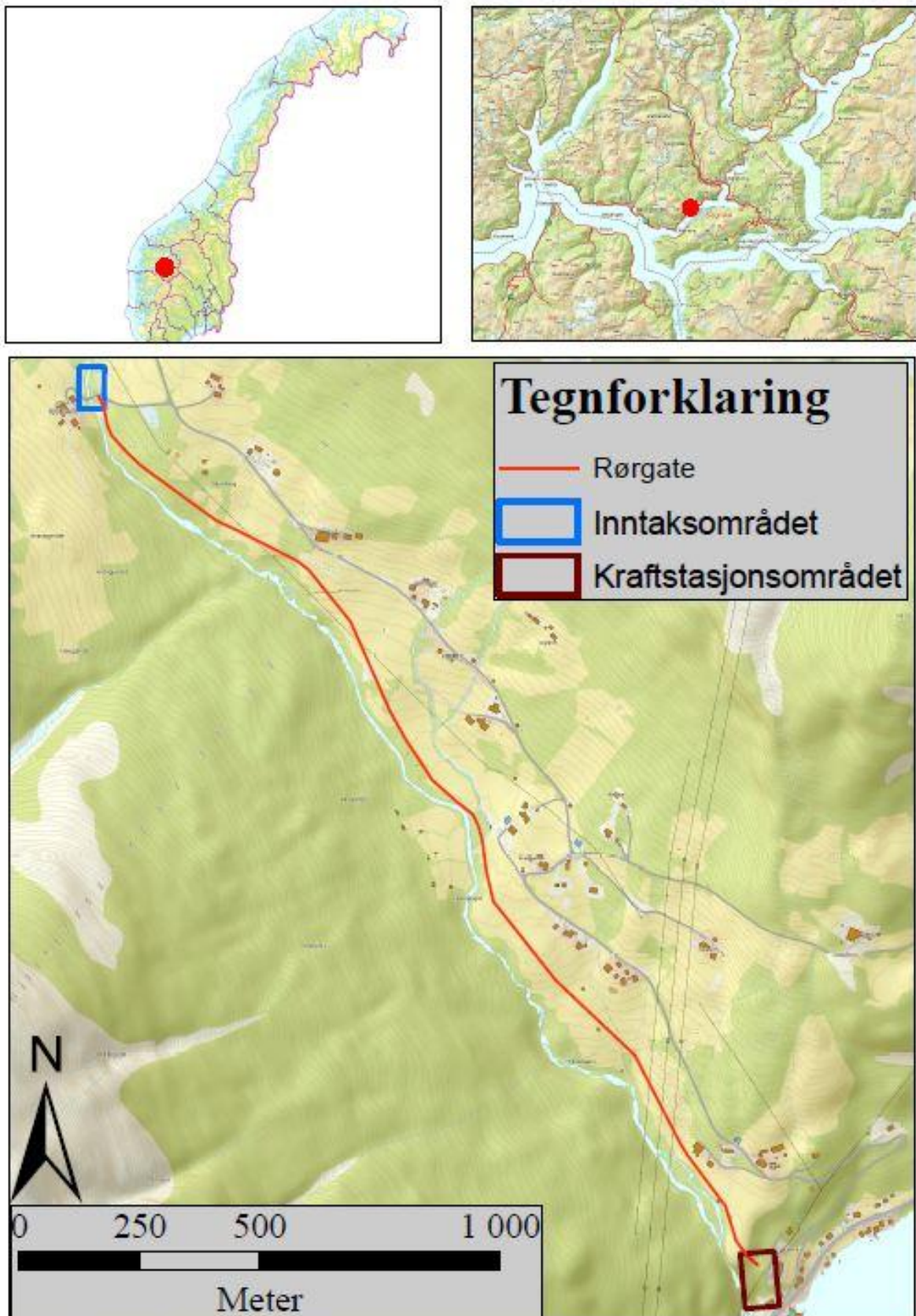
Figur 1. Utbyggingsområdet	1
Figur 2. Potensialet i en elv et aktuelt nedbørsfelt	9
Figur 3. Feltparametere og avgrensning av nedbørsfelt	15
Figur 4. Vannføringskurve for årlig gjennomsnittsvannføring.	18
Figur 5. Variasjonen i vannføringen for normalåret 1999	19
Figur 6. Variasjonen i vannføringen for vått år 1990.....	19
Figur 7. Variasjonen i vannføringen for tørt år 1996	20
Figur 8. Peltonturbinens virkningsgrad ved ulike pådrag	22
Figur 9. Plantegning av inntaksområdet i Fardalselvi.....	28
Figur 10. Konseptskisse av Coandainntak	30
Figur 11. Reguleringskammer og konus	34
Figur 12. Eksempelskisse på nedgravd reguleringskammer	35
Figur 13. Rørgatens vertikalprofil, fra inntak til kraftstasjon.....	36
Figur 14. Fyllmasser rundt GRP-rør i grøft.....	44
Figur 15. Fyllmasser rundt duktile støpejerns-rør i grøft	45
Figur 16. Rørbruddsventil og loddarm plassert etter inntakskonus	49
Figur 17. Utløsermekanisme for rørbruddsventil	50
Figur 18. Virkeområde for Peltonturbin.....	52

Figur 19. 3D-modell av en 6 strålers Peltonturbin	53
Figur 20. 3D-visualisering av et komplett aggregat	57
Figur 21. Plantegning av forslag til dimensjon av kraftstasjonsbygget.	64
Figur 22. Plantegning av Kraftstasjonsområdet.	67
Figur 23. 3D-visualisering av kraftstasjonsområdet.	68
Figur 24. Ved og diverse jordbruksredskaper.	68
Figur 25. Området er preget av dagens bruk.	68
Figur 26. Oversikt over ulike kraftstasjonsplasseringer.	69
Figur 27. Tverrsnitt av terrenget i kraftverksområdet	70
Figur 28. Landbruksavfall	71
Figur 29. Grusvei og hekk.....	72
Figur 30. Vertikalprofil av utløpsrør.	73
Figur 31. Farge på utløpsrør.	73
Figur 32. Synlighetskart	74
Figur 33. Utløpsrøret sett fra broen over Fardalselvi på riksvei 55.	75
Figur 34. Utløpsrør sett fra eksisterende adkomstvei.....	75
Figur 35. Sone NO5.	84
Figur 36. Verdiskapning.....	85
Figur 37. Varierende kraftpris	89
Figur 38. Variasjonen i elsertifikatprisen	90
Figur 39. Innbetalingsoverskuddet og investeringskostnaden.	96
Figur 40. Utvikling av nåverdi ved forskjellige investeringskostnader.	98
Figur 41. Forholdet mellom nåverdi og avkastningskrav før og etter skatt.	99
Figur 42. Forholdet mellom kraftpris og nåverdi før og etter skatt.....	100
Figur 43. Sammenhengen mellom estimert produksjon og nåverdi før og etter skatt.	101
Figur 44. Forholdet mellom ulike kombinasjoner av kraftpris og produksjonsmengde.	102
Figur 45. Årlig resultat ved delfinansiering.	106
Figur 46. Syvdeterskel i Lærdalselven.	109
Figur 47. Området for terskel 6 og sideelven til Fardalselvi.....	109
Figur 48. Terskelplasseringer i Fardalselvi.	110
Figur 49. Plantegning av eventuell utløpstunnel.	112

Tabelliste

Tabell 1. Konesjonsvilkår for Fardalselvi kraftverk.....	12
Tabell 2. Sammenligning av nedbørsfeltet for Fardalselvi og Krokedalselvi.....	17
Tabell 3. Ytelse og virkningsgrad for peltonturbinen ved forskjellig pådrag.	23
Tabell 4. Resultat av produksjonsestimering for normalt år (1999).....	25
Tabell 5. Verdier for estimering av årlig produksjon ved et normalår.	25
Tabell 6. Estimert av betongkostnader for inntakskonstruksjon.	33
Tabell 7. Definisjoner av ulike bruddkonsekvensklasser.....	37
Tabell 8. Friksjonskoeffisient for ulike rørtyper	41
Tabell 9. Valg av rør med ulikt materiale og trykkklasse	41
Tabell 10. Potensielt rørtrykk med sikkerhetsmargin	42
Tabell 11. Investeringskostnad rørgate, basert på tall fra trykklasseregning.	43
Tabell 12. Investeringskostnad rørgate, basert på data hentet fra kart.	43
Tabell 13. Fordeling av løsmasser langs rørgate-traseen.	46
Tabell 14. Oppsummering utbyggingen.	78
Tabell 15. Årlig driftskostnader og nettleie varierer med produksjon.	79
Tabell 16. Forventet kraftpris og elsertifikatpris ved forskjellige scenario.	91
Tabell 17. Nåverdi og internrente før og etter skatt.	97
Tabell 18. Finansieringsplan oversendt fra banken.....	104
Tabell 19. Kontantoverskudd til grunneiere og investor.....	105
Tabell 20. Nåverdi og egenkapitalavkastning for de ulike alternativene.....	107

Kraftverksområdet



Figur 1. Utbyggingsområdet ligger i Sogndal kommune i Sogn og Fjordane fylke.

1 Innledning

Tema for denne oppgaven ble valgt på bakgrunn av arbeidet vi gjorde i faget «PL412 Landskapsinngrep», der vi jobbet med problemstillinger rundt konsesjonssøkt utbygging av Fardalselvi kraftverk. Her kom vi med en alternativ plassering av kraftstasjonen på 42 moh. Utbyggingsområdet ligger i Sogndal kommune i Sogn og Fjordane fylke (figur 1).

I oktober 2013 leverte Sognekraft en konsesjonssøknad angående kraftutbygging av Fardalselvi. Søknaden ble behandlet sammen med syv andre konsesjonssøknader om småkraftutbygginger i Sogndal kommune, kalt «Sogndalspakka». NVE valgte å behandle disse søknadene samtidig for å kunne gjøre en grundigere vurdering av samlet belastning av de omsøkte tiltakene og samtidig gi en bedre oversikt over fordeler og ulemper for allmenne interesser (Grundt, 2015). Mot slutten av februar 2015 var søknaden ferdigbehandlet av NVE og Sognekraft fikk konsesjon for Fardalselvi kraftverk. Konsesjonen ble gitt på vilkår, som må innfris ved bygging. Blant annet ble omsøkt plassering av kraftstasjonen i overkant av Fardalsfossen avslått, og et av vilkårene i konsesjonen fastsetter kraftstasjonsplasseringen på dyrket mark over fossen, på 74 moh.

Problemstillingen for denne oppgaven ble utarbeidet utfra konsesjonsvilkår og dens krav til kraftstasjonsplassering. Oppgaven bygger på vilkårene som er gitt i konsesjonen, med unntak av kravet til kraftstasjonsplassering.

Oppgaven består av fem hoveddeler som bygger på hverandre: ressursgrunnlag og produksjonsestimering, valg av tekniske løsninger, beskrivelse av kraftstasjonsområdet, økonomisk analyse, og miljømessige- og estetiske tiltak.

Delen om ressursgrunnlag og produksjonsestimering kartlegger nedbørsfeltet og vannføringen i Fardalselvi. Denne delen kartlegges på nytt for egen læring og for å kontrollere tidligere arbeid. Det gjennomføres produksjonsestimeringer basert på vannføringstall fra denne kartleggingen. Ressursgrunnlaget er essensielt ved valg av tekniske løsninger og ved beregning av prosjektets lønnsomhet.

For å kunne gjøre valg av tekniske løsninger har vi kontaktet leverandører av de ulike tekniske komponentene. Kapittelet tar for seg valg og drøfting av ulike løsninger, samt kostnader rundt hovedkomponenter. Dette kapittelet er delt inn i tre deler; inntak, vannvei og elektromekanisk utstyr.

Delen om beskrivelse av kraftstasjonsområdet har som målsetning å lage et område som fungerer godt, utgjør lite naturinngrep og er visuelt tilpasset området rundt. Dette gjøres ved beskrivelse av kraftstasjonsplassering ved tekst, kart, figurer og 3D-visualisering.

Den økonomiske analysen ser på blant annet prosjektets lønnsomhet, total kostnad og utbyggingskostnad (kr/kWh). Vi ser på lønnsomheten ved forskjellige scenarioer og avkastningen på egenkapital ved en utbyggingsmodell basert på en kombinasjon av egen- og fjernkapital. Vi har også sammenlignet lønnsomheten mellom vårt alternativ og det konsesjonsgodkjente alternativet.

Vi har kommet med to alternativer som skal minske de miljømessige- og estetiske konsekvensene ved kraftutbyggingen. Vi ser på etablering av terskler i elven og muligheten for tilbakeføring av utløpsvann gjennom utløpstunell. Dette blir drøftet i del 6 «*Miljømessige og estetiske tiltak*».

1.1 Problemstilling

Planlegging av Fardalselvi kraftverk, med fokus på en alternativ kraftstasjonsplassering.

Oppgaven følger vilkårene fra konsesjonen, med unntak av kraftstasjonsplasseringen, og vil dekke hovedpunktene:

- Ressurskartlegging og produksjonsestimering
- Drøfting og valg av tekniske løsninger.
- Begrunnelse for valg av kraftverks plassering.
- Lønnsomhetsvurdering av prosjektet.
- Vurdere etablering av miljømessige- og estetiske tiltak.

1.2 Fornybardirektivet

I 2001 vedtok EU et direktiv for å fremme fornybar energi i det elektriske markedet og i 2005 ble dette direktivet innarbeidet i EØS-avtalen.

Formålet med dette direktivet var først og fremst at andelen fornybar energi av EU sitt totale elektrisitetsforbruk skulle utgjøre 22,1 % i 2010, mot 13,9 % i referanseåret i 1997 (Regjeringen.no, 2005).

Overgang til fornybar energi er en forutsetning for å redusere klimagassutslipp, som er en del av EU sin klimapolitikkstrategi. Motivasjonsfaktorer for oppfølging av direktivet argumenterer særlig for forsyningssikkerheten av energi i EU, økning av ulike og flere energibærere i EU-landene, stimulere til vekst og ny teknologi, samt fokus på å skape nye arbeidsplasser med større økonomisk aktivitet og utvikling.

I 2008 la Europakommisjonen fram et nytt direktiv for fornybar energi i EU, derav EUs andre fornybardirektiv. Dette er en oppfølging av det første direktivet om 20 % andel av fornybar energi i forbruket. Direktivet omfatter både elektrisitet, oppvarming/avkjøling og transport, med fokus på sluttbruk. Dette er en utvidelse av fornybardirektivet fra 2001, som da kun omfattet elektrisitet. EU sitt nye fornybardirektiv ble implementert og gjeldende for Norge fra 1.1.2012.

Målsetninger for direktivet i EU-landene og Norge

- Innen 2020 skal klimagassene være redusert med 20 %.
- Gjennomsnittlig andel av fornybar energi skal økes fra 8,5 % i 2005, til 20 % i 2020.
- 10 % av energiforbruket innen transportsektoren skal komme fra fornybar energi.
- Energieffektiviteten skal økes til 20 % innen 2020, mot referanseåret 2005.

De enkelte EU-landene øker altså sin fornybardel fra en gitt prosentdel fra sitt ståsted i 2005. Dette gjelder også for Norge, som i utgangspunktet kalkulerte en økning fra 60 til 74 % fornybar energi i forbruket. Kravet til Norge ble senere satt til 67,5 % etter forhandlinger med EU-kommisjonen (Regjeringen.no, 2008). Fornybardirektivet omfatter da juridisk bindende mål for hvert av medlemslandene om en gitt økning i prosentandel av fornybar energi i sluttforbruket. Om dette pålegget ikke følges, vil dette kunne medføre bøter.

EU-landene må blant annet rapportere om framdrift hvert andre år, slik at EU kan kontrollere gjennomføringen av direktivet. Hvert land utarbeider en handlingsplan, som skal vise til beskrivelser til hvordan de skal nå sine mål innen 2020.

Fleksibilitetsmekanismer

Dersom noen av landene har problemer med å gjennomføre tilstrekkelig med tiltak innenlands, kan landene benytte seg av samarbeidsordninger. Det kan for eksempel være mest lønnsomt og hensiktsmessig å samarbeide med andre medlemsland, eller et land utenfor EU. Dette er først og fremst finansielle prosjekt mellom EU/EØS – landene, mens fysisk flyt av energi stort sett vil være knyttet til et tredjeland. I praksis kan dette innebære at dersom et land har en høyere andel av fornybar energi innen målet for 2020, kan de overføre dette overskuddet til et annet land innenfor EU/EØS. Dette er da bare en statistisk overføring på papiret. For eksempel kan Norge være med å støtte andre prosjekter i utlandet, ved at noe av produksjonsvolumet blir godskrevet vår fornybarandel.

Fornybardirektivet i norsk energipolitikk

Norge startet i 2009 forhandlinger av nasjonale målsetninger med EU i tråd med fornybardirektivet. Norge, som en del av EØS, forhandlet seg frem til en avtale om en fornybarandel på 67,5 % innen 2020. Det har blant annet blitt lagt til rette for felles støtteordninger mellom landene, slik som samarbeidet mellom Norge og Sverige med el-sertifikatordningen.

En økning i den fornybare andelen i Norge kan være en utfordring med tanke på at nesten all vår elektrisitet kommer fra fornybar vannkraft. Norge har størst potensiale med tanke på å øke sin andel fornybar energi ved blant annet å omlegge fra fossil til fornybar varme. Med tanke på transportsektoren vil det være mest hensiktsmessig å foreta noen grep, men en omfattende omlegging fra fossilt drivstoff er tidkrevende og veldig kostbart. Uansett vil en nedgang i bruk av fossilt drivstoff være nødvendig for Norge med tanke på å redusere klimagassutslippene og andre internasjonale klimaforpliktelser.

Ny kraftutbygging kan være en viktig for at Norge skal øke sin fornybare andel. Men dette kan også føre med seg negative konsekvenser, særlig med tanke på at økt kraftproduksjon kan føre til billigere strømpriser og således mindre strømsparing. Ny kraftutbygging er kostbart, samtidig som det innebærer inngrep i naturen. I transportsektoren er det særlig fokus på å erstatte fossilt brensel med elektrisk kraft for at vi skal nå målet om 10 % fornybart innen

2020. En annen viktig faktor for at Norge skal nå sin ambisiøse målsetning er muligheten til å kunne transportere og eksportere kraften vår ut til Europa. Med dagens eksisterende overføringskapasitet har ikke Norge muligheten til å fungere som et grønt batteri for Europa.

Vi kan få godskrevet noe av vår andel ved at vi eksporterer vår vind- og vannkraft, men det er likevel landets sluttbruk, og ikke landets produksjon som kommer inn under de fastsatte målene til hvert enkelt land. Innen 2020 er det ventet at Norge vil produsere ca. 144 TWh fornybar elektrisitet, men med et forbruk på ca. 127 TWh. Om dette blir et faktum, vil vi sitte igjen med et kraftoverskudd på ca. 17 TWh (Gjerald, 2013). Dette er et kraftoverskudd som kan eksporteres eller brukes innen kraftkrevende industri innenlands.

I mars 2015 publiserte Eurostat, EUs statistikkbyrå, en rapport hvor de gir en oppdatert oversikt over landenes progresjon mot målet satt i fornybardirektivet. Rapporten viser at fornybarandelen i EU var på 15 % i 2013, noe som tyder på at vi er på god vei mot 2020-målet på 20 % fornybarandel (Eurostat, 2015). Så langt har Bulgaria, Estland og Sverige nådd sine 2020-mål, og det forventes at Litauen, Romania og Italia blir de neste til å nå sine mål. I andre enden av skalaen har vi Storbritannia, Frankrike, Nederland og Irland, som er lengst unna sine 2020-mål. Norge hadde i 2013 en fornybarandel 65.5 %, og dette tilsier at vi er i rute angående 2020-målet på 67,5 %.

Når det kommer til målet på 10 % fornybar energi innen transportsektoren, er Sverige den suverene lederen med hele 16,7 % fornybarandel (Eurostat, 2015). Finland er nesten i mål, med en fornybarandel innen transport på 9,9 % i 2013. Til sammenligning hadde Norge i 2013 en fornybarandel innen transportsektoren på 1,6 %. Dette er et stykke unna målet på 10 %, men Norge har hatt en eksponentiell vekst de siste årene. Målet på 10 % elektrifisering er derfor ikke uopnåelig.

1.3 Elsertifikat

1. januar 2009 startet en norsk-svensk støtteordning, administrert av NVE, som skulle bidra til å øke produksjonen av ny fornybar energi i de to landene. Målet var å stimulere utbygging av til sammen 26,4 TWh ny fornybar energi innen 2020. Landene skulle stå for halvparten av investeringene, uavhengig av geografisk plassering eller teknologisk løsning.

Elsertifikatordningen, også kjent som grønne sertifikater, gir en ekstra inntektskilde til produsentene av ny fornybar energi. Nye kraftverk som starter produksjon innen 2020 vil i de første 15 årene mota ett elsertifikat per kWh som produseres. Disse elsertifikatene kan selges

og vil generere en ekstra inntekt for produsentene.

Kjøperne av elsertifikatene er kraftleverandører på vegne av sine forbrukere. Hvor mange sertifikater de må kjøpe blir bestemt av den årlige elsertifikatplikten. Antallet sertifikater er en prosentvis andel av kraftforbruket. Andelen økes gradvis frem mot 2020 før den reduseres mot 2035, hvor ordningen avvikles. Prisen på elsertifikatene bestemmes av tilbud og etterspørsel. Hvert år blir volumet regulert ved at et gitt antall sertifikater annulleres og tas ut av markedet.

Olje- og energidepartementet fremmet nylig en proposisjon til endring av elsertifikatloven. De foreslår her at alle produsenter av ny fornybar energi som starter produksjon innen 2021 skal være en del av elsertifikatordningen, altså å utvide fristen med et år. Bakgrunnen for forslaget er å unngå at gode prosjekter ikke skal bli realisert grunnet risikoen for ikke å rekke fristen for å være en del av sertifikatordningen (Prop. 97 L 2014-2015).

1.4 Fornybar energi i Norge

Norske vannkraftverk har i dag en samlet installert effekt på om lag 30 500 MW, fordelt på 1476 kraftverk. Over 800 av disse er oppdemmede vannmagasiner. Dette gir mulighet for lagring av vann tilsvarende 85 TWh., som tilsier at omlag 65 % av midlere årsproduksjon i Norge kan forbrukes når etterspørselen er tilstede. (NOU 2012:09, 2012). I 2013 stod norske vannkraftverk for en produksjon på 129 TWh/år (Fakta 2015, Energi- og vannressurser i Norge).

NVE har beregnet at Norge sitter på et vannkraftpotensial tilsvarende 214 TWh pr. år. Vannkraftpotensialet innebærer energien i de norske vassdragene som teknisk og økonomisk kan bygges ut og allerede er bygd ut til kraftformål. Av det totale potensialet ligger 45,9 TWh pr. år i vernede vassdrag og 0,9 TWh pr. år i avslåtte søknader om utbygging. Det vil si at det gjenstår 33,8 TWh pr. år som ikke er vernet mot utbygging. I tillegg er prosjekter tilsvarende 1,5 TWh pr. år under bygging og det er gitt konsesjon for utbygginger tilsvarende 3,6 TWh pr. år, som består av særlig mange småkraftverk. (Fakta, 2015, Energi- og vannressurser i Norge).

I tillegg er Norge et av landene i verden med best vindressurser. Den totale elektriske produksjonen fra vindkraft var i 2013 1,9 TWh. Ved utgangen av første halvår 2014 var 0,1 TWh under utbygging, og konsesjoner for ytterligere 9,1 TWh var blitt godkjent. Hvorvidt

denne kraftutbyggingen blir gjennomført eller ikke, er enda ikke avklart (Fakta, 2015, Energi- og vannressurser i Norge).

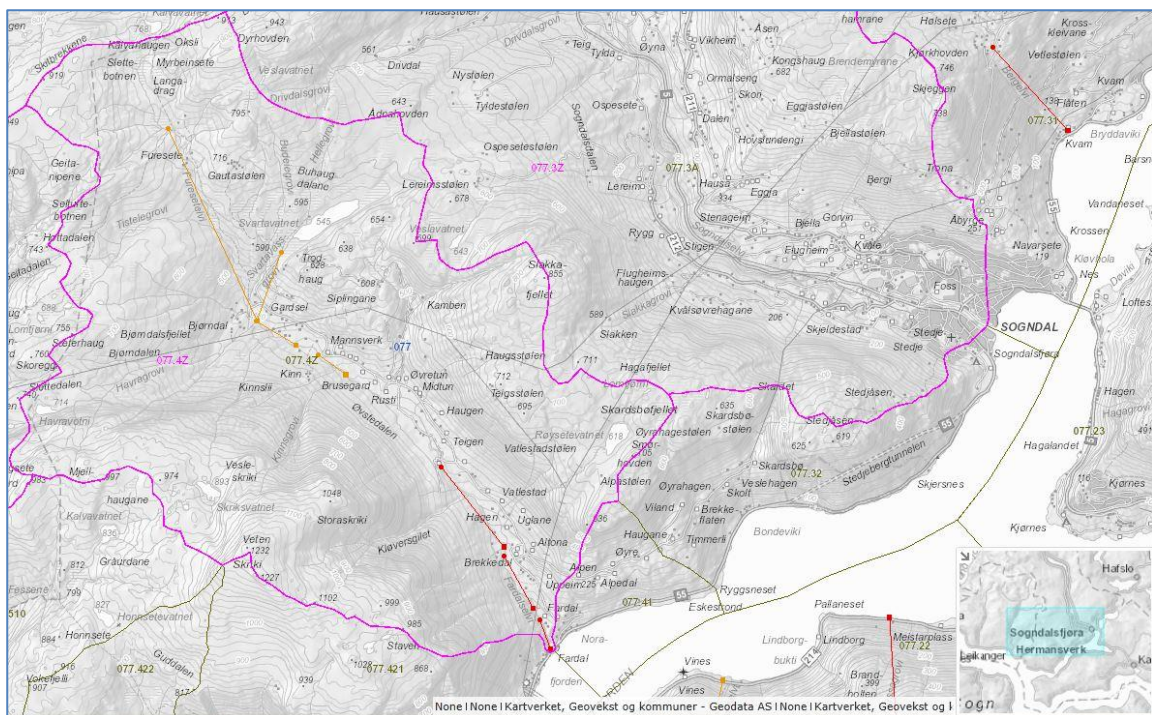
Småkraft i Norge

I nyttårstalen 2001 sa statsminister Jens Stoltenberg at «De store vannkraftutbyggingenes tid er over». De fleste store kraftutbyggingene i Norge ble bygget mellom 1965 og 1985, og etter 1990 er det kommet få store utbygginger. Dette er fordi de fleste lønnsomme mulighetene allerede er bygget ut eller vernet. Noe som gjøres mye i dag er oppgradering av eksisterende anlegg. Det er mulig å redusere falltap ved for eksempel å utvide vannveier for å få større tverrsnitt i tunnelen, bytter turbiner og generatorer med nyere modeller med høyere virkningsgrad eller overføre vann fra andre nedbørsfelt (Fossdal et al., 2007 s.102). Ved etablering av nye kraftverk, er småkraft et godt alternativ.

Småkraftverk defineres som kraftverk med installert effekt opp til 10 MW, og kan deles inn i underkategoriene mikrokraftverk ($>0,1$ MW), minikraftverk (0,1-1 MW) og småkraftverk (1 – 10 MW) (Fossdal et al., 2007 s.102). En stor del av den nye vannkraften i Norge er fra relativt små kraftverk. NVE har kartlagt potensialet for småkraft i Norge til 25 TWh/år, med investeringsgrense på tre kr/kWh (Fossdal et al., 2007 s.103). De mest gunstige prosjektene er gjerne de hvor utbygger har behov for det meste av kraften selv. Da kan man, under visse forutsetninger, få fritak fra merverdiavgift, elavgift, naturressursskatt og grunnrenteskatt. Dersom forbruket ikke går gjennom lokalnettet, har heller ikke utbygger nettkostnader (Fossdal et al., 2007 s.104). Skal kraften hovedsakelig selges, vil markedsprisen for kraft være styrende for investeringen.

1.5 Tidligere arbeid

Norges vassdrag- og energidirektorat har i «NVE Atlas» kartlagt alle nedbørsfelt i Norge over en viss størrelse og gjort en generell ressurskartlegging av disse feltene. Kartleggingen er blant annet gjort på grunnlag av områdets topografi, tilknytning til infrastruktur og hydrologiske forhold. Ved hjelp av dette dataverktøy kan en se på potensialet i en elv i et aktuelt nedbørsfelt. Selv om dette er grove kalkulasjoner, gir det utbygger en pekepinn på hvorvidt vassdraget er lønnsomt å bygge ut eller ikke. Verktøyet gir forslag til ulike traséer og estimerer utbyggingspris gitt i kr/kWh (figur 2). Som figuren under viser, foreslår NVEs kartlegging forskjellige traséer og viser lønnsomhet. Her viser de tre nederste alternativene



Figur 2. Ved hjelp av NVEs dataverktøy kan en se på potensialet i en elv i et aktuelt nedbørsfelt

utbygginger med anslått utbyggingskostnad på under 3 kr/kWh, noe som regnes som svært gunstig. Det øverste av disse alternativene har inntak like under Hjelmasete bro. De resterende alternativene, vist med oransje i figur 2, viser alternativer med utbyggingskostnad på 3-5 kr/kWh.

Det er tidligere blitt foreslått flere alternativer til plassering av rørgate og kraftverk i sammenheng med kraftutbygging i Fardalselvi. På oppdrag fra Sognekraft, gjorde Norconsult i 2008 en skisserapport med to mulige løsninger for hvordan kraftutbygging i Fardalselvi kan utformes (Norconsult, 2008). Norconsult har plassert inntaket ved broen ved Hjelmasete og kraftstasjonen i overkant av Fardalsfossen. Inntaket ligg på 275 moh. og kraftstasjonen på 38

moh. Dette gir en brutto fallhøyde på 237 meter. Norconsult beregner ut fra NVEs avløpskart et nedbørsfelt på 21,2 km², feltavrenning på 40,5 l/s pr. km² og et midlere totalavløp på 0,86 m³/s. De presenterer to alternative løsninger. En med produksjonspotensial på 8,9 GWh og en slukeevne på 1,2 m³/s, som gir en total utbyggingskostnad på 26 millioner kroner og en spesifikk utbyggingskostnad på 2,95 kr/kWh. Det andre alternativet har et produksjonspotensial på 11 GWh og en slukeevne på 2,0 m³/s, noe som gir en total utbyggingskostnad på 34 millioner kroner og en spesifikk kostnad på 3,1 kr/kWh. Installert effekt er henholdsvis 22 MW og 3,65 MW. Norconsult benyttet seg av Feioselvi for produksjonsutrekningen.

I februar 2013 leverte avgangselever ved HiSF en bachelor-oppgave der de foretok en ressurskartlegging og lønnsomhetsvurdering av et potensielt småkraftverk i Fardalselvi. Problemstillingen ble utformet etter forslag fra Sognekraft, og var ment som en vurdering av et tredje alternativ i forhold til skisserapporten fra Norconsult fra 2008. Inntaket var plassert på 236 moh. og kraftstasjonen ved Fardalsfossen på 38 moh. Dette gir en brutto fallhøyde på 198 meter og en vannvei på 1808 meter. Total investeringskostnad var beregnet til 37,2 millioner kroner. Estimert produksjon var på 9,6 GWh/år og prosjektet hadde en utbyggingskostnad på 3,89 kr/kWh.

I september 2013 la Multiconsult frem en miljøvurdering der de så på mulige konsekvenser en kraftutbygging av Fardalselvi vil få. Rapportens hensikt er å oppfylle Olje- og energidepartementets krav til dokumentasjon av biologisk mangfold og vurdering av konsekvenser ved bygging av småkraftverk. På grunn av prosjektets størrelse, er det etter Plan- og bygningsloven ikke krav til full konsekvensutredning (Multiconsult, 2013).

I oktober 2013 leverte Sognekraft konsesjonssøknad for Fardalselvi kraftverk. Her søker de om konsesjon til et kraftverk med årlig estimert produksjon på 9,9 GWh og en utbyggingskostnad på 36,5 millioner kroner. Dette gir en utbyggingskostnad på 3,69 kr/kWh. Kraftstasjonen er planlagt i overkant av selve Fardalsfossen og kraftverket vil utnytte et fall på 235 meter mellom 275 og 40 moh. Det foreslås en minstevannføring på 100 l/s om sommeren og 25 l/s om vinteren.

1.6 Vårt arbeid i faget landskapsinngrep

I mai 2014 hadde vi faget «PL412 Landskapsinngrep», der eksamensoppgaven var knytt opp til en kraftutbygging av Fardalselvi. Oppgaven gikk blant annet ut på å finne en god plassering av kraftstasjon og adkomstvei, samt finne løsninger på positive tiltak ved utbygging. Som tidligere nevnt, var planlagt kraftstasjonsplassering i overkant av selve Fardalsfossen, noe som stilte krav til vegbygging i svært vanskelig terreng. Som eneste gruppe valgte vi å flytte kraftstasjonen ca. 60 meter nordøst for Fardalsfossen, og dermed unngå storstilt vegbygging og alle ringvirkninger dette ville medført. Vi fikk gode tilbakemeldinger fra Sognekraft og sensor, og dette danner et grunnlag for vårt valg av tema i denne bacheloroppgaven.

1.7 Situasjonen i dag

Som tidligere nevnt, leverte Sognekraft i oktober 2013 en konsesjonssøknad angående utbygging av Fardalselvi. Mot slutten av februar 2015 var søknaden ferdigbehandlet av NVE og Sognekraft fikk konsesjon for Fardalselvi kraftverk. Konsesjonen ble gitt på vilkår, som må innfris ved en eventuell utbygging. Blant annet ble omsøkt plassering av kraftstasjonen i overkant av Fardalsfossen avslått, og et av vilkårene i konsesjonen fastsetter kraftstasjonsplasseringen på dyrket mark over fossen, 74 moh.

Denne oppgaven bygger på vilkårene som er gitt i konsesjonen, der vi fokuserer på de vilkårene som er mest relevant for vår oppgaves fokus. Alle konsesjonsvilkår finnes på NVEs nettsider, men i tabellen under gjengis vilkårene som blir vektlagt i rammene rundt vår planlegging.

Tabell 1. Tabellen gjengir konsesjonsvilkår for Fardalselvi kraftverk (Grundt, 2015).

Vannslipp	Minstevannføring på 160 l/s i tiden 1/5-30/9 og 40 l/s resten av året. Dersom tilsiget er mindre enn minstevannføringskravet, skal hele tilsiget slippes forbi.
Valg av alternativ	Alternativet det gis tillatelse til er ikke omsøkt. Det har vært avgjørende for konsesjonsspørsmålet å unngå inngrep i Fardalsfossen. Kraftstasjon blir derfor plassert ovenfor Fardalsfossen.
Inntak	Inntaksdammen plasseres rett oppstrøms brua ved Hjelmasete med oppdemt vannstand på kote 275.
Vannvei	Rørgaten skal graves ned på hele strekningen. I øvre del av traseen ligger det en gammel ferdselsvei. Tiltaket skal ikke føre til fysiske inngrep i denne. Vannveien er derfor lagt lengre ned mot elva.
Kraftstasjon	Kraftstasjonsplassering er flyttet oppstrøms Fardalsfossen og det trange gjelet og skal ligge ca. på kote 74. Det vil si ovenfor det bratte partiet før Fardalsfossen. Eksakt plassering avklares i detaljplangodkjenningen.
Største slukeevne	Søknaden oppgir 2100 l/s
Minste driftsvannføring	Søknaden oppgir 85 l/s
Installert effekt	Søknaden oppgir maksimalt 3,9 MW. Denne er ikke tilpasset at kraftstasjonsplassering er flyttet om lag 34 høydemeter opp i vassdraget. Nøyaktig installert effekt kan justeres ved detaljplan.
Antall turbiner /turbintype	Søknaden oppgir en peltonturbin. Turbintype kan justeres ved detaljplan.
Vei	Midlertidig anleggsvei og bruk av eksisterende veier for etablering av rørgate skal bygges i tråd med det som er oppgitt i søknaden. Vei til kraftstasjon er ikke avklart, men vil anslagsvis gå over innmark og følge eksisterende traktorvei.
Terskler m.v.	Dette vilkåret gir hjemmel til å pålegge konsesjonær å etablere terskler eller gjennomføre andre biotopjusterende tiltak dersom dette skulle vise seg å være nødvendig.

Endringer fra søknad til konsesjon:

I konsesjonen er det søkt om minstevannføring vinter på 36 l/s, men konsesjonsvilkårene krever et minstevannslipp på 40 l/s. Dette medfører en redusert kraftproduksjon på 0,4 GWh/år, i følge NVE.

Kraftstasjonen var i søknaden plassert i overkant av Fardalsfossen. Konsesjonen krever at kraftstasjonen plasseres på en slette ovenfor fossen. Dette vil redusere brutto fallhøyde med 32 meter, noe som i følge NVE gir en produksjonsreduksjon på 1,4 GWh/år. Dette tilsvarer en reduksjon på 14,14 % i forhold til omsøkt alternativ. Vår kraftstasjonsplassering oppfyller ikke konsesjonsvilkåret om plassering.

1.8 Forutsetninger

Ved detaljplanlegging av kraftstasjon må det gjøres ulike beregninger av betongsålens vekt og størrelse, med tanke på hvilke krefter som skal holdes tilbake. Dette faller utenfor fokuset i denne oppgaven, og på bakgrunn av manglende kompetanse på dette området, vil ikke dette bli diskutert.

Det står i konsesjonsvilkårene at før utarbeidelse av tekniske planer for dam og vannvei kan igangsettes, må søknad om konsekvensklasse være sendt NVE og et vedtak fattet. For å kunne planlegge Fardalselvi kraftverk, har vi forutsatt at søknad om konsekvensklasse er oversendt NVE og at det er fattet et vedtak der prosjektet faller inn under konsekvensklasse 2.

Vassdragsanlegg skal dimensjoneres og kontrolleres for naturgitte laster og ulike lastkombinasjoner, inkludert dynamiske trykkstøtberegninger jmf. §§ 5-3,5,15 i Damsikkerhetsforskriften. Vi har ikke kompetanse til å gjennomføre slike beregninger, og bruker en sikkerhetsmargin på 15 %. Dette er erfaringstall oppgitt av Bjarte Skår, markedssjef for vannkraft i Brødrene Dahl.

2 Ressursgrunnlag og produksjonsestimering

2.1 Metode

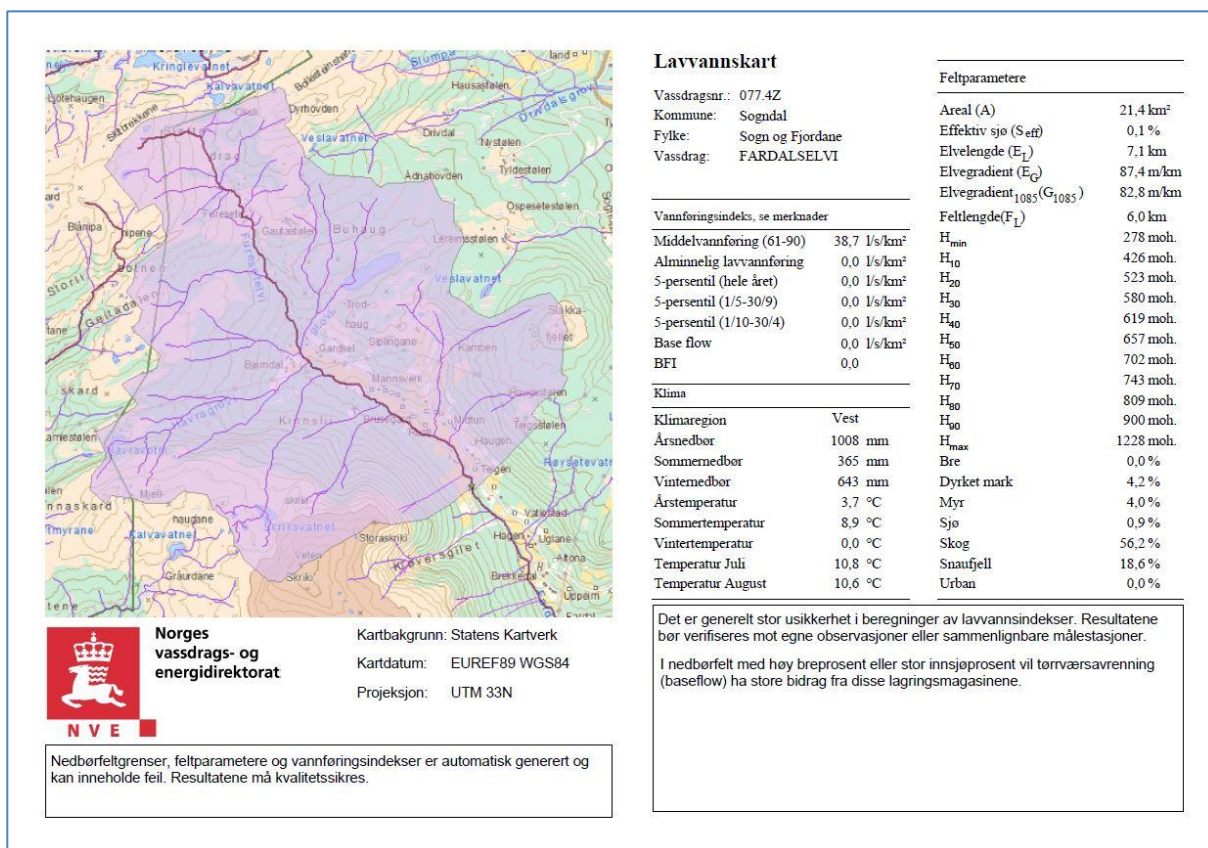
Vi har gjort en kartlegging av ressursgrunnlaget til Fardalselvi. Her finnes det ingen vannføringsmålinger, men ved hjelp av tilsiget i Fardalselvi sitt nedbørsfelt og vannføringsdata fra den representative elven Krokedalselvi, har vi kommet frem til teoretisk vannføring i Fardalselvi. Valg av representativ elv er gjort utfra NVEs oversikt over målestasjoner med sanntids-vannføring (NVE målestasjoner, 2015). Denne oversikten har kun data tilgjengelig to uker tilbake i tid, og vi tok derfor kontakt med hydrologisk avdeling hos NVE, hvor vi fikk tilsendt måledata fra 1965-2014. Nedbørsfeltet er avgrenset med «Lavvanns-applikasjonen» til NVE-atlas (NVE atlas – lavvann, 2015). Vår behandling av nedbørs- og vannføringsdata med kalkulasjoner er gjort i Microsoft Excel. Resultatene kommer fram i oppgaven ved hjelp av grafer og tabeller.

2.2 Kartlegging av ressursgrunnlag

I denne delen kartlegger vi ressursgrunnlaget og estimerer forventet produksjon i Fardalselvi. Det er i tidligere arbeid også foretatt ressurskartlegging av Norconsult og Multiconsult i forbindelse med mulighetsstudie og ved konsesjonssøknad. I denne kartleggingen har de brukt tilnærmet likt nedbørsfelt, fallhøyde og slukeevne til et eventuelt kraftverk, som også er aktuelt for vår oppgave. Vårt fokus i denne oppgaven har vært å utrede og prosjektere ut fra gjeldende konsesjonssøknad med vilkår, og forsvare vårt alternativ til plassering av kraftstasjon. Med vår ressurskartlegging ønsker vi å sammenligne tall og kontrollere grunnlaget i elva på bakgrunn av tidligere arbeid.

Ressursgrunnlaget i elva er viktig med tanke på valg av tekniske løsninger og den økonomiske vurderingen til kraftverket. Derfor er det naturlig og mest hensiktsmessig å la dette arbeidet få oppmerksomhet tidlig i oppgaven.

Som nevnt i «metode» er nedbørsfeltet er avgrenset med «Lavvann» applikasjonen på NVE. Det er usikkerhet knyttet til bruk av lavvanns-applikasjonen og resultatet bør derfor sees opp mot sammenlignbare målestasjoner.



Figur 3. Feltparametere og avgrensning av nedbørfelt til Fardalselvi, beregnet med NVEs lavvannsapplikasjon.

2.3 Plassering av inntak og kraftstasjon

Det første som må gjøres i planleggingsprosessen er å plassere inntaket slik at vi får avgrenset nedbørfeltet og fastsatt fallhøyden. Ved å avgrense nedbørfeltet kan vi beregne årlig tilsig. Disse dataene brukes videre for å finne elvens vannføring. Dette er avgjørende for å fastslå om prosjektet er lønnsomt. Her gjelder det å finne den rette balansen mellom fallhøyde og størrelse på nedbørfelt, da en økning hos en av faktorene fører til en reduksjon hos den andre. Det gir også grunnlag for valg av hvilke tekniske komponenter som skal benyttes i kraftstasjonen, rørgate og inntak.

Inntaket plasseres 275 moh. på oversiden av broen til Hjelmasete og denne plasseringen gir et nedbørfelt på 21,4 km² (figur 3). Dette er et slakt parti med flere vannspeil. Området har nærliggende parkeringsplass med enkel tilgang til elven som er en fordel i forhold til anleggsarbeidet. Kraftstasjonen vil bli plassert 42 moh., 60 meter nordøst for Fardalsfossen. Plasseringen av inntak og kraftstasjon gir en total fallhøyde på 233 meter og en vannvei på 2351 meter.

2.4 Sammenligningsstasjon

Det hydrologiske grunnlaget i elven er avgjørende for gjennomførbarheten til prosjektet. I Fardalselvi foreligger det ikke sanntidsdata av vannføring og det er ikke foretatt fysiske målinger i elva i forbindelse med ressurskartlegging. Siden det ikke er reelle data for vannføring i Fardalselvi, er beste metode å bruke vannføringsdata fra andre representative målestasjoner. Kjennetegnet for en representativ målestasjon er at den har samme klima og feltkarakteristikker som er mest mulig lik den elva den skal sammenlignes med. I en slik metode er det ønskelig med nedbørs- og vannføringsdata over flere år, for å kunne minimere usikkerheten til det kartlagte resultatet. Ved valg av sammenligningselv har vi sett på områder som ligger i nærheten av Fardalselvi. Ved å gjøre dette kan vi være sikre på at den representative elven har tilnærmet like klimaforhold.

Vi valgte Sogndalselvi og Krokedalselvi som to mulig alternativer for representativ elv. Begge befinner seg innenfor en radius på 25 km fra Fardalselvi. NVE sin veileder for utbygging av småkraftverk anbefaler måleserier på 20-30 år som et minimum, noe begge elvene har. Det vil likevel kunne være en usikkerhet på 20 % over og under resultatet. Derfor er det viktig å analysere disse målingene korrekt, da konsekvensen i verste fall vil kunne resultere i et feildimensjonert kraftverk (SWECO, Fladen, Holmqvist & Bachke, 2010).

Avgjørelsen av representativ elv blir tatt på bakgrunn av feltparametre i nedbørsfeltet til elvene. Her er noen av faktorene mer avgjørende enn andre, for eksempel bretilsig. Et nedbørsfelt med bretilsig vil motta betydelige mengder vann gjennom sommeren i forhold til et nedbørsfelt uten bretilsig. Fardalselvi og Krokedalselvi har ingen bretilsig i motsetning til Sogndalselvi som har 6,1 % bre innenfor sitt nedbørsfelt. Dette er faktoren som avgjør i vårt valg av representativ elv. I vårt arbeid med ressursgrunnlaget har vi støttet oss på NVE sin veileder for planlegging, bygging og drift av små kraftverk. Vi har tatt utgangspunkt i representativ målestasjon for Krokedalselvi med måleserier fra 1966 til 2014 og feltparametrene i disse elvene sammenlignes i tabell 2.

Tabell 2. Sammenligning av nedbørsfeltet for Fardalselvi og Krokedalselvi. Begge elvene ligger i klimasone 3, og har relativt lik gjennomsnittlig årsnedbør på henholdsvis 1008 og 1191 millimeter.

Elv	Fardalselvi ved inntak	Krokedalselvi
Vassdragsnummer	077.4Z	075.2Z
Klimaregion	Vest	Vest
Areal (km ²)	21,4	46,1
Minimum høyde (moh.)	275	19
Maksimum høyde (moh.)	1228	1466
Høydeforskjell (m)	953	1447
Middelvannføring (61-90) l/s/km ²	38,7	47,2
Middelvannføring m ³ /s	0,828	2,17
Bre (%)	0	0
Sjø (%)	0,9	1,0
Skog (%)	56,2	16,4
Myr (%)	4,0	0,3
Dyrket mark (%)	4,2	0,1
Snaufjell (%)	18,6	78,1
Antall innsjøer	7	29
Årsnedbør (mm)	1008	1191

2.5 Omregningsfaktor og teoretisk vannføring

Ut i fra vannføringsindeksen i NVEs lavvanns-applikasjon regner vi oss frem til midlere avrenning for Fardalselvi og Krokedalselvi. Dette er første steg mot beregning av vannføringen i Fardalselvi.

Ved å ta midlere vannføring (l/s/km²) fra 1961-1990 og multiplisere dette med arealet til nedbørsfeltet (km²) finner vi midlere avrenning:

$$\text{Midlere avrenning Fardalselvi: } 38,7 \text{ l/s/km}^2 \times 21,4 \text{ km}^2 = \underline{828 \text{ l/s}}$$

$$\text{Midlere avrenning Krokedalselvi: } 47,2 \text{ l/s/km}^2 \times 46,2 \text{ km}^2 = \underline{2175 \text{ l/s}}$$

For å finne den teoretiske vannføringen i Fardalselvi har vi fått tilsendt måledata fra NVE for vår representative elv. Disse dataene er døgnmålinger tatt klokken 12 og strekker seg fra 1966 til 2014. Dataene er oversendt fra NVEs hydrologiske avdeling. Ved hjelp av den midlere avrenning hos begge elvene kan vi komme frem til en omregningsfaktor som vi senere vil bruke til å skalere måledataene.

Midlere avrenning fra begge elvene blir brukt for å beregne omregningsfaktoren. Verdiene er dividert på 1000 for å gjøre om verdien fra l/s til m³/s (midlere vannføring). Ved å dividere midlere vannføring fra Fardalselvi på midlere vannføring fra Krokedalselvi, får vi omregningsfaktoren som brukes på måleserien.

$$\frac{\text{Midlere vannføring Fardalselvi}}{\text{Midlere vannføring Krokedalselvi}} = \text{Omregningsfaktor}$$

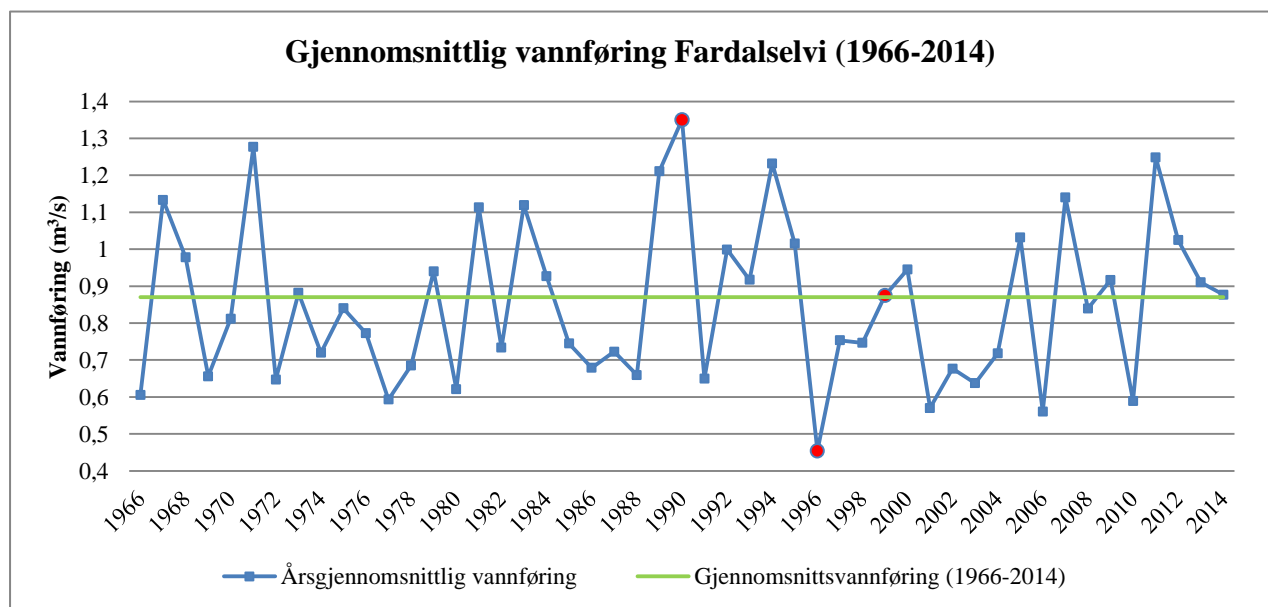
$$\frac{0,828 \text{ m}^3/\text{s}}{2,175 \text{ m}^3/\text{s}} = 0,3806$$

Omregningsfaktoren multipliseres med vannføringsdata fra Krokedalselvi. Slik skaleres vannføringsdata fra Krokedalselvi til den teoretiske vannføringen i Fardalselvi.

Gjennomsnittsvannføringen fra 1966 til 2014 i Krokedalselvi er på 2,285 m³/s. Multipliserer vi denne med omregningsfaktoren får vi følgende:

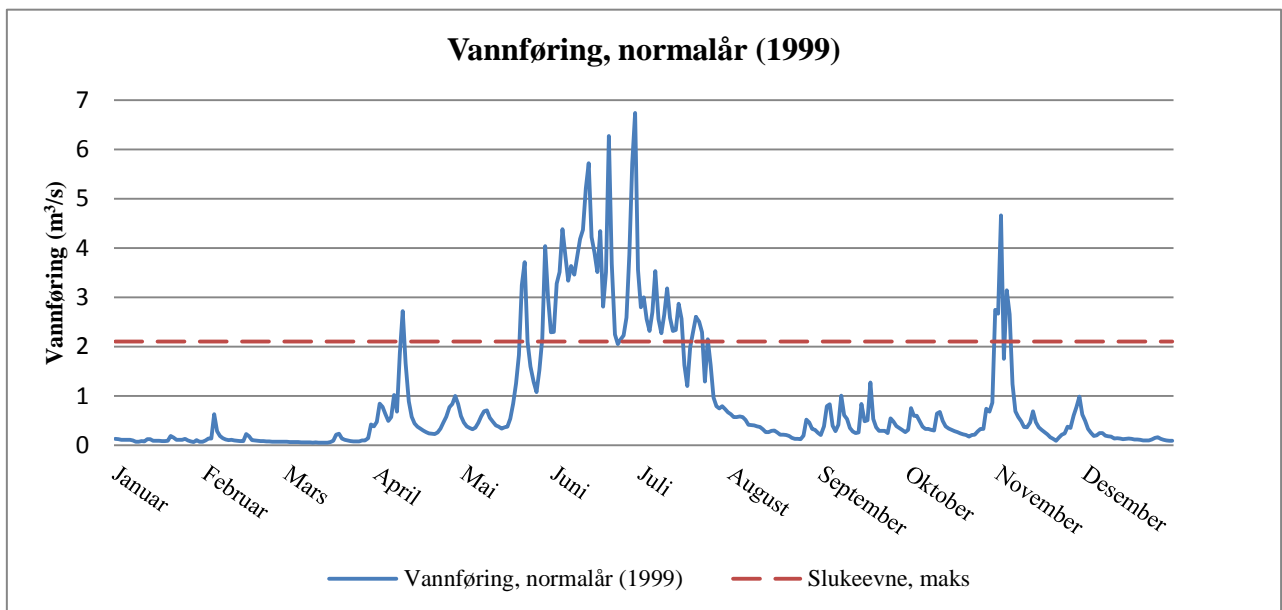
$$\text{Gjennomsnittlig vannføring Fardalselvi: } 2,285 \text{ m}^3/\text{s} \times 0,3806 = \underline{0,869 \text{ m}^3/\text{s}}$$

Konsesjonen sier at gjennomsnittsvannføringen i Fardalselvi er på 0,828 m³/s. Ut i fra vår beregning av gjennomsnittsvannføringen i Krokedalselvi, multiplisert med omregningsfaktoren, kommer vi frem til en gjennomsnittlig vannføring i Fardalselvi på 0,869 m³/s (figur 4). Vi bruker egen utregning av middelvannføring videre i oppgaven. Dataene brukes videre for å estimere antall driftstimer og årsproduksjon. Ved å ta utgangspunkt i vannføringsdata over en lengre tidsperiode finner vi forventet vannføring for et vått, tørt og normalt år.

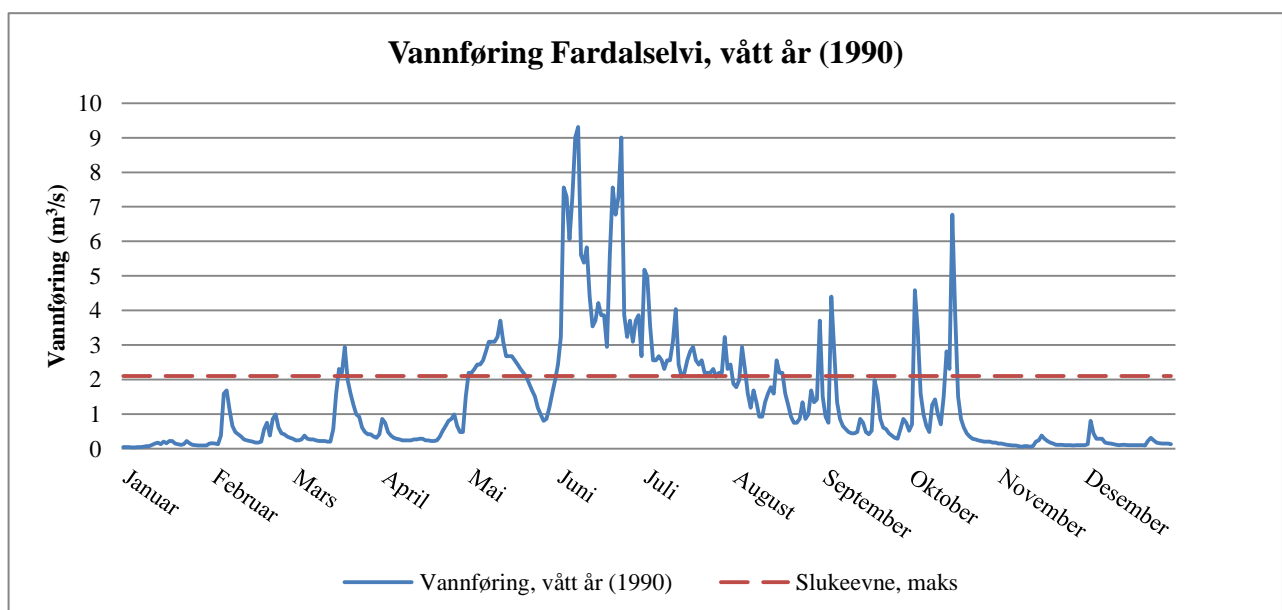


Figur 4. Vannføringskurve for årlig gjennomsnittsvannføring. Normal-, vått og tørt år vises ved røde punkt i grafen.

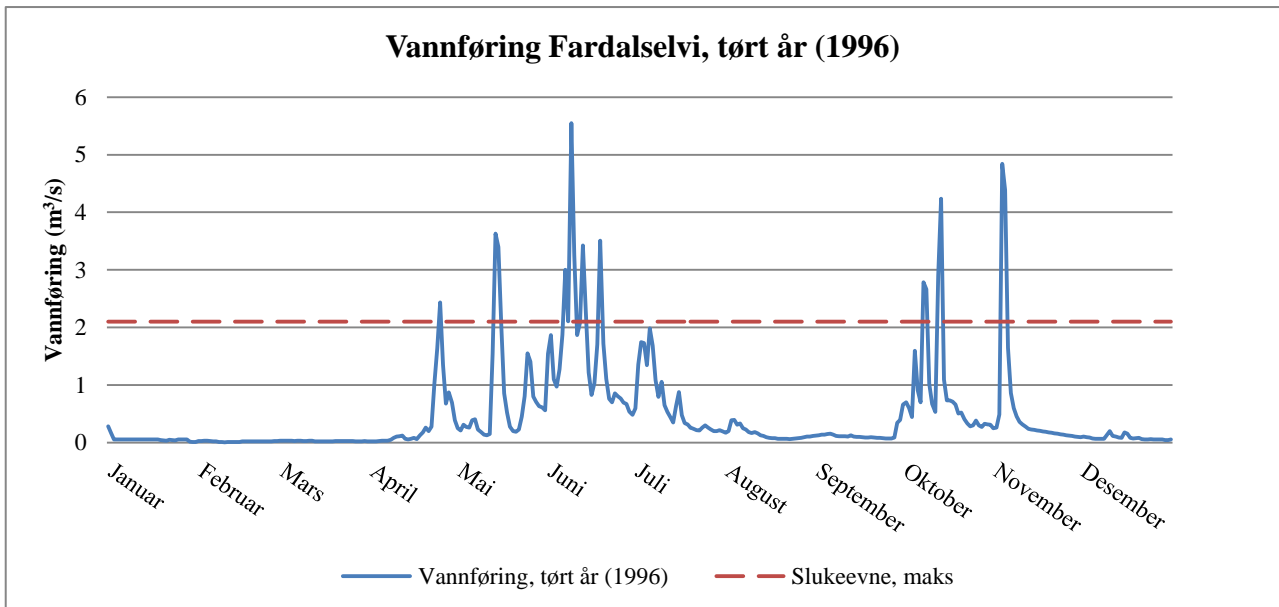
Ved å beregne gjennomsnittsvannføringen hvert år fra 1966 til 2014 kommer vi frem til at året som er nærmest gjennomsnittsvannføringen er 1999 med $0,875 \text{ m}^3/\text{s}$ (figur 5). Dette er normalåret, altså året nærmest snittvannføringen. Årene med høyest og lavest vannføring utgjør vått år og tørt år. Snittvannføring i 1990 er på $1,35 \text{ m}^3/\text{s}$ (figur 6) og representerer vått år, mens 1996 med et snitt på $0,45 \text{ m}^3/\text{s}$ (figur 7) representerer tørt år. Disse er ekstremår i hver sin ende av skalaen.



Figur 5. Vannføringskurven viser variasjonen i vannføringen for normalåret 1999, med maksimal slukeevne på $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$.



Figur 6. Vannføringskurven viser variasjonen i vannføringen for vått år 1990, med maksimal slukeevne på $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$.



Figur 7. Vannføringskurven viser variasjonen i vannføringen for tørt år 1996, med maksimal slukeevne på 2,1 m³/s.

2.6 Resultat ressursgrunnlag

Ved å hente ut og analysere måledata for representativ elv, og skalere disse verdiene, har vi fått et innblikk i vannføringer gjennom flere år. I tillegg har vi ut fra måledataene funnet fram til vått, tørt og normalt år. Dette vil kunne gi oss et bedre bilde av hvilke variasjoner vi kan forvente i vannføringen i årene som kommer. Likevel er det viktig å ta i betraktning at det vil kunne være en feilmargin på ca. 20 % både over og under resultatet ved slike beregninger, ved at det ikke er gjort fysiske målinger i elven.

Ut fra konsesjonen som foreligger for Fardalselvi, er det fastsatt en maksimal slukeevne på 2,1 m³/s. Med våre analyser av ressursgrunnlaget, ser vi at denne slukeevnen vil kunne være en god øvre grense for å utnytte ressursene i elven. Vi har kommet fram til en middelvannføring på 0,869 m³/s for et normalår. I konsesjonen er middelvannføringen angitt til 0,828 m³/s. Dette er et tilsvarende likt resultat, der vi har valgt å gå videre med vår verdi for middelvannføring og fastholdt en maksimal slukeevne til 2,1 m³/s. Dette vil da tilsvare en slukeevne på 2,4 ganger middelvannføringen.

2.7 Produksjonsestimering

Ut fra ressursgrunnlaget kan vi estimere produksjonen til kraftverket for et normalt, vått og et tørt år. Med midlere gjennomsnittlig vannføring i elva, kan vi fastsette maksimal slukeevne til turbinen, som angir øvre grense for hvilken vannmengde turbinen klarer å utnytte. Noen elver har større variasjon gjennom året enn andre av hensyn til vannføring. Det er dermed

viktig å velge den slukeevnen som gir best utbytte i produksjon i forhold til det ressursgrunnlaget som er tilgjengelig. Slukeevnen blir ofte satt til en gang midlere vannføring for elver med jevnt nivå gjennom året. NVE anbefaler to ganger midlere vannføring som fastsetting av slukeevne (SWECO et al., 2010). Fardalselvi har stor variasjon i vannføring, både over og under gjennomsnittet, og slukeevnen er i dette tilfellet satt til 2,4 ganger midlere vannføring. Dette tilsvarer en vannmengde på $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$ som turbinen maksimalt vil klare å utnytte seg av. I noen tilfeller kan det være fristende å justere opp slukeevnen, for å produsere ved de høye vannføringene og redusere flømtapet. Dette vil imidlertid kunne vise seg å være negativt de periodene da vannføringen er lav, og turbinen ikke klarer å utnytte de nedre vannføringene like godt. Dermed blir ofte slukeevnen satt på bakgrunn av en kombinasjon av årstidsvariasjoner til ressursgrunnlaget, fallhøyde og en skjønnsmessig vurdering ut fra herskende vannføringer gjennom et midlere år.

Når vi estimerer den årlige produksjonen tar vi hensyn til turbinens virkningsgrad ved ulike pådrag. Elektromekaniske komponenter i anlegget vil medføre elektriske tap og i produksjonsestimeringen er dette tatt hensyn til ved å angi konstanter for virkningsgraden til generator og apparatanlegg. Driftstimene som er utregnet i estimeringen tilsvarer en 100 % virkningsgrad ved 100 % ytelse.

2.7.1 Fastsetting av dimensjon til turbin

Fallhøyden blir angitt som både brutto- og netto fallhøyde. For å kunne estimere produksjonen er det nødvendig å estimere netto fallhøyde. Netto fallhøyde er kort fortalt resultatet av differansen mellom brutto fallhøyde og det friksjonstapet som inntreffer fordi vannet blir ført i rør. Ellers er det også andre falltap forbundet med konstruksjonsjustering av inntak og avstand fra undervann til turbinens løpehjul.

I vårt tilfelle vil vi få et friksjonstap på 12,8 meter, tap fra Coandainntak på 1,2 meter og tap fra tap fra turbin på 2 meter. Dette gir en netto fallhøyde på 217 meter. Denne fallhøyden er brukt i produksjonsestimeringen.

Ut fra fallhøyden og vannføringen kan vi estimere dimensjonen til turbinen. Med dimensjon mener vi da turbinens installerte effekt, som igjen multipliseres med antall driftstimer ved ulikt pådrag for å kunne estimere produksjonen. Fardalselvi har et relativt høyt fall i forhold til vannføringen, noe som gjør at en peltonturbin vil være et godt valg. Valg av type turbin er nærmere beskrevet i punkt «3.4 Elektromekanisk utstyr» under tekniske løsninger.

Utregning av friksjonstap forklares nærmere i «3.3 Vannvei og rør» under tekniske løsninger.

Beregning av installert effekt til turbin:

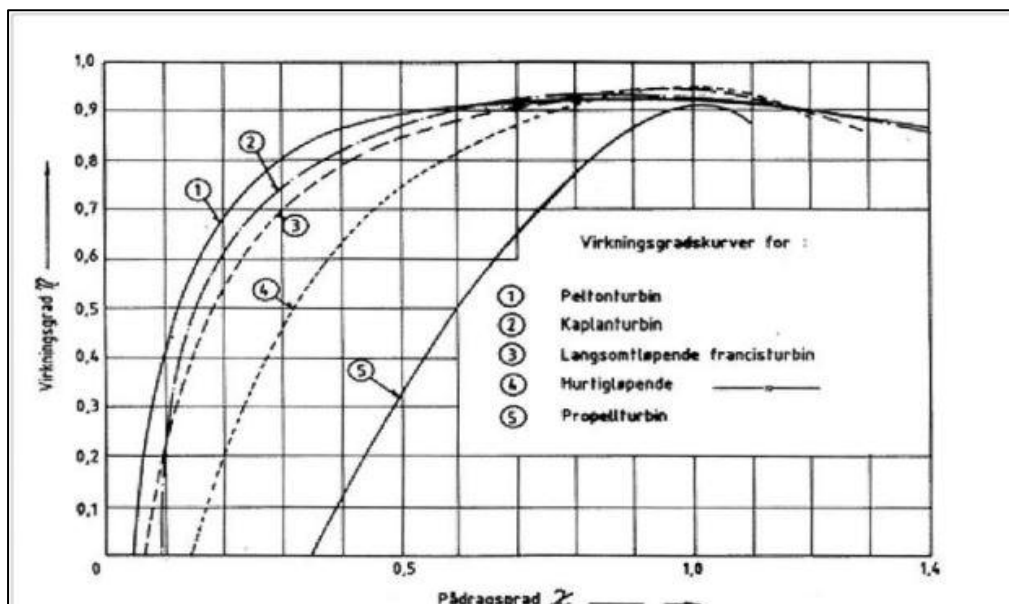
$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta$$

$$\text{Installert effekt} = 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 2,1 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 217 \text{ m} \cdot 0,92 = 4112783 \text{ W} \sim \underline{\underline{4,1 \text{ MW}}}$$

P	- Installert effekt i watt	[W]
ρ	- Vannets spesifikke vekt	[kg/m ³]
g	- Tyngdens akselerasjon	[m/s ²]
Q	- Maksimal slukeevne	[m ³ /s]
H _n	- Nominell fallhøyde	[m]
η	- Virkningsgrad	[-]

Estimatet på 4,1 MW gir oss en pekepinn på hvordan vi kan dimensjonere turbinen for maksimal installert effekt ut fra de naturgitte forholdene i Fardalselvi.

Turbinen vil også ha ulik virkningsgrad ved forskjellig pådrag. For å estimere de ulike virkningsgradene for hvert produksjonsintervall har vi tatt utgangspunkt i virkningsgradskurven i figur 8. Linje 1 viser peltonturbinens virkningsgrad



Figur 8. Linje 1 viser peltonturbinens virkningsgrad ved ulike pådrag (SWECO et al., 2010).

For å gjøre kurven mer lettlest, har vi laget en tabell med ulike virkningsgrader ved forskjellige produksjonsintervaller (tabell 3). Tabellen angir gjennomsnittlig prosent ytelse og turbinens virkningsgrad ved ulikt pådrag. Disse verdiene er tatt i bruk ved produksjonsestimeringen.

Tabell 3. Ytelse og virkningsgrad for peltonturbinen ved forskjellig pådrag.

Virkningsgrad	Intervall/ pådrag	Ytelse prosent	Total virkningsgrad
η^1	0-10	0	0
η^2	10-20	15	0,56
η^3	20-30	25	0,74
η^4	30-40	35	0,83
η^5	40-50	45	0,88
η^6	50-60	55	0,90
η^7	60-70	65	0,91
η^8	70-80	75	0,92
η^9	80-90	85	0,92
η^{10}	90-100	95	0,92
η^{11}	K100	100	0,92

Av tabellen kan vi se at peltonturbinen klarer å opprettholde en relativt høy virkningsgrad selv ved et lavt pådrag av vannføring.

Peltonturbinen utnytter anslagsvis 5-10 % av maks slukeevne (SWECO et al., 2010). I produksjonsestimeringen har vi valgt å sette denne grensen på 10 %. Vi har underestimert nedre intervall for å unngå et resultat som kan virke misvisende av hensyn til senere dimensjonering og produksjon.

2.7.2 Virkningsgrad for generator og apparatanlegg

For å kunne estimere produksjonen, er det nødvendig å ta hensyn til virkningsgraden til generator og apparatanlegget. Vi har valgt å bruke konstanter for virkningsgraden i NVE sin veileder, med henholdsvis 0,96 for generator og 0,99 for apparatanlegget (SWECO et al., 2010). For apparatanlegget vil virkningsgraden være konstant ved alle pådragsintervallene, og for generatoren vil virkningsgraden variere når pådraget forandrer seg. På bakgrunn av ohms lov og magnetiseringstap i generatoren, kan en si at generatortapet utarter seg kvadratisk med pådraget. Vi velger å bruke konstanten på 0,96, da det ikke vil ha betydelig innvirkning på det endelige resultatet i produksjonsestimeringen.

2.7.3 Årlig estimert produksjon

Til å beregne den årlige produksjonen har vi summert antall driftstimer i de ulike produksjonsintervallene ved øvre og nedre grense for slukeevne. Deretter har vi ganget opp driftstimene med gjennomsnittlig prosent ytelse i pådragsintervallet, for å få dette utgitt i driftstimer tilsvarende 100 % ytelse. Når vi har sammenstilt disse timesverdiene, ganger vi dem med virkningsgraden turbinen vil ha i de ulike intervallene. Ved å summere verdiene får vi antall driftstimer tilsvarende 100 % gjennom de ulike produksjonsintervallene med tilhørende virkningsgrad.

Driftstimene multipliseres deretter med den installerte effekten til turbinen og med virkningsgraden til generatoren og apparatanlegget. Resultatet blir årlig estimert produksjon ved 240 % utnytting av middelvannføringen.

Vi har brukt følgende formel fra NVE sin veileder for å komme fram til resultatet:

$$Produksjon = (\Sigma (\eta_1 \times h_1) + (\eta_2 \times h_2) \dots + (\eta_n \times h_n)) \times \eta_{gen} \times \eta_{app} \times P$$

P	- Installert effekt til turbin	[W]
η_{app}	- Virkningsgrad for apparatanlegg	[-]
η_{gen}	- Virkningsgrad for generator	[-]
h_n	- Driftstimer skalert til å gjelde 100 % ytelse	[-]
η_n	- Virkningsgrad for turbin i det aktuelle intervallet	[-]

I tabell 4 ser vi resultatet av den årlige estimerte produksjon for et normalår med slukeevne på 240 %.

Tabell 4. Resultat av produksjonsestimering for normalt år (1999).

Intervall	Liter pr. sek.	Ytelse (%)	Døgn	Timer	Driftstimer	Driftstimer 100% ytelse	Virkningsgrad	Timer med virkningsgrad 1
0-10	0-210	0	167	4008	0	0	0	0,0
10-20	211-420	15	63	1512	1512	226,8	0,56	127,0
20-30	421-630	25	32	768	768	192	0,74	142,1
30-40	631-840	35	18	432	432	151,2	0,83	125,5
40-50	841-1050	45	7	168	168	75,6	0,88	66,5
50-60	1051-1260	55	5	120	120	66	0,9	59,4
60-70	1261-1470	65	4	96	96	62,4	0,91	56,8
70-80	1471-1680	75	2	48	48	36	0,92	33,1
80-90	1681-1890	85	5	120	120	102	0,92	93,8
90-100	1891-2100	95	6	144	144	136,8	0,92	125,9
K100	2100-****	100	56	1344	1344	1344	0,92	1236,5
Sum:			365	8760				2066,6

2.7.4 Resultat produksjonsestimeringen

I konsesjonssøknaden er den årlige produksjonen estimert til 9,9 GWh. Vi har imidlertid kommet fram til en årlig produksjon på 8,1 GWh for et normalår (tabell 5).

Tabell 5. Verdier for estimering av årlig produksjon ved et normalår.

Timer i året med ved 100 %:	2066,592
Virkningsgrad generator:	0,96
Virkningsgrad apparatanlegg:	0,99
Installert effekt (kW):	4100
Estimert årlig produksjon (kW):	8052765
Estimert årlig produksjon (GWh):	8,1

Denne forskjellen i estimert produksjon, kan være en effekt av flere faktorer. For det første har vi valgt et normalår ut fra den vannføringen som er nærmest gjennomsnittet, som i vårt tilfelle er 1999. I konsesjonen er normalåret satt til 1975, med estimering ut fra en installert effekt på 3,9 MW. Vi har for øvrig forholdt oss til øvre og nedre slukeevne til vannføring fastsatt i konsesjonssøknaden, men riktignok med en installert effekt til turbin på 4,1 MW.

Konsesjonssøknaden redegjør ikke for om de har brukt driftstimer ved 100 % i intervallene, med eller uten virkningsgrad, for å få driftstimer tilsvarende 100 % ved turbinens ulike virkningsgrader. Videre kan det være verdt å nevne at vi har underestimert nedre grense for utnytting av vannføringen fra 5 % opp til 10 %. På bakgrunn av dette er det sannsynlig at produksjonen vil kunne bli noe høyere ved en reell driftssituasjon.

Av den årlige estimerte produksjonen kan vi av tabellen lese at det vil være 4008 timer der kraftverket ikke vil klare å utnytte vannføringen i elva. I disse periodene vil det kun være slipp av minstevannføring. Av driftstimer tilsvarende 100 % ser vi at det er relativt få timer med produksjon i intervallet 40-80 %. Ved pådragsintervallet over 80 % ser vi at antall driftstimer øker. For normalåret 1999, vil de totale driftstimene tilsvare 4752 timer, derav 1344 timer ved fullt pådrag. Dette gir en årlig produksjon på 8,1 GWh.

Beregningen på 2067 driftstimer ved 100 % er et grovt estimat, men kan allikevel gi et bilde av hvilken årsproduksjon vi kan forvente ved en eventuell utbygging. Ved å basere seg på skalerte målinger fra representativ elv, vet vi at denne verdien kan ha en relativt stor feilmargin. Det er ikke foretatt fysiske målinger i Fardalselvi, men på bakgrunn av de forutsetningene som foreligger, konkluderer vi med at denne metoden er det beste alternativet.

2.7.5 Produksjonsestimering for tørt, vått og normalt år

Basert på vannføringsdataene har vi kunnet beregne tidligere tørre og våte år. Dette kan være med å gi oss et bedre bilde av hva en kan forvente i produksjon ved ulike scenario.

Av måledataene som strekker seg fra 1966-2014, har vi kommet fram til et vått år i 1990 og et tørt år i 1996. Videre har vi estimert produksjonen for et vått og tørt år, der vi har tatt utgangspunkt i samme slukeevne og samme installert effekt som for et normalt år.

Utrekningene presenteres i egen tabell, i vedlegg 1. Disse utregningene gir:

Vått år 1990: 12,5 GWh med 3207 driftstimer tilsvarende 100 %.

Tørt år 1996: 4,2 GWh med 1089 driftstimer tilsvarende 100 %.

Normalår 1999: 8,1 GWh med 2066 driftstimer tilsvarende 100 %.

3 Tekniske løsninger

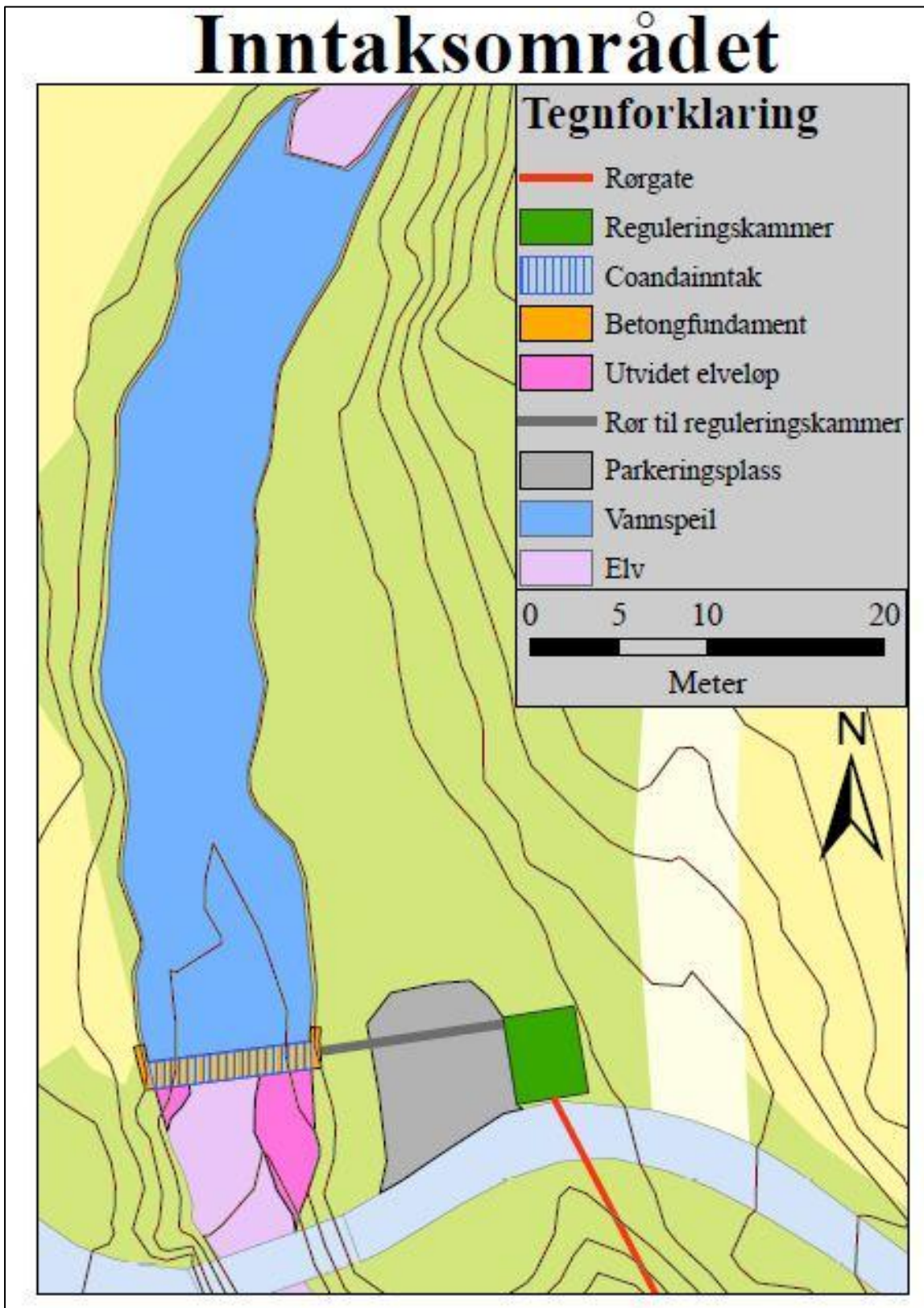
I denne delen tar vi for oss valg av tekniske løsninger ved inntak, rør, ventiler og elektromekanisk utstyr. Alternative løsninger blir drøftet og det gjøres beslutninger på valg av komponenter.

3.1 Metode for valg av tekniske løsninger

I prosessen med fastsettingen av tekniske komponenter har NVEs «Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk» vært sentral. Veilederen har som mål å sørge for en vellykket planlegging og utbygging av småkraftverk med ikke-profesjonelle utbyggere. I tillegg er det brukt en rekke andre veiledere fra NVE innenfor inntak, rørgate og elektromekanisk utstyr. Arbeidet er blitt gjort for å presentere et fullverdig forslag til utbygging av et småkraftverk i Fardalselvi. For å gjennomføre dette har vi kontaktet leverandører og fagfolk hvor vi har levert fra oss kvantitative data. I retur har vi fått anbefalinger, estimat og konkrete forslag til spesifikke komponenter. Denne innhenting av informasjon har skjedd gjennom møter, via e-post og per telefon. Plantegningen for inntak er laget i ArcMap og vertikalprofil for rørgate er laget i GISLINE.

3.2 Inntaksområdet

Det planlagte inntaket til kraftverket ligger 275 moh., på oversiden av broen til Hjelmasete (figur 9). Inntaket ligger 3,25 km fra riksvei 55 og har adkomst med nylig utbedret vei.



Figur 9. Plantegning av inntaksområdet i Fardalselvi.

3.2.1 Beskrivelse av Fardalselvi

Fardalselvi består av stryk og fosser med varierende bredde på elveløpet. Elven fungerer som habitat for ulike dyr og fugler, og er et sentralt landskapselement i Øvstedalen. Området rundt Fardalselvi er preget av mye vegetasjon i form av løv- og barskog, og elven fører dermed med seg store mengder løv, barnåler og greiner. I flomsesongen er det spesielt mye drivgods i elven i tillegg til en økning i sedimenttransport. Elven har et nedbørsfelt på 21,4 km² og har en beregnet middelvanntføring på 0,869 m³/s.

3.2.2 Tradisjonelle inntak

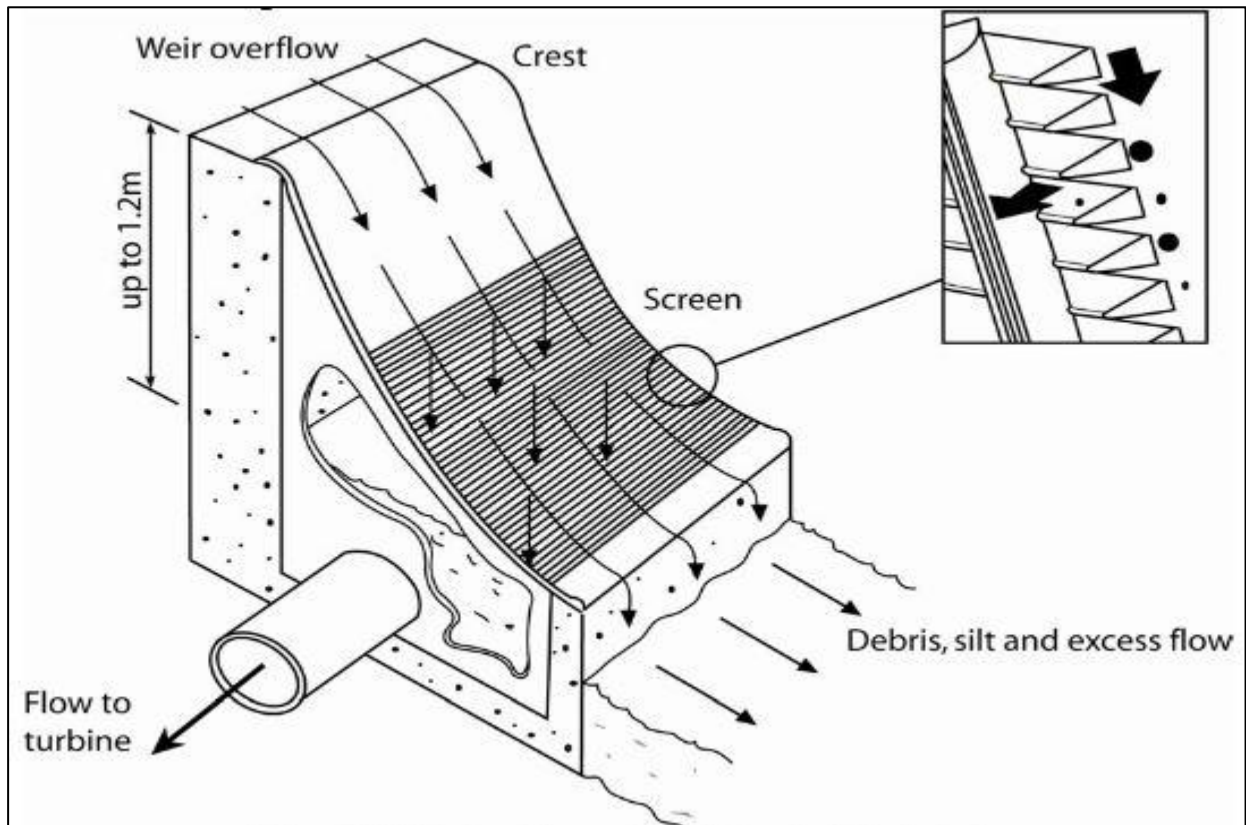
Den vanligste typen småkraftinntak er en damkonstruksjon støpt i betong. Her demmes elven opp og skaper et basseng som vannet tappes ut fra. Nær bunnen av bassenget vil selve inntaket bli plassert med en varegrind på utsiden. Varegrinden fungerer som en grov sil som hindrer de større objektene elven fører med seg i å bli sendt gjennom rørgaten og inn i kraftverket. Størrelsen på åpningen i varegrinden avhenger av elvens beliggenhet i forhold til hva den fører med seg. Mindre åpninger i varegrinden fører til lavere slukeevne og riktig dimensjoneringen er derfor viktig (SWECO et al., 2010). Ved småkraftverk renses denne til vanlig manuelt etter hver som den tettes av drivgods. Denne rensingen utgjør ofte en stor del av driftskostnadene ved et småkraftverk, da det kreves personell til å utføre arbeidet. Minstevannføringen i elven vil renne gjennom et bunnløp med luke eller en ventil nær bunnen av dammen. Bestemmelse av minstevannføring er gitt i kraftverkets konsesjon og utslippsløsning velges på bakgrunn av dette.

Et annet problem med de tradisjonelle inntakene er at sand og mindre sediment ikke blir fanget opp og skilt ut ved inntakene. Dette medfører slitasje på kraftverkets komponenter og opphoping av sediment i inntak- og reguleringsmagasin. I tillegg til slitasjen vil opphopingen føre til stopp i driften av kraftverket for tømning og rensing der mengden oppsamlet sediment er for stor. Dette er tidkrevende og medfører ekstra utgifter (Lia & Jenssen, 2003).

Tradisjonelle inntak med varegrind utgjør en fare for de levende organismene i elven. Ørret, laksesmolt, ål og vannlevende innsekter har liten overlevelsessjanse dersom de blir tatt av inntaket og ført gjennom kraftverket. I elver med spesielle miljøkrav vil dette være et problem.

3.2.3 Coandainntak

Bruken av Coandainntak er en forholdsvis ny teknologi i Norge. Første gang inntaket ble tatt i bruk i Norden var ved Dyrekorn kraftverk. Dette ble bygget av Tafjord Kraftproduksjon AS og ble satt i drift i april 2011. Teknologien er tatt i bruk ved flere småkraftverk i Nord-Amerika, Skottland og flere land i Alpene med gode resultater, selv på vinterstid. Inntaket blir presentert som et miljøvennlig inntak og bruken er i frammarsj (Brødrene Dahl, 2015).



Figur 10. Konseptskisse av Coandainntak (Jenssen, L., Tesaker, E., Lund, S., Huber, D. 2006)

Et Coandainntak har en buet rist og bygger på coandaprinsippet om at væske vil følge overflaten den beveger seg på (figur 10). Vannet vil følge risten og renne gjennom spaltene, som har en spalteåpning på 0,6 mm – 3 mm, ned til samlekanalen. Levende organismer, sedimentpartikler og vegetasjon elven fører med seg vil passere på oversiden av risten og renne ut i elven nedenfor eller legge seg i bunnen av risten. Coandainntaket beskrives derfor som et miljøvennlig inntak som skiller vann og levende organismer slik at de unngår å gå gjennom kraftverket. Når vannføringen i elven overstiger slukeevnen til inntaket vil vegetasjonen som ligger oppsamlet i enden av risten bli skylt ut i elven nedenfor inntaket. Dermed vil inntaket kreve betydelig mindre vedlikehold sammenlignet med et tradisjonelt inntak. Et tradisjonelt inntak vil kreve mye vedlikehold i form av rensing av varegrind som

lett blir blokkert. Coandainntaket er på denne måten tilnærmet selvrensende og reduserer antall arbeidstimer som vanligvis går med til rensing av inntak betydelig. Likevel må den med jevne mellomrom børstes og kontrolleres. Slik fjernes drivgods som ikke er blitt skylt bort med selvrensings-prinsippet og det børstes for eventuell gjengroing mellom stavene på risten, noe som har vært et av få problemer med Coandaristen.

Slitasjen på komponentene til kraftverket reduseres ved at det meste av drivgodset blir skilt ut og dermed ikke går gjennom systemet. I tillegg består inntaket av få bevegelige deler som også reduserer slitasjen. Inntaket kan leveres med avtakbar rist til elver der mengden drivgods er høy og slitasjen stor. Selve risten kan da tas av slik at vedlikehold eller bytting er enkelt. Modellen av type A leveres med reservedeler slik det ikke er nødvendig å bytte hele risten. Verneribber kan etter ønske monteres på risten for å beskytte mot flomskader. Dette vil derimot kunne redusere slukeevnen til inntak med opp til 5 %, da de tar opp plass på risten som kunne vært brukt til staver (Brødrene Dahl, 2015).

Coandainntaket fører med seg et falltap på om lag 1,2 meter. Falltapet er gitt av høyden fra rist til samlekanal. Dette tapet vil ikke spille noe stor rolle i høytrykksanlegg som har en fallhøyde på over 50 meter, men kan bli en utfordring for lavtrykksanlegg (Rosvold, K., 2012).

Vinteren gir lavere vannføring og minusgrader som resulterer i isdannelse på inntaket. Coandainntaket har vist seg å fungere godt, selv under lave temperaturer. Ved frost vil et islag dannes over risten, mens vannet fortsatt renner fritt under isen. Det er dokumentert noen opphold i driften, på mellom 4-30 timer, fordi det har lagt seg is på risten ved for lav vannføring. Dette resulterer likevel ikke i noen store økonomiske tap da den lave vannføringen ikke utgjør noen stor ressurs i forhold til produksjon (Brødrene Dahl, 2015). Selv ved lav vannføring vil ikke elveleiet tørrlegges da inntaket fungerer på samme måte som en naturlig terskel og skaper et vannspeil på oversiden.

Ved et rørbrudd vil konsekvensene for området rundt bruddpunktet være potensielt store. Et tradisjonelt inntak har et vannlager i form av en dam eller et magasin som rommer store mengder vann. Ved et brudd på rørgaten vil inntak og rør fungere som en trakt som tømmer seg for store mengder vann på kort tid, før rørbruddsventilene rekker å lukke seg. Et Coandainntak har ikke samme vannlager som et tradisjonelt inntak, da det kun benytter seg av vannet som passerer over risten til en hver tid. Coandainntaket vil i likhet med et

tradisjonelt inntak kvitte seg med vannet i reguleringskammer og rørgate frem til bruddet. Etter at vannet i reguleringskammer og rørgate er ute er det derimot slutt på det lagrede vannet hos Coandainntaket. Dermed er konsekvensene av et rørbrudd der det brukes et Coandainntak betydelig mindre i forhold konsekvensene for et rørbrudd som har et tradisjonelt inntak med dam.

Selv om Coandainntaket allerede har vært i drift ved norske kraftverk i noen år er det fremdeles ny teknologi. Med ny teknologi følger skepsis, behovet for testing og tilegning av kunnskap. Selv om det ble utført forskning av NTNU på Coandainntaket ved Dyrkorn Kraftverk, som ga gode resultater, er det grunn til å tro at skepsisen blant noen utbyggere fortsatt er til stede (Nøvik, H – Coandainntaket,).

3.2.4 Valg av komponenter i forbindelse med inntak

I samarbeid med Bjarte Skår, markedssjef vannkraft i Brødrene Dahl, har vi kommet frem til et forslag av rist-type og fundament til inntaket. Her dreier det seg om rist, dam- og kanalfundament og reguleringskammer.

Det er det forslått å bruke en Coandarist av typen AB 1000 med spalteåpninger på 1,5 mm. Disse vil gi inntaket en slukeevne på 0,250 m³/s/m. Med et krav til maksimal slukeevne på 2,1 m³/s vil overløpet bli minimum 8,4 meter bredt. Totalt er det beregnet en inntaksbredde på 10 meter, hvor 8,4 meter vil være dekket av Coandarister. De resterende 1,6 meterne vil være minstevannføringsplater der minstevannføring slippes forbi. Dette oppfyller kravet om minstevannføring i Fardalselvi som er 160 l/s fra 1. mai til 30. september og 40 l/s resten av året. Disse platene har den buede formen til en Coandarist, men er uten spalteåpninger slik at vann passerer over inntaket og renner direkte ut i elven. I flomsesongen og når vannføring i elven overskrider maksimal slukeevne vil vannet som ikke blir tatt opp av inntaket passere over, som det ville gjort over en naturlig terskel. Coandaristene av typen AB 1000 har en kostnad på ca. 27 000 kr/m (Skår, 2015). Dette gir en total kostnad på ca. 226 800 kr for ristene. Dette inkluderer ikke minstevannføringspaltene.

Damfundament og reguleringskammer skal støpes i betong og kobles sammen med GRP 1000 mm PN 6 rør. I disse komponentene vil det kunne avsettes sediment, med partikkelstørrelse opp til 1,5 mm, da vannføringshastigheten er lav og partiklene får mulighet til å synke til bunnen. Damfundament og kammer vil fungere som et sandfang og må renses manuelt. Vi har fått et estimat på kostnadene for betongarbeidet på damfundament og

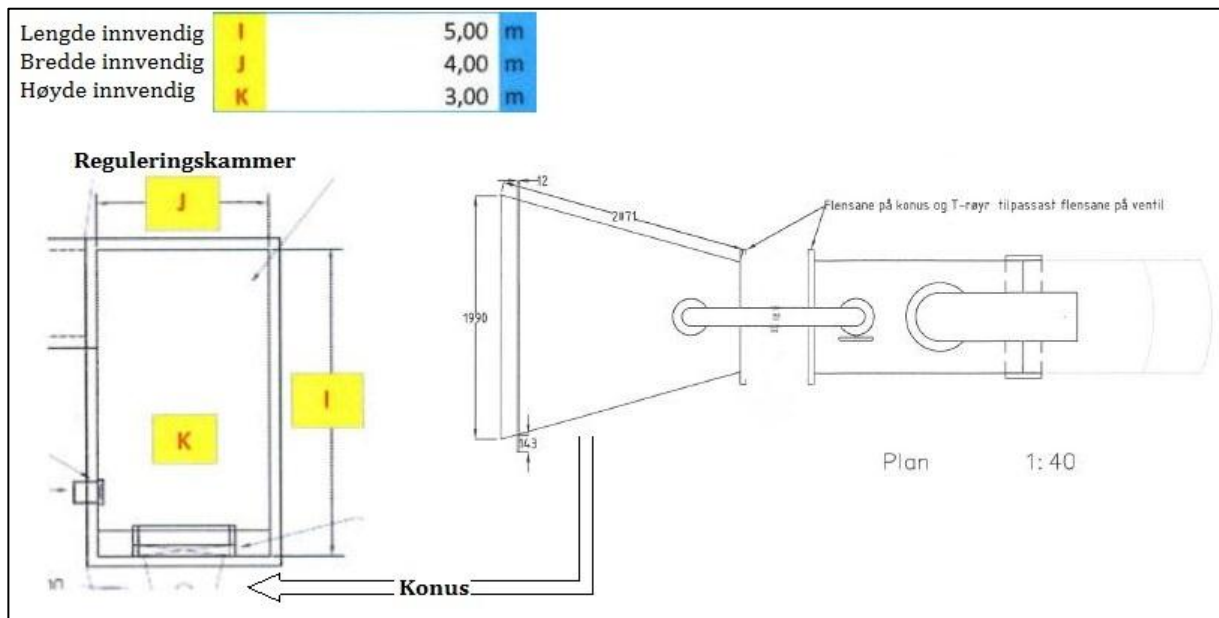
reguleringskammer ved besøk hos Brødrene Dahl i Sunnfjord (vedlegg 2). For et inntak med en bredde på 10 meter er det beregnet 53 m³ betong til pris på 12 000 kr/m³. Totalprisen på betongarbeidet er beregnet til 630 000 kr (tabell 6). Denne prisen inkluderer prosjektering, arbeid, oppmøtepris og betong.

Tabell 6. Estimert av betongkostnader for inntakskonstruksjon.

Kalkulasjon betong Fossekallen inntak		
Kanal	D Lengde med Fossekallenrister	10 meter
	A Bredde kanal innvendig	1,5 meter
	B Høyde kanal front	1,5 meter
	C Høyde kanal bakvegg	2,8 meter
Skjørt/Dam venstre side	E Lengde	8 meter
	F Gjennomsnittlig høyde	1,5 meter
Skjørt/Dam høyre side	G Lengde	5 meter
	H Gjennomsnittlig høyde	1 meter
Kammer	I Lengde innvendig	5 meter
	J Bredde innvendig	4 meter
	K Høyde innvendig	3 meter
Betongpris inkl. prosjektering og arbeid	12 000 kr/m ³	
Tykkelse betongvegger/dam i snitt	0,3 meter	
Total m³ betong	53 m ³	
Budsjettpris for betongarbeid: kr 630 000 Antatt nøyaktighet -10/+20 %		

Sammen med inntaksskissen i vedlegg 3, gir tabellen et godt bilde av dimensjonering av inntakskonstruksjonen.

Reguleringskammeret vil bli 4 meter bredt og 5 meter langt (figur 11). Fra reguleringskammeret vil en konus føre vannet videre til rørgaten. I etterkant av konus vil det monteres en sikkerhetsventil som skal lukkes ved rørbrudd. Konus pluss de nødvendige komponentene for montering vil komme på 98 760 kr (Skår, B. 2015, Brødrene Dahl - S).



Figur 11. Reguleringskammer og konus (Brødrene Dahl, 2015).

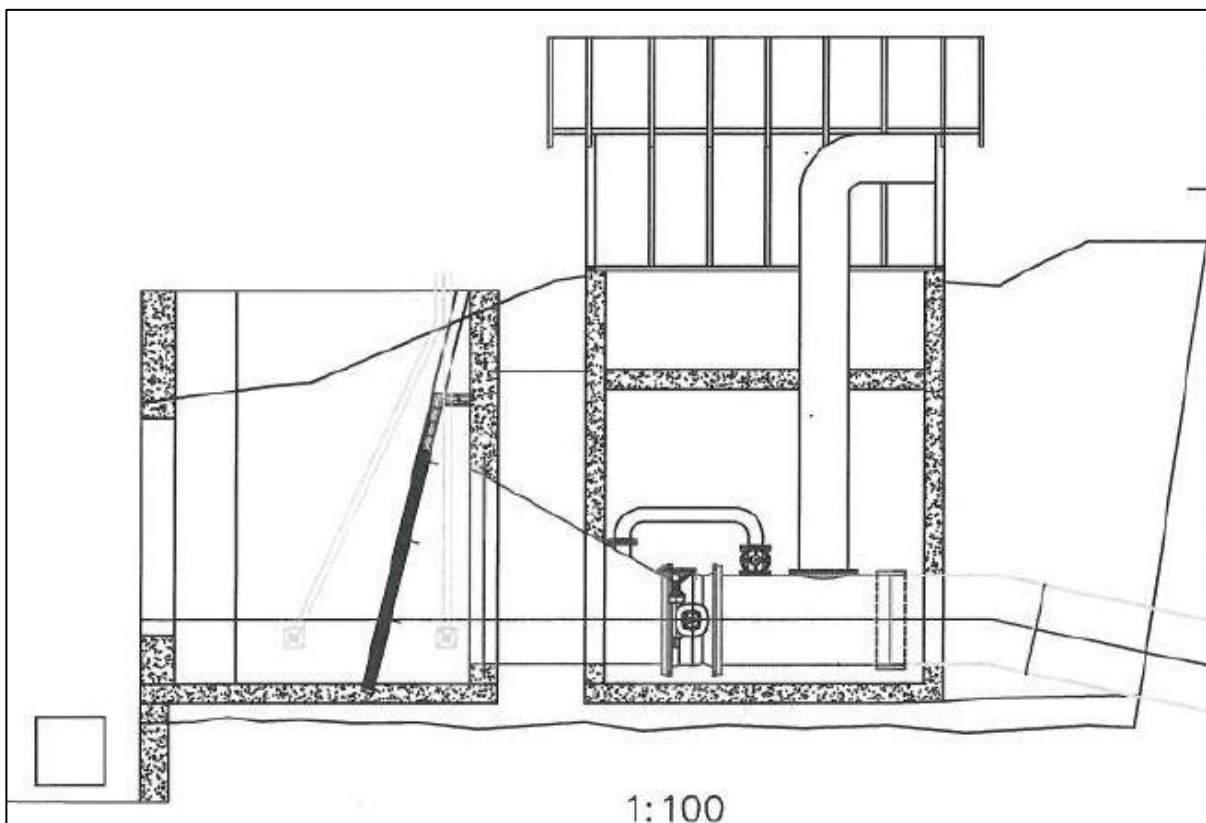
3.2.5 Utformingen innenfor inntaksområdet

Alle småkraftverk er avhengige av et vannlager i forkant av inntaket. Ved å plassere et inntak på tvers av elven dannes et større vannspeil på oversiden av inntaket. Dette vil ikke kunne sammenlignes med et vannmagasin hos større vannkraftverk eller en inntaksdam hos småkraftverk. Coandainntaket som skal bygges i Fardalselvi vil bli som en kunstig terskel i elven som senker vannhastigheten foran inntaket og sørger for en jevn fordeling av vannføringen. Dette fører også til at vannstanden ovenfor inntaket blir opprettholdt i periodene med lav vannføring.

Inntakskanalen er beregnet til å strekke seg totalt 10 meter på tvers av Fardalselvi (figur 9). Dette er over dobbelt så bredt som elveløpet er før utbygging. Elveløpet må dermed utvides og tilpasses ved utbygging. Dette fører med seg utviding av elveløpet både på oversiden og nedsiden av inntaket. Området er forholdsvis flatt med åpne flater og er dermed gunstig for slikt arbeid. Inntaket ligger skjermet av skog med tilkomstvei fra hovedveien som går gjennom Øvstedalen.

Inntaksfundamentet som risten plasseres på danner en terskel med vannoppsamling på oversiden. Denne støpes av utbygger til å passe med risten fra leverandør. Under risten ligger inntakskanalen som fører vannet videre til reguleringskammer og inntakskonus.

Reguleringskammeret skal plasseres øst for elven, der det i dag er en parkeringsplass, og skal være nedgravd slik at ikke blir liggende i dagen. Fra kammeret under inntaksristen vil vannet føres i rør til reguleringskammeret og inn i konus hvor det blir sendt videre i rør til kraftstasjonen. På overflaten av reguleringskammeret vil det være et luftrør. Dette må til for å kunne utligne trykket i rørgaten dersom sikkerhetsventilene må lukkes ved et eventuelt rørbrudd. For å lukke ventilen trengs det en mekanisk hastighetsutløser. Denne skal graves ned sammen med reguleringskammeret. Med nedgravd reguleringskammer vil det visuelle inngrepet være så lite som mulig, da man slipper denne betongkonstruksjonen i elven. Det eneste som vil være synlig er et mindre overbygg for luftrør og tilkomst, og dette plasseres i god avstand fra elven. Eksempel på utforming vises i figur 12.

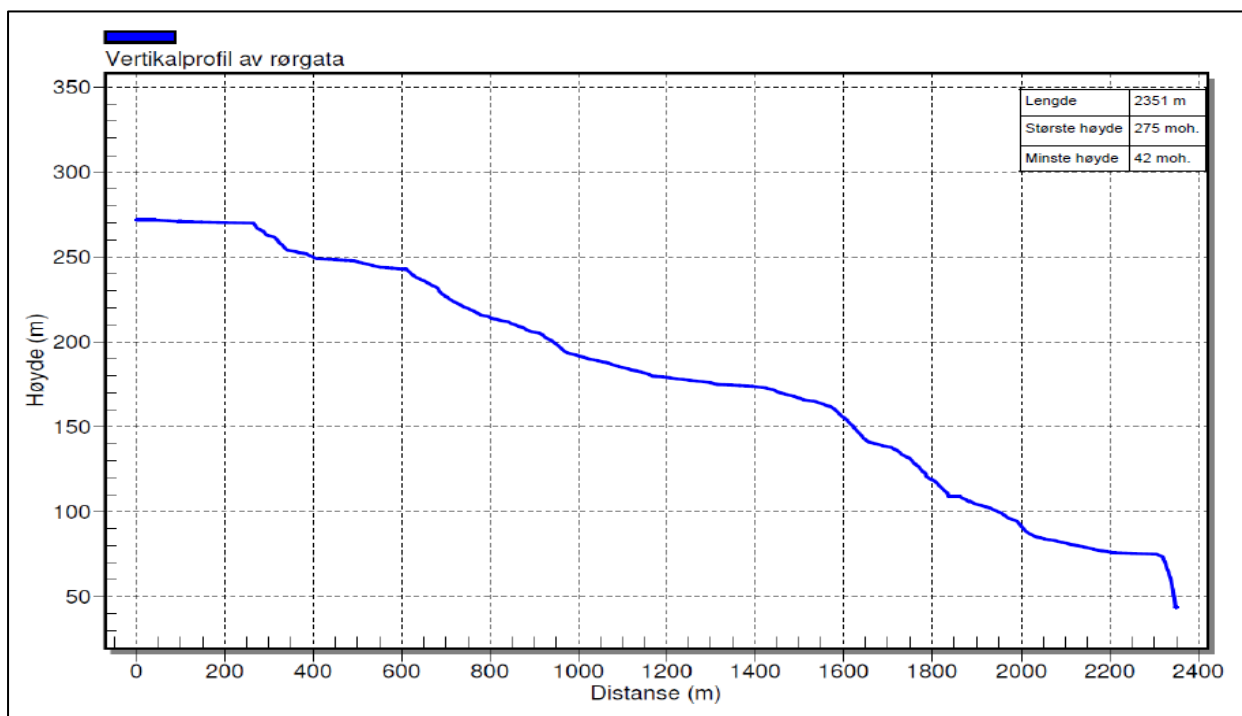


Figur 12. Eksempelskisse på nedgravd reguleringskammer (Brødrene Dahl, 2015).

3.3 Vannvei og rør

Vannveien er den veien vannet ledes, fra inntaket i toppen og til det blir sluppet ut igjen i elv eller sjø. Vannveien kan være lagt i rør, sprengt ut i fjell, ligge i åpne kanaler eller i sjakter. Rørgate/vannvei representerer en vesentlig kostnad i en kraftutbygging, og lange rørgater kan utgjøre mer enn 50 % av totalkostnaden i et prosjekt (SWECO et al., 2010). Når det gjelder valg av vanntrasé for småkraftverk er normalt sett fundamenterte eller nedgravde rør det beste alternativet. Tunnel kan være et alternativ ved store vannmengder eller der det ikke lar seg gjøre å legge rør på grunn av vanskelig terreng.

Vannveien til Fardalselvi kraftverk vil bestå av rør og vil følge veien som er planlagt i konsesjonssøknaden, med de justeringer som kommer frem i konsesjonsvilkårene. Dette innebærer å justere vannveien noe nærmere elven i øvre del, for å hindre inngrep på en gammel ferdselsvei og gamle steinmurer. Grunneier på gård- og bruksnummer 67/2 og 67/5 har uttrykt ønske om at rørgaten justeres slik at den i størst mulig grad kommer i utkanten av dyrket mark (Grundt, 2015). Dette tas hensyn til i vannveiens plassering. Vannveien vil graves ned på hele strekningen med unntak av siste stykket ned til kraftstasjonen, som vil forankres i fjell. En nedgravd vannvei reduserer faren for miljølaster som kan føre til rørbrudd og store vedlikeholdskostnader.



Figur 13. Rørgatens vertikallprofil, fra inntak til kraftstasjon.

Vannveien vil være totalt 2351 meter lang. Inntaket plasseres ved broen på Hjelmasete, 275 moh., i samsvar med konsesjonssøknad. Kraftstasjonen plasseres 60 meter nordøst for Fardalsfossen, 42 moh. (figur 13). Før rør og ventiler kan dimensjoneres, må en bruddkonsekvensklasse fastsettes.

3.3.1 Bruddkonsekvensklasse

Alle vassdragsanlegg skal klassifiseres i en av fem konsekvensklasser. Det skal foretas en vurdering av anlegget og omgivelsene, og et forslag til konsekvensklasse skal følge konsesjonssøknaden (Damsikkerhetsforskriften, 2009).

Ved vurdering av konsekvenser ved rørbrudd, skal det minimum regnes med brudd, svikt eller feilfunksjon i den delen av anlegget der skadepotensialet er størst. I vårt tilfelle er det de siste 30 meterne, der røret er forankret i fjell og er generelt mer eksponert for ulike miljølaste som snø, is, vind og ras. Konsekvensvurderingen skal omhandle både direkte skader og eventuelle følgeskader av bruddvannføring, vannstandsending eller vannstråle (Damsikkerhetsforskriften, 2009). Det skal vurderes om vannstråle, bruddvannføring eller vannstandsending kan nå boliger, infrastruktur eller andre samfunnsfunksjoner som kan medføre fare for liv og helse. Begrunnelse for valg av konsekvensklasse er utarbeidet med utgangspunkt i tabell 7.

Tabell 7. Definisjoner av ulike bruddkonsekvensklasser (Damsikkerhetsforskriften, 2009).

Konsekvensklasse	Boenheter	Infrastruktur, samfunnsfunksjoner	Miljø og eiendom
4	> 150		
3	21-150	Skade på sterkt trafikkert veg eller jernbane, eller annen infrastruktur, med spesielt stor betydning for liv og helse	Stor skade på spesielt viktige miljøverdier eller spesielt stor skade på fremmed eiendom
2	1 - 20	Skader på middels trafikkert veg eller jernbane eller annen infrastruktur med stor betydning for liv og helse.	Stor skade på viktige miljøverdier eller stor skade på fremmed eiendom
1	Midlertidig oppholdssted tilsvarende < 1 permanent boenhet	Skader på mindre trafikkert veg eller annen infrastruktur med betydning for liv og helse	Skade på miljøverdier eller fremmed eiendom

Ved eventuelt brudd på inntaksdam vil det gå en dambrudds-bølge nedover dalen, noe som kan føre til lokale skader langs elven og eventuelt skade broen på Hjelmasete. Likevel er oppdemmet vannvolum relativt lite og vil ikke skade annen infrastruktur eller boliger på noen måte. Valg av Coandainntak gir også redusert volum av oppdemmet vann.

I området rundt inntaket og langs store deler av vannveien, er det liten til ingen permanente boenheter eller infrastruktur. Rørgaten er nedgravet og følger i overkant av elven hele veien. Dette betyr at ved et rørbrudd i øvre del av vannveien vil områdets topografi naturlig føre vannet tilbake i elven. Dette vil kunne føre til større lokale skader og erosjon på dyrket mark, skogsmark og beitemark. Ved befaring i nedre del av vannveien, like før kraftstasjonen, er det registrert seks permanente boenheter som kan tenkes å være innenfor teoretisk faresone ved et eventuelt rørbrudd i rørgatens nederste del. Skade på infrastruktur og miljø er av mindre betydning. Med utgangspunkt i tabell 7 er antall boenheter i størrelsesorden 1-20, noe som gjør at prosjektet kommer inn under konsekvensklasse 2.

Det står i konsesjonsvilkårene at før utarbeidelse av tekniske planer for dam og vannvei kan igangsettes, må søknad om konsekvensklasse være sendt NVE og et vedtak fattet. I punkt «1.8 Forutsetninger» har vi forutsatt at søknad om konsekvensklasse er oversendt NVE og at det er fattet et vedtak der prosjektet faller inn under konsekvensklasse 2.

3.3.2 Rørtype

Valg av riktig rørtype er viktig for både sikkerhet og lønnsomhet i et prosjekt. Ulike rør leveres i ulike trykklasse og dimensjoner, og det stilles krav til rørenes egenskaper ut ifra hvordan vannveien utformes, konsekvensklasse, trykk, vannføring og topografi.

Det er flere rørtyper som kan være aktuelle til ulike prosjekt, avhengig av forskjellige faktorer som kjennetegner prosjektet. Småkraftverk benytter ofte mindre vannmengder og lavere trykk enn store magasinkraftverk, noe som gir større valgmulighet når det kommer til valg av rørmateriale. Rørene som er vanlige å benytte er stålrør, støpejerns-rør, GRP-rør (glassfiber rør), PE-rør (plastrør), forspente betongrør og trerør. Disse ulike rørene har forskjellige krav til blant annet fundamentering og skjøtemetode. De ulike materialene har ulik friksjonskoeffisient og falltapet regnes ut fra hvilken rørtype som benyttes.

I NVEs «Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk» presenteres det en tabell over ulike røralternativer og disse alternativenes egenskaper. Her står det blant annet om rørenes standardlengder, trykklasser, bruksområder, friksjonskoeffisient og levetid.

3.3.3 Begrunnelse for valg

Vannveien blir en kombinasjon av GRP-rør og duktile støpejerns-rør. Den øverste delen av rørgaten fra høydekote 275 til høydekote 101 vil være GRP-rør. Resterende vil være duktile støpejerns-rør. Valg av rørmateriale er gjort på bakgrunn av blant annet kostnad per rørlengde, rørenes egenskaper og trykklasser røret leveres i.

GRP-rør leveres i trykklasser PN 6, PN 10, PN 16, PN 25 og PN 32, der «PN-verdien» er rørets maksimale innvendige trykk i bar. For eksempel vil et rør med trykklasser PN 10 tåle et maksimalt innvendig trykk på 10 bar. GRP-rør har lav vekt, lite eller ingen vedlikeholdskostnader, lavt falltap, lang levetid, trenger ingen overflatebehandling, er kjemikaliebestandig og egner seg godt til nedgraving (SWECO, 2010). GRP-rør krever god fundamentering og er sårbare for ras, men dette problemet elimineres ved å grave ned rørene. Ved nedgraving av GRP-rør, stilles det krav til grøften med tanke på fyllmasser. Dette sees nærmere på i punkt «3.3.4 Rørgrøft».

Duktile støpejerns-rør har lave monteringskostnader og høy korrosjonsbestandighet ved nedgraving. Rørene leveres i trykklasser C25 - C100 (25 – 100 bar) og med diameter opp til 2000 mm. Tidligere var duktile støpejerns-rør klassifisert etter «k-klasser» (K8, K9, K10 osv.), der verdien representerte rørets nominelle tykkelse. «K-klassene» er i dag erstattet av «C-klasser», som betegner rørets maksimale driftstrykk i bar (PAM Norge, 2012).

Valg av rørdiameter

Valg av rørdiameter er en avveining mellom kostnaden for røret og falltapedet, og hastigheten i et rør etter optimalisering vil ligge på rundt 2 – 4 m/s basert på maksimal turbinvannføring (SWECO et al., 2010). NVE stiller krav om at rørene skal kunne svelge unna den maksimale slukeevnen til turbinen, i vårt tilfelle 2,1 m³/s, uten at vannet i røret overstiger 4 m/s.

Vannhastigheten kan blant annet justeres ved endring i rørdiameter, da økt rørdiameter gir lavere vannhastighet.

Optimalisering av rørdiameter gjøres med formelen:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{C_{\max} \cdot \pi}} \quad [\text{m}]$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,1}{2,67 \cdot \pi}} = 1,001 \quad [\text{m}]$$

Q	- Turbinens slukeevne	2,1	[m ³ /s]
C _{max}	- Maksimal vannhastighet = $\frac{Q}{A} = \frac{2,1 \text{ m}^3/\text{s}}{\pi \cdot r^2}$	2,67	[m/s]
A	- Rørtverrsnitt	$\pi \cdot r^2$	[m ²]
π	-	3,14	[-]

Ved 1000 mm rør vil en få en hastighet i røret på 2,67 m/s og ved 900 mm vil en få en hastighet på 3,3 m/s. Ved å bruke 800 mm rør vil en få en vannhastighet på 4,2 m/s, noe som er over NVEs grense på 4 m/s. Ved valg av rørdiameter er det derfor 1000 mm og 900 mm som har blitt vurdert. Før endelig rørdiameter fastsettes må også falltap beregnes.

Falltap

Friksjonstapet i et rør bestemmes av rørets diameter, lengde, vannhastighet og ruheten på innsiden av røret. Ruheten gis ved en friksjonskoeffisient og vises i tabell 8. Ved utregning av friksjonstap får man en verdi i meter som sier noe om hvor mange meter fallhøyde dette friksjonstapet utgir. Dette kalles også falltap. Friksjonstapet beregnes med formelen:

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

$$h_{\text{tap}} = 0,015 \cdot \frac{2351}{1} \cdot \frac{2,67^2}{2 \cdot 9,8} = 12,8 \quad [\text{m}]$$

λ	- Friksjonskoeffisient	0,015	[-]
L	- Rørlengde	2250	[m]
D	- Rørdiameter	1	[m]
C	- Vannhastighet	2,67	[m/s]
g	- Tyngdens akselerasjon	9,8	[m/s ²]

Tabell 8. Friksjonskoeffisient for ulike rørtyper, hentet fra «Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk, 2010».

Rørtype	Friksjonskoeffisient
Stålrør (nymalt)	Størrelsesorden 0,015
Duktile støpejernsrør	Størrelsesorden 0,016
GRP-rør	Størrelsesorden 0,015
PE-rør	Størrelsesorden 0,015
Betongrør	Størrelsesorden 0,050
Trerør	Størrelsesorden 0,030

Falltapet vil minke ved økt rørdiameter. Ved bruk av 900 mm GRP- eller duktilt støpejernsrør blir det et falltap på 21,8 meter, ved en rørgate på 2351 meter. Ved 1000 mm rør blir det et falltap på 12,8 meter. Siden bruk av 900 mm rør gir et høyere falltap uten at røret er nevneverdig billigere, er det 1000 mm rør som blir valgt. Bruttofallhøyde er 233 meter. Ved å trekke fra falltapet fra rør, inntak og turbin, får vi en nyttbar fallhøyde på 217 meter.

Rørgaten i detalj

For hjelp med endelig valg av ulike trykklasser, kontaktet vi Bjarte Skår i Brødrene Dahl. Han inviterte oss til Brødrene Dahls kontor i Sunnfjord, der vi fikk forslag til dimensjonering og et tilbud på komplett rørgatemateriell. Etter dette møtet kom vi frem til en rørgate med to ulike rørmaterialer og rør i trykkklasse 6 – 30 bar (tabell 9).

Tabell 9. Valg av rør med ulikt materiale og trykkklasse (Brødrene Dahl, 2015).

Klasse	Kotehøgde Start	Slutt	Høgde meter	Akkumulert høgde	Lengde ¹⁾	faktor p x D	Krav til utvida dokumentasjon
GRP-rør							
Pn 6	275,00	222,83	52,17	52,17	526,44	0,5	Nei
Pn10	222,83	188,04	34,78	86,96	350,96	0,9	Nei
Pn16	188,04	135,87	52,17	139,13	526,44	1,4	Nei
Pn20	135,87	101,09	34,78	173,91	350,96	1,7	Nei
Pn25	101,09	57,61	43,48	217,39	438,70	2,2	Nei
Pn32	57,61	42,00	15,61	233,00	157,49	2,3	Nei
Duktile rør							
K9	42,00	42,00	-	233,00	-	2,7	Ja
K10	-	-	-	233,00	-	-	Nei

Fra reguleringskammeret til høydekote 101, skal det benyttes 1000 mm GRP-rør av typen flowtite. Disse skal være i trykkklasse PN 6 til PN 20. Fra høydekote 101 overskrider $p \times D$ -faktoren tillat $p \times D$ -faktor for GRP-rør og det vil bli brukt duktile støpejernsrør på resterende rørgate. Tabell 9 viser at de duktile støpejernsrørene blir av typen K9 (30 bar) rør, med diameter på 1000 mm. Disse rørene erstattes av duktile rør av typen C25 og C30, med samme diameter. C30 benyttes i nederste del av rørgaten.

Alle rør skal ha mulighet for innvendig inspeksjon for tilsyn og vedlikehold. Rør med diameter større enn 600 mm utstyres med mannlokk eller demonterbare mellomstykker (Norconsult, SWECO, Statkraft & NVE, 2011). Det skal gjennomføres dynamiske trykkstøtberegninger, men i denne kalkuleringen er det brukt en sikkerhetsmargin på 15 %. Dette er erfaringstall oppgitt av Bjarte Skår i Brødrene Dahl.

Med utgangspunkt i formelen for trykk i en statisk væske, $P_2 = P_1 + pgh$, har vi kontrollregnet forslaget fra Brødrene Dahl for å være sikre på at potensielt trykk i røret ikke vil overstige trykklassen (tabell 10). Vi ser at valget av rør med gitt trykkklasse kan brukes ved angitt fallhøyde uten at potensielt trykk, med 15 % trykkmargin, overstiger rørets trykkklasse.

Tabell 10. Potensielt rørtrykk med sikkerhetsmargin overstiger ikke rørets trykkklasse.

Rørtype	Trykkklasse	p	g	h	p x D - faktor	Bar	Bar (15% sikkerhetsmargin)
GRP	PN 6	1000	9,81	52,17	0,5	5,12	5,89
GRP	PN 10	1000	9,81	86,96	0,9	8,53	9,81
GRP	PN 16	1000	9,81	139,13	1,4	13,64	15,70
GRP	PN 20	1000	9,81	173,91	1,7	17,06	19,62
GRP	PN 25	1000	9,81	217,39	2,2	21,32	24,52
GRP	PN 32	1000	9,81	233	2,3	22,85	26,29
Duktile støpejernsrør	K9	1000	9,81	233	2,7	22,85	26,29

Ved dimensjonering av rørgate og valg av trykkklasse, blir det oppgitt hvor mange løpemeter rør man trenger av hver rørtype (tabell 9). Dette er en grov kalkulering som fra Brødrene Dahls programvare og den forutsetter jevn stigning fra inntak til kraftstasjon. Dette er ikke tilfelle i de fleste prosjekter og heller ikke når det gjelder Fardalselvi kraftverk. I tilbudet på rørgatemateriell er dette lagt til grunn når det kommer til kostnadsestimering av rørgaten. Rørene leveres i standardlengder på 6 meter og i kostnadsestimeringen er lengdene fra tabell 9 rundet opp til nærmeste rørlengde. Innkjøpskostnaden på rør basert på disse tallene er på 6,3 millioner eksklusiv merverdiavgift og vises i tabell 11.

Tabell 11. Investeringskostnad rørgate, basert på tall fra trykklasseregning.

Rørtype	Meter	Meterpris	Kostnad	
Duktilt C30	162	4197,5	679995	kr
Duktilt C25	438	3848,65	1685709	kr
GRP PN 6	528	1985	1048080	kr
GRP PN 10	354	2100	743400	kr
GRP PN 16	528	2300	1214400	kr
GRP PN 20	354	2645	936330	kr
Sum:	2364		6307914	kr

Med utgangspunkt i digitale kart fra valgt rørtrasé har vi regnet på hvor mye vi trenger av rør med de ulike trykklassene (tabell 12). Vi mener at dette gir et mer riktig bilde av rørgaten og valg av lengder med gitt trykklasser. Dette er også et billigere alternativ, da vi får flere meter med rør i den laveste og rimeligste trykklassen, og færre lengdemeter av dyrere duktile støpejerns-rør. Ved å rekalkulere bruk av rør og trykklasser, reduserer vi rørgatekostnaden med ca. 409 000 kroner og vi velger å legge dette til grunn når vi ser på prosjektets total kostnad.

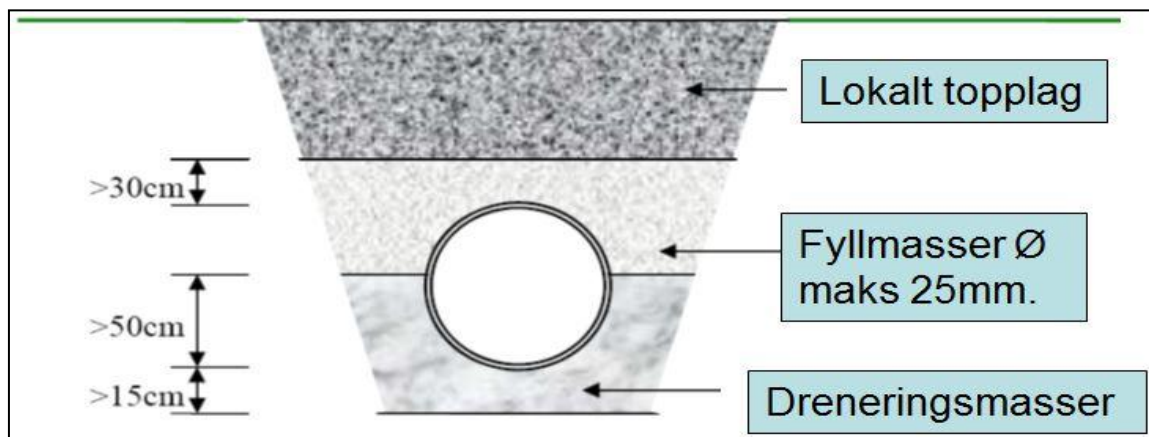
Tabell 12. Investeringskostnad rørgate, basert på data hentet fra kart.

Rørtype	Meter	Meterpris	Kostnad	
Duktilt C30	162	4197,5	679995	kr
Duktilt C25	252	3848,65	969860	kr
GRP PN 6	726	1985	1441110	kr
GRP PN 10	342	2100	718200	kr
GRP PN 16	660	2300	1518000	kr
GRP PN 20	216	2645	571320	kr
Sum:	2358		5898485	kr

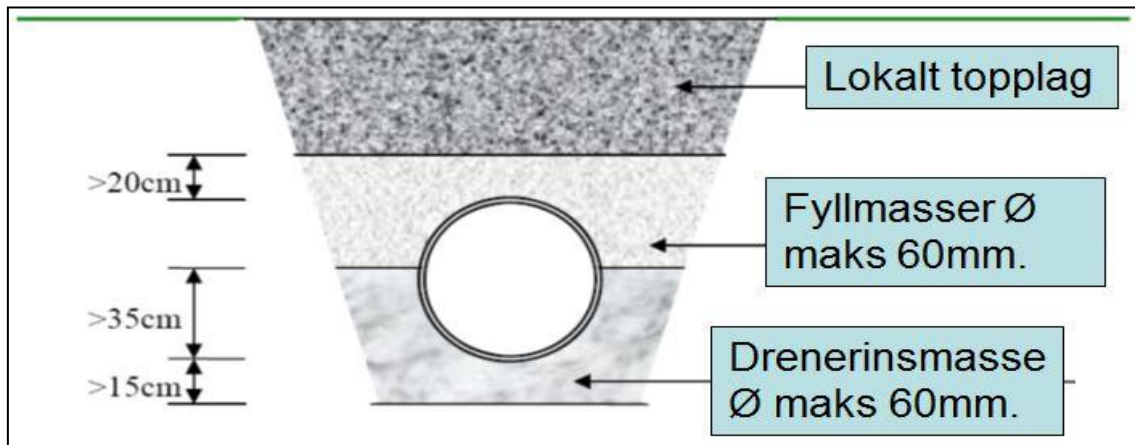
Det vil legges til sammen 1944 meter med GRP-rør. Hele denne strekningen vil bli lagt i grøft. Resterende 414 meter vil være C30 og C25 duktile støpejerns-rør. Disse vil være nedgravd i øverste del av traséen, men være over bakken i nedre del. De siste 30 meterne ned til kraftstasjonen vil rørene bli forankret i fjell. Et inntaksrør støpes inn i kraftstasjonsbygget og rørene legges herifra oppover fjellet. Rørene forankres i fjellet og sikres i toppen av en forankringskloss i betong.

3.3.4 Rørgrøft

Fundamentet i rørgrøften skal være stabilt og avrettet, og det skal ikke forekomme oppstikkende fjellknauser eller steiner (SWECO et al., 2010). Grøftesåle og omfyllingsmasse skal komprimeres for å sikre at rørene ligger på stabilt underlag uten fare for setninger eller andre unødvendige påkjenninger. Overdekning skal være på minimum 0,8 meter og 1,5 ganger rørdiameter på hver side av røret. Ellers skal massene i grøften fordeles som vist i figur 14 for GRP-rør og figur 15 for duktile støpejerns-rør.



Figur 14. Fyllmasser rundt GRP-rør i grøft (Brødrene Dahl, 2015).



Figur 15. Fyllmasser rundt duktile støpejerns-rør i grøft (Brødrene Dahl, 2015).

Rørene graves ned i grunn bestående av ulikt dekke, fra tynt morenedekke til tykt morenedekke og elveavsetninger. Kostnader for etablering av grøft er avhengig av hvor mange meter grøft som skal graves/sprenges i hvilket dekke. Helning av grøfteskråninger er satt til 1:1 i jordgrøft og 5:1 i fjellgrøft (SWECO, 2010). Bunnbredden i grøften er satt til rørdiameter pluss 1 meter, noe som tilsvarer 2 meter bunnbredde i vårt tilfelle. Grøftedybden er satt til 2 meter.

Denne kostnadsvurderingen er bygget på kostnadstabellen i NVEs veileder «Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg» og prisene inkluderer 20 % rigg- og driftskostnader, og bruk av stedlige masser til omfylling.

Grøft i løsmasser

I områder med tykt dekke kan det graves jordgrøft. Som vist i tabell 13 ser vi at det er 704 meter med tykt morenedekke og breelvavsetninger langs rørtraséen. Jordgrøften har en kostnad på 2155 kr/løpemeter, noe som tilsvarer 1 517 120 kroner (SWECO, 2010).

Tabell 13. Fordeling av løsmasser langs rørgate-traseen.

Dekke	Meter	Prosent
Tynt morenedekke	1617	70 %
Tykt morenedekke	254	11 %
Breelvavsetning	413	17 %
Elveavsetning	37	2 %
Totalt:	2321	100 %
Mektighet	Meter	Prosent
Tynt dekke	1617	70 %
Tykt dekke	704	30 %
Total:	2321	100 %

Grøft i fjell

I områder med tynt eller uten dekke av løsmasser kreves det sprengningsarbeid for å etablere en tilfredsstillende grønft. Grøft i fjellgrunn er vesentlig dyrere enn grønft i løsmasser og har en pris på 3245 kr/løpemeter (SWECO, 2010). Med en strekning på 1617 meter med tynt dekke, gir dette en grønftkostnad på 5 247 165 kroner.

Samlet kostnad for grønftarbeid er 6 764 285 kroner. Dette er et grovt estimat for kostnaden knyttet til selve grønfteleggingen, basert på kostnadstabell i NVEs veileder og beregninger av løsmasser fra kartgrunnlag i GIS. Siden det benyttes to ulike rørmaterialer og de duktile støpejerns-rørene ikke har behov for like dype grønfter, kan det tenkes at faktisk kostnad kan være noe lavere.

3.3.5 Anleggsvei langs rørgate

For å sikre god tilgjengelighet til området hvor vannveien skal gå, vil det i anleggsfasen være nødvendig med en langsgående anleggsvei langs rørgate-traséen. Kostnadene til en slik vei vil være avhengig av topografi og tilgjengelighet av masser, samt standard på anleggsvei.

Anleggsveien skal gå i lett/moderat terreng og har da en kostnad på mellom 500 til 1000 kr/m (SWECO, 2010). Denne prisen omfatter ferdig opparbeidet vei med planlegging, utstikking, graving, sprenging, stikkrenner, bærelag og grusing. Siden denne veien ikke har behov for en slik standard, hovedsakelig på grunn av at vannveien skal revegeteres etterpå, regner vi med laveste sats på 500 kr/m. Med en anleggsvei på omtrent 2300 meter, med en meterpris på 500 kroner, vil anleggsveien kunne koste 1 150 000 kroner. Justert til 2015 prisnivå, tilsvarer dette 1 300 485 kroner.

3.3.6 Fundamentering og skjøting

For 1000 mm GRP-rør tillates et maksimalt vinkelavvik på 1 grad per rørlengde for rør i trykkklasse opp til PN 16. For PN 20-rør tillates et vinkelavvik på 0,8 grader per rørlengde (Brødrene Dahl, 2015). Rørene legges i slake kurver i terrenget både horisontalt og vertikalt. Så lenge det maksimale vinkelavviket fra produsenten overholdes, kan de opptredende kreftene opptas av omliggende masser. Det kreves da at det blir benyttet knuste masser uten finstoff som fyllmasser rundt rørene (SWECO et al., 2010). Der vinkelavviket blir større enn 1 grad, skal det benyttes bend og sikres god forankring. GRP-rørene skjøtes med vanlige muffekoblinger.

Der rørtypen skifter fra GRP-rør til duktile støpejerns-rør vil det være en overgang. Fra overgangen vil det være 252 meter med C25 støpejerns-rør. Siste del av rørgaten vil være 162 meter med C30 duktile støpejerns-rør.

3.3.7 Innløpsrør

Innløpsrøret til turbinen vil være et duktil støpejerns-rør i trykkklasse PN 40 som går fra en diameter på 1000 mm til 800 mm. Røret er 5,5 meter langt og plasseres fra utsiden av stasjonen, inn gjennom bygget og avslutter mot turbinventilen. Innløpsrøret vil ha flenseavstikk for tapping og uttak for trykkmåling. Kostnaden for dette røret er 189 650 kroner (Brødrene Dahl, 2015).

3.3.8 Utløpsrør

Fra kraftstasjonen vil det være behov for 63 meter rørgate for å føre vannmassene tilbake i elven. Her skal det benyttes DN 1300 (1300 mm) GRP-rør i trykkklasse PN 6. Dette røret brukes på grunn av lav egenvekt og fordi det er liten til ingen forskjell i utvendig og

innvendig rørtrykk. Dette er et rimelig rør og denne rørdiameter sikrer lav hastighet i vannet i avløpsrøret. Rørets dimensjon gjør også at det kan fraktes med rørene i rørgaten, som har en diameter på 1000 mm, da disse kan ligge inne i utløpsrørene. Dette reduserer transportkostnader. Rørene skjøtes sammen med spesialdesignede flatjernsklammer med bladfjærer for riktig forspenningsmoment (Skår, 2015). Kostnaden for GRP-rør i denne dimensjonen er 2800 kr/m og rørene leveres i seks-meters lengder (SWECO, 2010). Kostnaden for 66 meter 1300 mm GRP beregnes til 184 800 kroner. Justert til 2015 prisnivå blir det 208 982 kroner.

Det kan forventes påkjenninger på utløpsrøret i form av islast og snø om vinteren. Dette må tas i betraktning og fundamenteringen av avløpsrøret må dimensjoneres for å kunne stå imot kreftene fra en slik påkjenning.

3.3.9 Ventiler

Ventiler og luker har i oppgave å stenge eller regulere vannmengden i rørgaten og det finnes ulike ventiltyper til ulike formål. Avhengig av blant annet dimensjonering, trykkklasse, sikkerhetskrav og pris velges den mest hensiktsmessige ventilen.

Ved rørgater som kommer inn under NVEs sikkerhetsforskrifter, kreves det at vannveien skal kunne stenges uansett vannføring. I bruddkonsekvensklasse 2, som Fardalselvi kraftverk faller inn under, kreves det automatisk virkende stengeanordning (SWECO et al., 2010).

Stengeorganet i øvre ende av vannvei skal kunne stenge vannveien ved inspeksjoner og reparasjoner, samt kunne gjennomføre nød-stenging av vannvei ved rørbrudd. Stengeventilen foran turbinen skal bidra til at en unngår stående trykk på ledeapparat ved store fallhøyder og hindre at lekkasjevann skader turbinen. Ventilen gir også tilgang til turbinen for inspeksjon og reparasjon, uten at vannveien må tømmes. Ventilen fungerer også som nød-stenging ved for eksempel feil på ledeapparat eller rørbrudd.

Ved valg av rørbruddsventil benyttes som regel spjeldventil ved fall inntil ca. 200 meter og kuleventil for fall over 200 meter (SWECO et al., 2010). I Fardalselvi kraftverk er det en brutto fallhøyde på 233 meter, noe som kan tyde på at det er aktuelt å benytte en kuleventil som stengeorgan foran turbin. Etter samtale med Bjarte Skår i Brødrene Dahl, tydeliggjorde han at en kuleventil ikke var nødvendig for dette prosjektet og at denne ville koste betydelig mer enn en spjeldventil i samme trykkklasse.

Valg av ventiler

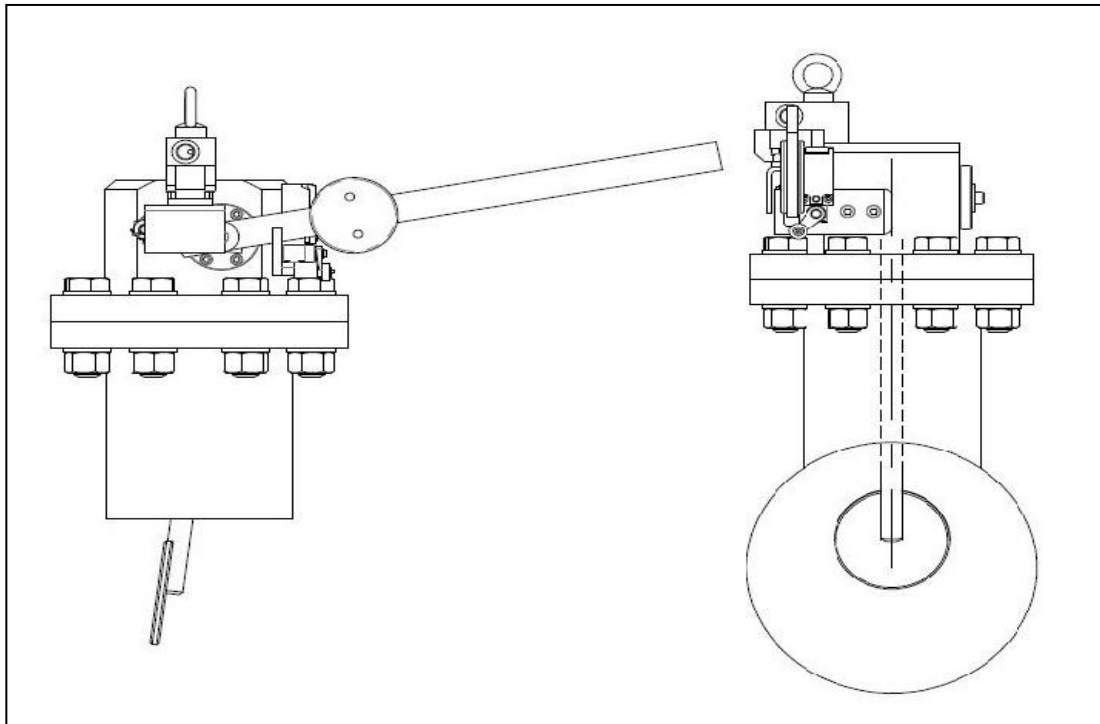
Etter konusen i inntakskammeret vil det være en rørbruddsventil av typen DN 1000 PN 10 (1000 mm og 10 bar) spjeldventil, som vil designes i henhold til NVEs krav. Ventilen har en enkeltvirkende hydraulisk sylinder for åpning og en loddarm for lukking (figur 16).

Rørbruddsventilen har en kostnad på 175 600 kroner (Brødrene Dahl, 2015).



Figur 16. Rørbruddsventil (blå) og loddarm (rød) plassert etter inntakskonus (Brødrene Dahl, 2015).

Siden Fardalselvi kraftverk er i NVEs bruddkonsekvensklasse 2, er det krav til at ventilen skal kunne stenge uten ekstern strømtilførsel. Dette løses ved å bruke en mekanisk hastighetsutløser (figur 17). Overfor ventilen installeres en «plate» i vannstrømmen inne i røret, kalt en mekanisk «paddle». Ved økt vannhastighet (rørbrudd) åpner en ventil slik at rørbruddsventilen lukkes. I figur 16 er den mekaniske hastighetsutløseren den hvite boksen bak rørbruddsventilen.



Figur 17. Utløsermekanisme for rørbruddsventil (Brødrene Dahl, 2015).

Nødvendig last for å bevege denne «platen» innstilles ved lodd eller fjær og stilles inn for utløsning ved en vannføring på 10-15 % over innstilt/maksimal turbinvannføring (Elstad, Hartmann, Molle & Bache, 2011). En blende, som er en slags «flaskehals», begrenser oljestrømmen fra hydraulikksylinderen når rørbruddsventilen stenger og gir en kontrollert og akseptabel lukketid. Den mekaniske hastighetsutløseren, inkludert pakninger og bolter, har en kostnad på 37 435 kroner (Brødrene Dahl, 2015).

Stengeventil foran turbinen er en dreiespjeldsventil av typen DN 800 PN 40 (800 mm og 40 bar). Denne vil ha automatisk utløst stenging på lik linje med rørbruddsventilen ved inntaket. Rørbruddsventilen har en kostnad på 272 895 kroner (Brødrene Dahl, 2015).

Total kostnad for to rørbruddsventiler og hastighetsutløser er 485 930 kroner.

Valg av trykkklasse for rørbruddsventiler er gjort i samarbeid med Bjarte Skår i Brødrene Dahl og løsning for automatisk stenging er godkjent for bruddkonsekvensklasse 2. De øvrige ventilene er mer standardiserte og vil ikke bli diskutert nærmere.

3.4 Elektromekanisk utstyr

3.4.1 Turbin

Turbinen har som funksjon å utnytte vannets hastighet og trykk, og omdanne denne energien til mekanisk bevegelsesenergi. Det finnes en rekke forskjellige turbiner på markedet med forskjellige forutsetninger og virkningsgrad som egner seg til småkraftutbygging. De mest kjente og utprøvde turbintypene er pelton-, francis- og kaplanturbinen. I dag er francisturbinen den eldste turbintypen som er i bruk i norske kraftverk og er anvendelig ved ulike vannmengder og fallhøyder. Den opererer best ved fallhøyder fra ca. 30 til 700 meter. Kaplanturbinen er en lavtrykksturbin som er best egnet til store vannmengder og lave fallhøyder. Disse egenskapene gjør at denne turbintypen er mye brukt i elvekraftverk. Peltonturbinen har i utgangspunktet sitt virkeområde ved moderate eller små vannmengder og ved store fallhøyder. I nyere tid har denne turbinen blitt mye brukt ved større fallhøyder og i småkraftverk. Peltonturbinen har i de fleste tilfeller lavere virkningsgrad enn francisturbinen. Men der hvor disse turbinene overlapper hverandre, viser det seg at peltonturbinen bedre klarer å utnytte en større variasjon i vannføringen.

Slukeevne og fallhøyde

Småkraftverket i Fardalselvi planlegges med en brutto fallhøyde på 233 meter og med en middelvannføring på $0,869 \text{ m}^3/\text{s}$. To faktorer er viktige når en skal gå for valg av turbintype, og valget gjøres på bakgrunn av netto fallhøyde og kraftverkets slukeevne. Slukeevnen er den maksimale vannføringen som kraftverket klarer å produsere energi ut fra. Netto fallhøyde er resultatet av differansen mellom brutto fallhøyde og det samlede falltapet fra friksjon i rørene, falltapet fra inntak og falltapet fra undervann til turbin. For Fardalselvi er maksimal slukeevne satt til $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$. Slukeevnen til kraftverket er fastsatt ut fra ressursgrunnlaget i elva, som midlere vannføring og årstidsvariasjoner i vannføring basert på verdier fra flere år med måledata (1966-2014). Slukeevnen blir ofte satt til en gang midlere vannføring for elver med jevnt nivå gjennom året. NVE sin veileder for utbygging av små kraftverk anbefaler to ganger midlere vannføring som slukeevne. Fardalselvi har stor variasjon i vannføring og slukeevnen er i dette tilfellet satt til 2,4 ganger midlere vannføring.

Både pelton- og francisturbinen har virkeområde ut fra forholdene i Fardalselvi, med tanke på fallhøyde og slukeevne. Peltonturbinen har på sin side bedre forutsetninger for utnytting ved lav dellast og kan produsere helt ned mot tomgangsvannføring til 5 % av slukeevnen.

Fardalselvi har en ujevn vannføring. Elven har lengre perioder med lav vannføring i forhold

til perioder med større vannføring. Under slike forhold vil en peltonturbin klare å utnytte seg bedre av vannmengdene, der den vil ha en bedre virkningsgrad ved lav vannføring, men noe mindre virkningsgrad ved stor vannføring i forhold til en francisturbin (figur 18). Den store variasjonen i vannføring i Fardalselvi er en av grunnene til at vi har vurdert peltonturbinen som det mest aktuelle alternativet, der denne vil kunne gi flest antall driftstimer (tabell 4).

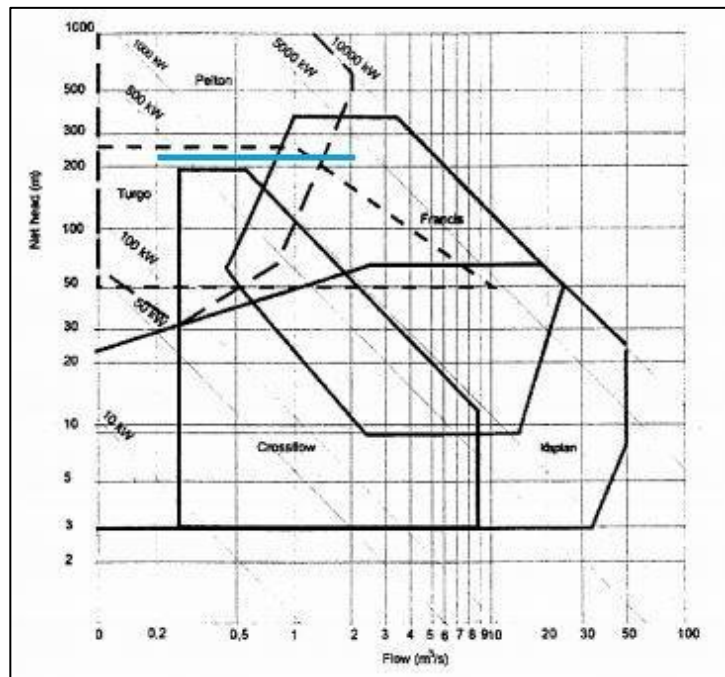
I figur 18 er har vi angitt den blå streken som det intervallet og det virkeområdet peltonturbinen har å arbeide ut fra i Fardalselvi. Vannføringen dekkes fra 0,2 m³/s til 2,1 m³/s med en netto fallhøyde på 217 meter.

Tekniske spesifikasjoner

Ved å foreta egne beregninger og kontakte leverandører i bransjen har vi kommet fram til valg av en seks strålers vertikal Peltonturbin (figur 19). Dette er en partial

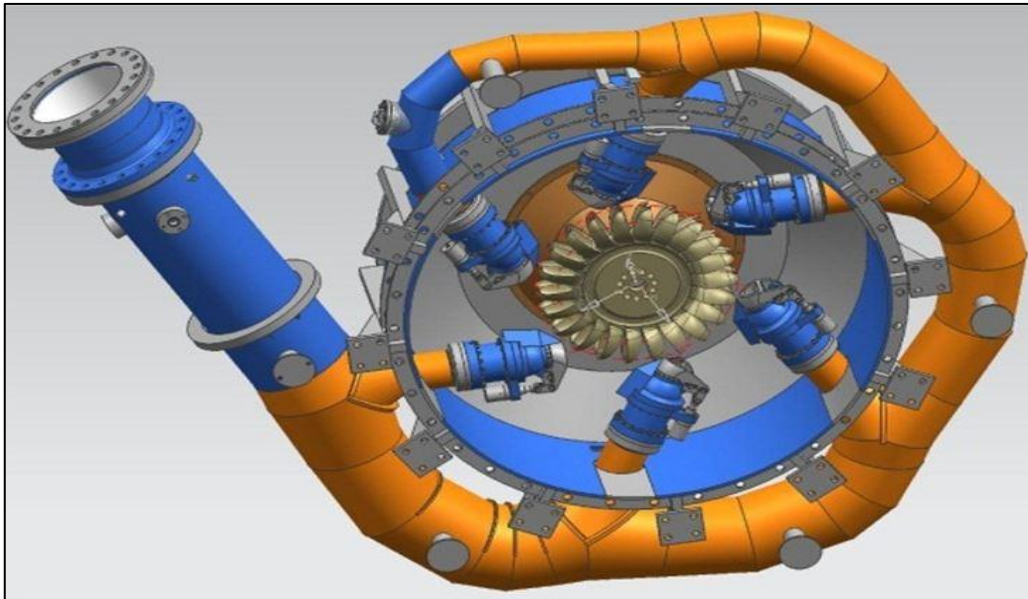
høytrykksturbin utstyrt med seks nåler, som styrer vannet inn til løpehjulet. Disse vannstrålene treffer skovlene på løpehjulet som bøyer av strålen og genererer en impuls som gir bevegelsesrotasjon. Løpehjulet plasseres horisontalt i fri luft i forhold til undervannet, og selve aggregatet med turbin og generator installeres med en vertikal aksling.

Ved utforming av kraftstasjonen og installering av turbinen, er det viktig å opprettholde en viss avstand til undervannet i forhold til løpehjulet, slik at denne kan rotere fritt i luft. Det må også være såpass stor tilgang til luft at det ikke dannes vakuum om undervannet skulle heves. Dette betyr at det mellom avløpet fra løpehjulet og undervannsspeilet vil være en høyde som ikke kan utnyttes. Dette falltapet er tatt hensyn til i beregningen av netto fallhøyde. Ved konsultasjon med Eirik Skåla i Energiteknikk AS er minimum avstand fra løpehjulet til undervannet satt til seks ganger bredden på skovlen.



Figur 18. Virkeområde for Peltonturbin angitt med blå strek for brutto fallhøyde og vannføring i Fardalselvi (SWECO et al., 2010).

Med vår turbin vil bredden til skovlen være på ca. 285 mm, som da vil tilsvare en høyde på ca. 1700 mm. Dette har vi rundet opp til 2 meter for å ikke underestimere falltøpet.



Figur 19. 3D-modell av en 6 strålers Peltonturbin med vertikal aksling sett nedenfra (Spetalsverk.no).

Dimensjonering av turbinen

For å gjøre en grov estimering av turbinens maksimale effekt bruker vi formelen som tar utgangspunkt i slukeevnen og den nominelle konstruksjonsfallhøyden.

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta$$

P	- Installert effekt i watt	[W]
ρ	- Vannets spesifikke vekt	[kg/m ³]
g	- Tyngdens akselerasjon	[m/s ²]
Q	- Maksimal slukeevne	[m ³ /s]
H_n	- Nominell fallhøyde	[m]
η	- Virkningsgrad	[-]

Den installerte effekten blir da:

$$1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 2,1 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 217 \text{ m} \cdot 0,92 = 4112783 \text{ W} \sim \underline{\underline{4,1 \text{ MW}}}$$

Videre er det også viktig å ta i betraktning hvilket omdreiningstall turbinen skal gå på, for å tilpasse dette til nettfrekvens og generator. På bakgrunn av de naturgitte data for vannføring og fallhøyde med omdreiningstallet for turbinen, kan fartstallet bestemmes. Fartstallet er betegnelsen på et dimensjonsløst klassifikasjonstall, som vil avgjøre hvilken turbintype som velges. I de fleste tilfeller vil turbinleverandører tilby en ferdig pakke med elektromekanisk utstyr der aggregatet, med turbin og generator er justert og optimalisert til transformator og nettfrekvens. Ved konsultasjon med Energiteknikk AS, er omdreiningstallet på turbinen satt til 500 o/min ved en nominell full ytelse på 4198 kW.

Valg av turbin

Vi ser det som mest hensiktsmessig å velge en seksstrålers peltonturbin for Fardalselvi, med en installert effekt på 4,1 MW. Valget er gjort på bakgrunn av ressursgrunnlaget i elva, netto fallhøyde og ut fra fastsatt slukeevne til turbinen. I tillegg har vi støttet oss på forslag fra leverandør med erfaringstall fra andre småkraftverk.

Valg av turbinstørrelse er en av de største utfordringene en utbygger møter på i en beslutningsprosess. Turbinen som velges skal være best mulig rustet til å utnytte fallhøyden og den tilgjengelige vannmengden i elva over året. Det kan for eksempel være økonomisk ugunstig å installere en turbin med for stor slukeevne, slik at den bare går på full effekt i de periodene det er flom. Samtidig er det ugunstig å velge en turbin som ikke kan utnytte lavere vannføring i elven tilstrekkelig. Både konsulenter og utstyrsleverandører har ulike preferanser og oppfatninger av hva som vil kunne være riktig størrelse på en turbin i ulike tilfeller. Dermed er ofte valg av turbin basert på god kjennskap til ressursgrunnlaget, med en blanding av sunn fornuft og praktisk erfaring når endelig dimensjon skal fastsettes.

3.4.2 Generator

Generatortype

I generatoren blir den mekaniske bevegelsesenergien til turbinen omgjort til elektrisk energi, med en bevegende rotor og en stator. De to hovedtypene av generatorer er synkron- og asynkrongenerator. Hovedforskjellen mellom disse to typene er at en asynkrongenerator trekker reaktiv effekt fra nettet for å kunne produsere aktiv energi. Synkrongeneratoren er selvmagnetiserende, som betyr at den selv kan produsere, regulere og balansere ut den reaktive effekten. For ytelse over 1000 kW er det mest vanlig å ta i bruk synkrongenerator, som også vil være gjeldende for vårt tilfelle. (SWECO et al., 2010)

Generatorytelsen oppgis som aktiv effekt i kilowatt (kW) og nominell effekt i kilovoltampere (kVA).

Aktiv effekt er definert som den nyttbare energien som generatoren overfører fra turbinen til nettet, og som kunden kan bruke som strøm.

Reaktiv effekt er definert som den mengde energi som må til for å bygge opp magnetfeltene i generatoren, også kalt blindeffekt. Denne energien leveres tilbake til nettet når magnetfeltene reduseres til null og er ikke åpent til forbruk. Reaktiv effekt er kort fortalt svingning av energi mellom generatoren og nettet, som en slags pendel mellom last og spenningskilden (SWECO et al., 2010).

En synkrongenerator vil være det beste alternativet da den oppnår en god spenningsregulering mot nettet og vil være med å redusere muligheten for større spenningsfall og elektriske tap i lederne (Petterteig, 2011). I andre situasjoner er det også positivt med innmating fra en synkrongenerator, da netteier i mange tilfeller har underskudd på reaktiv effekt i nettet (SWECO et al., 2010).

Dimensjon og ytelse

Den totale ytelsen til generatoren må dimensjoneres og tilpasses for å tåle den maksimale ytelsen til turbinen. Det er turbinytelsen som er grunnlaget for å velge den aktive effekten. Den reaktive effekten baserer seg på generatorens $\cos \varphi$, som er en effektfaktor angitt for en vekselstrømkrets. En slik krets betyr at strøm og spenning er sinusformede, og effektfaktoren blir da lik cosinus til fasevinkelen φ mellom spenning og strøm. Ved liten reaktiv effekt der $\cos \varphi > 0,9$ vil forholdstallet mellom kVA/kW være 1,11. Ved større reaktiv effekt $\cos \varphi < 0,8$ vil kVA/kW være 1,25. Jo større reaktiv effekt, dess høyere er forholdstallet med mindre verdi for $\cos \varphi$. (SWECO et al., 2010)

Ved konsultasjoner med Eirik Skåla er det foreslått bruk av generator med $\cos \varphi$ verdi på 0,85. Dette er en generator med kapasitet på 4800 kVA og med hensyn til installert effekt, kan vi da estimere forholdstallet kVA/kW. I vårt tilfelle blir dette forholdstallet: $4800/4100=1,17$.

Det er først og fremst forholdene i nettet som er utslagsgivende med tanke på den reaktive effekten. Distribusjonsnettet til Sognekraft på 22 kV er dimensjonert for forbruk og er opplyst å ha kapasitet til å ta i mot produksjon fra kraftverket i Fardalselvi (Multiconsult, 2013).

Kjøling, lagre og levetid

For å unngå overoppheting i aggregatet ved drift, er det nødvendig med tilstrekkelig kjøling for å beskytte bevegelige deler. Det finnes to hovedtyper av kjøling, henholdsvis luftkjøling og vannkjøling.

For småkraftverk er det i dag mest vanlig å bruke vannkjøling, som har den fordelen at den genererer betydelig mindre støy enn luftkjølte systemer. Med vår plassering av kraftstasjonen mener vi at vannkjøling er det beste alternativet for å forhindre støy til nærliggende bebyggelse. Ved installering er det fastsatt et miljøkrav om at generatoren ikke skal overstige et gitt desibelnivå. Dette måles i henhold til International Electrotechnical Commission (IEC) sine normer (SWECO et al., 2010).

Lagre som brukes til generatorer er slidedeler, som har innvirkning på levetiden til aggregatet. Det er i hovedsak to ulike typer lagre som brukes, henholdsvis glidelager og rullelager. Rullelager er avhengig av mer vedlikehold, og har dessuten kortere levetid enn glidelager. Valg av type lagre baserer seg først og fremst på kostnader, sett i forhold til dimensjonen og effekten til aggregatet. Glidelager er riktignok mer kostbare, men har den fordelen at de er tilnærmet uslitelige, da disse bruker smøreolje som er med på å beskytte mot friksjon ved de bevegelige delene. (SWECO et al., 2010)

Generatortap og rusing

For småkraftverk er det vanlig med en virkningsgrad på 94-96 % til generatoren. I vår produksjonsestimering har vi imidlertid valgt å bruke en virkningsgrad på 96 %. De gjenværende 4-6 % vil utvikle seg som tap i form av varmedannelse som må ledes bort fra komponentene.

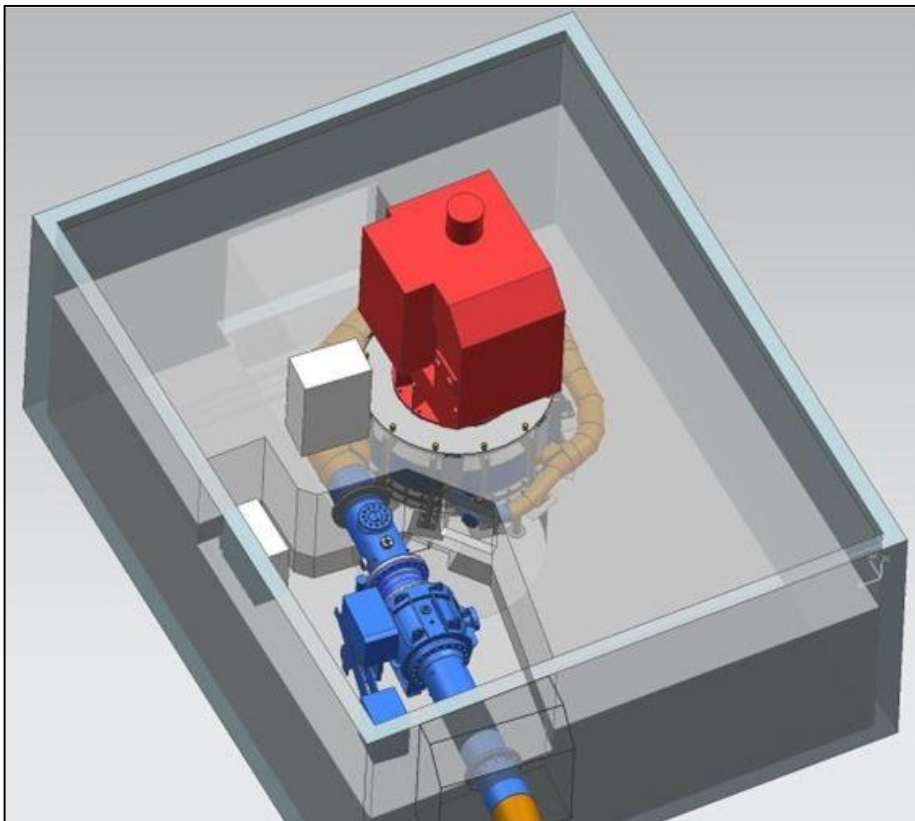
Av hensyn til rusing er det viktig at generatortypen vil kunne motstå de fysiske påkjenningene dette medfører. Rusing forekommer når generatoren produserer med full effekt og kobles vekk fra nettet. I slike tilfeller vil generatoren svare med å øke hastigheten. Den maksimale hastigheten maskinen vil komme til å få, avhenger av hvilken turbin type som er tilknyttet. Med vårt valg av pelton turbin, ser vi at denne har et rusetall på 1,8 angitt i NVE sin «*veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*». Rusetallet er et tall som sier noe om

forholdet mellom ruseturtallet og det nominelle turtallet. For vårt tilfelle må generatoren kunne motstå minimum 1 minutt med full rusehastighet på turbinen, gitt av 1,8 ganger nominell hastighet (Småkraftforeninga, 2012). Vanligvis vil en økende fallhøyde inn til turbinen gi en tilsvarende økning i rusetallet. For peltonturbinen vil rusetallet imidlertid være tilnærmet uavhengig av fallhøyden, på grunn av dens konstruksjon.

Valg av generator

Valg av aggregat med turbin og generator er ofte leverandøravhengig med hensyn til spesifikasjoner og utforming. Generatoren skal først og fremst tilpasses turbinen og dimensjoneres deretter for å fungere som et komplett optimalt aggregat.

Vi har valgt å gå for en synkrongenerator, med en driftsspenning på 6600 V. Generatorytelsen skal som hovedregel være større en turbinytelsen. Generatorytelsen er satt til 4800 kVA, som vil tilsvare en størrelsesorden med turbinytelse ganger 1,17. Generatoren vil gå med vannkjøling og et oljebasert glidelager. Figur 20 viser et eksempel på komplett aggregat med turbin og generator.



Figur 20. 3D-visualisering av et komplett aggregat med turbin og generator (Spetalsverk.no).

3.4.3 Apparatanlegg

Apparatanlegget har som hovedoppgave å transportere den elektriske energien som er produsert i generatoren og fram til kraftnettet. De viktigste komponentene i et apparatanlegg omfatter koblingsutstyr for generatorspenningsnivå og transformator. Transformatorens hovedoppgave er å sørge for at spenningen ut fra kraftverket har lik spenning som distribusjonsnettet. Før utbygging er det derfor viktig å ta hensyn til parametere som systemspenning og dimensjon til apparatanlegget. Med transformator vil det være to spenningsnivåer i anlegget, fra lavspenningsanlegg til høyspenningsanlegg. Apparatanlegget må videre dimensjoneres for å oppta den maksimale strømbelastningen den kan bli utsatt for under normal drift og ved eventuelle feil i systemet. (SWECO et al., 2010)

Ved valg av transformator er det viktig at den ikke dimensjoneres mindre enn generatorytelsen i kVA. Den utgående spenningen må være tilpasset den gjeldende nettspenningen på stedet, som i vårt tilfelle er på 22 kV. Selve transformatoren kan være en integrert del av kraftstasjonsbygget eller bygges separat som en kiosk utenfor hovedbygget. Ellers er det viktig å vurdere om det skal velges en tørrisolert eller oljeisolert transformator.

Av koblingsutstyr er det viktig å installere en effektbryter som kan koble generatoren ut fra distribusjonsnettet dersom det skulle oppstå feil på denne eller i nettet. Denne komponenten skal ved ulike tilfeller kunne bryte den maksimale effekten som kan inntreffe i systemet. Forenklet kan en si at effektbryteren kontinuerlig til enhver tid overvåker høyspentnettet og ved en eventuell feil i nettet eller i generator, vil denne automatisk koble fra kraftverket. Tiden er en viktig faktor her, og jo raskere effektbryteren klarer å slå inn, jo bedre (Repvik, 2011). Effektbryteren er en viktig sikkerhetsmessig anordning som vil kunne forhindre og redusere skadeomfanget ved uforutsette hendelser. Av hensyn til denne belastningen er det før installering nødvendig å beregne den maksimale kortslutningsytelsen, slik at de ulike komponentene i apparatanlegget blir dimensjonert til å tåle disse påkjenningene (SWECO, et al., 2010).

Ved montering er det viktig å sikre at stasjonen har et godt jordingsanlegg til de elektriske apparatene. Dette er for å øke personsikkerheten mot berøringsspenninger i anlegget til driftspersonell. Grunnforholdene spiller en viktig faktor her, som sier noe om overgangsmotstanden til jordpotensialet ved kraftstasjonen. Denne motstanden må måles ved montering, og i følge de internasjonale retningslinjene til IEC anbefales det at denne resistansen ikke bør overstige 1 ohm. Om det skulle vise seg å være målinger med større

anbefalt verdi, kan forbindelsen utbedres ved å sette ned jordspyd tilkoblet jordingsnett.
(SWECO et al., 2010)

Valg av transformator og koblingsutstyr

For valg av transformator har vi støttet oss på leverandør, som har kommet med forslag til valg ut fra de komponentene vi har redegjort for tidligere. Tommelfingerregel for transformatorstørrelse i kVA er akseeffekten på turbinen ganget med 1,2 (Skåla, 2015). I vårt tilfelle blir dette 4100 kW ganget med 1,2, som vil tilsvare en transformatorstørrelse på 4920 kVA. Ved konsultasjon med leverandør har vi fått opplysninger om at det i noen tilfeller er vanlig å overdimensjonere denne størrelsen etter ønske fra kunde. Dette blir i så tilfelle en vurdering utbyggeren må ta et standpunkt til ved bestilling.

Vi velger å gå for en transformator med 5600/7000 kVA henholdsvis AN/AF, basert på spesifikasjonstall fra leverandør til et lignende kraftverk. Denne vil være tørrisolert, og plasseres i et separat rom inne i kraftstasjonsbygget, der den vil oppta et areal på ca. 3,7 m² og en høyde på 3 meter. I tillegg til å gå på naturlig kjøling i form av konveksjon (AN), vil den også ha forsert kjøling (AF), som gjør at den kan belastes opp til 125 %. Utfordringen i mange småkraftverk, er at produksjonen ofte er størst når omgivelsestemperaturen er høy, med snøsmelting om våren. Med tanke på dette kan det være gunstig å ha litt å gå på knyttet til belastning og varmedannelse i transformatoren. Det er også gunstig å velge en tørrisolert transformator framfor en oljeisolert, da denne vil kunne medføre lekkasje og desto med vedlikehold.

Effektbryteren i stasjonen skal tilrettelegges med vern for utkobling og varsling ved feil. Den skal også være fjernstyrt fra driftssentral.

3.4.4 Kontrollanlegg

Kontrollanlegget omtales ofte som «hjernen» i kraftverket og er kort fortalt et beskyttet metallskap bestående av datakontrollerte maskiner, instrumenter og annen logisk styring som gjør det mulig å fjernstyre og overvåke kraftverket. Når det oppstår feil i forbindelse med drift, vil kontrollanlegget kunne beskytte komponenter ved automatiske funksjoner og varsle driftssentralen. En slik fjernstyring er i dag blitt en vanlig effektiv driftsmodus, der det minste avvik fra planlagt kjøremønster eller normaltilstand rapporteres til sentralen. (SWECO et al., 2010)

Hovedelementene i driftsmodus for styring og kontroll av små kraftverk er:

- *Nivåstyring* sikrer at kraftverket produserer maksimalt med energi i forhold til det tilsigete som er representert ved nivået i inntaket. Dette er en operasjonsmodus hvor kraftverket er koblet til og forsyner sentralnettet.
- *Effektstyring* er når stasjonen blir satt til å produsere en fast effekt, ut fra spesielle krav til fastsatt kraftlevering.
- *Frekvensstyring* gjelder først og fremst kraftverk som forsyner isolerte nett og som må operere med riktig frekvens. Kontrollanlegget vil automatisk regulere inn nødvendig effekt for å opprettholde en stabil frekvens på 50 Hz. Dette blir ofte styrt ved hjelp av programmerbar logisk styring, PLS.
- *Reaktiv regulering* gjelder for nett med spenningsproblemer, der driftsmodus blir satt til å operere med reaktiv effekt, istedenfor aktiv effekt for å kunne balansere stabiliteten til nettet. Dette forekommer riktignok veldig sjeldent.

(SWECO et al., 2010).

Kontrollanlegget består av et vern, som kontinuerlig følger med og beskytter stasjonen ved feil og unormale situasjoner. Hovedsakelig skilles det mellom mekaniske og elektriske feil. Elektriske feil kan for eksempel være overstrøm, overspenning, retureffekt, jordfeil, skjevlast etc. Mekaniske feil kan for eksempel innebære rusing, høy viklingstemperatur, høy lagertemperatur, rørbrudd, vibrasjon etc. Ellers kan anlegget overvåke stasjonen ved å sende ut alarm ved frostproblematikk og ved brann.

Ved integrering av kontrollanlegget bør det bygges med komplett automatisering, slik at driften kan gå sin gang uten forutgående tilsyn og med effektive og nødvendige

vedlikeholdsrutiner. Siden hele eller deler av kontrollanlegget er automatisert, burde de forskjellige driftsmodusene defineres på forhånd og programmeres inn i kontrollanlegget før oppstart. Dette blir gjort på bakgrunn av øvrige tekniske løsninger og hvilken funksjonalitet kraftverket skal gå på. (SWECO et al., 2010)

Valg av løsninger – tekniske spesifikasjoner

For valg av kontrollanlegg, har vi valgt å redegjøre for generelle funksjoner et kontrollanlegg bør inneholde med hensyn til drift. Siden dette vil være avhengig av leverandør og krav til ønsket driftsmodus fra utbygger sin side, velger vi å gjøre rede for funksjoner og prinsipper til kontrollanlegg ut fra NVE sin «*Veileder for planlegging, bygging og drift av små kraftverk*».

Hovedfunksjoner som bør vurderes ved kontrollanlegget er følgende:

- Anlegget bør bygges med en komplett automatisering, slik at det kan være i drift uten inngående tilsyn med kun nødvendig periodisk vedlikehold.
- Fjernkontrollanlegget må kunne varsle driftsansvarlig, slik at feil eller nødvendige manuelle inngrep kan bli utført.
- Dersom det skjer en feil i anlegget eller i tilknytning til strømforsyningen, bør kontrollanlegget automatisk gå til stopp-modus. Denne anordningen kalles for hvilestrømprinsippet.

3.4.5 Oppsummering valg av elektromekanisk utstyr

I denne delen, hvor vi redegjør for valg av elektromekanisk utstyr, har vi basert oss på forslag til ulike løsninger fra leverandør, gjeldende konsesjonssøknad og NVE sin «*Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*». Ved konsultasjoner og egne beregninger har vi utarbeidet et forslag og redegjort for ulike momenter ved valg av turbin, generator, apparatanlegg og kontrollanlegg. Spesifikasjoner og verdier tilknyttet de ulike komponentene som framkommer i oppgaven må for øvrig tolkes som veiledende til en eventuell utbygging.

Ved konsultasjon med Energiteknikk AS har vi fått estimert et budsjett på 10 millioner kroner for komplett elektromekanisk utstyr. Inkludert i denne prisen er det også øvrige komponenter som for eksempel ventiler, hydraulikkanlegg og kjøleanlegg. Budsjettprisen omfatter alt fra innløpsrør til turbin, frem til utgående kabel til 22 kV nett. Stasjonsinstallasjon og kraft- og signalkabel til inntaket er ikke inkludert i denne budsjettkostnaden.

3.4.6 Kraftstasjonsbygget

Kraftstasjonsbygget vil plasseres 42 moh., og bygges 60 meter nordøst for Fardalsfossen. Bygget vil ligge nært opptil boliger i området, noe som medfører at sikkerhetsmessige hensyn må utredes i forhold til dette.

Funksjoner

De viktigste funksjonene til kraftstasjonsbygget er i hovedsak:

1. Bygget må være dimensjonert til å kunne stå imot kreftene som oppstår av vanntrykket når ventilen stenges. Ved full last vil det ved en eventuell stans i drift være et høyt trykk som virker på stoppventilen.
2. Fundamentet i bygget må kunne ta opp de kreftene som virker inn på turbinen, generatoren og sugerøret. Dette er viktig med hensyn til at det ikke oppstår vibrasjoner og forskyving av utstyr.
3. Bygget skal beskytte elektromekanisk utstyr, og sørge for et forsvarlig innemiljø. Det må være tilstrekkelig ventilering/kjøling om sommeren, og oppvarming om vinteren. Dette er viktig da det under full produksjon kan føre til overoppheting av komponentene og varmen må da føres bort.
4. Det må tas hensyn til støy i forhold til boligbebyggelse og naboer. Det er viktig at hovedbygget og elektromekanisk utstyr som genererer støy isoleres tilstrekkelig.

(SWECO et al., 2010).

Kraftstasjonen skal bygges tilstrekkelig solid, slik at det kan ta opp de trykkreftene som påføres ved en eventuell stenging av ventilen under stort pådrag. For funksjon 1 og 2 betyr dette at sålen til stasjonen fundamenteres i armert betong på kraftstasjonstomten. Som nevnt i punkt «1.8 Forutsetninger» må det gjøres beregninger angående sålens egenskaper, men dette vil ikke utredes videre i denne oppgaven. Området vil bli planert og toppsålen til fundamentet vil ligge på høydekote 42. Det kan bli aktuelt å grave fundamentet noe lenger ned enn høydekote 42, hvis dette viser seg å gi mer tyngde og motvekt til å kunne ta opp den horisontale kraften fra vanntrykket. Dette er også viktig med tanke på å hindre at utstyret i kraftstasjonen skal vibrere. Ved å grave lenger ned får stasjonen og fundamentet en motfylling som kan gi en bedre bæreevne. Bygget skal i tillegg forankres i fjellet som ligger i bakkant, for å øke motkraften til vanntrykket ytterligere.

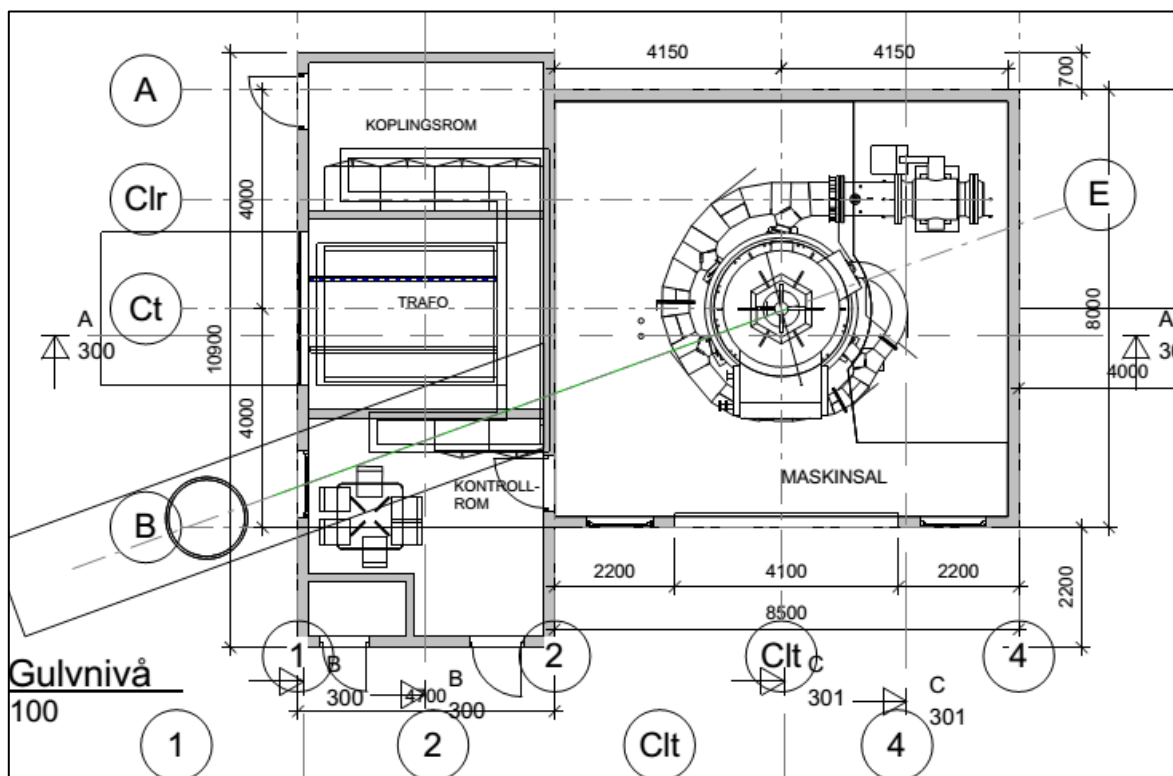
For funksjon 3 vil bygget isoleres og installeres med vifter for å sikre at varmedannelsen som

oppstår under drift blir transportert ut. Omtrent fem prosent av energien som generatoren produserer blir omgjort til varme. I vårt tilfelle vil generatoren på 4800 kVA tilsvare en effekt på 3840 kW. Fem prosent av dette vil gi en varmeutvikling på ca. 192 kW. Dette er en stor varmekilde for et mindre areal, og temperaturen bør ikke overstige 35 grader i stasjonsbygget (SWECO et al., 2010). Om vinteren er det også viktig å sørge for at temperaturen ikke faller under 5 grader ved stopp i drift, slik at det elektriske utstyret ikke blir skadet.

Bygget plasseres i nærhet til boligbebyggelse, og for funksjon 4 er det viktig å sørge for støydempende tiltak av hensyn til dette. Elektromekanisk utstyr og vifter i bygget vil generere lyd som kan virke sjenerende på naboer. Av den grunn burde stasjonsbygget ta i bruk støydempende byggematerialer som er tykke nok. Åpningen til viftene i bygget skal vende i nordlig retning og skal utformes med lydfeller for å begrense støy til nærliggende bebyggelse. Ved utløpsrøret vil det bli etablert en vannlås for å redusere støy som aggregatet genererer. I tillegg skal det brukes lyddempende matter til aggregatet i bygget. Ved drift på lav vannføring har spesielt peltonturbinen en tydelig rentone-lyd fra løpehjulet, som følge av skovlfrekvensen. Denne lyden kan bære forholdsvis langt og av hensyn til etablering av vannlås ellers støygardin, må dette integreres i bygget under planleggingen (Brænd, 2011).

Dimensjon og løfteutstyr

Ut fra de elektromekaniske komponentene som må være integrert i kraftstasjonen, kan en estimere dimensjonen til bygget. I konsesjonssøknaden for Fardalselvi er det angitt et arealbehov på ca. 80 m². Ved konsultasjon med Energiteknikk AS har vi fått levert et forslag for dimensjon til bygget ut fra det utstyret som må være integrert. Figur 21 illustrerer dette.



Figur 21. Plantegning av forslag til dimensjon av kraftstasjonsbygget (Energiteknikk AS).

Vi har valgt å prosjektere og visualisere bygget ut fra det arealbehovet som er angitt i konsesjonssøknaden på 80 m². Plantegningen i figur 21 viser maskinsal med koblingsrom, kontrollrom og transformator i separate rom. Estimater på denne plantegningen er 120 m², og dette overstiger arealbehovet angitt i konsesjonssøknaden med ca. 40 m². Vi velger likevel å bruke et arealbehov på 80 m² i visualiseringene.

Av hensyn til vedlikehold og installering av aggregatet med turbin og generator, vil det være mest hensiktsmessig å bygge stasjonen med en avtakbar takhatt over maskinsalen. Denne løsningen gjør det enkelt å ta i bruk en mobilkran for tunge løft inn og ut av kraftstasjonen.

Nettilknytning

Fra kraftstasjonen vil det legges en jordkabel på 22 meter i sørlig retning til 22 kV-nettet. Dette er en høyspent jordkabel av typen TSLF 24 kV, med dimensjon 3 x 1 x 150 mm² (Multiconsult, 2013).

I konsesjonen er det opplyst at 22 kV-nettet som strekker seg langs Sogndalsfjorden er dimensjonert og har kapasitet til å ta i mot planlagt produksjon fra kraftverket. Denne produksjonen er i konsesjonen beregnet til å være 9,9 GWh i året. Vår produksjonsestimering anslår en midlere kraftproduksjon på 8,1 GWh i året, noe som tilsier at nettet også har kapasitet til å distribuere vår estimerte produksjon. Sognekraft, som er utbygger av kraftverket, er også eier av distribusjonsnettet med planlagt tilkobling.

Når det gjelder regionalnettet og sentralnettet, har dette per i dag for liten kapasitet til å distribuere ny kraftproduksjon ut av området. Den nye 420 kV-linja Ørskog – Fardal var i første omgang planlagt ferdig i løpet 2015. Arbeidet på linja ble imidlertid stanset i juli 2014 etter en kjennelse om at konsesjonsvedtaket på trasévalget ble fattet på feilaktig grunnlag (Statnett, 2015). Arbeidet er nå startet opp igjen, men det er ikke klarlagt endelig dato for når den nye linja vil stå ferdig.

4 Kraftstasjonsområdet

Målsetning med valg av kraftstasjonsområdet er å lage et område som fungerer godt, utgjør lite naturinngrep og er visuelt tilpasset området rundt. Det er også et mål å finne løsninger som er billigst mulig og finne plasseringer som gjør kraftverket så lite synlig fra området rundt som mulig.

4.1 Metode

For å nå målsetningene for kraftstasjonsområdet har vi brukt forskjellige analyse- og kartprogrammer for å gjøre undersøkelser og finne den beste alternative plasseringen. Disse dataprogrammene er også brukt til å illustrere plasseringen på best mulig måte.

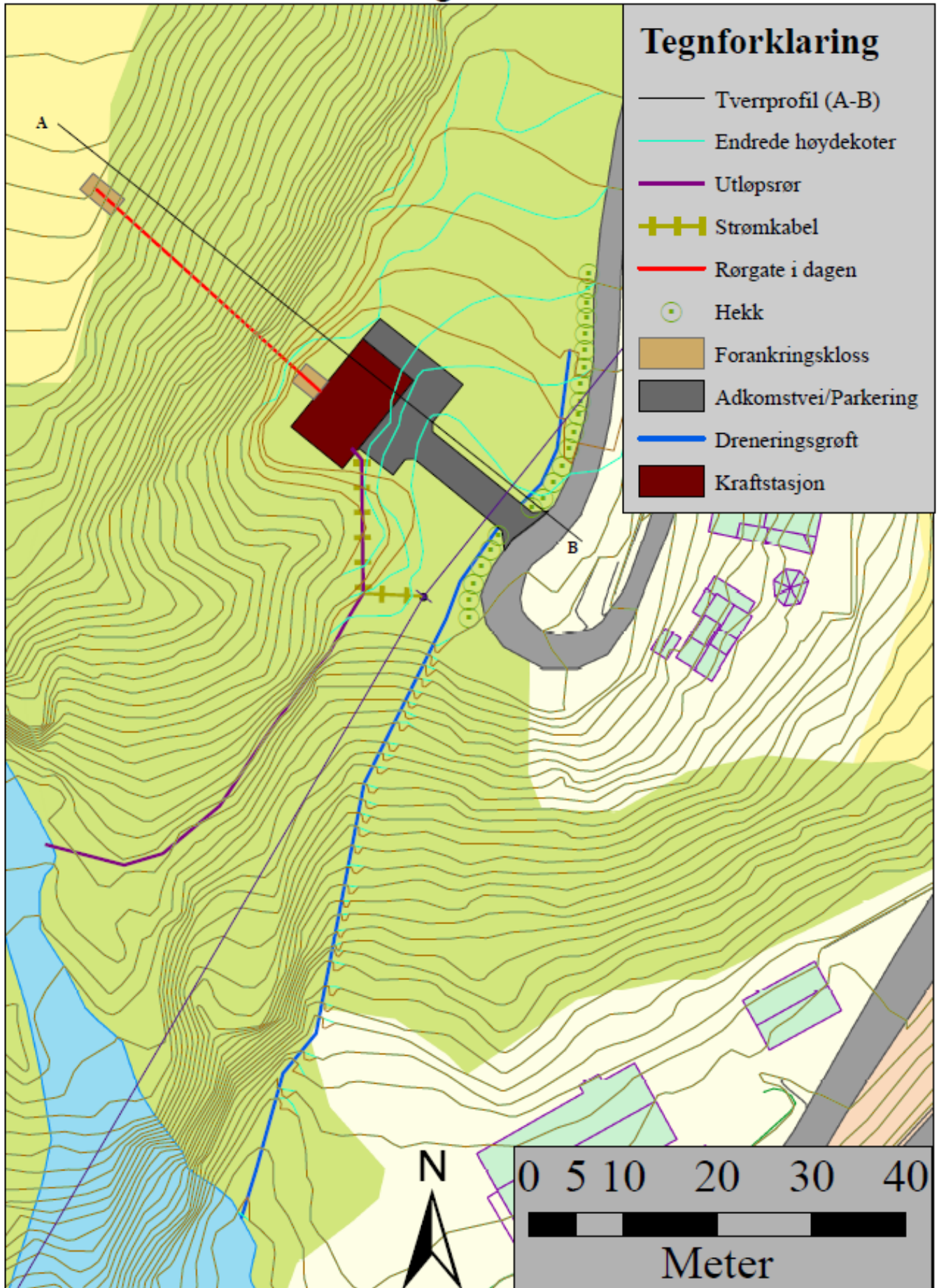
Programvaren GISLINE er brukt til å tegne opp og finne den beste plasseringen av rørgaten i terrenget. Programmet er også brukt til å lage vertikalprofiler av både rørgaten og utløpsrøret. ArcMap er blitt brukt til å finne best mulig endring i høydekotene og til plassering av alle delene i kraftstasjonsområdet. Masseoverskuddet er beregnet ved hjelp av samme program, der arealendringer mellom nye og gamle høydekoter er målt og lagt sammen. ArcMap er også brukt til å lage de endelige plantegningene.

For å kunne visualisere koteendringene og utformingen av kraftstasjonsområdet har vi brukt programmet ArcScene. ArcScene er et 3D-visualiseringsprogram som bygger på de samme fillagene som blir brukt i ArcMap. Vi har lagt et flybilde over det endrede terrenget i ArcScene slik at man lettere kan se for seg hvordan området vil se ut etter en eventuell utbygging.

For å vise synligheten til utløpsrøret har vi brukt tegneprogrammet Pixler til å tegne inn røret på egne bilder tatt fra området.

Flere av utformings- og plasseringsvalgene er gjort ut fra en vurdering av flere alternativer. Kraftstasjonsplasseringen er vurdert opp mot Sognekrafts originale plassering og konsesjonsgitt plassering. Utformingen av utløpsrøret er også blitt vurdert av ulike alternativer som er tegnet opp for hånd. Dette er også gjort ved utformingen av kraftstasjonsområdet ved den nøyaktige plasseringen av utløpsrøret, adkomstveien og kraftstasjonen. Valgene er tatt gjennom samarbeid og diskusjon i gruppa, der alle alternativer er skissert og det beste alternativet er valgt.

Kraftstasjonsområdet



Figur 22. Plantegning av Kraftstasjonsområdet.

4.2 Kraftstasjonsplassering

Kraftstasjonsbygningen vil ligge på en planert flate 42 moh. (figur 22). Området ligger 60 meter nordøst for Fardalsfossen. Valget av område er gjort på et økonomisk og estetisk grunnlag. Figur 23 viser en 3D-visualisering av hvordan kraftstasjonsområdet vil kunne se ut etter fullført utbygging.



Figur 23. 3D-visualisering av hvordan kraftstasjonsområdet vil kunne se ut etter fullført utbygging.

Området ligger på en hylle i skråningen mellom Øvstedalen og Sogndalsfjorden. Vegetasjonen består av enkelte bar- og løvtrær, kratt og busker. Området blir i dag benyttet som deponi for landbruksavfall og til oppbevaring av ved og diverse jordbruksredskaper (figur 24). Området er preget av dagens bruk. Dette kommer tydelig fram ved gravmaskinspor, kvisthauger og jordhauger (figur 25). En opprydding og utnyttelse av området vil kunne gi en positiv estetisk effekt og rette opp områdets uryddige inntrykk.



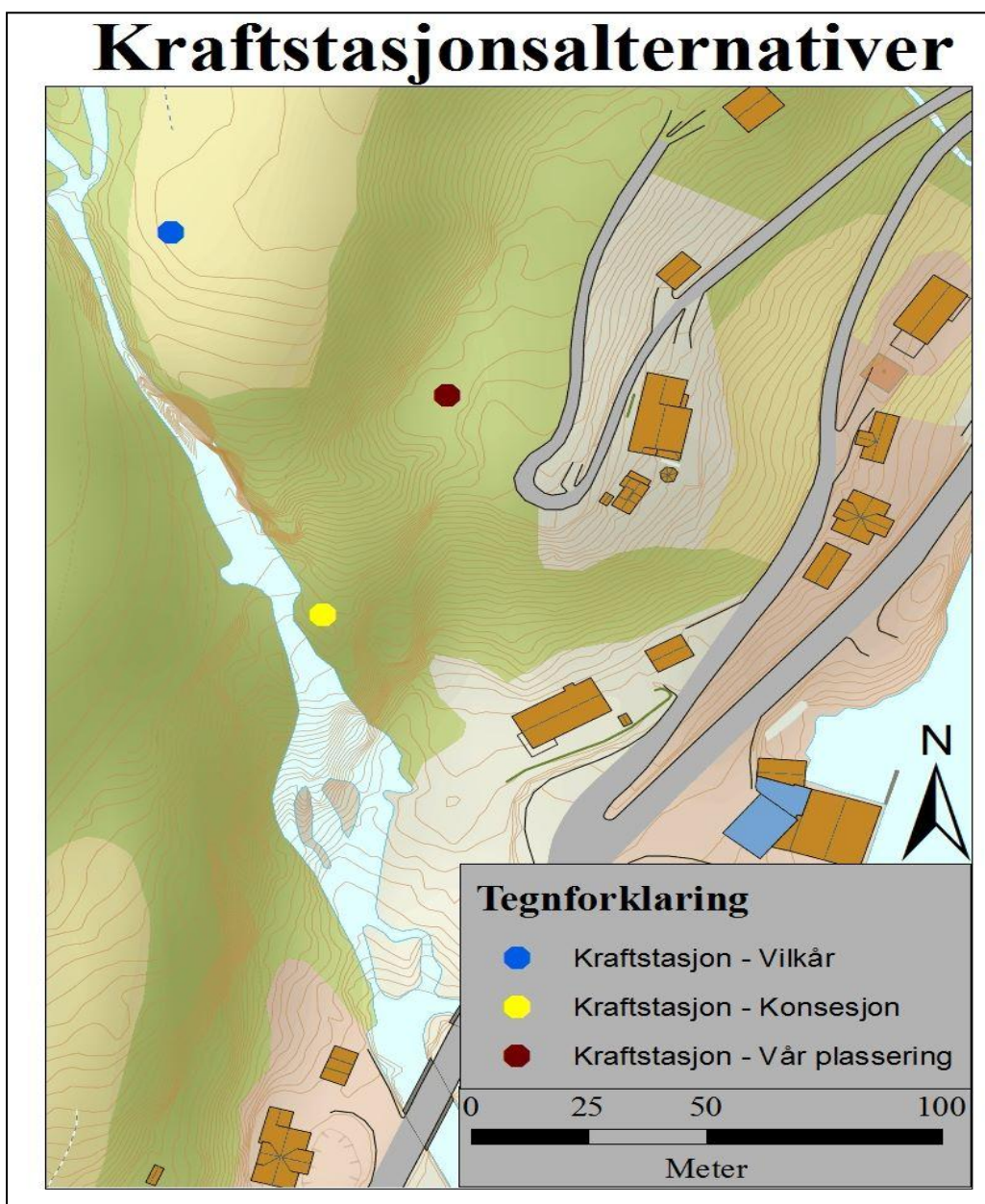
Figur 24. Området benyttes til oppbevaring av ved og diverse jordbruksredskaper.



Figur 25. Området er preget av dagens bruk.

Sørøst for området ligger en åsrygg som halvveis omringer kraftstasjonsbygningen. Denne åsryggen gir kraftstasjonen en skjermet plassering mot vær og vind og gjøre den mindre synlig fra området rundt.

Sognekrafts konsesjonssøkte plassering av kraftstasjonen, var tiltenkt like ovenfor Fardalsfossen (figur 26). Til denne plasseringen skulle det bygges en adkomstvei som ville kreve en stor skjæring i fjellet mellom fossen og vårt planlagte område. Denne plasseringen ville gjøre kraftstasjonen og adkomstveien synlig fra riksvei 55, noe som vil virke negativt på opplevelsen av Fardalsfossen. Byggingen av adkomstveien vil utgjøre en stor kostnad og være et stort negativt inngrep i landskapet.



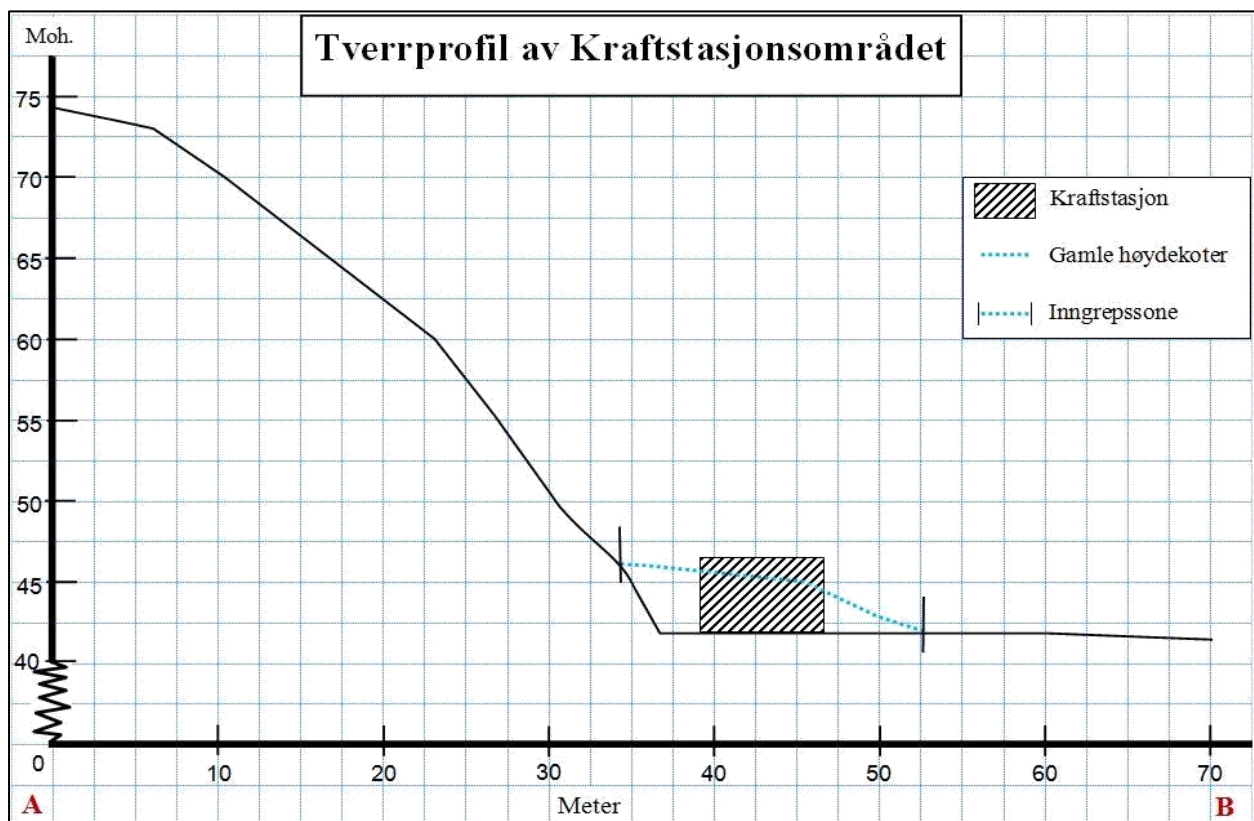
Figur 26. Oversikt over ulike kraftstasjonsplasseringer.

Vår plassering av kraftstasjonen krever ikke en slik adkomstvei. Dette på grunn av allerede eksisterende vei som går helt fram til kraftstasjonsområdet. Vår plasseringen vil derimot kreve et utløpsrør fra kraftstasjonen til fossen. Dette resulterer i lavere utbyggingskostnader, skaper mindre inngrep i landskapet og ser visuelt bedre ut enn Sognekrafts foreslåtte adkomstvei.

Plasseringen fastsatt i konsesjonsvilkårene er på flaten med dyrket mark ovenfor Fardalsfossen, 74 moh. Denne plasseringen gir en redusert fallhøyde på 32 meter i forhold til vår plassering. Kraftstasjonen har behov for ny adkomstvei, noe som kan føre til fragmentering av dyrket mark. Ellers er det vanskelig å sammenligne plassering fastsatt i konsesjonsvilkår med vårt alternativ, da det ikke foreligger noen detaljplan for denne plasseringen.

4.3 Terrengutforming

Planeringen av kraftstasjonstomten vil føre til masseforflytting da området i dag ligger opp mot 3 meter høyere enn tomten. Dette kommer fram av tverrprofilen av kraftstasjonsområdet i figur 27. På plantegningen av kraftstasjonsområdet (figur 22) kan man se resultatene av masseforflytningen, ved å se på endrede høydekoter.



Figur 27. Kraftstasjonen skal plasseres på en planert flate på høydekote 42. Tegningen viser et tverrsnitt av terrenget i kraftverksområdet fra markering A til B (figur 22).

Masseoverskuddet er målt til ca. 1070 kubikkmeter, noe som tilsvarer omtrent 135 lastebillass. Dette er hovedsakelig løsmasser, men inneholder også en del stein, stubber og kratt.

Planeringen vil være et større naturinngrep, men dette er ikke vurdert negativt. Planeringen vil utføres slik at det blir en slak helning oppover nord for kraftstasjonen. Dette fører til at kraftstasjonstomten ikke blir et «krater» i terrenget. Helningen vil utformes så naturlig som mulig slik at kraftstasjonstomten får en naturlig overgang til området rundt. Det ligger også mye landbruksavfall på området som både er forsøplende og sjenerende (figur 28). En utnyttelse og utarbeiding av dette området vil klart gi plassen et ryddigere og et visuelt hevet inntrykk.



Figur 28. Det ligger mye landbruksavfall på området som både er forsøplende og sjenerende.

4.4 Beskrivelse av kraftstasjonsområdet og detaljer

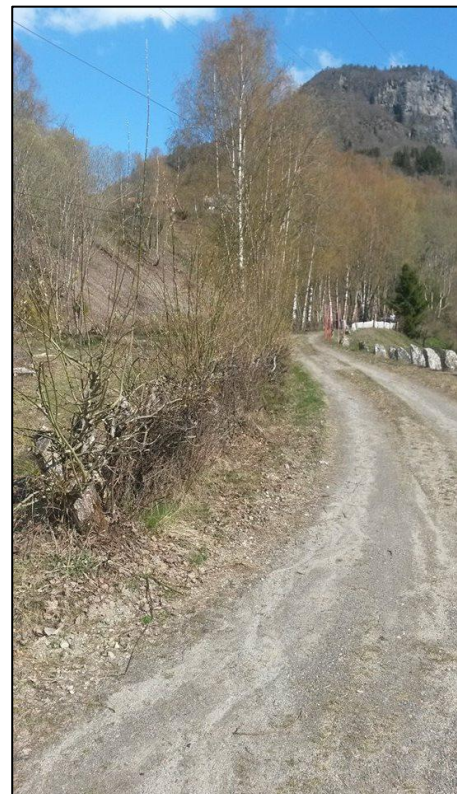
Kraftstasjonsbygningen skal stå på et fundament av betong og tilfredsstillende funksjonelle kravene beskrevet i punkt «3.4.6 Kraftstasjonsbygget», under funksjoner. Stasjonen vil ha et arealbehov på 80 m² til 120 m² og vil være i en etasje med skråtak. Bygningen skal være rektangulær og vil ligge med den ene langsiden opp mot den bratte skråningen i nordvest. Utvendig vil kraftstasjonsbygningen ha en hvitmalt kledning av liggende trepanel. Dette for å gjenspeile områdets byggestil og for at stasjonen skal gi et inntrykk av å være et ordinært bolighus.

Adkomstveien til kraftstasjonen vil være ca. 15 meter lang og 3,5 meter bred og gå fra den eksisterende veien.

Dekket skal være grus av samme type som den eksisterende veien (figur 29). Ved kraftstasjonen skal adkomstveien bre seg ut til en 75 m² flate som skal brukes til parkering og sнопlass. Parkeringsplassen skal ha plass til minst to biler og være dimensjonert slik at en kranbil kan komme til ved bytte av turbin og generator.

Langs den eksisterende veien og kraftstasjonsområdet skal det ligge en hekk. Dette skal være videreføring av plantestrukturen langs veien (figur 29). Hekken skal ha som funksjon å dempe eventuell støy som kommer fra kraftstasjonen, gjøre anlegget mindre synlig fra området rundt og gi kraftstasjonen et preg som er visuelt tilpasset området rundt.

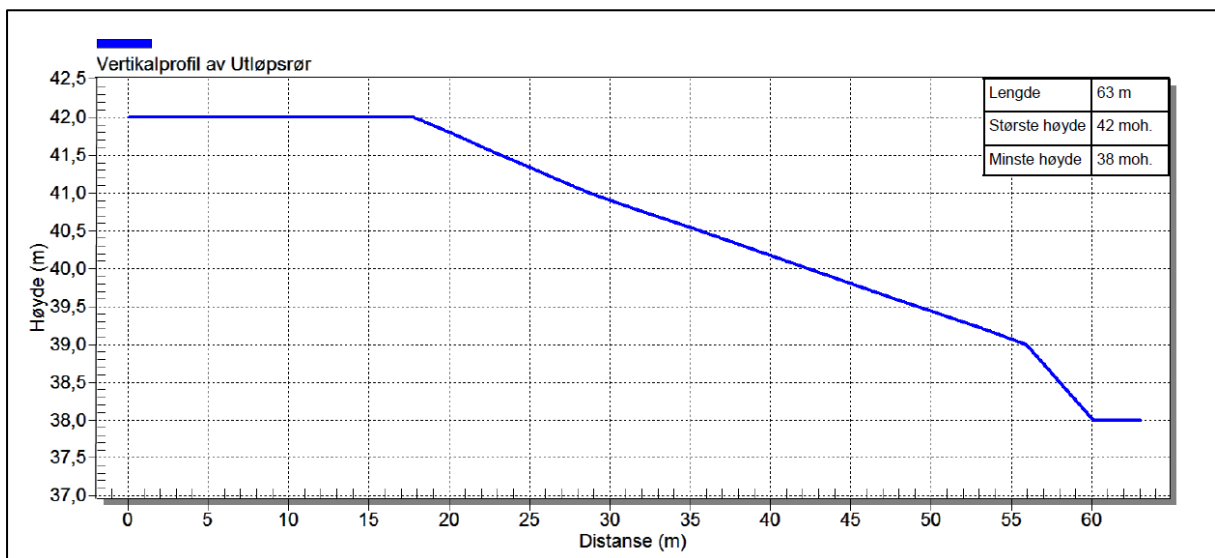
Dreneringsgrøften man kan se på plantegningen i figur 22 som har som funksjon å stoppe vann som lekker ut ved et eventuelt rørbrudd i nedre delen av rørgaten eller i utløpsrøret. Grøften er et enkelt inngrep som vil kunne minimere potensielle skader på bebyggelsen sør og øst for kraftstasjonsområdet. Grøften skal gå fra høydekote 44 øst for kraftstasjonen og vil være 80-100 cm dyp de 45 første meterne. I skråningen sør for kraftstasjonen vil det bli bygget opp en løsmasserygg som leder vannet ned mot elven nedenfor fossen. Løsmasseryggen vil bestå av overskuddsmasser fra planeringen av kraftstasjonsområdet.



Figur 29. Bildet er tatt nordover fra krysset der den nye adkomstveien møter den eksisterende veien.

4.5 Utløpsrøret

Utløpsrøret vil gå fra kraftstasjonen på høydekote 42 og ende i elva over fossen på høydekote 38 (figur 30). Røret vil ha en lengde på 63 meter og et samlet fall på 4 høydemeter. Vannet vil bli sluppet ut i et naturlig basseng i øvre del av Fardalsfossen. Dette er gjort for å sikre at vannet som går gjennom kraftverket ikke danner endringer i selve fossefallet. Utløpsrøret graves ned og legges i en 12 meter lang tunnel gjennom løsmasseryggen sørvest for kraftstasjonen. Massene som fjernes fra ryggen når røret graves ned, vil legges tilbake på ryggen og det vil bli lagt til rette for naturlig revegetering. I samme tunnel vil det bli lagt 22 meter jordkabel for tilknytning til eksisterende 22 kV nett. Etter løsmasseryggen vil 25 meter av utløpsrøret gå i et bratt fjellparti der røret må bli forankret i fjellet.



Figur 30. Utløpsrøret vil gå fra kraftverket på høydekote 42 og ende i elva over fossen på høydekote 38.

4.5.1 Utforming

Utløpsrøret skal være av typen GRP og ha en diameter på 1300 mm. GRP-rør er laget av glassfiber og kan leveres i flere farger. Vi har valgt fargekoden RAL 7030 (figur 31) for at røret skal være mest mulig nøytral i forhold til omgivelsene. Overflaten på røret skal være matt for at solen ikke skal gi gjenskin.

Som et alternativ er det vurdert muligheten til å bruke åpen utløpsrenne, kledd i tremateriale. Den åpne utløpsrennen vil begynne der avløpsrøret kommer ut av løsmasseryggen og følge samme trasé som ovennevnt rør. Positivt med dette alternativet er at utløpsrennen kan virke som et spennende og positivt element i landskapet, som kan

RAL 7030
Steingrå

Figur 31. Farge på utløpsrør.

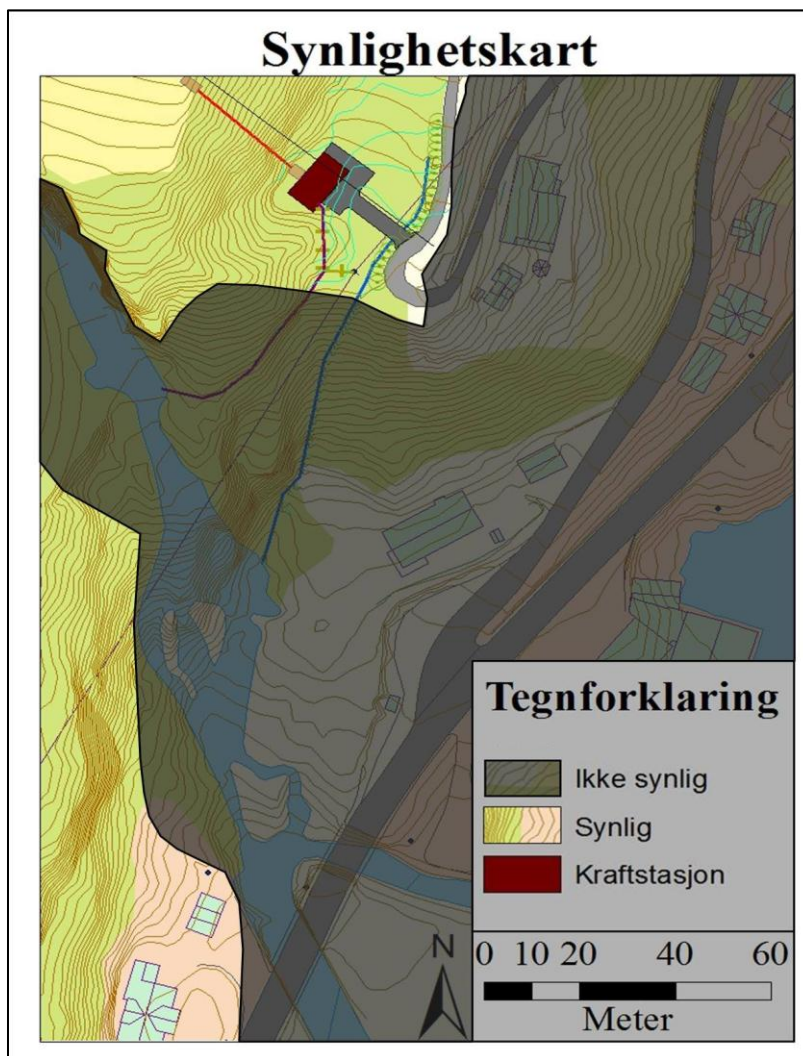
minne om historisk bruk av vannkraft. Negativt er at det vil være problematisk i forhold til ras og isdannelse på vinterstid, vanskelig og dyrt å bygge, og at utløpsrenna vil bli en tydelig del av landskapet og forstyrre fossens naturlige inntrykk. På bakgrunn av dette, går vi for lukket utløpsrør i GRP-materiale.

4.6 Synlighet

Kraftverkets synlighet har vært et viktig kriterie i valg av område. Kraftstasjonsområdet skal ikke bare se så naturlig ut som mulig, men også være minst mulig synlig fra områdene rundt, spesielt fra brua på riksvei 55 nedenfor Fardalsfossen. Det er her flest mennesker opplever fossen og det er derfor viktig at denne opplevelsen blir ivaretatt som mest mulig naturlig.

Kraftstasjonsbygningens synlighet er vist på synlighetskartet i figur 32. På kartet er det gjort en synlighetsanalyse som viser at bygningen ikke er synlig fra brua over Fardalselvi.

Analysen er utført ved å sette et 3 meter høyt punkt midt på plassen der kraftstasjonsbygningen skal være.



Figur 32. Kraftstasjonen vil ikke være synlig fra det mørke området.

Utløpsrøret vil være den mest synlige delen av kraftstasjonsområdet. Figur 33 er et bilde med inntegnet utløpsrør som skal vise hvordan røret vil se ut i terrenget. Bildet er tatt fra den eksisterende veien like ved kraftstasjonsområdet. Man kan se omtrent hvor røret vil gå ut fra løsmasseryggen, langs den bratte skrenten, der den forankres i fjellet. Til slutt ser vi hvor røret svinger inn ovenfor fossen. Røret vil bli mest synlig i området langs den bratte skrenten.



Figur 34. Utløpsrør sett fra eksisterende adkomstvei.



Figur 33. Utløpsrøret sett fra broen over Fardalselvi på riksvei 55.

Fra riksveien vil utløpsrøret kun være delvis synlig fra midtre delen av broen og ca. 30 meter sørover (figur 34). Dette er mye på grunn av de høye trærne som ligger mellom riksveien og kraftstasjonsområdet. Derfor har også årstidene og bladene på trærne påvirkning på utløpsrørets grad av synlighet. Tiltak for å redusere synligheten kan være å plante flere trær i området mellom riksveien og utløpsrøret. Dette vil hindre sikten mot røret, men ikke Fardalsfossen. At utløpsrøret er synlig, vurderes som negativt. Men ved å tilpasse røret mest mulig bakgrunnen og ved eventuell planting av vegetasjon i forgrunnen, vurderer vi at synligheten reduseres til et akseptabelt nivå.

5 Økonomisk analyse.

5.1 Metode

I den økonomiske delen av oppgaven har vi brukt kvalitativ metode for å løse problemstillingen. Vi har samlet inn data fra bøker, rapporter, artikler, internett og samtaler gjennom personlig kontakt, e-post og telefon. Vår kvalitative informasjon kommer derfor fra dokumentanalyse og personlig kommunikasjon. Informasjonen har vi samlet inn for å få et best mulig grunnlag til å forutse kostnader, fremtidig tilbud og etterspørsel på kraft, samt en fremtidig kraftpris. Vi har hatt en deduktiv tilnærming til problemstillingen. Vi har vært klar over mange av påvirkningsfaktorene og ønsker å se på hvordan disse endringene påvirker sluttresultatet av analysene (Jacobsen, 2005). Gjennom de kvalitative dataene har vi funnet tallmateriale og standardiserte metoder for å gjennomføre økonomiske analyser av prosjektet. Vi har hatt fokus på en objektiv tolkning av de kvalitative dataene for å få gode og troverdige konklusjoner. Analyse av dataene har vært viktig for å forklare informasjon fra rapporter, statistikk og artikler. Med informasjon fra disse kildene har vi brukt velkjente analytiske metoder innenfor økonomisk litteratur for å forutsi lønnsomhet og resultat av prosjektet. Resultater og visuelle fremstillinger skal tilsvare en realistisk virkelighet og er utarbeidet i Microsoft Excel (vedlegg 10 – 15).

5.1.1 Validitet

Får at empiridelen skal være gyldig har vi prioritert å bruke data fra offentlige instanser som Regjeringen, underliggende departement og direktorater samt andre troverdige og objektive aktører i den grad det har vært mulig. Vi har jobbet for at oppgaven skal ha høy grad av gyldighet og at våre konklusjoner skal oppfattes som korrekte i en realistisk virkelighet.

5.1.2 Reliabilitet

Reliabiliteten til oppgaven tilsier hvor pålitelige resultatene våre er, og om de er etterprøvbare (Jacobsen, 2005). Vi har fokusert på å gjennomføre oppgavene etter de riktige metodiske prinsippene så våre resultater kan etterprøves uten å komme frem til nye konklusjoner. Studentene som har arbeidet med oppgaven har hatt en objektiv tilnærming til problemstillingen og har ikke hatt personlige ønsker om positive eller negative resultater av drøftingene og analysene i oppgaven.

5.1.3 Kritikk

I denne oppgaven har vi først definert hva som er viktig å svare på, deretter samlet inn informasjon etter dette behovet. Mye av informasjonen som er samlet inn er av overfladisk natur og kan brukes i mange sammenhenger. Vi har vært i kontakt med flere leverandører som har gitt oss prisestimer på vår utbygging. Hadde man vært i kontakt med enda fler aktører, evt. forhandlet på prisen på tilbudene ville man kanskje kunne oppnådd en bedre pris. Ved fastsetting av fremtidig kraftpris kunne vi og snakket med enda fler aktører og fått flere estimater på fremtidige priser. Vi føler likevel at informasjonen vi har benyttet oss av har vært svært relevant for vår oppgave og gitt resultater og konklusjoner som tilsvarer en realistisk virkelighet.

5.2 Kostnader

I dette kapitlet vil vi ta for oss kostnadene som følger ved en utbygging av et småkraftverk i Fardalselvi. Vi vil se på investeringskostnad, drift- og vedlikeholdskostnader, nettleie, avskrivninger og skatter.

5.2.1 Kostnadsoverslag

Tallene for inntak og dam, vannvei og maskin/elektro er hentet fra de tidligere kapitlene i oppgaven og vist i tabell 14. Diverse tiltak, som planting av grøntareal og andre estetiske tiltak har vi satt til 200 000. De andre kostnadene er hentet fra Sognekrafts konsesjonssøknad for kraftutbygging i Fardalselvi. Siden konsesjonssøknaden bruker satser fra 2012 er de justert for prisstigning innenfor byggepris for vannkraft (vedlegg 4). Total investeringskostnad for kraftverket blir i overkant av 40,3 millioner kr.

Tabell 14. Oppsummering utbyggingen.

Kostnadssted	Kostnad
Inntak og dam	1 091 250
Vannvei	22 009 965
Kraftstasjon - Bygg	2 799 096
Kraftstasjon - Maskin/elektro	10 000 000
Kraftlinje	215 315
Transportanlegg	322 973
Diverse tiltak	200 000
Uforutsett ca. 10 %	3 706 311
Total utbyggingskostnad	40 302 458

5.2.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader og nett-tariff

Veilederen til NVE for planlegging av småkraftverk (SWECO et al., 2010) opplyser at man må beregne driftskostnader tilsvarende 3-6 øre/kWh. Den sier også at det kan variere mye fra kraftverk til kraftverk. Kostnadsestimatet til NVE kan likevel være noe lavt. Det kommer an på om NVE beregner at en grunneier skal ta seg av vedlikehold på egen kraftstasjon eller om et kraftselskap sender fagpersonell for å gjennomføre drift og vedlikehold. En grunneier vil ikke føre timer og lønne seg selv for arbeidet han gjør, mens et kraftselskap vil være nødt til å lønne fagpersonale for timer i arbeid. Driftskostnadene til et kraftselskap kan derfor være høyere enn for en grunneier. Vi tar derfor hensyn til forsiktighetsprinsippet og bruker 6 øre/kWh som sats i våre økonomianalyser.

Alle produsenter og konsumenter som er koblet på det offentlige strømnnettverket må betale en nett-tariff, også kjent som nettleie. Tariffen skal blant annet sørge for effektiv utvikling og utnyttelse av nettet, samt dekke netteierens kostnader. Tariffen er forskjellig for konsumenter og produsenter. For produsenter ligger nett-tariffen for 2015 på 0,012 kr/kWh. (Statnett, 2015). Dette er prisen vi kommer til å legge til grunne for de økonomiske analysene.

Tabell 15 viser forventet årlige drifts- og vedlikeholdskostnader og nettleie ved tørt, normalt og vått år.

Tabell 15. Årlig driftskostnader og nettleie varierer med produksjon.

Driftskostnader og nettleie	Tørt år	Normalt år	Vått år
Estimert produksjon	4 200 000	8 300 000	12 500 000
Kr pr. kWh driftskostnader	252 000	498 000	750 000
Kr pr. kWh nettleie	50 400	99 600	150 000
Årlig driftskostnader og nettleie	302 400	597 600	900 000

5.2.3 Avskrivninger

Avskrivninger er et regnskapsmessig verdifall til et varig driftsmiddel over en regnskapsperiode. Hvis en bedrift kostnadsfører den totale utgiften ved innkjøpet av et driftsmiddel, som generator, rørgater osv. i regnskapsperioden det ble kjøpt inn, vil dette gi et galt inntrykk av den reelle kostnaden. Det er fordi driftsmidlene forventes å ha en lengre levetid enn en regnskapsperiode. Utgiften bør derfor fordeles ut over tid, siden driftsmidlene skal gi bedriften inntekter over flere år. Selv om avskrivninger føres på utgiftssiden i regnskapet er det ikke en reel utgift. Hensikten med avskrivninger er å få en korrekt kostnad i

regnskapet, samt legge av midler for å kunne investere i nye driftsmidler når de gamle blir nedslitt eller utdatert (Winther, 2013).

Reglene for avskrivning av driftsmidler for vannkraftverk er:

Skatteloven kapittel 18. § 18-6 - Lineær avskrivning for særskilte driftsmidler i kraftanlegg:

“Følgende særskilte driftsmidler som benyttes i kraftproduksjon skal avskrives lineært over lovforutsatt levetid med inntil angitt andel av anskaffelsesverdi som årlig avskrivningsbeløp:

a. dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert adkomsttunneler): 1,5 % årlig over 67 år

b. maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generator, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister etc.: 2,5 % over 40 år.”

I de økonomiske analysene har vi satt 40 års levetid på driftsmidlene som en forutsetning. Dette er gjort etter anbefaling fra NVEs veileder (SWECO et al., 2010). Erfaringer fra andre kraftverk er likevel at de stort sett har en mye lengre levetid enn 40 år. Et eksempel er Hammeren kraftverk i Oslo, som med noe utskiftning av anleggskomponenter, nylig rundet 115 år med kraftproduksjon (Rosvold, 2013).

Driftsmidlene i prosjektet tilsvarer 40 302 458 kr. Ved lineære avskrivninger på 2,5 % over 40 år tilsvarer dette en årlig avskrivning på 1 007 561 kr.

5.2.4 Skatter

Inntektsskatt

Inntektsskatten er for kraftverk er på 27 % og beregnes av overskuddet, det vil vi inntekt minus driftskostnader, rentekostnader, eiendomsskatt og avskrivninger. (Finansdepartementet, 2014).

Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatt er en delvis overskudduavhengig skatt knyttet til produksjonen av elektrisk kraft fra vannkraftverk. Overskuddet tilfeller staten og beregnes på grunnlag av den enkelte kraftverks produksjon, multiplisert med spotprisen (Rosvold, 2015). I 2014 økte grunnrenteskatten med en prosent til 31 % (Finansdepartementet, 2014). Kraftverk med generatorytelse på under 5500 kVA betaler ikke grunnrenteskatt (Skatteloven § 18-3).

Naturressursskatt

Naturressursskatten er avhengig av produksjonsmengden. Avgiften er på 1,3 øre/kWh, hvor 1,1 øre går til kommunen og 0,2 øre til fylkeskommunen. Skattesatsen er første året 1/7 av den fulle skattesatsen på 1,3 øre/kWh og trappes opp med 1/7 pr. år til den når sin fulle verdi. Kraftverk med generatorytelse på under 5500 kVA er fritatt for naturressursskatt (SWECO et al., 2010). Naturressursskatten skal ikke kreves som fradrag i alminnelig inntekt. Den skal ikke være en tilleggsbelastning for produsenten, men en sikre at kommune og fylkeskommunen får sin del av skatteinntektene. Skatten er derfor en del av inntektsskatten (Skatteloven § 18-2). Hvis man ønsker kan man regne seg fram til hvor mye kommunen og fylkeskommunen tjener på kraftverket.

Formueskatt

Formueskatt er avhengig av organisasjonsformen. Eierne av kraftverk pleier ofte å organisere kraftverket som et aksjeselskap. De vil da ikke være pliktige til å betale formueskatt. Hvis kraftverket er et enkeltmannsforetak hvor kraftproduksjon er del av virksomheten må det betales skatt etter hvor mye av eierens formue som ligger i kraftverket (SWECO et al., 2010).

Eiendomsskatt

Kraftanlegg skal betale eiendomsskatt basert på verditaksten av anlegget. Verdien av anlegget vil være avhengig av markedsprisen på kraften. For å finne verdien tar man verdien av gjennomsnittet av de siste fem årenes spotmarkedspriser for regionen multiplisert med kraftverkets faktiske produserte mengde. Har kraftverket produsert i mindre enn fem år legges gjennomsnittet av disse årene til grunn (Skatteloven, § 18-5). Etter samtaler på telefon med Skatteetaten fikk vi opplyst at denne verdivurderingen kun brukes på større kraftverk. For mindre kraftverk, som vårt prosjekt, brukes verdien av driftsmidlene minus avskrivninger som verditaksring. Skattesatsen ligger et sted mellom 0,2 – 0,7 % av verditaksten (Eiendomsskatteloven, § 11).

Oppsummering

I våre analyser er det flere av skattesatsene vi kan se bort fra. Grunnrenteskatt gjelder kun for kraftverk med generatorytelse på 5 500 kVA, som tilsvarer ca. 5 MW (Småkraftforeninga i Norge, 2007). Vår generator vil ha en ytelse på 4 800 kVA og blir derfor fritatt fra denne skatten. Naturressursskatt er en del av inntektsskatten og krever derfor ingen ekstra utregning. Man kan beregne de ekstra inntektene til kommunen og fylkeskommunen, men det er utenfor vårt oppgaveemne. Dessuten er kraftverket fritatt fra denne ordningen grunnet

generatorytelsen. Vi vil heller ikke ta hensyn til formueskatt i beregningene, siden eierne av den planlagte utbyggingen er et aksjeselskap. Ved eiendomsskatt legger vi til grunne at satsen er på 0,7 % av verditaksten. Våre analyser vil derfor ta hensyn til inntektsskatt (27 % av årlig overskudd) og eiendomsskatt (0,7 % av årlig verditakst).

5.3 Beslutningsgrunnlag for fremtidig kraftpris

For å vurdere om en investering er lønnsom eller ikke er innbetalingene til investeringen avgjørende. Når man har anslått investeringskostnaden og de årlige utgiftene knyttet til drift og vedlikehold må man beregne de årlige inntektene for å finne det årlige innbetalingsoverskuddet. Inntektene til kraftverket vil være et direkte produkt av kraftprisen ganget med produsert mengde pluss elsertifikatprisen ganget med produserte elsertifikater.

Det er ikke lett å si nøyaktig hva produsert mengde vil være, men med beregninger av størrelse på nedbørsfelt og historiske data over nedbør kan man komme med forskjellige scenarioer som vil være ganske like realiteten. Kraftprisen kan derimot være vanskeligere å gi noe nøyaktig estimat av. Globalt sett beveger vi oss mot en energikrise, hvor fossile brennstoff må fases ut og bærekraftig fornybar energi må fases inn. Finanskrisen skapte en usikkerhet i etterspørselen, men mange politikere ønsker fortsatt utbygging av ny fornybar energi. Norge har og som mål at 67,5 % av landets energiforbruk skal komme fra fornybare kilder innen 2020, samt 10 % innenfor transportsektoren (Fakta 2015, Energi- og vannressurser i Norge). Dette vil føre til at det nordiske markedet vil få en signifikant økning i kWh fra termiske anlegg og vindparker over tid. Siden investerings- og driftskostnadene ved slike anlegg er høye vil dette over tid presse kraftprisen oppover. (SWECO et al., 2010).

Som ved mange andre markeder vil også prisene på kraft på kort sikt bli påvirket av tilbud og etterspørsel. Ved et småkraftverk kan man ikke styre produksjonen etter etterspørselen. Kraften blir produsert og solgt kontinuerlig. Hvis produksjonen ikke tilsvarer etterspørselen kan det oppstå kunstige lave eller høye priser over enkelte tidsperioder. Kraftforbruket er høyest om vinteren og i kalde perioder. På dette tidspunktet er også produksjonen lavest, grunnet lav vannføring i elva. Dette kan føre til høyere kraftpriser. Produksjonen er som oftest høyest i vår- og sommerhalvåret, grunnet flomperiodene. Da er som oftest forbruket lavest. Dette kan føre til kraftoverskudd i markedet og unormalt lave priser. Ved slike tilfeller er det viktig at transportkapasiteten ut av området er god, så overskuddskraften kan bli brukt i en annen sektor.

For å kunne ha et godt grunnlag for å analysere lønnsomheten til kraftverket må man kunne estimere en langsiktig kraftpris. Vi vil senere i oppgaven se på noen av de faktorene som kommer til å påvirke den langsiktige kraftprisen i Norge.

5.3.1 Det nordiske kraftprismarkedet

Norge har et felles kraftmarked med de nordiske landene, som igjen er knyttet til det Europeiske kraftmarkedet via overføringskabler til Tyskland, Nederland, Estland, Polen og Russland. Prisene i Norge henger sammen med prisene på resten av markedet, som blir satt daglig på Nord Pool kraftbørs, hvor prisen reguleres etter tilbud og etterspørsel. På grunn av begrensninger i overføringskapasiteten mellom de forskjellige sonene vil børsen kunne operere med forskjellige priser i de forskjellige markedssonene. Ved en forbedring av nettverkskapasiteten vil prisene kunne jevne seg ut, noe som er forventet i fremtiden.

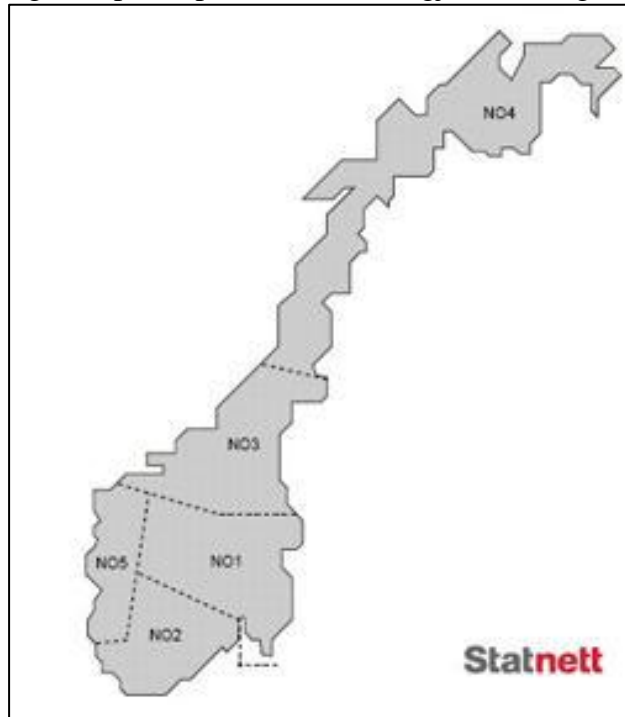
Nord Pool består av to kraftmarkeder, et fysisk og et finansielt. På det fysiske markedet blir spotprisen på kraft fastsatt daglig. Den blir regulert etter tilbud og etterspørsel og gjelder for den neste dagen. På det finansielle markedet kan man kjøpe og selge kraft på opsjonskontrakter, også kjent som prissikring. Prissikringsavtalene kan vare opptil fire år og kan gi god forutsigbarhet i inntekter og kostnader for produsenter og forbrukere.

5.3.2 Kraftutbygging i Norge

I punkt 1.4. *Småkraft i Norge* tok vi blant annet for oss utbyggingspotensialet for kraftverk i Norge. Disse tallene tilsier at det er godt potensiale for utbygging av både småkraft- og vindkraftverk og dermed økt produksjonsevne. Man kan si at en økning av tilgjengelig energi i markedet vil føre til et større tilbud enn etterspørsel, og vil bringe med seg en lavere kraftpris. Men kW-prisen fra vindkraft vil være dyrere enn fra kW-prisen var et oppdemmet magasin kraftverk, som kan være med å dra prisen opp igjen. Ulempene med slik kraftproduksjon er at man ikke kan kontrollere kraftproduksjonen. Kraften må forbrukes når den produseres. Det betyr at ved et økende antall ikke-regulerbare kraftstasjoner vil det være viktig å ha god nettkapasitet. Dette gjør at kraften kan transporteres dit den trengs, som andre deler av landet eller ut i Europa. Man kan også vurdere utbyggingen av pumpekraftverk eller andre former for energilagring.

5.3.3 Nettverkskapasitet

Norge er delt opp i fem kraftsoner, hvor Fardalselvi befinner seg i sone NO5 (figur 35). Nettverksforbindelsen mellom sonene varierer fra sone til sone. Historisk sett har nettverkskapasiteten på Vestlandet hatt dårlig transportkapasitet. Dette har gjort at mange konsesjonsgodkjente småkraftverk har satt utbyggingen på vent grunnet dårlig tilknytting til nettet. Den dårlige nettverkskapasiteten har også ført til generelt lavere kraftpris i sone NO5 sammenlignet med resten av landet. Dette skyldes at ressursgrunnlaget for vannkraftproduksjon er best i denne sektoren, grunnet mye nedbør og store fallhøyder, og nettkapasiteten for å transportere kraft ut av sonen har vært dårlig. Dette har ført til et kraftoverskudd i sonen og generelt lave kraftpriser.



Figur 35. Fardalselvi kraftverk vil ligge i sone NO5.

I fremtiden kan man forvente at nettverkskapasiteten vil forbedres. Ikke bare i sone NO5, men resten av landet og ut mot Europa i tillegg. «*Nettinvesteringer forventes å stige. De viktigste driverne er: Behov for fornying og oppgradering av eksisterende nett, befolkningsvekst og urbanisering, investeringer i fornybar kraft, økt forbruk i særlig petroleums- og transportsektoren og høyere vektlegging av forsyningsikkerhet.*» (Et bedre organisert strømnett, 2013, Olje- og energidepartementet). NVE melder at de vil prioritere behandlinger av søknader om ny eller utvidet nettverkskapasitet høyt, spesielt i Midt-Norge og Hordaland (NVE, 2008.)

Per dags dato pågår det en utbygging av en 420 kV-linje fra Ørskog i Møre og Romsdal til Fardal i Sogn og Fjordane. I 2013 ble også utbyggingen av den mye omtalte 420 kV-linjen mellom Hardanger og Eidfjord ferdigstilt. Utbygginger som dette vil øke nettverkskapasiteten og det vil være bedre muligheter til å fordele den produserte kraften mellom sonene. Man kan derfor anta at prisforskjellene mellom sonene over tid vil jevne seg ut og stabilisere seg.

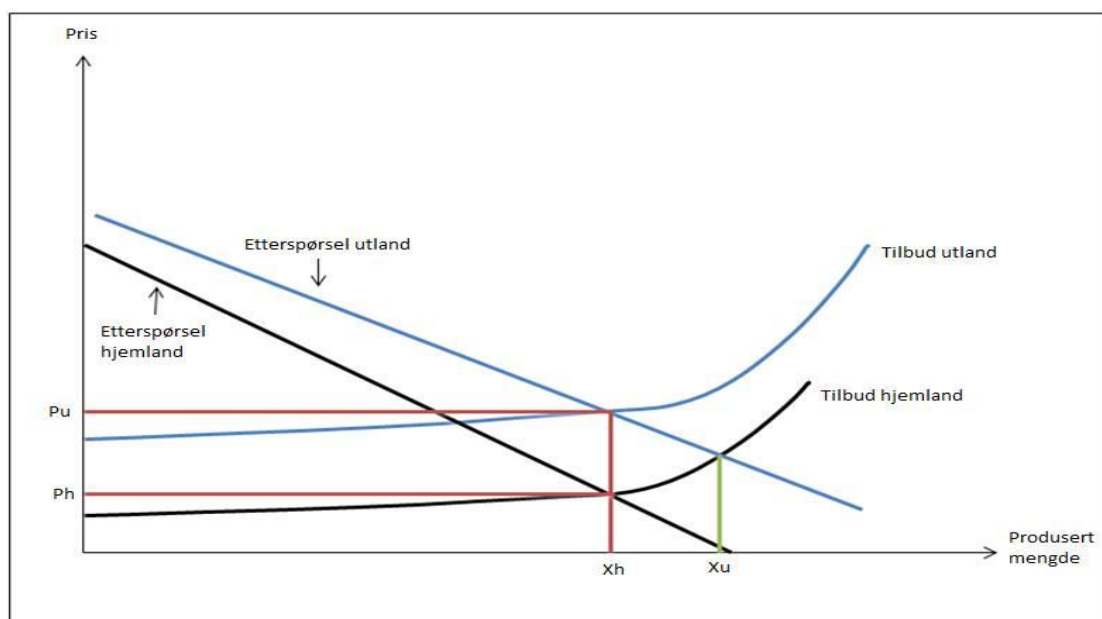
Tilknytning til det europeiske kraftmarkedet

Klimaproblemene som verden står ovenfor har ført til et behov for å redusere utslippet av miljøskadelige gasser. Store europeiske nasjoner som England og Tyskland ønsker å erstatte sine miljøskadelige kraftproduksjoner med miljøvennlig vind- og solkraft. Ulempen med disse formene for kraftproduksjoner er at de er ikke-kontrollbare. Prognosene tilsier at de derfor vil være avhengige av at Norge, med våre gode forutsetninger for kontrollerbar fornybar kraftproduksjon, fungerer som et grønt batteri. Det er derfor inngått en samarbeidsavtale mellom Statnett, den tyske statseide banken KfW og nettselskapet Tenne T TSO GmbH om utvikling og bygging av en 1400 MW sjøkabel mellom Tyskland og Norge. Kabelen skal ferdigstilles innen 2018 (Statnett, 2013a). Statnett har også inngått avtale med den engelske systemoperatøren National Grid om en 1400 MW kabel for å koble de nordiske og britiske markedene sammen. Prosjektet har som mål å være ferdig innen 2020 (Statnett, 2013b).

Sjøkablene vil gi en betydelig forbedring av nettverkskapasiteten mellom landene. I Norge vil vi kunne redusere prisforskjellene på elektrisk kraft mellom årstidene. Ved overskudd av ikke-kontrollerbar kraftproduksjon i det tyske og britiske markedet vil Norge kunne importere billig kraft, samt spare magasinreservene våre til tørre perioder med kraftunderskudd. Vi får også mer igjen for vårt kraftoverskudd ved å eksportere det til andre markeder.

Forsyningssituasjonen og prisvariasjoner gjennom året vil også bli mer forutsigbart.

Sjøkablene vil være viktige brikker for at Tyskland og England skal kunne lykkes med sine energiomstillinger. Figur 36 viser hvordan Norge kan oppnå verdiskapning ved å utnytte sitt fulle potensial grunnet tilknytning til det tyske- og britiske kraftmarkedet.



Figur 36. Norge kan oppnå verdiskapning med å selge kraftoverskuddet til utenlandske markeder.

Våren er ofte en våt periode i Norge. Snøsmeltingen fører til høy vannføring i vassdrag, som igjen fører til mye kraftproduksjon. Hvis produksjonen er høyere enn forbruket får ikke kraftverket utnyttet potensialet fullt ut. I utlandet derimot er produksjonskostnadene dyrere, og etterspørselen høyere, dvs. at tilbudslinja til utlandet ligger høyere enn grensekostnaden til Norge. Norge kan bruke sitt fulle potensial og selge $X_u - X_h$ til prisen av P_u til utenlandske markeder.

5.3.4 Samfunns- og klimamessige påvirkningsfaktorer

Kraftintensiv industri

Kraftintensiv industri har hatt stor betydning for Norge som nasjon, i form av sysselsetting og eksport. Kraftintensiv industri i Norge består metallindustri, kjemiske råvarer og treforedlingsindustri. Slike bedrifter står for om lag 1/3 av det samlede norske elektrisitetsforbruket (Regjeringen a). Energiforbruket til disse industriene har flatet ut siden år 2000. Dette er på grunn av nedleggelse og flytting av industri til andre land, men og på grunn av fokus på energieffektivisering innenfor industrisektoren. Prisen pr. kWh har steget fra 12 øre/kWh i 2000 til 24 øre/kWh i 2009. Dette er fordi gamle prissikringsavtaler er gått ut og nye avtaler basert på markedspris er inngått. For å unngå at flere selskaper legges ned og arbeidsplasser går tapt har staten opprettet et fond på 20 milliarder for å garantere nye langtidskontrakter (Magnussen, Spilde & Killingland, 2011).

Petroleumssektoren

Elektrifisering av oljeplattformer er et omdiskutert tema. Mange mener dette er et godt og viktig klimatiltak for å kutte CO₂-utslipp, andre mener at dette verken er et miljømessig eller økonomisk gunstig alternativ. Elektrifiseringen av plattformen vil enten bli gjennom sjøkabler fra kraft produsert på fastlandet eller ved offshore vindparker. CICERO rapporterte i 2013 at en elektrifisering av plattformer vil isolert sett føre til en reduksjon av CO₂-utslipp, men grunnet det europeiske kvotesystemet og el-miksen vil CO₂-reduksjonen bli frigjort på andre områder (Torvanger, 2013). Det er også lav politisk støtte for elektrifisering av sokkelen. Vi vil derfor ikke ta hensyn til en mulig elektrifisering ved fastsetting av fremtidig kraftpris, siden vi ser på gjennomføringen av dette som lite sannsynlig.

Kjernekraft i det Nordiske markedet

I 2012 sto kjernekraftverk for om lag 50 % av den svenske elproduksjonen og 30 % av den finske (NOU 2012:09, 2012). Den svenske kjernekraftproduksjonen er svært viktig for kraftbalansen i det nordiske markedet. Vintrene 2009/2010 og 2010/2011 var preget av dårlig tilsig i de norske vannkraftverkene og reduksjon i tilgjengeligheten i svenske kjernekraftverkene. Dette førte til at det nordiske kraftsystemet ble satt på prøve.

Fremtiden for kjernekraften i Finland og Sverige vil ha stor betydning for prisutviklingen til kraften i det nordiske markedet. Kjernekraftverkene i Sverige begynner å nå slutten av sin levetid og mye tyder på at Sverige ikke kommer til å bygge nye kjernekraftverk. Avviklingen av svensk kjernekraft vil føre til en nedleggelse av rundt 50 TWh/år, som vil merkes i det nordiske kraftmarkedet (Adolfsen, 2013). Finland derimot har fire aktive reaktorer og tre nye under planlegging/utbygging fram mot 2030. Den planlagte utbyggingen vil ha en effekt på 4 200 MW. Til sammenligning har Finlands allerede aktive reaktorer en kapasitet på 2 700 MW med en produksjon på 24 TWh/år (Hofstad, 2014).

Grunnet nedleggelsene av kjernekraft i Sverige kan man forvente seg en høyere kraftpris i Norden i årene som kommer. Samtidig kan den finske kjernekraftutbyggingen øke tilgangen til kraft, som vil presse prisene ned igjen. Denne utbyggingen er svært tidkrevende og enkelte av prosjektene er allerede mange år forsinket. Det er derfor vanskelig å si når produksjonen faktisk vil starte og når kraften vil bli tilgjengelig (Nilsen, 2014).

Det norske elbilmarkedet

Ifølge EUs Fornybardirektiv skal Norge elektrifisere 10 % av transportsektoren sin innen 2020. Dette vil tilsvare 200 000 elektriske personbiler, et mål som er innenfor rekkevidde. Per mars 2015 er det totalt 52 865 elektriske biler registret i Norge (Grønnbil, 2015). Antall elbiler i Norge har steget hvert eneste kvartal siden 2009, hvor økningen har blitt ekstra sterk det siste året. Regjeringen har innført mange goder for å øke salget av elektriske biler. Grunnet den kraftige veksten vurderes det nå om flere av disse godene skal fjernes. Dette kan dempe veksten av elbil noe, men sannsynligvis vil antall elbiler på norske veier fortsette å stige.

En økning av elbiler vil føre til en økning av energiforbruket. Med et normalt kjøremønster, på omkring 15 000 km per år, der bilen bruker omkring 0,2 kWh/km, blir det årlige forbruket ca. 3 000 kWh. (Myklebust 2013). Fornybardirektivets mål for elektrifisering av

transportsektoren vil derfor tilsvare en økning på 0,6 TWh. Økningen vil kunne øke kraftprisen, men med tanke på Norges planlagte energiutbygging vil ikke økningen i transportsektoren være avgjørende for den norske kraftprisen.

Klimaendringer

Selv om enkelte velger å ikke tro på global oppvarming eller menneskeskapte klimaendringer har FNs klimapanel dokumentert at jordens klima er i endring og at noe må gjøres (NOU 2012:09, 2012). Det er bekreftet at luft- og havtemperaturene stiger, snødekke og ismengder reduseres og havnivået øker. Selv om vinteren 2010 var den tørreste siden vinteren 1899/1900 og den ellefte kaldeste siden 1900 (Meteorologisk institutt, 2010), peker prognosene mot generelt varmere og våtere klima. Klimaendringene kan ha mye å si for produksjonen og forbruket av elektrisk energi. Mer nedbør kan bidra til økt energiproduksjon og sesonggetterspørselen av energi kan endre seg. Mildere vintre vil føre til lavere etterspørsel av energi, grunnet mindre behov for oppvarming. Varmere temperaturer om sommeren kan derimot føre til økt forbruk til nedkjøling.

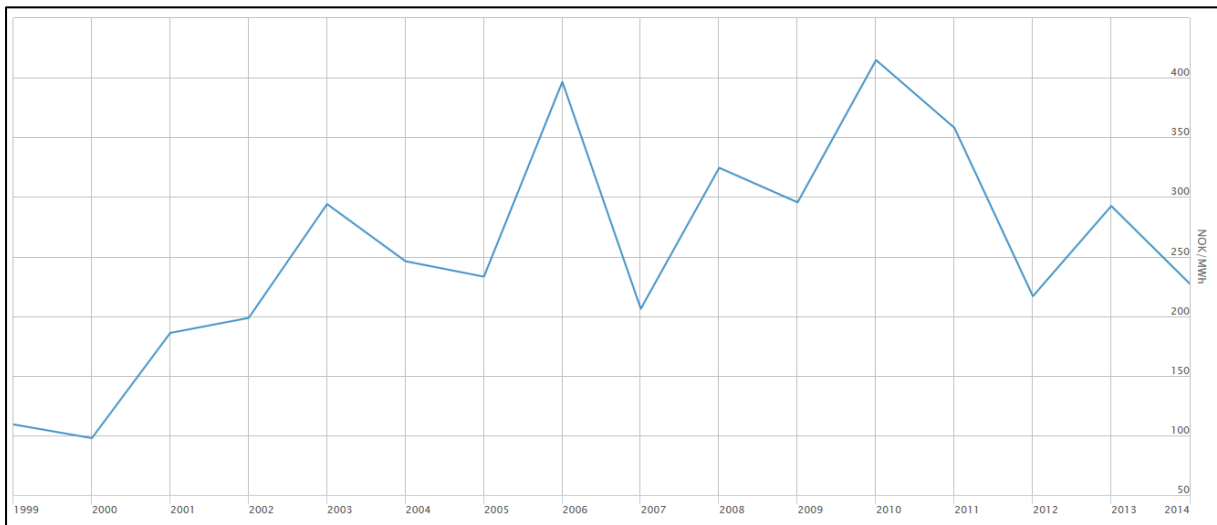
Fremtidig energibruk i husholdninger

Norges befolkning 1. januar 2015 var på over 5, 1 millioner, og vokser stadig. Prognosene tilsier at vi innen 2031 vil passere 6 millioner. Tilveksten vil komme fra fødselsoverskudd, men hovedtilveksten vil være grunnet innvandring (SSB, 2015). Norge har et svært høyt energiforbruk per innbygger sammenlignet med andre land. Noe overraskende er likevel at energiforbruket per person og per husholdning har vært stabil siden 1990. (Hille, 2011). Noe av årsaken til dette kan være at veksten av boligareal per person har flatet ut. Sentraliseringen har økt og antall leiligheter har økt i forhold til enmannsboliger. Dette fører til lavere kostnader for oppvarming. Andre faktorer er økt energieffektivitet, som ved bruk av varmepumper, samt mildere klima. SSB har beregnet at befolkningsveksten fra 2009-2030 vil tilsvare en økning på 7-15 TWh/år, avhengig av utviklingen av boligarealet per person (Hille, 2011).

5.3.5 Beregningsgrunnlag

Som man ser gjennom del 5.3, og i punkt «1.4 Fornybar energi i Norge», er det mange faktorer innenfor utbygging, nettverkskapasitet, offentlig sektor, forbrukeratferd og klima som kan påvirke kraftprisen i fremtiden. Man har indikasjoner på at prisen kan bli både dyrere og billigere. Dagens pris og historisk gjennomsnittlig kraftpris har lite å si for fremtidig kraftpris, men kan likevel være interessant å se på for å danne seg et bilde av fremtiden. For sone NO5

lå spotprisen på 0,28 kr/kWh 16.4.2015. (Nord Pool, 2015). Den historiske gjennomsnittsprisen for NO5 siden 1999 ligger på 0,26 kr/kWh (vedlegg 5). Av denne tabellen og figur 37 ser man at prisen har variert mye fra år til år.



Figur 37. Kraftprisen har vært veldig varierende fra år til år (Nord Pool, 2015).

Ved å se på utviklingen i kraftprisen isolert sett vil det være vanskelig å kunne si noe troverdig om forventet prisutvikling. Det er derfor viktig at man tar høyde for faktorene vi omtalte i de tidligere kapitlene.

NVE melder at de forventer at kraftprisen i fremtiden vil øke til over 0,40 kr/kWh, hvor den vil stabilisere seg, (SWECO et al., 2010). Med tanke på faktorene nevnt i de tidligere kapitlene mener vi det ikke utenkelig at den fremtidige kraftprisen vil stabilisere seg på et så høyt nivå. Vi mener likevel dette estimatet kan være noe høyt i forhold til det virkelige utfallet.

Vi ønsket å høre med flere aktører om deres syn på fremtidige kraftpriser. Vi valgte derfor, på oppfordring av Ole Johnny Nesdal i SFE, å kontakte Odd Gunnar Jakobsen i MKonline, en uavhengig web-basert analyseservice av det europeiske energimarkedet. Av Jakobsen fikk vi et estimat på forventet kraftpris, hvor han mente at 0,23 kr/kWh er prisen man burde legge til grunne for det mest realistiske resultatet (vedlegg 6). Med tanke på faktorene vi diskuterte i de foregående kapitlene mener vi dette er det mest realistiske scenarioet vi vil se i fremtiden.

Vi har her fått to estimat fra to troverdige aktører. Som man ser vil det være store sprik mellom analysene til forskjellige aktører, noe som underbygger påstanden om at den fremtidige kraftprisen vil være vanskelig å forutse. Vi vil derfor i våre analyser ta for oss tre forskjellige kraftpriser, en lav, en middels og en høy. For den lave verdien vil vi bruke

årgjennomsnittet av de tre laveste årene 1999-2014, som tilsvarer 0,16 kr/kWh. Som middels kraftpris vil vi bruke estimatet til MKonline på 0,23 kr/kWh. For høy kraftpris bruker vi estimatet til NVE på 0,40 kr/kWh.

5.3.6 Elsertifikatmarkedet

Hvordan prisen til sertifikatene vil utvikle seg har mye å si på kontantstrømmen til kraftprodusentene. Prisen vil hele tiden påvirkes av tilbud og etterspørsel. Staten kan regulere prisen ved annulleringer av sertifikater i markedet. Hvis de mener elsertifikatordningen blir en økonomisk gullgrube for produsenter kan de la være å annullere sertifikater, slik at tilbudet overstiger etterspørsel og prisen blir presset ned. Til motsetning kan de også, hvis de ønsker å intensivere utbyggingen av ny fornybar energi, annullere mange sertifikater, så utbygging skal bli mer attraktiv. Ny fornybar kraftproduksjon må starte produksjon av energi innen 31.12.2020 (31.12.2021 hvis proposisjonen blir vedtatt) for å være en del av sertifikatordningen. Etter dette vil elsertifikatordningen ikke oppfordre til ny fornybar kraftproduksjon. Hvis man skal konkludere med en fremtidig pris på elsertifikater er det flere faktorer man kan se på. Man kan først og fremst se på dagens kurs. Prisen på el-sertifikater regnes i SEK, hvor kursen 16.4.2015 mot NOK var 93,68 (100 SEK = 93,68 NOK) (Norges Bank, 2015). Prisen for elsertifikater var 20.3.2015 150 SEK/MWh, (vedlegg 7) som tilsvarer 0,14 NOK/kWh. Som man ser i figur 38 har prisen på elsertifikater variert mye siden ordningen ble innført.



Figur 38. Variasjonen i elsertifikatprisen har variert mye siden ordningen ble innført.

Man kan også se på gjennomsnittet av de historiske elsertifikatprisene for å si noe om forventet prisutvikling. Siden januar 2009 er gjennomsnittsprisen på elsertifikater på 0,19 NOK/kWh (vedlegg 8).

Man kan sette spørsmål til kredibiliteten ved å se på historien for å forutse fremtiden. Vi spurte derfor Jakobsen i MKonline om vi også kunne få et estimat på fremtidig pris på elsertifikater. Han mener at både dagens pris, samt den historiske gjennomsnittlige prisen vil være for lavt i forhold til snittet 2016-2030. Han mener derfor at beregninger med elsertifikatpriser på 0,25 NOK/kWh vil bli mer realistiske. Vi vil derfor legge til grunne denne prisen for våre økonomiske analyser.

5.3.7 Grunnlag for lønnsomhetsanalysene – Kraftpris og elsertifikat

Som grunnlag for de økonomiske analysene vil vi bruke satsene vist i tabell 16 nedenfor. Siden kraftverket i Fardalselvi etter all sannsynlighet vil starte sin produksjon innen fristen for deltagelse i elsertifikatordningen vil vi ikke gjennomføre analyser av lønnsomheten til prosjektet uten inntekten fra elsertifikatordningen.

Tabell 16. Tabellen viser forventet kraftpris og elsertifikatpris ved forskjellige scenario.

	Lav	Middels	Høy
Kraftpris	0,16 kr/kWh	0,23 kr/kWh	0,40 kr/kWh
Elsertifikatpris	0,25 kr/kWh	0,25 kr/kWh	0,25 kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikat	0,41 kr/kWh	0,48 kr/kWh	0,65 kr/kWh

5.4 Lønnsomhetsanalyser

Det finnes flere metoder for å analysere lønnsomheten i prosjektet. Vi vil nå ta for oss noen av modellene som analyserer lønnsomheten til prosjektets totalkapital. Videre vil vi presentere resultatene, utfra forskjellige scenario. Etter dette vil vi også se på en metode som tar for seg lønnsomheten ved en kombinasjon av egenkapital og fjernkapital.

5.4.1 Tilbakebetalingsmetoden

Tilbakebetalingsmetoden, også kalt pay-back-metoden (PB-metoden) er en av de enkleste formene for økonomisk analyse. PB-metoden gir svaret på hvor lang tid det tar før de akkumulerte kontantstrømmene tilsvarer investeringskostnaden, altså hvor lang tid det tar før investoren har fått tilbake pengene sine (Bredesen, 2005). PB-metoden har noen svakheter. Den tar ikke hensyn til pengenes tidsverdi og ser bort fra prosjektet inn- og utbetalinger etter inntjeningspunktet. PB-metoden kan gi en pekepinn tidlig i prosjekter, men burde bare benyttes som et supplement til nåverdi- og internrenteberegninger (Boye, 2006).

5.4.2 Nåverdimetoden

For å analysere formuesøkningen er nåverdimetoden en god metode for dette. Man sammenligner nåverdien av alle fremtidige inn- og utbetalinger på investeringstidspunktet utfra et gitt rentekrav eller avkastningskrav (Boye, 2006). Rentekravet er den avkastningen man ønsker på investeringen. Avkastningskravet burde tilsvare en risikofri rente pluss et risikotillegg. Er risikoen ved investeringen høy, burde avkastningskravet også være høyt. Nåverdimetoden vil gi verdien av summen av alle overskuddsinnbetalingene i prosjektets levetid i investeringstidspunktet, her vist med formel:

$$NV = -U_0 + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+k)^t}$$

Formel for nåverdi, der NV = nåverdi, U = investeringsbeløp, I er årlige innbetalinger og k = rentekrav/avkastningskrav (Bredesen, 2005).

Er nåverdien positiv er prosjektet lønnsomt og burde gjennomføres (Boye, 2006). Er nåverdien negativ burde prosjektet ikke gjennomføres. Nåverdien vil påvirkes av rentekravet. Hvis nåverdien blir negativ kan man vurdere om rentekravet er satt urealistisk høyt. Ved et lavere rentekrav vil nåverdien bli dratt i en retning av økt positivitet.

5.4.3 Internrentemetoden

Ved bruk av internrentemetoden vil man kunne beregne avkastningen man får på kapitalen som til en hver tid er investert i prosjektet (Bredesen 2015). Internrentemetoden bruker samme formel som nåverdiformellen, forskjellen ligger i at man setter nåverdien av prosjektet lik 0. Man vil da få avkastningen til prosjektet i prosent. Formelen er vist nedenfor: (Bredesen, 2005).

$$NV = -U_0 + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+k)^t} = 0$$

Så lenge internrenta er høyere enn avkastningskravet til investeringen er investeringen lønnsom og burde gjennomføres (Boye, 2006).

5.4.4 Kr/kWh-beregning

En beregningsmåte som blir mye brukt i planleggingsfasen til et kraftverk er den totale investeringskostnaden dividert på forventet produksjon det første produksjonsåret. Man vil da få et mål på kr/kWh, som gir oss investeringskostnaden per produserte kWh. Denne beregningen sier ingenting om avkastningen til investeringen, men brukes for å vurdere forskjellige kraftprosjekter opp mot hverandre, samt for å gi en indikasjon om utbyggingen vil være lønnsom eller ikke.

NVE melder at investeringer på 4-4,5 kr/kWh, med en kraftpris uten forbrukeravgift og mva. på 30-35 øre/kWh og realrente på 5,7 %, er forsvarlige (SWECO et al., 2010). Billigere utbygginger vil være gunstige, dyrere utbygging er ikke å anbefale.

Ved et normalt år er utbyggingskostnadene ved vårt prosjekt estimert til 4,86 kr/kWh. Det tilsier at man burde stille seg kritisk til gjennomføring av prosjektet. I anbefalingsgrunnlaget til NVE er inntekten fra elsertifikater ikke tatt med i beregningen. I våre analyser har vi lagt til grunne en noe lavere kraftpris enn hva NVE bruker, men har med inntektene fra elsertifikatene, som vil stå for over halvparten av inntektene de første 15 årene. Vi vil derfor

ha en større inntekt enn hva NVE beregner, noe som gjør at prosjektet vil bli mer lønnsomt og kan håndtere en høyere investeringskostnad. Vi mener derfor at prosjektet er økonomisk forsvarlig. Vi vil gå dypere inn i lønnsomheten til utbyggingen når vi tar for oss nåverdien og internrenten.

5.4.5 Følsomhetsanalyser

Når man skal gjennomføre de økonomiske analysene vil mange av faktorene være preget av usikkerhet. Man kan gjøre grundige beregninger og analyser for å finne fremtidig kraftbruk og kraftpriser, forventet nedbør, rentekrav og utbyggingskostnader. Likevel vil disse kalkulasjonene ofte være kvalifisert gjetting. Vi vil derfor ta for oss noen forskjellige scenario for å se hvordan disse påvirker lønnsomheten av prosjektet.

5.4.6 Avkastningskrav

For å kunne beregne nåverdi og internrente må vi sette et avkastningskrav til investeringen. Avkastningskravet er den avkastningen man krever fra kapitalen man investerer i prosjektet (Bredesen, 2005). Hvis risikoen ved investeringa er høy kan man kreve en høyere avkastning, eller kompensasjon, for å sette penger i prosjektet. Hvis et prosjekt ikke gir det ønskede avkastningskravet burde man investere pengene et annet sted. Avkastningskravet tilsvarer risikofri rente pluss et risikotillegg. En mye brukt modell for å fastsette et avkastningskrav er kapitalverdimodellen, hvor formelen er vist nedenfor:

$$r = RF + \beta * MP$$

Formel for avkastningskrav der r er avkastningskrav, RF er risikofri rente, MP er markedspremie eller risikotillegg. β indikerer den såkalte markeds- eller konjunkturrisikoen. 0,7 er en representativ β -verdi for vannkraft (Gjøølberg, 2007).

Et mye brukt mål for risikofri rente er norske statsobligasjoner over ti år. PWC gjorde i 2014 en undersøkelse om risikopremie i det norske markedet som kartla at 50 % av respondentene bruker 10-åring statsobligasjoner som mål på risikofri rente. Norske statsobligasjoner blir sett på som risikofritt fordi det blir sett på som utenkelig at den norske staten ikke tilbakebetaler lånet. Norges Bank har satt renta på norske statsobligasjoner over 10 år til 2,52 % (Norges Bank, 2015). Markedspremien er fastsatt til 5 % (NVE, 2013). Markedsrisikoen (β) er blitt satt til 0,7 (Gjøølberg, 2007). Med disse verdiene vil man få et nominelt avkastningskrav på 6,02 %.

Når en skal budsjettere en kontantstrøm kan man budsjettere med nominelle verdier eller reelle verdier. Hvis man tar hensyn til inflasjonseffekten i inn- og utbetalinger i kontantstrømmen er tallene uttrykt i nominelle verdier. Transaksjonene måles da i den verdien de har på tidspunktet transaksjonen blir gjennomført. Hvis man bruker reelle verdier derimot vil verdien av kontantstrømmen bli målt i den verdien de har i investeringstidspunktet. I våre lønnsomhetsanalyser vil vi bruke reelle tall. Det nominelle avkastningskravet må derfor justeres for inflasjon og rentes rente, så vi får et reelt avkastningskrav (Bredesen 2005).

Vi skal nå beregne avkastningskravet før og etter skatt. Vi tar utgangspunkt i det nominelle avkastningskravet på 6,02 %.

Reelt avkastningskrav før skatt:

$$Pr = \frac{Pn-j}{1+j} = \frac{6,02\% - 2,5\%}{(1+2,5\%)} = 3,43 \%$$

Reelt avkastningskrav etter skatt:

$$Pr = \frac{Pn*(1-s)-j}{1+j} = \frac{4,39\% - 2,5\%}{(1+2,5\%)} = 1,85 \%$$

Pr = reelt avkastningskrav, Pn = nominelt avkastningskrav, s = skattesats, j = inflasjonsraten.

Som man ser er avkastningskravet svært lavt. Man kan sette spørsmål til verdiene i formelen.

Selv om Sentralbanken har et mål om 2,5 % årlig inflasjon har man ikke dette i praksis.

Risikofri rente mener vi ikke burde justeres, men man kan sette spørsmålstegn med en så lav verdi for markedspremien og markedsrisikoen. Vi var i kontakt med Berit Larsen,

administrasjonssjef i Sognekraft. Hun opplyste at det over lengre tid har blitt brukt et nominelt avkastningskrav på 6,5 % og 7 % i kraftbransjen (vedlegg 9). Avkastningskravet har ikke noe

å si for kontantstrømmen til prosjektet, det vil kun hjelpe en å kunne avgjøre om

lønnsomheten til prosjektet tilsvarer forventningene/kravet. Vi vil derfor under de økonomiske analysene bruke de avkastningskravene vi har regnet oss frem til ved hjelp av verdiene for risikofri rente, markedspremie og markedsrisiko.

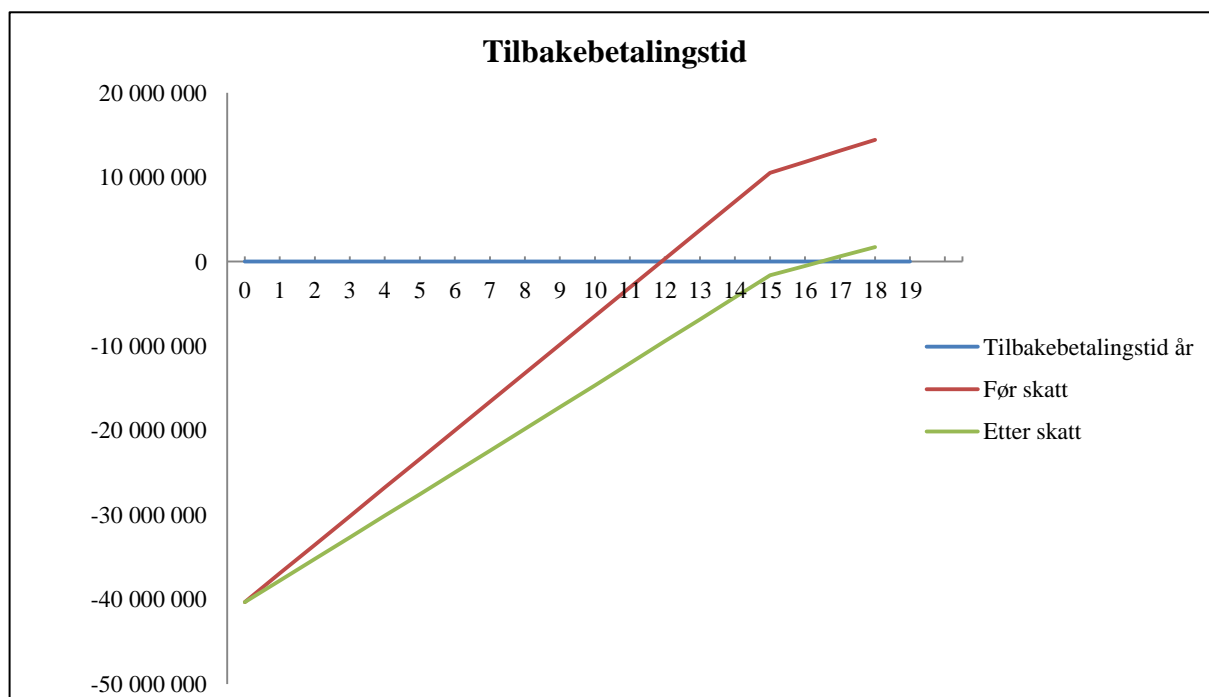
5.5 Resultater av lønnsomhetsanalysene

I dette kapittelet skal vi ta for oss resultatene av lønnsomhetsanalysene. For lønnsomhetsanalysene kommer vi til å bruke nedbørsmengden fra et normalt år, som vil gi en årlig produksjon på 8,3 GWh. Vi bruker vår middels kraftpris på 0,23 kr/kWh og elsertifikatpriser på 0,25 kr/kWh, samt driftskostnader på 0,6 kr/kWh og nettleie på 0,012 kr/kWh. Vi vil også ta hensyn til avskrivninger, overskuddsskatt og eiendomsskatt. I følsomhetsanalysene vil vi se på endring av nåverdien og internrente som følge av endringen i avkastningskrav, nedbørsmengde, kraftpris og investeringskostnad.

Prosjektets nåverdi før skatt gir svar på om investeringen er samfunnsøkonomisk lønnsom. Vi har likevel valgt å vise nåverdi etter skatt, siden det er en bedrift som skal gjennomføre investeringen. Det samfunnsmessige overskuddet vil derfor ikke være avgjørende for om selskapet gjennomfører investeringen eller ikke. I de kommende nåverdianalysene har vi forutsatt fullfinansiering av prosjektet gjennom egenkapital og ingen inflasjon gjennom prosjektets levetid. Senere i oppgaven vil vi se på nåverdien til prosjektet og egenkapitalavkastningen hvor vi bruker nominelle verdien justert for inflasjon.

5.5.1 Resultat - Tilbakebetalingsmetoden

Figur 39 viser hvor lang tid det tar før innbetalingsoverskuddet tilsvarer investeringskostnaden. Før skatt tar det rett under 12 år, etter skatt ca. 16,5 år.



Figur 39. Før skatt tar det rett under 12 år, etter skatt ca. 16,5 år før innbetalingsoverskuddet tilsvarer investeringskostnaden.

Som man ser har prosjektet i begge scenarioene tjent inn investeringskostnaden før levetiden til kraftverket er over. Tilbakebetalingsmåten sier likevel lite om lønnsomheten til prosjektet siden den ikke tar hensynet til kontantstrømmen etter tilbakebetalingstiden. Den er heller ikke justert for tidsverdi.

5.5.2 Resultat - Nåverdi og internrente

For nåverdi- og internrentemetoden har vi brukt de samme forutsetningene som ved tilbakebetalingsmetoden. Tabell 17 viser oss utfallet til prosjektet før og etter skatt.

Tabell 17. Nåverdi og internrente før og etter skatt.

Avkastningskrav	Nåverdi	Internrente
Før skatt - 3,43 %	kr 12 027 254	5,89 %
Etter skatt - 1,85 %	kr 10 742 702	3,65 %

Som man ser fra tabellen er både nåverdien før og etter skatt positiv. Internrenten er også høyere enn vårt avkastningskrav, noe som sier at investeringen er lønnsom og at den burde gjennomføres.

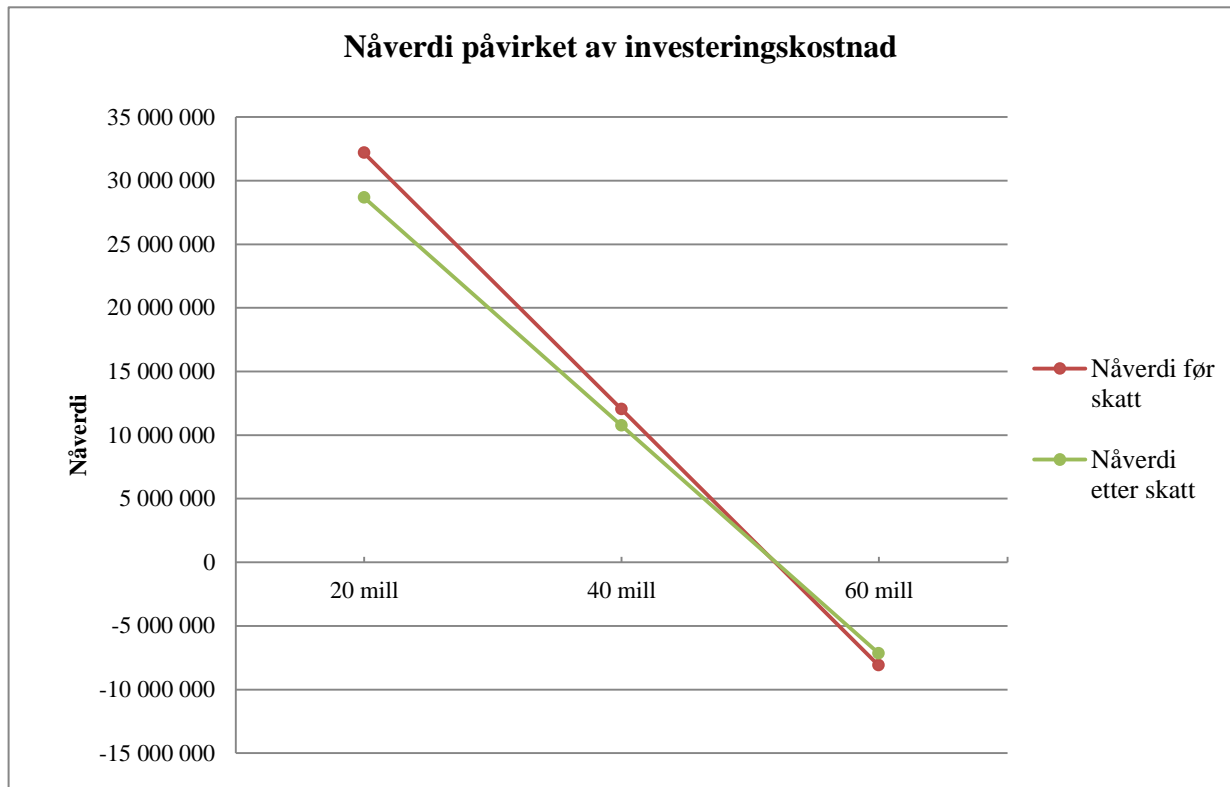
5.6 Resultater av følsomhetsanalysene

I dette kapittelet vil vi ta for oss følsomhetsanalyser av prosjektet. Vi vil se på hvordan endringer av faktorene påvirker nåverdien til prosjektet før og etter skatt. Scenarioene vi skal se på er:

- Endring i investeringskostnad.
- Endring i rentekrav.
- Endring i produksjonsmengde.
- Hvordan endring av kraftpris.
- Endring av produksjonsmengde og kraftpris.

5.6.1 Endring av investeringskostnad

I dette avsnittet vil se på forandringen av nåverdien som følge av forandring av investeringskostnad. Vi bruker de samme fortsettingene som ved lønnsomhetsanalysen, sett bort fra investeringskostnaden, som i dette tilfellet er variabelen. Figur 40 viser utviklingen av nåverdien til prosjektet gitt forskjellige investeringskostnader.

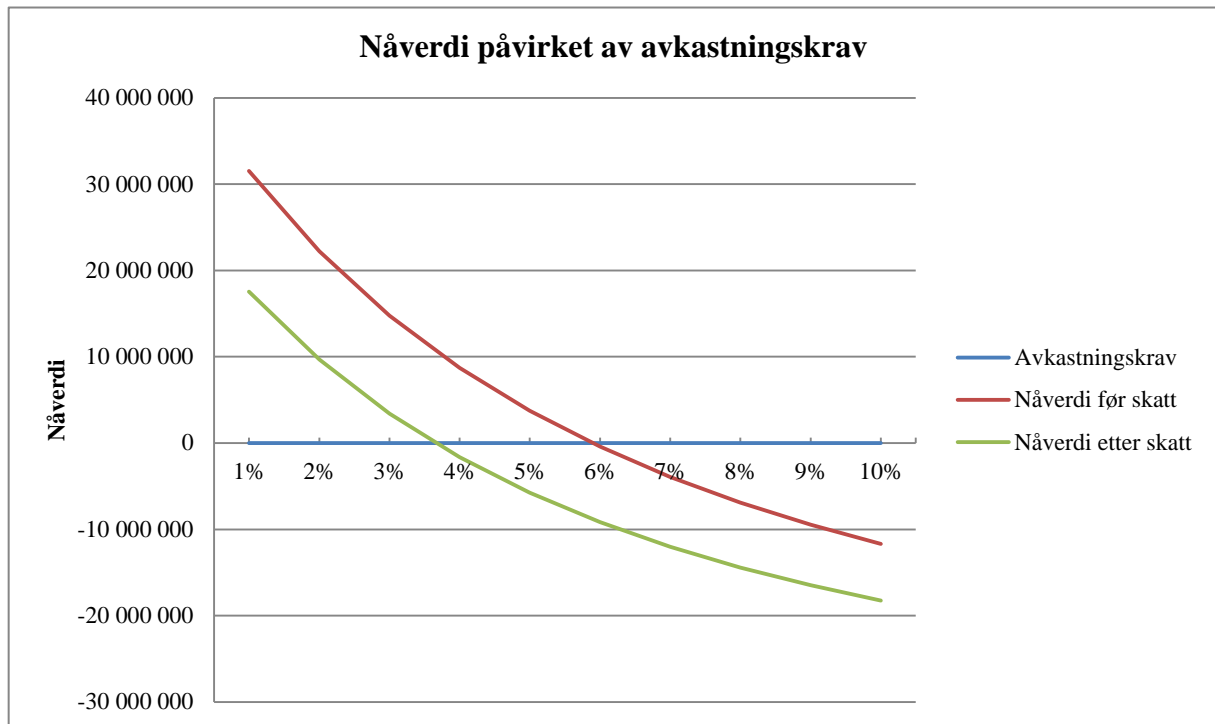


Figur 40. Utvikling av nåverdi ved forskjellige investeringskostnader.

Ved prosjektering av et småkraftverk er det flere av de variable kostnadene som er vanskelig å gi et eksakt estimat av. Kostnadene kan i mange tilfeller bli både dyrere og billigere. I vårt estimat på 40,3 millioner har vi stort sett beregnet det dyreste utfallet av kostnadene. Vi har også lagt på en kostnad for uforutsette utgifter på 10 %. Dette er for å unngå å få et mer lønnsomt sluttresultat enn hva en oppnår i en realistisk virkelighet. Selv om summen av totalinvesteringen består av de dyreste utfallene er det likevel mulig at det blir enda dyrere enn hva vi har estimert. Som man ser fra grafen vil prosjektet tåle en investeringskostnad på 52 385 682 kr og fortsatt være lønnsomt etter skatt, gitt vårt avkastningskrav. Det vil si at prosjektet kan tåle en ubudsjettet kostnad på ca. 12 100 000 kr, noe som tilsvarer en økning på 25 %. Vi har derfor en god margin på utbyggingskostnadene før prosjektet blir ulønnsomt. Hvis utbyggingen blir billigere enn budsjettert vil dette ha en positiv påvirkning på nåverdien, noe som gjør prosjektet mer lønnsomt.

5.6.2 Endring av avkastningskrav

Vi skal nå se på hvordan nåverdien bli påvirket av endring i utbyggers avkastningskrav. Vi bruker også her de samme forutsetningene som ved lønnsomhetsanalysen, sett bort fra rentekrav før og etter skatt, som denne gangen er variablene. Figur 41 viser forholdet mellom nåverdi og avkastningskrav før og etter skatt.



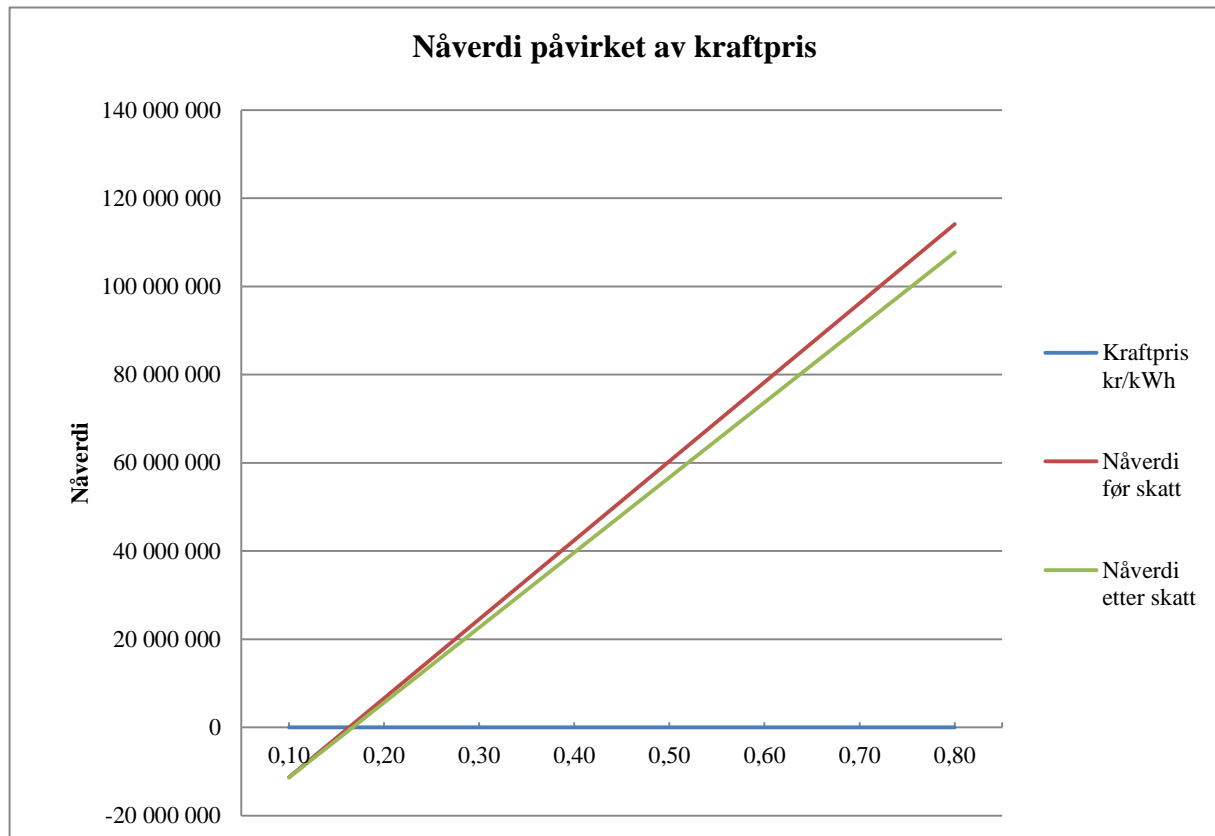
Figur 41. Forholdet mellom nåverdi og avkastningskrav før og etter skatt.

I vår oppgave har vi brukt avkastningskravet for vannkraft gitt av formelen til Gjølberg. Omregnet til reelle verdier ga dette oss et avkastningskrav på 3,43 % før skatt og 1,85 % etter. Man ser utfra grafen at investoren kan kreve et høyere avkastningskrav for sin investering, uten at prosjektet skal bli ulønnsomt. Man kan kreve et reelt avkastningskrav tilsvarende 5,89 % før skatt og 3,65 % etter skatt før prosjektet blir uaktuelt. Ved dette avkastningskravet blir nåverdien av prosjektet null. Disse rentekravene tilsvarer prosjektets internrenter. Renten på norske statsobligasjoner er, som tidligere nevnt i oppgaven, 2,52 %. Det er forbundet svært lav risiko med investeringer i vannkraftverk. Under disse forutsetningene kan man oppnå høyere avkastning ved å investere pengene sine i prosjektet enn å plassere de i norske statsobligasjoner.

5.6.3 Endring i kraftpris

Her skal vi se på hvordan endringer i kraftprisen påvirker nåverdien av prosjektet.

Forutsetningene er de samme som ved lønnsomhetsanalysen, sett bort fra kraftpris, som er den variable faktoren. Som man ser i figur 42 har kraftprisen mye å si for nåverdien av prosjektet.

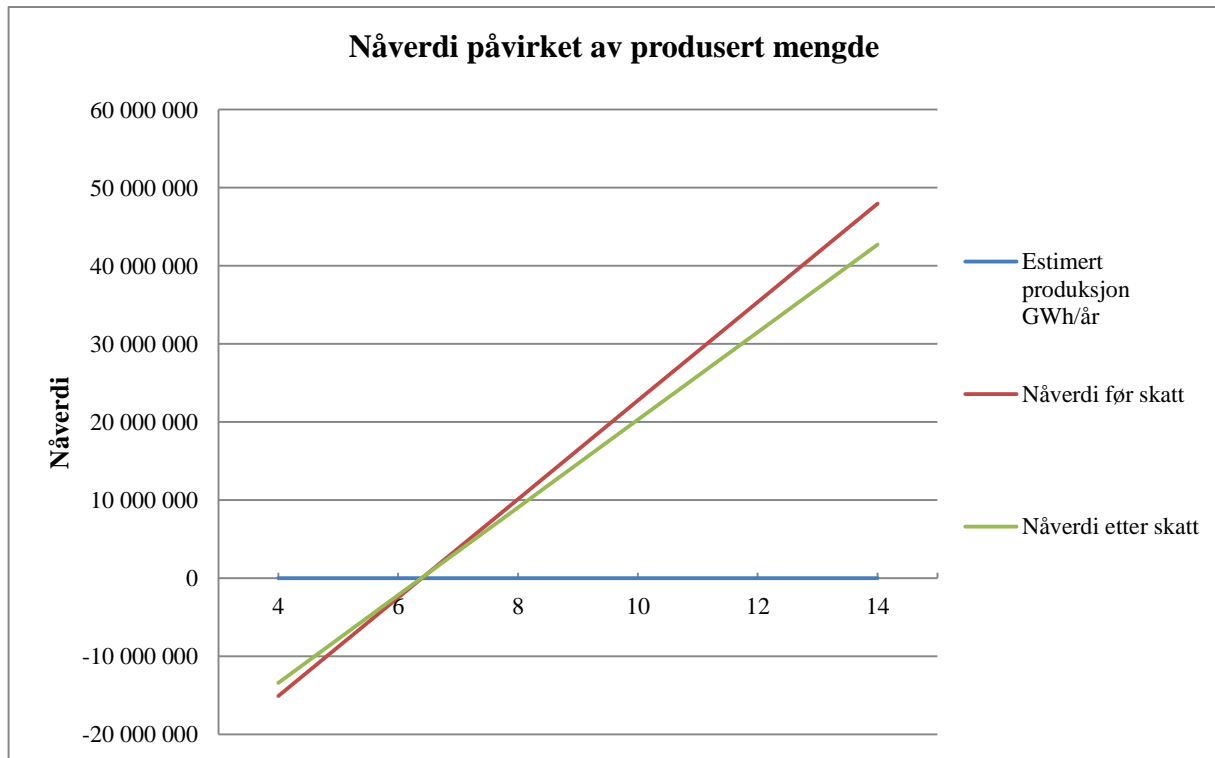


Figur 42. Forholdet mellom kraftpris og nåverdi før og etter skatt.

Vi har tidligere i oppgaven nevnt tre scenarier på kraftpriser hvor vi hadde anslått en lav kraftpris, 0,16 kr/kWh, en middels kraftpris, 0,23 kr/kWh, og en høy kraftpris på 0,40 kr/kWh. Tabellen viser at 40 år med en middels eller høy kraftpris gir investeringen en positiv nåverdi både før og etter skatt. Utbyggingen burde derfor gjennomføres. Dersom realiteten blir et scenario med den laveste kraftprisen over 40 år vil nåverdien av investeringen etter skatt bli negativ, tilsvarende -1 170 744 kr, og burde ikke gjennomføres. Det er ikke sikkert at våre scenarier blir en realitet i fremtiden. Vi mener at en stabilisering på 0,23 kr/kWh er det mest realistiske utfallet. For at nåverdien til investeringen skal bli null må kraftprisen være tilnærmet lik 0,167 kr/kWh. Det betyr at kraftprisen kan være 27,4 % lavere enn vårt estimat for middels kraftpris før investeringen blir ugunstig.

5.6.4 Endring i nedbør og produsert mengde

I dette avsnittet skal vi se på forholdet mellom nåverdi og endring av produsert mengde. Vi bruker forutsetningene fra lønnsomhetsanalysen, sett bort fra produsert mengde, som her er den variable faktoren. Figur 43 viser sammenhengen mellom nåverdi før og etter skatt og produsert mengde.

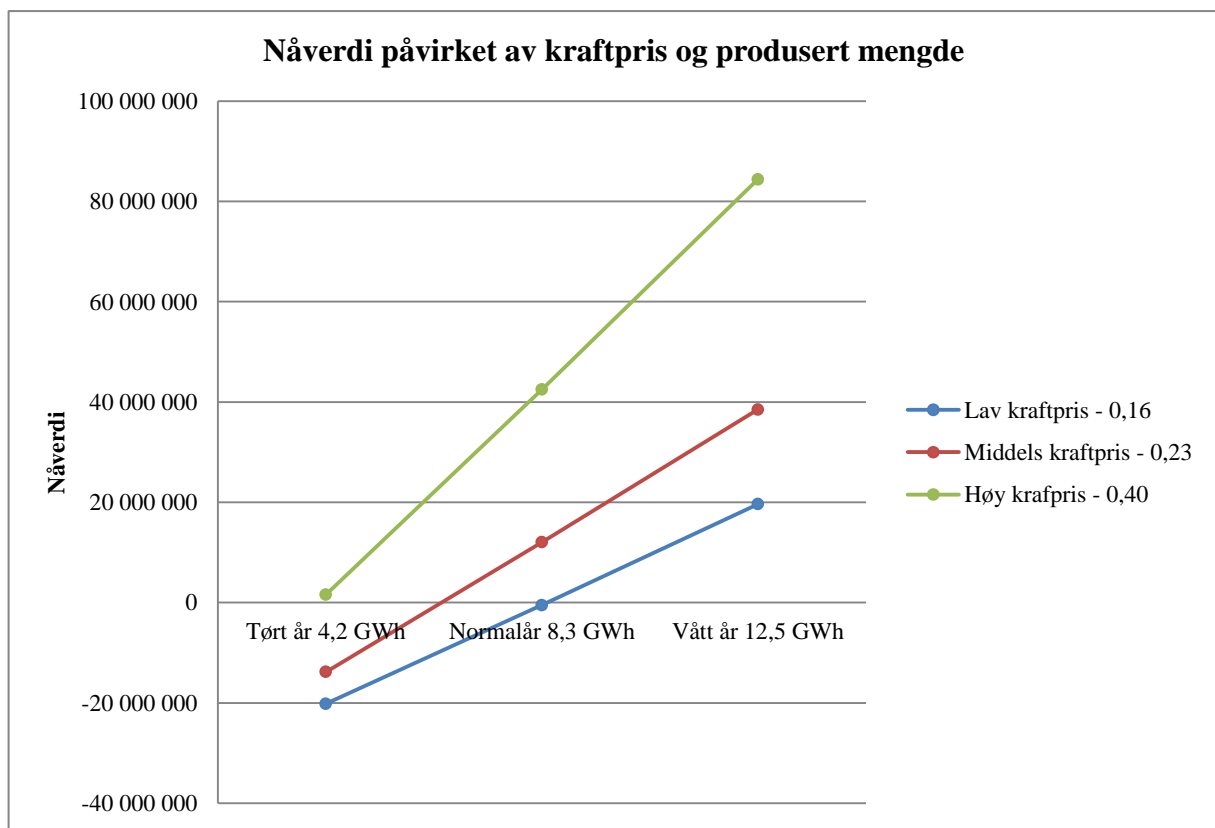


Figur 43. Sammenhengen mellom estimert produksjon og nåverdi før og etter skatt.

Som man ser på grafen vil våre estimat for normal- og vått år gi investeringen en positiv nåverdi. I likhet med forrige avsnitt, hvor vår laveste kraftprisen ga negativ nåverdi, gir her 40 år med det tørreste scenarioet, 4,2 GWh/år, en negativ nåverdi både før og etter skatt. For at investeringen skal være gunstig må man ha en årlig produksjon på minimum 6,385 GWh. Ved lavere produksjonsmengder enn dette vil nåverdien bli negativ.

5.6.5 Endring i kraftpris og produsert mengde

I dette kapitlet vil vi ta for oss sammenhengen mellom nåverdi før skatt og kraftpris og produsert mengde. Vi vil bruke de samme forutsetningene som ved lønnsomhetsanalysen, men her er kraftpris og produsert mengde de variable faktorene. Vi har tidligere sett på sammenhengen mellom forskjellige produserte mengder til middels kraftpris, og forskjellige kraftpriser ved et normalår. Kraftprisen styres av tilbud og etterspørsel. Man kan derfor anslå at hvis produksjonen et år er lav vil prisen være høy, og vice versa. Vi vil derfor se på nåverdien av forskjellige kombinasjoner av pris og produsert mengde. Figur 44 viser sammenhengene.



Figur 44. Forholdet mellom ulike kombinasjoner av kraftpris og produksjonsmengde.

De viktigste verdiene fra grafen er nåverdien ved et tørt år med høy kraftpris, normalår med middels kraftpris og vått år med lav kraftpris. Dette er de scenarioene som ligger nærmest virkeligheten. Som man ser gir alle disse scenarioene over 40 år positive nåverdier, noe som tilsier at investeringen vil være lønnsom.

5.7 Oppsummering av lønnsomhets- og følsomhetsanalysene

Nedbør og produksjonsmengde vil variere fra år til år, men over en 40-års periode vil våte og tørre år mest sannsynlig jevne hverandre ut. Derfor er analysene gjort med normalår som forutsetning de mest realistiske. Ved et normalår med middels kraftpris vil investeringen være lønnsom. Hvis vi skulle oppleve svært lave kraftpriser gjennom de neste 40 årene vil investeringen helle mot ulønnsom. Vi har ikke vært sparsomme i vårt overslag på de totale investeringskostnadene. Likevel kan investeringen bli 25 % dyrere enn planlagt før prosjektet blir ulønnsomt. Med nedbør og kraftpris som variabler viste de mest sannsynlige scenarioene positive nåverdier. Vi har gjennom analysene fått mange indikasjoner på at utbyggingen etter all sannsynlighet vil bli lønnsom i forhold til vårt avkastningskrav.

5.8 Finansiering og avkastning på egenkapital

Ved store investeringer er det sjelden at en utbygger har nok egenkapital til fullfinansiering av prosjektet. Utbygging av kraftverk består vanligvis av en kombinasjon av egenkapital og fjernkapital. Kraftutbyggeren vi har vært i kontakt med ønsket ikke å dele deres finansieringsplan med oss siden denne informasjonen kan være nyttig for deres konkurrent. Vi har også vært i kontakt med en større bank i Sogn og Fjordane som har erfaring med finansiering av kraftutbygging. De ville ikke komme med noe offisiell uttalelse, men kunne si generelt hvordan de fastsatte summen en låntaker vil motta. Faktorer som påvirker lånesummen og renten banken tilbyr er investeringskostnaden, forventet produksjon, tidligere erfaringer med låntakeren og låntakerens samarbeidspartnere, samt sikker tilgang til vann og trygg produksjonsevne. Andre forhold kan også ha betydning. Som en tommelfingerregel pleier banken å finansiere 3 kr/kWh, men kan gi både høyere og lavere lånesum. Om vår referansebedrift kunne oppnådd bedre lånevilkår kan diskuteres. Tabell 18 viser detaljene ved finansieringsplanen vi fikk tilsendt fra banken.

Tabell 18. Finansieringsplan oversendt fra banken.

Lånebeløp	26 000 000
Låneform	Serielån
Rentesats	3,5 %
Effektiv rente	3,58 %
Løpetid	31 år
Terminlengde	1 måned
Terminomkostning	125 kr
Etableringsomkostning	20 000 kr
Depotomkostning	5000 kr

De to vanligste formene for lån er annuitetslån og serielån. Ved annuitetslån er summen av renter og avdrag konstant gjennom hele låneperioden (Boye & Koekebakker, 2006). Ved serielån er avdragssummen konstant, mens rentekostnaden blir mindre og mindre for hver termin. Summen av rente og avdrag ved serielån vil være høyere de første terminene enn ved annuitetslån, men lavere mot slutten av lånets løpetid. Den totale rentekostnaden blir høyere ved et annuitetslån enn ved et serielån. Serielån er derfor et billigere alternativ totalt sett.

Når en investor skal bestemme om et prosjekt er lønnsomt eller ikke er det avkastningen på egenkapitalen som er avgjørende. Etter tilbudet på fjernkapital vi fikk fra banken må

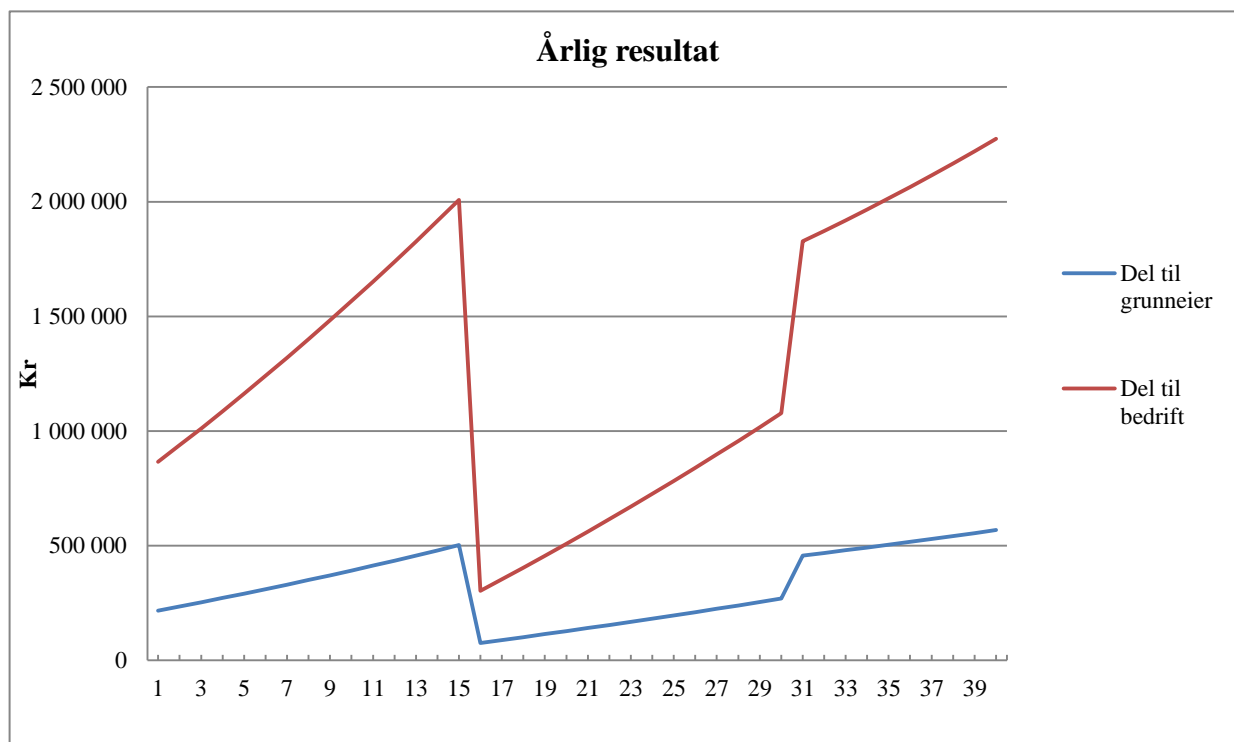
referansebedriften ha 14 302 458 kr i egenkapital. Avkastningen på egenkapitalen kommer fra den delen av kontantoverskuddet gjennom prosjektets levetid som tilfaller investor.

Kontantoverskuddet til kraftverket må i dette tilfelle deles mellom selskapet som står for utbyggingen og grunneierne i området. Vår referansebedrift hadde ikke fastsatt noe fordelingsnøkkel av overskuddet. Vi tar derfor som forutsetning at grunneierne blir tildelt 20 % av netto overskudd eller minimum 50 000 kr. Om denne kompensasjonen er for lav kan diskuteres. Inntektene og utgiftene i tabell 19 gir kontantoverskuddet med del til grunneierne og del til bedriften.

Tabell 19. Kontantoverskudd til grunneiere og investor.

Kontantoverskudd:
+ Driftsinntekter
- Driftskostnader
- Rentekostnader
- Avskrivinger
- Eiendomsskatt
= Skattepliktig resultat
- Overskuddsskatt
= Resultat etter skatt
+ Avskrivinger
- Avdrag og terminomkostninger
= Kontantoverskudd
- Del til grunneier (20 % netto eller minimum 50 000 kr)
= Del til investor

Grafen nedenfor viser årlige resultater ved delfinansiering. Vi har valgt å starte perioden i januar, samt betalt avdrag fra første året, i forhold til planen vi fikk tilsendt, hvor første termin startet i mai måned og første året var avdragsfritt. Vi har brukt de samme forutsetningene som tidligere med normalår med middels kraftpris. Vi bruker her nominelle verdier med en årlig inflasjon på 2,5 %. Figur 45 viser det årlige resultatet.



Figur 45. Årlig resultat ved delfinansiering.

Som man ser på grafen vil investeringen ha positiv kontantstrøm gjennom hele prosjektets levetid. Avkastningen på egenkapitalen er på 7,87 %, noe som er langt høyere enn avkastningen en kan oppnå ved risikofri rente. Man ser at resultatet faller markant etter 15 år, når kraftverket ikke lenger er en del av elsertifikatordningen. Etter 30 år øker resultatet til bedriften markant igjen fordi siste avdrag på lånet blir betalt. At prosjektet har gjennomgående positiv kontantstrøm er også bra for likviditeten til selskapet. Prosjektet vil bære sine egne kostnader gjennom hele levetiden og man trenger ikke ekstra kapital for å dekke kraftverkets utgifter. Grunneierne vil også få en ekstra inntekt uten å måtte yte ekstra arbeid.

5.9 Lønnsomhetssammenligning ved alternativ utbygging

Gjennom oppgaven har vi planlagt og analysert et alternativ som ikke er godkjent grunnet konsesjonsvilkårene. Vi mener likevel at våre løsninger burde være tilfredsstillende i forhold til vilkårene i konsesjonen. Vi vil her sammenligne de økonomiske resultatene ved det konsesjongodkjente alternativet og vårt ikke-konsesjongodkjente alternativ. Det konsesjongodkjente alternativet vil ved et normalår gi en årlig produksjon på 6,9 GWh, som er 1,4 GWh lavere enn vårt alternativ. Utbyggingskostnadene og de tekniske løsningene vil bli tilnærmet like. Tabell 20 viser nåverdien av alternativene før skatt og avkastningen på egenkapitalen. Vi har satt som forutsetning at det konsesjongodkjente alternativet har fått samme lånevilkår som vårt alternativ. Vi har og brukt de samme forutsetningene som ved de tidligere nåverdianalysene og de samme forutsetningene som ved resultatanalysen.

Tabell 20. Nåverdi og egenkapitalavkastning for de ulike alternativene.

Alternativ	Nåverdi	Egenkapitalavkastning
Vårt alternativ	12 027 254 kr.	7,78 %
Konsesjongodkjent alternativ	3 200 556 kr.	5,24 %

Som man ser fra tabellen vil vårt alternativ ha en nåverdi 3,76 ganger høyere som det konsesjongodkjente alternativet. Vårt alternativ vil derfor gi en mye større samfunnsøkonomisk gevinst. For referansebedriften vil avkastningen på egenkapitalen være 2,54 % høyere, en avkastning eierne av bedriften burde være interesserte i å oppnå. Vårt alternativ er økonomisk sett det mest attraktive alternativet.

6 Miljømessige- og estetiske tiltak

En utbygging av Fardalselvi kraftverk vil innebære negative konsekvenser for miljøet og det estetiske, i området Øvstedalen og Fardal. For å minske disse konsekvensene er det sett på mulige miljømessige- og estetiske tiltak som kan være en del av utbyggingen av kraftverket.

6.1 Terskler

Ved etablering av Fardalselvi kraftverk vil vann tas fra elven og medføre generelt lavere vannstand. Et av konsesjonsvilkårene kan pålegge konsesjonær å etablere terskler eller andre biotopjusterende tiltak. For å minske de miljømessige og estetiske konsekvensene ved lavere vannstand vil vi se på muligheten for å etablere seks terskler i elven etter utbyggingen av kraftverket.

Terskler vurderes som et godt alternativ, da tersklene vil få lav vannmengde i elven til å virke større og sørger for at vannmassene blir fordelt jevnt på tvers av elven, uavhengig av vannføring. I tillegg kan terskler stimulere til økt biologisk produksjon ved at de oppdemte bassengene samler opp næringsstoffer som er en viktig matkilde for flere organismer. Denne matkilden er særlig viktig på vinterstid (Hammersland, Hoseth & L'Abée-Lund, 2003).

6.1.1 Elven som en kvalitet i landskapet

Elven er et fremtredende element og vurderes som en viktig kvalitet i landskapet. Den er et linjeelement i dalen og fungerer som både naturlig barriere og korridor for dyrelivet i området. Elven har varierende størrelse over distansen den strekker seg. Stryk og fosser er gjennomgående elementer i elven, og fungerer som habitat for ulike dyr og fugler. Disse kan også fungere som tiltrekkende elementer for mennesker. Redusert vannføring i sommersesongen vil gi noe redusert biologisk produksjon og kan gi endret artssammensetning på berørt strekning. Dette tilsier at det vil være et behov for forbedrende tiltak.

6.1.2 Utforming

Alle tersklene vil bli bygget som Syvdeterskler, som er den vanligste typen terskel (figur 46). En Syvdeterskel er lavere på midten, noe som samler vannet og danner en strømforsterkende effekt. Den konsentrerte strømmen og økte vannhastigheten graver ut en kulp nedenfor terskelen (Hammersland et al., 2003). Kulpen danner et nytt basseng som blir et habitat for flere organismer. Det vil bli vektlagt at det skal benyttes steinmaterialer fra området rundt tersklene og at tersklene skal utformes slik at de oppfattes som naturlige. Ved utbygging av tersklene vil det bli gjennomført rydding av avfall og vegetasjon som ligger i elven.



Figur 46. Syvdeterskel i Lærdalselven.

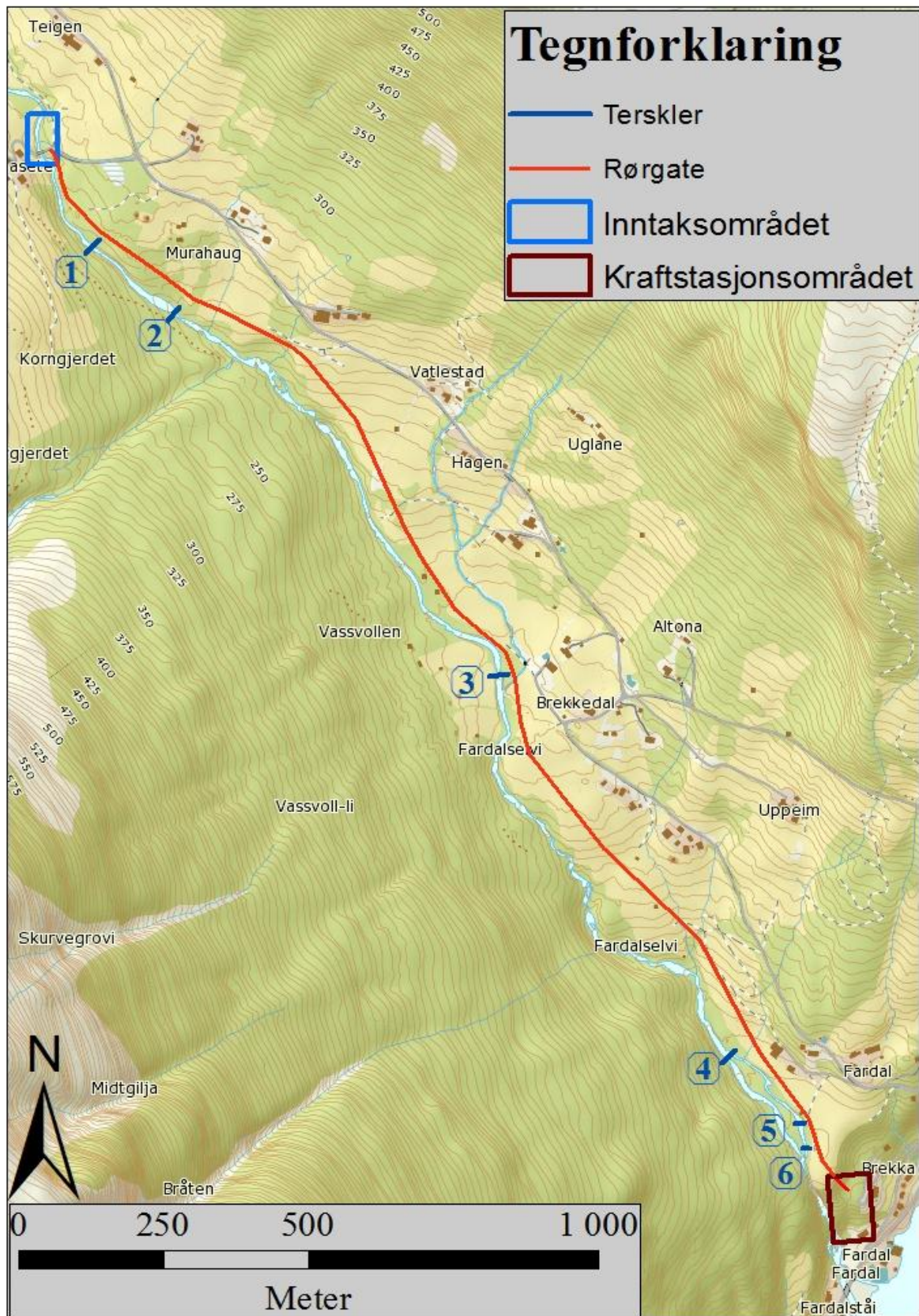
6.1.3 Plassering

Terskelbygging vil være mest aktuelt i områdene av elven som er spesielt brede og består av partier med lav hellingsgrad. Den totale mengden vann i elven vil bli større, samtidig som vannføringen vil være den samme. Områdene i elven som er aktuelle for terskelbygging vises på kartet i figur 48 på neste side. Et av områdene er sideelven i overkant av Fardalsfossen, hvor terskel 5 og 6 vil bli bygget. Her ligger det allerede steiner i elven, som kan bygges videre på slik at tersklene blir fullstendige (figur 47). Denne delen har lav vannføringen og vil stå i fare for å bli tørrlagt. For å sikre at sideelven får stabil vanntilførsel, er terskel 4 planlagt der elven deles i to. Dette sørger for stabil vanntilførsel til de to elveløpene, uavhengig av vannføring. Terskel 6 vil ha et utløp på østliggende side og terskel 5 vil ha et utløp på vestliggende side. Utløpene plasseres slik for å skape endringer i vannstrømmen og for å unngå stillestående vann i bassengene.



Figur 47. Området for terskel 6 og sideelven til Fardalselvi.

Terskler



Figur 48. Terskelplasseringer i Fardalselvi.

6.1.4 Miljømessige og estetiske konsekvenser

Positive

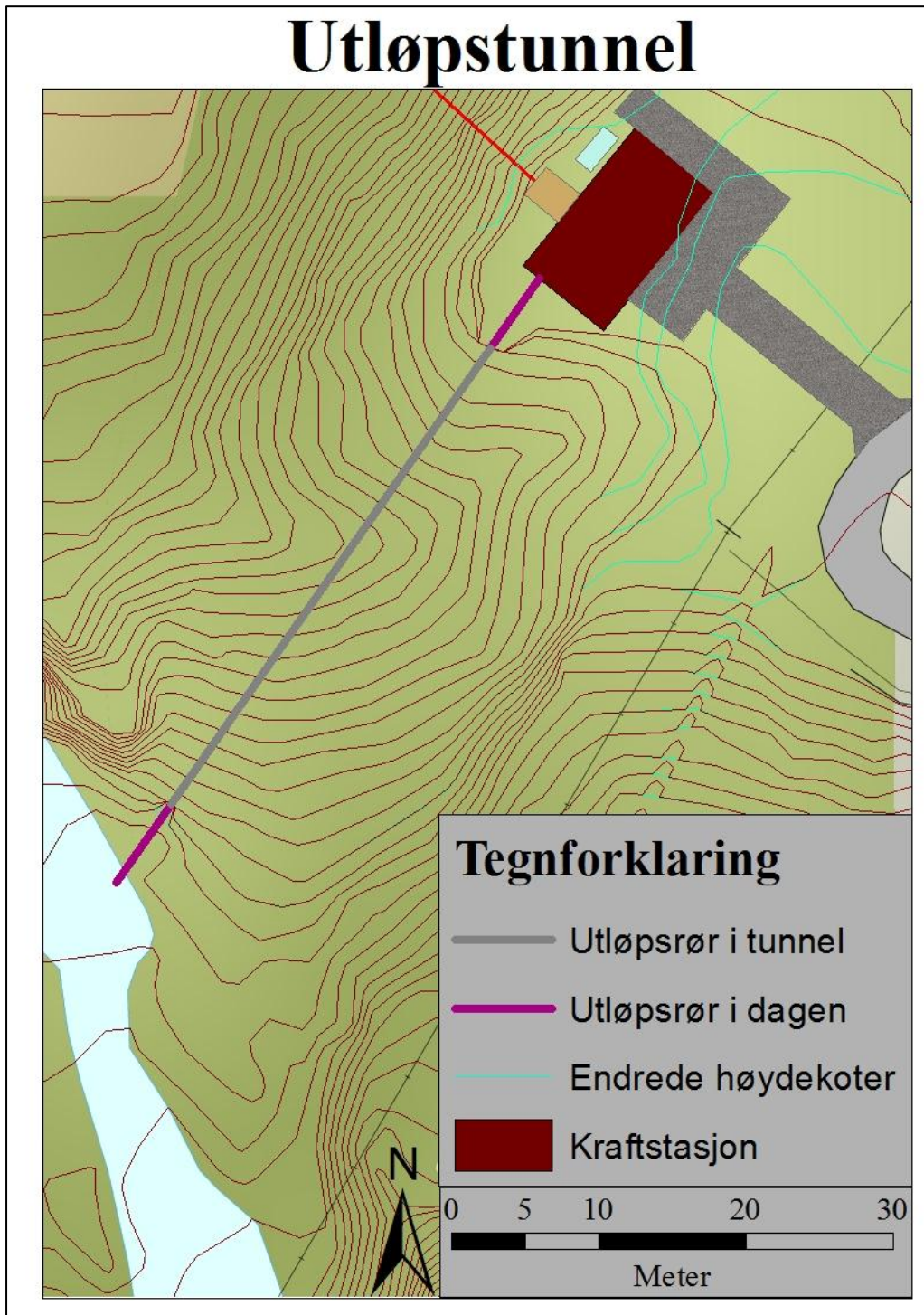
- Terskelbygging vil være fordelaktig for artsmangfoldet og kunne tilrettelegge for fiske. Tersklene vil skape basseng som er godt egnet som tilholdssted for fisk. Dette vil være en positiv økologisk konsekvens som vil kunne være med på å bedre levevilkårene og øke den allerede eksisterende bekkørretbestanden.
- Under befaring 24. April 2014 ble det observert Fossekall i området rundt terskel 5 og 6. Ved bevaring av de naturlige strykene i terskelområdene, ivaretas Fossekallens habitat og dette vurderes som en positiv konsekvens.
- Ved bygging av terskler, vil den visuelle opplevelsen av elven forsterkes positivt ved at den får flere og større vannspeil.
- I dag fremstår elven som rotete og uoversiktlig på grunn av mye kratt, tett vegetasjon og avfall, spesielt i nedre del. Ved terskelbygging vil området gjennomgå en opprydning og det estetiske inntrykket heves.

Negative

- Avrenning fra landbruket vil kunne hope seg opp og skape en høyere konsentrasjon av næringssalter i vannet. Bassengene som tersklene skaper gjør vannet mer stillestående, og opphoping av næringssalter kan ha en negativ konsekvens for økologien.
- Terskelbygging er et naturinngrep, og som andre naturinngrep kan dette oppfattes som negativt. Ved å bygge med steinmasser fra elven, minimal bruk av maskiner og en naturlig utforming, vil de negative konsekvensene av inngrepet reduseres.

6.2 Utløpstunnel

Under NVEs sluttbefaring ble det diskutert en alternativ kraftverkplassering, som er den samme plasseringen vi har kommet opp med. Denne ble avvist av NVE da de mener at det ikke finnes en tilfredsstillende løsning for utløpsrøret for dette alternativet (NVE, 2015). Selv om vi er uenige i dette og mener at det lar seg gjøre å føre vannet tilbake i elven uten store inngrep i fossen, velger vi å se på alternativet for en utløpstunnel (figur 49).



Figur 49. Plantegning av eventuell utløpstunnel.

6.2.1 Beregning av utløpsrør i tunnel

Kostnaden for fjellarbeid er avhengig av de geologiske forholdene og fjellkvalitet, og kostnadene for fjellarbeid i dårlig fjell kan fort bli 3-4 ganger større enn i godt fjell (SWECO, 2010).

Området som er aktuelt for boring er en del av Jotun – Valdresdekkekomplekset og består av stedvis magnerittisk og massiv gneis (Nasjonal berggrunnsdatabase, 2015). Gneisen kan ha varierende tekniske egenskaper og dette kan ha mye å si for fjellets borbarhet. Det vil være nødvendig med geologiske undersøkelser av fjellgrunnen før et slikt arbeid blir iverksatt, men vi forutsetter i at fjellet har en middels borbarhet.

For å sikre god kapasitet i utløpstunnelen tar vi utgangspunkt i en tunneldiameter på 1500 mm. For berg med lav oppsprekking og middels borbarhet vil kostnadene på en tunell i denne dimensjonen kunne ligge på 9400 kr/m (Rognes, Skog & Henriksen, 2003). Det er behov for en tunnel som er 38 meter lang, noe som gir en beregnet borekostnad på 357 200 kroner. I tillegg kommer rigg, drift og nedriggskostnader. Disse avhenger mye av adkomstforhold, men i vårt prosjekt er det allerede eksisterende infrastruktur som blir vurdert som tilfredsstillende som tilkomstvei for boreutstyr. Rigg, drift og nedriggskostnader kan ligge på mellom 100 000 til 500 000 kroner (Rognes et al., 2003). Vi tar utgangspunkt i en rigg- og driftskostnad på 350 000 kroner. Dette gir en total kostnad på tunellarbeid på 707 200 kroner. Justert for byggprisindeksen, tilsvarer dette 949 992 kroner i 2015.

Kostnadene ved tunnelboring er avhengig av flere faktorer, deriblant fjellets tekniske egenskaper. Det presiseres at kostnadsestimeringen gjort i denne oppgaven er et grovt anslag basert på tall gjort tilgjengelig gjennom NVEs veiledere. I tillegg tilkommer kostnader for forundersøkelser og eventuelt andre tilleggs kostnader. Kostnadene for tunnelen kan bli lavere eller høyere enn estimert, avhengig av fjellets egenskaper og neste steg vil være å foreta geologiske undersøkelser for å kartlegge disse kvalitetene.

Ved å føre utløpsvannet gjennom fjellet, vil det ikke være behov for et utløpsrør langs fjellet. Dette fører til at kraftverket ikke vil være synlig fra riksvei 55, og ikke forstyrre det naturlige inntrykket av Fardalsfossen. Dette alternativet fungerer som en løsning på NVEs påstand om at det ikke finnes en tilfredsstillende måte å tilbakeføre utløpsvannet. På grunn av usikkerheten rundt de geologiske forholdene og de økte utbyggingskostnadene, har vi i vårt forslag gått for løsningen med utløpsrør på utsiden fjellet.

6.3 Avfallshåndtering

Langs deler av Fardalselvi er det deponert gammelt landbruksavfall inkludert gamle maskiner og utstyr. Dette utgjør i dag en reell forurensningsfare, og en opprydning av dette kan det medføre en positiv forbedring av landskapets miljømessige og estetiske oppfatning. Det er snakk om et bredt spekter av avfall, alt ifra store anleggsmaskiner og lastebiler, til bilbatterier og annet spesialavfall. Sogn interkommunale miljø- og avfallsselskap (SIMAS) vil bli kontaktet, der vi fastsetter en konkret avtale om avfallshåndteringen. Det vil etableres containere på et av riggområdene, der avfallet sorteres før det blir levert til SIMAS. Avfallet vil bli fjernet etter hvert som anleggsveier etableres og før arbeidet på selve rørtraséen begynner. Dette sikrer at all transport skjer på anleggsveier og langs rørgatetraséen, slik at unødvendig aktivitet på dyrket mark unngås.

Grunneiere på områder hvor slik avfallshåndtering er aktuelt, vil bli kontaktet i god tid før arbeidet igangsettes. De vil informeres om at alt avfall langs planlagt vannvei vil bli fjernet, og om noe av dette skal beholdes må det fjernes av grunneier før arbeidet igangsettes.

7 Konklusjon

Målet med denne oppgaven har vært å fremstille et komplett alternativ til utbygging av Fardalselvi kraftverk. Resultatet av ressurskartleggingen viser at Fardalselvi har en teoretisk middelvannføring på $0,869 \text{ m}^3/\text{s}$. Slukeevnen til kraftverket er satt 2,4 ganger middelvannføringen som gir en slukeevne på $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$. Kraftverket er estimert til å ha 2067 driftstimer med 100 % effekt i løpet av et normalår.

Inntaket blir et Coandainntak med separat reguleringskammer. Vannveien strekker seg 2351 meter, med netto fallhøyde på 217 meter. Rørene vil være GRP- og duktile støpejerns-rør. Turbintype vil være en seksstrålers pelton turbin med installert effekt på 4,1 MW. Generatoren vil være en synkron generator på 4800 kVA. Forventet årlig produksjon, med 2067 driftstimer med 100 % effekt, er 8,1 GWh i året.

Vår kraftstasjonsplassering fungerer godt på grunn av god tilgjengelighet og en stor nyttbar fallhøyde. Kraftstasjonsplasseringen utgjør et lite naturinngrep på grunn av kort adkomstvei. For å visuelt tilpasse kraftstasjonsområdet området rundt blir det gjort tilpasninger på kraftstasjonsbygningen, kraftstasjonstomten og utløpsrøret, som vil både gjøre kraftstasjonsområdet mindre iøynefallende og mindre synlig.

En utbygging av Fardalselvi kraftverk vil føre til negative miljømessige- og estetiske konsekvenser. Terskler er et positivt tiltak for både begge disse kategoriene. Utløpstunnelen er et utbyggingsalternativ som kan fungere som en alternativ løsning på tilbakeføring av utløpsvannet, som er et positivt estetisk tiltak..

Den totale utbyggingskostnaden er på 40 302 458 kr, som ved et normalår tilsvarer 4,86 kr/kWh. Prosjektet vil ha en nåverdi på 12 027 245 kr og en internrente på 5,89 %.

Avkastningen på bedriftens egenkapital er på 7,87 % og kontantstrømmen er positiv over hele prosjektets levetid. Vårt alternativ har en nåverdi som er 3,76 ganger høyere, og en egenkapitalavkastning som er 2,54 % høyere, enn det konsesjonsgodkjente alternativet.

Plasseringen vi presenterer i denne oppgaven har mange gode aspekter og burde derfor ikke bli oversett. Resultatet i denne oppgaven kan danne bakgrunn for en eventuell klage på NVEs vedtak om kraftstasjonsplassering.

Kildeliste

Bøker

- Boye, K & Koekebakker, S (2006). *Finansielle emner*. 14. utgave. Oslo, 2006, J.W. Cappelen Forlag.
- Bredesen, I. (2005). *Investering og finansiering*. 3. utgave 2005, 4. opplag 2010, Gyldendal Norsk Forlag.
- Fossdal, M., Arnstad, E., Mathiesen, K., & Eriksen, B. (2007). *Fornybar Energi 2007*. Oslo.
- Jacobsen, D. I. (2005) *Hvordan gjennomføre undersøkelser – innføring i samfunnsvitenskapelig metode*. 2. utgave, Kristiansand: Høyskoleforlaget.
- Winther, T., Hæhre, R., Ottesen, L., Øyen, Alf H. (2013) *Grunnleggende Bedriftsøkonomi*. 3. utgave, 2. opplag 2014, Gyldendal Norsk Forlag.

Rapporter og veiledere

- Andersen, R. (2008). *Skisseprosjekt småkraftverk Fardalselvi*. Sogndal: Norconsult
- Elstad, I., Hartmann, R., Molle, G., & Bachke, D. (2011) *Retningslinjer for stenge- og tappeorganer, rør og tverrslagsporter*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Hammersland, A., Hoseth, K., & L'Abée-Lund, J. (2003) *Program for miljøtiltak i vassdrag*. Oslo, Norges vassdrag- og energidirektorat.
- Jenssen, L., Tesaker, E., Lund, S., & Huber, D. (2006) *Inntakshåndboken*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Mork, K. & Backer, A. (2013). *Miljøvurdering for Fardalselvi kraftverk*. Ålesund: Multiconsult.
- NVE, ved Grundt, Ø., & Berg, S, S. (2015). *Bakgrunn for vedtak, Fardalselvi kraftverk*. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201300089/1363919>
- Rognes, A., Skog, M., & Henriksen, P. (2003). *Langhullsboring*. Oslo, Norges vassdrag- og energidirektorat.
- SWECO Norge AS (2010). *Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (opp til 10.000 kW)*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- SWECO Norge, Fladen, B., Holmqvist, E., & Bachke D. (2010) *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Lover

Damsikkerhetsforskriften (2009). Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-12-18-1600>

Eigedomsskattelova (1975). *Lov om eigedomsskatt til kommunane. Endret ved lov 01.01.2014.* Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-06-29?q=eiendomsskatt>

Skatteloven (2001) *Kapittel 18. Særrelger ved skattelegging av kraftforetak. Endret ved lov 21.12.2001.* Hentet fra https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1999-03-26-14/KAPITTEL_19#%C2%A718-3

Internettkilder

Adolfson, M. (2013, 20.3). Tror ikke på ny svensk kjernekraft. *Europower*. Henter fra <http://www.europower.com/Public/article231947.ece>

Brænd, G. (2011). SWECO Norge AS. *Småkraftforeninga – småkraftnytt*. Hentet 04.05.2015, fra http://www.smakraftforeninga.no/wiki/lib/exe/fetch.php?media=smakraftnytt_2011-2_lowres.pdf

Brødrene Dahl – *Vasskraft. Fossekallen - det miljøvennlige inntaket*. Hentet 28.03.2015 fra http://www.dahl.no/Documents/Kataloger/Vannkraft/Fossekallen_small.pdf

Eli, L. (2015). *Tørrisolerte transformatorer fra ABB*. Hentet 29.04.2015, fra <http://www04.abb.com/global/noabb/noabb069.nsf!OpenDatabase&db=/global/noabb/noabb071.nsf&v=3195A&e=no&url=/global/seitp/seitp202.nsf/0/E1599D224AF7FF24C125716F003D4542!OpenDocument>

Eurostat. (2015). *Renewable energy met 15 % of EU energy demand in 2013*. Hentet 19.05.2015 fra <http://ec.europa.eu/energy/en/news/renewable-energy-met-15-eu-energy-demand-2013>

Finansdepartementet (2014) *Skattesatser 2014*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/nb/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/skattesatser-2014/id748052/>

Gjølberg, O., Johnsen, T. (2007). *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?*

Grønnbil (2015). *Ladbare biler i Norge apr, 2015*. Hentet fra <http://www.grønnbil.no/statistikk/>

Hille, J., Simonsen, M., Aall, C. (2011) *Trender og drivere for energibruk i norske husholdninger* (Vestlandsforskningsrapport 13/2011) Hentet fra <http://www.vestforsk.no/filearchive/vf-rapport-13-2011-nve-energibruk-i-norske-husholdninger.pdf>

- Hofstad, K. (2014). Kjernekraft i Finland. *Store Norske Leksikon*. Hentet fra https://snl.no/Kjernekraft_i_Finland
- Kjølle, A. Nielsen, T. Dahlhaug, O. Bjørnsgaard, A. Brekke, H. Eldstad, I. (2007). *NVE veileder i kvalitetssikring av små vannkraftturbiner*. Hentet 25.04.2015, fra <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202007/Veileder%202007/veileder1-07.pdf>
- Lia, L., Jenssen, L., & Statkraft Grøner. (2003). *Grunne inntak*. Norges vassdrags og energidirektorat. Hentet fra <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202003/Rapport%202003/Rapp%206-03%20Grunne%20inntak.pdf>
- Magnussen, I. H., Spilde, D., Kilingland, M. (2011). *Energibruk, energibruk i Fastlands-Norge (Norges Vassdrags- og energidirektorat Rapport 9/2011)*. Hentet fra <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport9-11.pdf>
- Metrologisk Institutt (2010). *Tørreste vinter siden år 1900*. Hentet fra http://met.no/T%C3%B8rreste+vinter+siden+%C3%A5r+1900.b7C_wtHMZh.ips
- Myklebust, B. (2013, 11.01). Er elbiler miljøvennlige? *Zero*. Hentet fra <http://transport.zero.no/2013/01/er-elbiler-miljovennlige/>
- Nilsen, J. (2014, 3.09). Olkiluoto 3. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <http://www.tu.no/kraft/2014/09/03/oppstarten-av-finlands-nye-kjernekraftreaktor-blir-minst-ni-ar-forsinket>
- Nilson, M. (2015). Statnett, Nettutvikling. *Ørskog – Fardal linja*. Hentet 03.05.2015, fra <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Orskog---Sogndal/Nyheter/Forsatt-uavklart-i-Sordalen/>
- Nord Pool Spot (2015). *Elspot Prices*. Hentet fra <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/NO/Daily1/?view=table>
- Norge Bank (2015). *Valutakurs for svenske kroner (SEK)*. Hentet fra <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/SEK/>.
- Norges Bank (2014). Statsobligasjoner årsgjennomsnitt. Hentet fra <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>
- Norges geologiske Undersøkelse (2015). *Nasjonal berggrunnsdatabase*. Hentet 11.05.2015, fra <http://geo.ngu.no/kart/berggrunn/>.

- Norges vassdrags- og energidirektorat (2008). *Prioriteringskriterier for behandling av konsesjonssøknader i NVE*. Hentet fra http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Prioriteringskriterier_konsesjonssaker.pdf
- Norges Vassdrags- og Energidirektorat (2013). *Oppdatert estimat på referanserente for 2013 samt estimat for 2014*. Hentet fra <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Nyheter-og-horinger---okonomisk-regulering/Oppdatert-estimat-pa-referanserente-for-2013-samt-estimat-for-2014/>
- Norsk forening mot støy. (2015). *Fakta – hva betyr*. Hentet 06.05.2015, fra <http://www.stoyforeningen.no/Fakta/Hva-betyr-dBA-SPI-GP-osv.>
- NOU 2012:9 (2012). *Energiutredningen – verdiskapning, forsyningsikkerhet og miljø*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/no/pdfs/nou201220120009000dddpdfs.pdf>
- Nøvik, H - Coandainntaket – en selvrenskende inntaksløsning for småkraft i Norge http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/KALENDER/Foredrag%202012/PTK2012/Tirsdag_6._Mars/Sesjon_B_Vassdrag/03_Hanne_Noevik.pdf
- Olje- og Energidepartementet (2013). *Et bedre organisert strømnnett*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf
- Olje- og Energidepartementet (2015). *Fakta 2015 – Energi og vannressurser i Norge*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_net.pdf
- PAM Norge (2012) *Foretatte endringer i NS-EN 545 2010: Duktile støpejernsrør*. Hentet 06.05.2015 fra <http://www.pamline.no/index.php/teknisk-info/trykkklasser>
- Petterteig, A. (2011). Sintef Energi AS. *Smart aktiv regulering av spenning og reaktiv effekt i nett med lokal produksjon*. Hentet 22.04.2015, fra <https://www.sintef.no/globalassets/project/nef-tm-2011/presentasjoner/petterteig---smart-spenningsregulering.pdf>
- Prop. 97 L (2014-2015). (2015). *Endring i lov om elsertifikater (første kontrollstasjon)*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/prop.-97-l-2014-2015/id2406493/?docId=PRP201420150097000DDDEPIS&ch=1&q=forlengelse+elsertifikater&redir=true&ref=search&term=forlengelse+elsertifikater>
- PwC (2014) *Risikopremie i det norske markedet 2013 og 2014*. Hentet fra http://www.pwc.no/no_NO/no/publikasjoner/deals/risikopremien-2013-2014.pdf

- Regjeringen. *Klimatilpasning i Norge*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/md/vedlegg/klima/klimatilpasning/klimatilpasning_redegjorelse150508.pdf
- Regjeringen.no a. *Kraftkrevende industri*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/nb/dokument/dep/nfd/veiledninger_brosjyrer/2005/Faktahefte-om-norsk-naringsliv/11/id275583/
- Regjeringen.no. (2005). *Fornybardirektivet*. Hentet 18.05.2015 fra <https://www.regjeringen.no/nb/sub/eos-notatbasen/notatene/2005/nov/fornybardirektivet/id523720/>
- Regjeringen.no. (2008). *Fornybardirektivet 2*. Hentet 19.05.2015 fra <https://www.regjeringen.no/nb/sub/eos-notatbasen/notatene/2008/apr/fornybardirektiv-2/id522812/>
- Regjeringen.no. (2011). *Mål om norsk fornybarandel*. Hentet 19.05.2015, fra <https://www.regjeringen.no/nb/aktuelt/mal-om-norsk-fornybarandel-pa-675-prosen/id651715/>
- Repvik, E. (2011). *Småkraftforeninga, Småkraftnytt*. Hentet 03.05.2015, fra http://www.smakraftforeninga.no/wiki/lib/exe/fetch.php?media=smakraft-nytt_2011-2_lowres.pdf
- Rosvold, K. A. (2013). *Hammeren Kraftverk*. Store Norske Leksikon. Hentet fra https://snl.no/Hammeren_kraftverk.
- Rosvold, K. A. (2015). Særskatter for kraftverk. *Store Norske Leksikon*. Hentet fra https://snl.no/s%C3%A6rskatter_for_kraftverk.
- Rosvold, K., 2012. Lavtrykksanlegg, kraftverk – Store norske leksikon <https://snl.no/lavtrykksanlegg%2Fkraftverk>
- Småkraftforeninga i Norge BA, Fjellkraft AS, Småkraft AS, Norsk Grønnkraft AS, HydroPool Gruppen AS, 2007. *Konsekvenser for satsing på utvikling av småkraftverk i Norge*. Hentet fra http://bellona.no/imagearchive-no/binary_files_attachments/fil_Notat_om_statsbudsjettet_08_Smakraftforeningen_mfl.pdf.
- Småkraftforeninga. (2012). *Småkraftforeninga – Generator*. Hentet 02.05.2015, fra <http://www.smakraftforeninga.no/wiki/doku.php?id=generatorer>
- Snekkenes, C. (2014). *Hammeren Kraftverk – Rapport kulturminnefaglig dokumentasjon*. Hentet fra http://www.eco.no/Norsk/Forside/Virksomhet/Kraftverk/Hammeren_kraftverk/filestore/16.12.2014Hammerenkraftverkkulturminnefagligdokumentasjonsrapport.pdf

- Spetals Verk AS. (2015) *Pelton turbin*. Hentet 19.04.2015, fra <http://www.spetalsverk.no/produkter/peltonturbin>
- Statistisk Sentralbyrå (2004). Byggekostnadsindeks for vannkraftanlegg. Hentet fra <http://ssb.no/a/kortnavn/bkianl/hist-tab-03.html>.
- Statistisk Sentralbyrå (2015). Nøkkeltall for befolkning. Hentet fra <https://www.ssb.no/befolkning/nokkeltall>.
- Statnett (2013 a). *Sjøkabel mellom Norge og Tyskland: Samarbeidsavtale inngått om storskala kabelprosjekt*. Henter fra <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2012/Sjokabel-mellom-Norge-og-Tyskland-Samarbeidsavtale-inngatt-om-storskala-kabelprosjekt/>
- Statnett (2013 b). *Kabel til England*. Hentet fra <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Kabel-til-england/>
- Statnett (2015). *Sentralnettariffen 2015*. Hentet fra <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Tariff%20og%20tilknytning/Tariffhefte%202015.pdf>
- Svensk Kraftmäkling (2015). *Historisk utvikling i elsertifikatpriser*. Hentet fra <http://www.skm.se/priceinfo/history/2015>
- Torvanger, A., Ericson, T. B. (2013) *Fører elektrifisering av plattformer på norsk sokkel til redusert CO₂-utslepp?* (CICERO report 2013:03). Hentet fra http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/191958/CICERO_Report_2013-03.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Øgaard, E. (2006). *Pelton turbin*. Norsk Vasskraft- og Industristadmuseum. Hentet 18.04.2015, fra <http://vasskrafta.no/turbinar/pelton-turbin-article215-479.html>

Kilder som ikke er offentlig tilgjengelige

Brødrene Dahl (2015) *Dokumentasjon flowtite glassfiber rør DN 1000*. Oversendt av Bjarte Skår, Brødrene Dahl.

Gjerald, O., I. (2013). Forelesningsnotat. *EUs Fornybardirektiv*.

Skåla, E. (2015). Energiteknikk AS. Epostutveksling og telefonsamtaler.

Skår, B. (2015). Brødrene Dahl. Muntlig kilde.

Applikasjoner

NVE Atlas – *Småkraft digital potensial*. Hentet fra
<http://atlas.nve.no/SilverlightViewer/?Viewer=NVEAtlas>

NVE Atlas - *Lavvann applikasjon*. Hentet fra <http://gis.nve.no/ge/Viewer.aspx?Site=Lavvann>

NVE Målestasjoner. (2015). *Målestasjoner med sanntids-vannføring*. Hentet fra
<http://www2.nve.no/h/hd/plotreal/Q/index.html>

Vedlegg 1: Produksjonsestimering ved tørt og vått år.


Intervall	Ytelse (%)	Døgn	Timer	Driftstimer	Driftstimer 100% ytelse	Virkningsgrad	Timer med v.grad1
0-10	0	245	5880	0	0	0	0
10-20	15	34	816	816	122,4	0,56	68,544
20-30	25	19	456	456	114	0,74	84,36
30-40	35	19	456	456	159,6	0,83	132,468
40-50	45	8	192	192	86,4	0,88	76,032
50-60	55	6	144	144	79,2	0,9	71,28
60-70	65	4	96	96	62,4	0,91	56,784
70-80	75	8	192	192	144	0,92	132,48
80-90	85	5	120	120	102	0,92	93,84
90-100	95	2	48	48	45,6	0,92	41,952
K100	100	15	360	360	360	0,92	331,2
Sum:		365	8760				1088,94

Timer i året med ved 100 %:	1088,94
Virkningsgrad generator:	0,96
Virkningsgrad apparatanlegg:	0,99
Installert effekt (kW):	4100
Estimert årlig produksjon, tørt år (GWh):	4,2

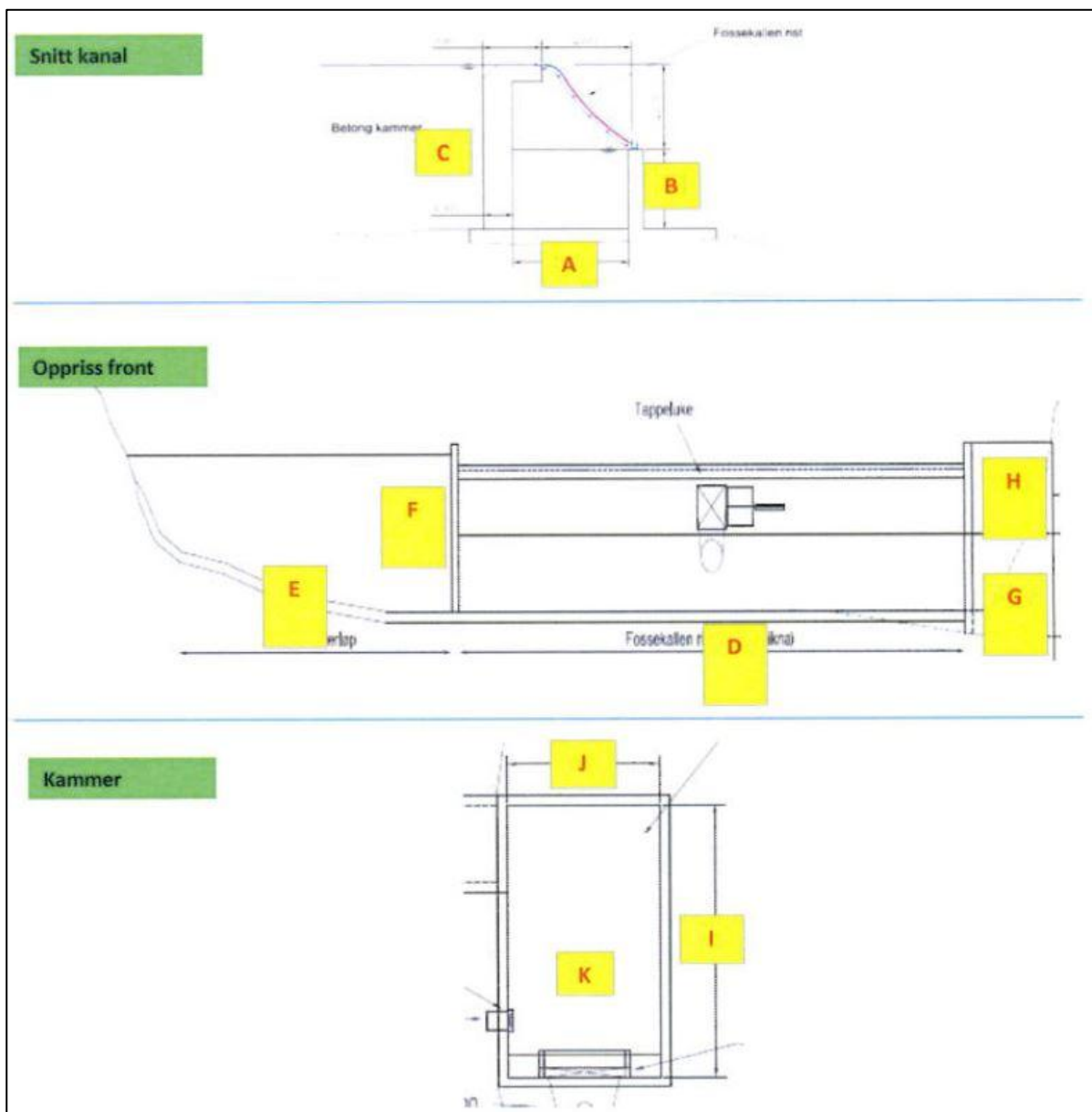
Intervall	Ytelse (%)	Døgn	Timer	Driftstimer	Driftstimer 100% ytelse	Virkningsgrad	Timer med v.grad1
0-10	0	118	2832	0	0	0	0,0
10-20	15	52	1248	1248	187,2	0,56	104,8
20-30	25	24	576	576	144	0,74	106,6
30-40	35	24	576	576	201,6	0,83	167,3
40-50	45	9	216	216	97,2	0,88	85,5
50-60	55	9	216	216	118,8	0,9	106,9
60-70	65	13	312	312	202,8	0,91	184,5
70-80	75	10	240	240	180	0,92	165,6
80-90	85	5	120	120	102	0,92	93,8
90-100	95	15	360	360	342	0,92	314,6
K100	100	85	2040	2040	2040	0,92	1876,8
Sum:		364	8736				3206,6

Timer i året med ved 100 %:	3206,604
Virkningsgrad generator:	0,96
Virkningsgrad apparatanlegg:	0,99
Installert effekt (kW):	4100
Estimert årlig produksjon, vått år (GWh):	12,5

Vedlegg 2: Estimat på kostnadene for betongarbeid.

Kalkulasjon Betong Fossekalen inntak			
Prosjektnavn	nn	Byggherre	nn
Slukevne	2100 l/s	Rørdimensjon	1000 mm
Kanal	Lengde med Fossekalen rister	D	10,00 m
	Bredde kanal innvendig	A	1,50 m
	Høgde kanal front	B	1,50 m
	Høgde kanal bakvegg	C	2,80 m
			<i>Hentast frå eige kalkulasjonsark</i>
Skjørt/Dam V side	Lengde	E	8,00 m
	Gjennomsnittleg høgde	F	1,50 m
			<i>(2/3 av bakvegg som utgangspunkt)</i>
Skjørt/Dam H side	Lengde	G	5,00 m
	Gjennomsnittleg høgde	H	1,00 m
			<i>(2/3 av bakvegg som utgangspunkt)</i>
Kammer	Lengde innvendig	I	5,00 m
	Bredde innvendig	J	4,00 m
	Høgde innvendig	K	3,00 m
	Reguleringsvolum		55,00 m ³
	Minimum volum v/ oppstart		37,80 m ³
	Volumkrav NTNU		84,00 m ³
			<i>Kanal pluss kammer minus 1,0 av botn kammer</i>
			<i>30% av slukevne i 60 sekund</i>
			<i>2 x Q x lukketid på 20 s</i>
Betongpris inkl prosjektering og arbeid		12 000	kr/m ³
Tjukkelse betongvegger/dam i snitt		0,30	m
		53	m ³ betong
		kr	631 200
BUDSJETTPRIS FOR BETONGARBEID			
	kr	630 000	Antatt nøyaktighet - 10/+20 %
	kr	570 000	Antatt min
	kr	760 000	Antatt max
		Vasskraft	
20. april 2015			

Vedlegg 3: Inntaksskisse.



Vedlegg 4: Prisstigning for byggepris for vannkraft.

År	Byggekostnadsindeks	Stigning fra året før i %
1985	52,2	
1986	57,4	9,96
1987	66	14,98
1988	69,4	5,15
1989	70,3	1,30
1990	73,5	4,55
1991	77,8	5,85
1992	78	0,26
1993	78,6	0,77
1994	79	0,51
1995	80,9	2,41
1996	82,1	1,48
1997	82,5	0,49
1998	84,2	2,06
1999	86,9	3,21
2000	90,7	4,37
2001	94	3,64
2002	96	2,13
2003	98,7	2,81
2004	100	1,32

Siden prisene fra konsesjonssøknaden var fra 2012 mener vi det vil gi et mer nøyaktig resultat å justere disse prisene for inflasjon og prisstigning. SSB har tabeller som viser økningen i byggeprisene for vannkraft. Vi valgte derfor å bruke denne indeksen, siden KPI viser økningen av vanlige konsumgoder. Dessverre har tabellen kun verdier fram til 2004. Vi skulle gjerne sett på utviklingen frem til dag siden det er sannsynlighet for at finanskrisen har påvirket prisene utenom det normale.

Gjennomsnittlig årlig økning er på 3,54 %. Årene 1985-1987 er veldig høye i forhold til de andre årene. Hvis man velger å se bort fra disse årene er den gjennomsnittlige økningen på 2,49 %. Vi har derfor valgt å bruke 2,49 % som vår verdi når vi har justert prisene for prisstigning, siden vi mener dette vil gi mer realistiske verdier.

Vedlegg 5: Spotpris NO5.

Spotpriser NO5	År	Gjennom.pris
	2014	227,26
	2013	292,43
	2012	216,76
	2011	357,95
	2010	414,86
	2009	295,4
	2008	324,48
	2007	206,18
	2006	396,56
	2005	233,12
	2004	246,06
	2003	293,98
	2002	198,5
	2001	185,95
	2000	97,7
	1999	109,18
	Gjennomsnitt NOK/MWh	256,02
	Gjennomsnitt NOK/kWh	0,26

Vedlegg 6: Estimat på forventet kraftpris.

 **Vebjørn Enersen** Hei! Mitt navn er Vebjørn Enersen. Jeg studerer f 14. apr. ☆

 **Odd Gunnar Jakobsen** <odd.gunnar.jakobsen@n 15. apr. ☆  

til meg ▾

Hei

Elsert prisen er i hovedsak påvirket av overskuddsvolum av sertifikater og kraftpris, samt forventningen av disse frem i tid.

0,18 kr/MWh høres for lavt ut om om tar snittet 2016 – 2030 med de lave kraftprisene vi har nå og en forventning om fremover.
Det vil føre til veldig lite investeringer pga lav lønnsomhet og volumet blir da lavt om 2 – 3 år og presser prisen høyere igjen.

En pris på 0,25 kr/MWh er mer i tråd på hva vi har forventning til.
En teoretisk langsiktig pris vil være LCoE av balanserende anlegg. Det vil si summen av kraft og sertifikat inntekter. Vi forventer den å komme ut på ca 56 – 57 €/MWh eller ca 0,48 kr/kWh.

Odd Gunnar Jakobsen
Analytiker Nordisk Analyse/Analyst Nordic Power Analysis

Markedskraft ASA
oja@mkonline.com
Phone: +47 370 09 777 | Mobile + 47 9020 6080

 **MKonline**
energy market analysis

Vedlegg 7: Terminpriser elsertifikat.

Terminprisar elsertifikat frå meklar SKM (Kjelde: Montel)

SKM SE/NO EI-Certificates SEK/MWh				
Product	Bid	Ask	Last	Close
Spot	<u>138.00</u>	140.00	<u>138.50</u>	139.50
<u>March-16</u>	<u>141.00</u>	142.50	<u>141.50</u>	142.00
<u>March-17</u>	<u>144.00</u>	145.00	=	145.00
<u>March-18</u>	<u>145.00</u>	148.50	=	146.00
<u>March-19</u>	<u>146.00</u>	152.00	=	148.00
<u>March-20</u>	<u>148.00</u>	155.00	<u>150.00</u>	150.00

Med vennleg helsing

Ole-Johnny Nesdal
Porteføljeforvaltar

SFE Produksjon AS
Bukta
6823 Sandane

Vedlegg 8: Elsertifikatpriser.

	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Elsertifikatpriser SEK							
Januar	163	171	239	148,38	232,6	306,74	326,3
Februar	138,5	199	224	140,24	219,55	295,65	318,9
Mars	138	174	229,5	147,52	214,83	295,87	309,11
April		171	193	147	203,18	283,03	312,73
Mai		178	162	145,33	177,23	269,75	301,76
Juni		174	181	151,82	163,63	235,62	294,26
Juli		177	177	167,27	169,9	215,43	305,85
August		182	192	173,22	177,61	230,93	312
September		185	204	185,15	182,68	221,91	331,11
Oktober		177	190	189,89	175,2	235,52	339,58
November		178	186	203,36	173,36	239,555	332,24
Desember		168	171	210,53	154,79	234,69	316,98
Gjennomsnitt	146,50	177,83	195,71	167,48	187,05	255,39	316,74
Valuttakurs							
	93,68	Totalt gjennomsnitt	206,67 SEK	0,21 SEK/kWh			
		Totalt gjennomsnitt	193,61 NOK	0,19 NOK/kWh			

Vedlegg 9: Avkastningskrav.

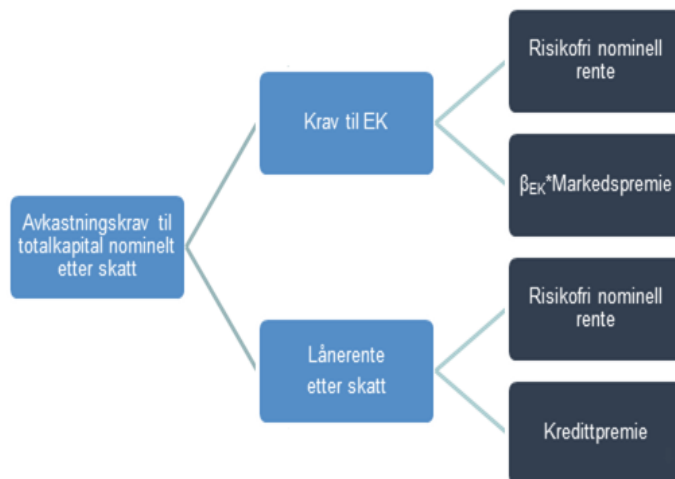
Berit Larsen

27. apr. ☆

til meg ▾

Hei, beklagar at du ikkje har fått svar. Eg skal svara på det eg kan:

- Finansieringsplan for Fardalselva; vi har ikkje ein eigen finansieringsplan for denne utbygginga. Sognekraft sin finansieringsplan omfattar alle aktivitetar og det det vert laga ein samla finansieringsplan basert på samla forventa kontantstraum. Fardalselva er ein del av dette.
- Investeringane vert i stor grad lånefinansiert, men Sognekraft har store meirverdiar i anlegg som ikkje syner att i dei bokførte verdiane i rekneskapen.
- Modell for kompensasjon til grunneigarane er ikkje bestemt enno. Det vert anten ein modell med deling av overskot (netto), eller ein modell med kompensasjon basert på inntekter (brutto). Val av kompensasjon vert gjort før investeringsvedtak.
- Vi gjer investeringsval basert på mellom anna nåverdianalyse av kontantstraum før finans – som er diskontert med eit totalavkastningskrav. Eg har ikkje høve til å sei kva konkret avkastningskrav vi nyttar. Men det har over lengre tid vore vanleg med eit avkastningskrav på mellom 6,5 og 7% i kraftbransjen. Dei låge rentenivåa i Europa og Norge – som p.t. ser ut til vedvare over ei lang tid – set avkastningskrava under press. Vi har basert avkastningskravet vårt på kapitalverdimodellen som skissert nedanfor.



Det vart kanskje litt lite konkret dette, ettersom eg ikkje har høve til å gi alle detaljar, men håpar det likevel er til hjelp i arbeidet ditt J

Med helsing

Berit Larsen

Administrasjonssjef

Vedlegg 10: Microsoft Excel, regneark.

Normalperiode middels kraftpris - reelle tall		Verditakst	Kontantstørm for skatt -40 302 458	Avskrivinger	Eiendomsskatt	Skattepliktig overskudd	Overskuddsskatt	Kontantstørm etter skatt -40 302 458
Ar	Kontantstørm for skatt -40 302 458							
0	40 302 458							
1	39 294 897	3 386 400	1 007 561	275 064	2 103 774	568 019	2 543 317	
2	38 287 335	3 386 400	1 007 561	268 011	2 110 827	569 923	2 548 465	
3	37 279 774	3 386 400	1 007 561	260 958	2 117 880	571 828	2 553 614	
4	36 272 213	3 386 400	1 007 561	253 905	2 124 933	573 732	2 558 763	
5	35 264 651	3 386 400	1 007 561	246 853	2 131 986	575 636	2 563 911	
6	34 257 090	3 386 400	1 007 561	239 800	2 139 039	577 541	2 569 060	
7	33 249 528	3 386 400	1 007 561	232 747	2 146 092	579 445	2 574 209	
8	32 241 967	3 386 400	1 007 561	225 694	2 153 145	581 349	2 579 357	
9	31 234 405	3 386 400	1 007 561	218 641	2 160 198	583 253	2 584 506	
10	30 226 844	3 386 400	1 007 561	211 588	2 167 251	585 158	2 589 654	
11	29 219 282	3 386 400	1 007 561	204 535	2 174 304	587 062	2 594 803	
12	28 211 721	3 386 400	1 007 561	197 482	2 181 356	588 966	2 599 952	
13	27 204 159	3 386 400	1 007 561	190 429	2 188 409	590 871	2 605 100	
14	26 196 598	3 386 400	1 007 561	183 376	2 195 462	592 775	2 610 249	
15	25 189 036	3 386 400	1 007 561	176 323	2 202 515	594 679	2 615 398	
16	24 181 475	1 311 400	1 007 561	169 270	134 568	36 333	1 105 796	
17	23 173 914	1 311 400	1 007 561	162 217	141 621	38 238	1 110 945	
18	22 166 352	1 311 400	1 007 561	155 164	148 674	40 142	1 116 094	
19	21 158 791	1 311 400	1 007 561	148 112	155 727	42 046	1 121 242	
20	20 151 229	1 311 400	1 007 561	141 059	162 780	43 951	1 126 391	
21	19 143 668	1 311 400	1 007 561	134 006	169 833	45 855	1 131 539	
22	18 136 106	1 311 400	1 007 561	126 953	176 886	47 759	1 136 688	
23	17 128 545	1 311 400	1 007 561	119 900	183 939	49 663	1 141 837	
24	16 120 983	1 311 400	1 007 561	112 847	190 992	51 568	1 146 985	
25	15 113 422	1 311 400	1 007 561	105 794	198 045	53 472	1 152 134	
26	14 105 860	1 311 400	1 007 561	98 741	205 098	55 376	1 157 283	
27	13 098 299	1 311 400	1 007 561	91 688	212 150	57 281	1 162 431	
28	12 090 738	1 311 400	1 007 561	84 635	219 203	59 185	1 167 580	
29	11 083 176	1 311 400	1 007 561	77 582	226 256	61 089	1 172 729	
30	10 075 615	1 311 400	1 007 561	70 529	233 309	62 993	1 177 877	
31	9 068 053	1 311 400	1 007 561	63 476	240 362	64 898	1 183 026	
32	8 060 492	1 311 400	1 007 561	56 423	247 415	66 802	1 188 174	
33	7 052 930	1 311 400	1 007 561	49 371	254 468	68 706	1 193 323	
34	6 045 369	1 311 400	1 007 561	42 318	261 521	70 611	1 198 472	
35	5 037 807	1 311 400	1 007 561	35 265	268 574	72 515	1 203 620	
36	4 030 246	1 311 400	1 007 561	28 212	275 627	74 419	1 208 769	
37	3 022 684	1 311 400	1 007 561	21 159	282 680	76 324	1 213 918	
38	2 015 123	1 311 400	1 007 561	14 106	289 733	78 228	1 219 066	
39	1 007 561	1 311 400	1 007 561	7 053	296 786	80 132	1 224 215	
40	-0	1 311 400	1 007 561	-0	303 839	82 036	1 229 364	

Vedlegg 12: Microsoft Excel, regneark.

Kostnadssted	Kostnad	Vannføring	Tørt år	Normalt år	Vått år
Inntak og dam	1 091 250	kWh produsert	4 200 000	8 300 000	12 500 000
Vannvei	22 009 965				
Kraftstasjon. Bygg	2 799 096				
Kraftstasjon. Maskin/elektrø	10 000 000	Vannføring	Tørt år	Normalt år	Vått år
Kraftlinje	215 315	Investeringskostnad	40 302 458	40 302 458	40 302 458
Transportanlegg	322 973	Investeringskostnad kr/kWh	9,60	4,86	3,22
Div. tiltak	200 000				
Uforutsett ca. 10%	3 663 860				
Total utbyggingskostnad	40 302 458	Kraftpriser	Lav	Middels	Høy
		Kraftpris	0,16	0,23	0,40
		Kraftpris inkl. elsert	0,41	0,48	0,65
Årlige avskrivninger					
Avskrivningsats	2,50 %				
Total verdi driftsmidler	40 302 458	Årlig inntekter			
Årlige avskrivninger	1 007 561	Kontantstrøm	Tørt år	Normalt år	Vått år
		Lav kraftpris	672 000	1 328 000	2 000 000
		Lav kraftpris inkl. elsert	1 722 000	3 403 000	5 125 000
		Middel kraftpris	966 000	1 909 000	2 875 000
		Middel kraftpris inkl. elsert	2 016 000	3 984 000	6 000 000
		Høy kraftpris	1 680 000	3 320 000	5 000 000
		Høy kraftpris inkl. elsert	2 730 000	5 395 000	8 125 000
Kontantstrøm					
Innbetaling inkl. elsert	3 984 000	Driftskostnader og nettleie	Tørt år	Normalt år	Vått år
Innbetaling ekskludert elsert.	1 909 000	Estimert produksjon	4 200 000	8 300 000	12 500 000
Drift- og vedlikeholdskost og nettleie	597 600	Kr pr kWh driftskostander	252 000	498 000	750 000
Årlig kontantstrøm før skatt inkl. elsert	3 386 400	Kr pr kWh nettleie	50 400	99 600	150 000
Årlig kontantstrøm før skatt ekskludert elsert.	1 311 400	Årlig driftskostnader og nettleie	302 400	597 600	900 000

Vedlegg 13: Microsoft Excel, regneark.

Estimert produksjon GWh/år	Nåverdi før skatt - reelle verdier	Nåverdi etter skatt - reelle verdier	Kraftpris kr/kWh	Nåverdi før skatt - reelle verdier	Nåverdi etter skatt - reelle verdier
4	-15 083 320	-13 385 985	0,10	-11 267 161	-11 382 269
6	-2 473 750	-2 163 340	0,20	kr 6 651 620	kr 5 636 940
8	10 135 819	9 059 305	0,30	kr 24 570 401	kr 22 656 148
10	22 745 388	20 281 950	0,40	kr 42 489 182	kr 39 675 356
12	35 354 958	31 504 595	0,50	kr 60 407 963	kr 56 694 564
14	47 964 527	42 727 240	0,60	kr 78 326 743	kr 73 713 772
			0,70	kr 96 245 524	kr 90 732 980
			0,80	114 164 305	107 752 188
Avkastningskrav	Nåverdi før skatt - reelle verdier	Nåverdi etter skatt - reelle verdier	Investeringskostnad	Nåverdi før skatt - reelle verdier	Nåverdi etter skatt - reelle verdier
1%	31 526 933	17 545 290	20 mill	32 178 484	28 658 339
2%	22 233 739	9 676 534	40 mill	12 027 254	10 742 702
3%	14 781 469	3 418 133	60 mill	-8 123 974	-7 172 935
4%	8 724 439	-1 627 452			
5%	3 737 758	-5 748 762			
6%	-417 828	-9 157 285			
7%	-3 920 334	-12 009 594			
8%	-6 903 602	-14 422 782			
9%	-9 469 328	-16 485 324			
10%	-11 695 596	-18 264 759			

Vedlegg 15: Microsoft Excel, regneark.

Tilbakebetalingstid år	reelle verdier	Før skatt	Etter skatt	Reelle verdier			
0		-40 302 458	-40 302 458	Avkastningskrav før skatt			
1		-36 916 058	-37 759 142	Avkastningskrav etter skatt	3,43 %		
2		-33 529 658	-35 210 676	Nåverdi før skatt	1,85 %	kr 12 027 254	
3		-30 143 258	-32 657 062	Nåverdi etter skatt		kr 10 742 702	
4		-26 756 858	-30 098 300	Interntrente før skatt	5,89 %		
5		-23 370 458	-27 534 389	Interntrente etter skatt	3,65 %		
6		-19 984 058	-24 965 329				
7		-16 597 658	-22 391 120				
8		-13 211 258	-19 811 763				
9		-9 824 858	-17 227 257	Nåverdi før skatt - reelle verdier	Tørt år 4,2 GWh	Normalår 8,3 GWh	Vått år 12,5 GWh
10		-6 438 458	-14 637 603	Lav kraftpris - 0,16	-20 169 497	-515 892	19 617 069
11		-3 052 058	-12 042 800	Middels kraftpris - 0,23	-13 822 363	12 027 254	38 507 350
12		334 342	-9 442 848	Høy kraftpris - 0,40	1 592 107	42 489 182	84 383 747
13		3 720 742	-6 837 748				
14		7 107 142	-4 227 499				
15		10 493 542	-1 612 101				
16		11 804 942	-506 305	Nåverdi etter skatt - reelle verdier	Tørt år 4,2 GWh	Normalår 8,3 GWh	Vått år 12,5 GWh
17		13 116 342	604 640	Lav kraftpris - 0,16	-18 292 211	-1 170 744	16 368 320
18		14 427 742	1 720 733	Middels kraftpris - 0,23	-12 263 720	10 742 702	34 310 256
				Høy kraftpris - 0,40	2 376 900	39 675 356	77 883 530