

Litfossen Pumpekraftverk (KVO)

Utnytting av prisvariasjoner i Midt-Norge

Lars Fossvoll Strypet

Bygg- og miljøteknikk

Innlevert: juli 2016

Hovedveileder: Leif Lia, IVM

Medveileder: Bernhard Kvaal, TrønderEnergi Kraft AS

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for vann- og miljøteknikk



TrønderEnergi[®]



NTNU – Trondheim
Norwegian University of
Science and Technology

Litjossen Pumpekraftverk (KVO)
Utnyttelse av prisvariasjoner i Midt-Norge

Lars Fossvoll Strypet

Master Thesis Department of Hydraulic and Environmental Engineering

1. juli 2016



MASTEROPPGÅVE

Student: *LARS FOSSVOLL STRYPET*

Tittel: **LITJFOSSEN PUMPEKRAFTVERK (KVO) –Utnyttning av prisvariasjonar i Midt-Noreg**

1 BAKGRUNN

Utgreiinga ”PUMPEKRAFTVERK I SØR–TRØNDELAG - VURDERING AV LØYSING, PLASSERING, INSTALLASJON OG EFFEKT ”, utført som prosjektoppgåve på NTNU hausten 2015 viser fleire potensielle alternativ for pumpekraftverk innanfor eksisterande utbygging i Sør-Trøndelag. Det finnast tri store utbyggingar i fylket med potensiale for effekt/pumpekraftverk; Kraftverkene i Orkla (KVO), Nea-Nidelva og Lundesokna, medan mindre utbyggingar som Vikvassdraget, Svartelva, Gaula m.m. er av lita interesse for pumpekraftverk per i dag. Det er likevel fallet mellom Innerdalsmagasinet og Storfossmagasinet som kan utnyttast mest effektivt av dei nemnte, både med omsyn på økonomi, magasin og reguleringsevne. På grunn av allereie eksisterande øvre- og nedre magasin, stort fall og romslege driftstunnelear for Litjfossen kraftverk, er området lovande med tanke på vidare planlegging av pumpekraftverk. Litjfossen kraftverk med omkringliggende felt og utbyggingar i KVO er derfor valt som fokusområde i denne masteroppgåva.

Kraftverka i prosjektområdet eigast og drivast i hovudsak av KVO, som igjen har fleire kraftselskap som eigarar. Fakta frå eksisterande kraftverk og magasin vil utgjere ein viktig del av grunnlaget for oppgåva. Effekt over lengre periodar, t.d. veker, kan berre leverast av kraftverk med store magasin. Dimensjonering av pumpekraftverk kan derfor gjerast med fleire ulike utgangspunkt som t.d.

- Pumping av vatn frå låge nivå til langtidsmagasinering (som t.d. på Sira-Kvina og Ulla Førre)
- Pumping/køyring basert på hyppige prisvariasjonar (t.d. frå time til time)
- Pumping/køyring i periodar med/utan tilgang på uregulert energi
- Stabilisering av variasjonar i nettet (spenning/frekvens)

2 HOVUDPUNKT I OPPGÅVA

Arbeidet med oppgåva kan delast inn i fire fasar:

2.1 Bakgrunnsmateriale

Tidlegare prosjektrapport, topografiske- og geologiske data, nyare studier for kraftmarknaden i Midt-Noreg/Noreg/Europa, tilgjengelege nedbørs- og vinddata og nytt materiale ifrå CEDREN må danne eit samla grunnlag for studiet. Materialet skal leie fram mot ei utforming av tunnelssystem og kraftverk som representerer kombinasjonen av optimal dynamikk og optimal økonomi. Det er viktig at tilgjengeleg materiale frå både elkraft, maskin og bygg kjem som grunnlagsmateriale i oppgåva.

2.2 Etablering av simuleringsmodell

Det må nyttast ein eller fleire reknemodellar for dynamiske analyser, eigenutvikla eller tilgjengeleg. Nødvendige trykk- og hastighetsforhold for kraftverket må dokumenterast og det må dokumenterast at funksjonen til pumpekraftverket vert tilfredsstillt.

2.3 Val av utforming

Ut ifrå anerkjente metodar og nye metodar skal eitt eller fleire alternativ for utforming og linjeføring finnast for kraftverket, med hovudfokus på installasjon, nedre magasin, tunnelsystemet og samkøyring med øvrige felt- og kraftutbyggingar i området. Val skal grunnjevast og alle forutsetningar for val skal forklarast. Val av utforming må dokumenterast i høve til nyare bygde kraftverk, samstundes som særpreg for norsk/nordisk tunneldrift ventast å påverke optimal utforming av anlegget. Det er viktig å vise korleis ulike scenarior for produksjon av vindkraft og forbruk vil påverke løysingane for pumpekraftverket.

2.4 Detaljering

Med optimaliserte verdiar frå 2.2 og forslag til utforming i 2.3. skal ei eller fleire utformingar av pumpekraftverket detaljerast til eit slikt nivå at det kan reknast relevante kostandar for anbod/bygging. Det vil seie hovuddimensjonar på alle installasjonar og element, med høgder på element og plassering av alle hovudelement i horisontal- og vertikalplanet. Forutsetningar og eventuelt andre viktige forhold må listast opp. Med bruk av fleire alternative løysingar må det visast kva slag forhold som vil føre til val av kvart alternativ.

Innhaldet i prosjektet vil bli nærmare avgjort av rettleiar i samråd med TrønderEnergi på basis av informasjon som kjem fram etter kvart som arbeidet går framover.

3 RETTLEIING, DATA OG INFORMASJON

Rettleiar vil vere Leif Lia på NTNU. Medrettleiar vert Bernhard Kvaal i TrønderEnergi og Tor Gjermundsen i Sweco Norge vil vere ein viktig kontaktperson og støttespelar i arbeidet. Diskusjon med, og bidrag frå, kollegaer og medarbeidarar med NTNU, SINTEF, NVE, KVO/TrønderEnergi og andre kraftselskap vert tilrådd. Bidrag som går inn i oppgåva skal alltid refererast til på rett vis.

4 RAPPORTFORMAT, REFERANSAR OG ERKLÆRING

Oppgåva skal skrivast i eit tekstbehandlingsprogram slik at figurar, tabellar, foto osv. får god rapportkvalitet. Rapporten skal innehalde eit samandrag, ei innhaldsliste, ei liste over figurer og tabellar, ei litteraturliste og opplysningar om andre relevante referansar og kjelder. Oppgåva skal leverast i B5-format som .pdf i DAIM og trykkast i tre eksemplar som sendast direkte frå trykkeri til faglærer/institutt. Samandraget skal ikkje gå over meir enn 450 ord og skal vere eigna for elektronisk rapportering. Masteroppgåva skal ikkje leverast seinare enn den leveringsfristen som kjem fram i DAIM (20 veker + offentlege fridagar vårsemesteret).

Trondheim, 14. januar 2016

Leif Lia
Professor

Sammendrag

Det norske kraftmarkedet er i endring. Aktiv handel, større mengde uregulert kraftproduksjon og bedre tilknytning til andre Europeiske land fører til at volatiliteten i kraftprisene øker. Med dagens utvikling og store utbygginger av vindkraft i Midt-Norge, vil trolig prisvolatiliteten øke betraktelig de kommende årene. En nøkkel for å utnytte det nye kraftmarkedet er etablering av pumpekraftverk. Dette er bakgrunnen for at Trønder-Energi vil vurdere muligheten for utbygging av Litjfossen pumpekraftverk, som er en del av Kraftverkene i Orkla (KVO).

Pumpekraftverk for å utnytte kortvarige prisvariasjoner er relativt nytt i Norge. Men flere pumpekraftverk har muligheten til døgn- eller timesbaset pumping, selv om redusert flomtap og bedre utnyttelse av vannet er hovedinntektskilden. Eksempler på dette er NTEs Tevla pumpekraftverk og BKKs Nygard pumpekraftverk. Begge disse er utstyrt med Francis reversible pumpeturbiner (RPT), som også er det mest aktuelle for Litjfossen. I Litjfossen er det lite flomtap i dagens system og hovedinntektskilden vil være utnyttelse av prisvariasjoner på døgn- og timesbasis.

Potensialet for pumping i Litjfossen har blitt vurdert ut ifra vannkapasitet og det siste års kraftpriser. I tillegg er det gjennomført simuleringer i en langsiktig produksjonsplanleggingsmodell (Vansimtap/ProdRisk).

Analyse av vannpotensialet viser at dagens magasin kan håndtere en pumpetid på mellom 9 og 19 timer, avhengig av tilsig og produksjon i Brattset kraftverk. Dette vil i de fleste tilfeller være tilstrekkelig med tanke på at hovedformålet med Litjfossen pumpekraftverk er å utnytte kortvarige prisvariasjoner. Her er det forutsatt en 80 MW RPT, ved større effekt vil pumpetiden være lavere.

En 80 MW RPT i Litjfossen gir et tap på 28,4% per pumpesyklus. Det siste års kraftpriser gir da et inntektspotensial på 10,6 mill.kr, fordelt på 2500 timer pumping/kjøring.

Ved økt effekt går antall pumpetimer ned, men inntekspotensialet øker.

Simuleringer i Vansimtap/ProdRisk viser derimot en økning i årsinntekt på kun 5,3 mill.kr (totalt for KVO). Her er det sett på dagens situasjon kontra en situasjon med 80 MW RPT i Litjfossen.

Litjfossen pumpekraftverk utformes med en 80 MW Francis RPT i parallell med dagens turbin. Det er planlagt helt ny utløpstunnel, mens eksisterende magasin og overføringsnett utnyttes slik det er. Utbyggingskostnad på prosjektet estimeres til 208 mill.kr, noe som tilsvarer 2,6 mill.kr/MW.

Regner man en periode på 30 år, må den økte inntekten være 7 mill.kr/år for å dekke utbyggingskostnadene. Med de siste års kraftpriser er det altså ikke lønnsomt å bygge ut Litjfossen pumpekraftverk. Troen på økende prisvolatilitet i fremtiden gjør likevel prosjektet meget spennende i årene som kommer.

Abstract

The Norwegian electricity market is changing. Active trading, greater amount of unregulated power generation and better connection to other European countries lead to an increased volatility in energy prices. With the changes in the market and major developments of wind power in Central Norway, it is likely that price volatility will increase considerably over the coming years. A key to exploiting the new power market is establishment of pumped storage power plants. This is why TrønderEnergi will consider the possibility of developing Litjossen pumped storage power plant, which is one of several power plants in Orklavassdraget (KVO).

Using pumped storage plants to exploit short-term price fluctuations are relatively new in Norway. But several pumped storage plant has the possibility of hourly pumping, although reduced flood loss and better utilization of water is the main source for income. Examples include NTE's Tevla and BKK's Nygard pumped storage plants. Both of these are equipped with Francis reversible pump turbines (RPT), which is also the most appropriate for Litjossen. In Litjossen the flood loss in the current system is close to zero and main source of income will be the exploitation of price variations on daily and hourly basis.

The potential for pumped storage in Litjossen has been assessed on the basis of water capacity and the most recent annual electricity prices. In addition, simulations in a long-term production planning model (Vansimtap/ProdRisk) is performed.

Analysis of water potential shows that the lower reservoir can deal with between 9 and 19 hours of pumping, depending on inflow and production in Brattset power plant. This will in most cases be sufficient. 80 MW RPT is assumed and a greater effect will give shorter pump time.

A 80 MW RPT in Litjossen gives a loss of 28.4 % per pumping cycle. The last year

of power prices then gives a potential income of 10.6 mill. NOK, spread over 2500 hours pumping/production. By increasing the effect, the number of pumping/production hours decreases and the potential income increases.

Simulations in Vansimtap/ProdRisk show an increase in income of only 5.3 mill. NOK (total for the KVO-system). Here todays situation is compared to a situation with 80 MW RPT in Litjfossen.

Litjfossen pumped storage plant is designed with a 80 MW Francis RPT in parallel with the current turbine. A new outlet tunnel is planned, while existing reservoirs and transmission networks are used as it is. Development cost of the project is estimated to 208 mill. NOK, which equals 2.6 mill.NOK / MW.

Over a period of 30 years, the increased income has to be at least 7 mill.NOK/year to cover the development costs. Given the current electricity prices it is not profitable to develop Litjfossen pumped storage plant. But belief in the increasing price volatility in the future, still makes the project very exciting for the coming years.

Forord

Masteroppgaven er skrevet våren 2016 ved Institutt for Vann- og Miljøteknikk, IVM, NTNU. Etter to år med sommerjobb hos TrønderEnergi Kraft AS, fikk jeg tilbud om å skrive både prosjekt- og masteroppgave i samarbeid med dem. Masteroppgaven er utført som en videreføring av prosjektoppgaven *Pumpekraftverk i Sør-Trøndelag - Vurdering av løsning, plassering, installasjon og effekt*, skrevet høsten 2015. Rapporten er skrevet for å belyse potensialet for bygge pumpekraftverk i eksisterende Litjfossen kraftverk.

Jeg ønsker å takke hovedveileder professor Leif Lia ved NTNU for god oppfølging og veiledning. Takk også til TrønderEnergi Kraft AS som har vært tilrettelegger for arbeidet med oppgaven. Til slutt ønsker jeg å takke min samboer Cecilie for tips og støtte gjennom mange års studier.

Lars Fossvoll Strypet, 1.juli 2016.

Innhold

I	Introduksjon	14
1	Innledning	15
II	Hoveddel	17
2	Bakgrunnsmateriale	18
2.1	Pumpekraftverk	18
2.1.1	Inntjening ved å utnytte prisvariasjon	18
2.1.2	Pumpeeffekt	19
2.1.3	Reversibel pumpeturbin (RPT)	19
2.1.4	Utfordringer med reversible pumpeturbiner	21
2.1.5	Turtallsregulerte pumper	22
2.1.6	Utbyggingskostnader for en RPT	22
2.2	Kraftverkene i Orkla	24
2.2.1	Hydrologi	24
2.2.2	Magasin og overføringer	28
2.3	Litjossen kraftverk	29
2.3.1	Magasin og overføringer	30
2.3.2	Vannvei	30
2.3.3	Installasjon og kjøremønster	31
3	Pumpepotensial	32
3.1	Vannpotensial	32
3.1.1	Grunnlag	33

3.1.2	Metode	37
3.1.3	Resultater	38
3.1.4	Diskusjon	40
3.2	Prispotensial	41
3.2.1	Grunnlag	41
3.2.2	Metode	43
3.2.3	Resultater	47
3.2.4	Diskusjon	49
4	Simuleringsmodell	50
4.1	Om modellen	50
4.2	Inn-data	51
4.2.1	Serieprisrekke	51
4.2.2	Pumpedata	53
4.2.3	Generelt	53
4.3	Resultater	53
4.3.1	Effekt på hele KVO-systemet	54
4.3.2	Ulset kraftverk	57
4.3.3	Litjossen	60
4.3.4	Brattset	63
4.4	Diskusjon	66
5	Utforming	67
5.1	Tunnelsystem	67
5.1.1	Nytt pumpekraftverk i nytt tunnelsystem	67
5.1.2	Bytte ut Francis-turbin i eksisterende tunnelsystem	68
5.1.3	Utnytte dagens tunnelsystem og installere nytt aggregat parallelt med eksisterende turbin	68
5.2	Installasjon	69
5.3	Nedre magasin - Storfosdammen	71
5.3.1	Pumpekapasitet	71
5.3.2	Variasjon i løfthøyde	71

5.4	Samkjøring med resten av KVO	72
5.5	Oversikt eksisterende overføringsnett	72
5.5.1	Situasjon Vassli pumpestasjon	72
5.5.2	Løsning Litjfossen pumpekraftverk	75
5.6	Diskusjon	78
6	Detaljering	79
6.1	Aggregat	79
6.1.1	Dykking av turbinsenter	79
6.2	Tunnelsystem	80
6.2.1	Innløp	80
6.2.2	Utløp	80
6.3	Kraftstasjon	81
6.4	Tegninger	83
6.5	Utbyggingskostnad	85
6.5.1	Byggtekniske kostnader	85
6.5.2	Elektrotekniske kostnader	85
6.5.3	Maskintekniske kostnader	85
6.5.4	Total utbyggingskostnad	85
6.6	Diskusjon	86
III	Konklusjon	87
7	Konklusjon	88
7.1	Videre arbeid	89
	Appendices	91
A	Tegninger	92
B	Kostnadsberegninger	97

Figurer

2.1	Tverrsnitt av en Reversibel Pumpeturbin	20
2.2	Oversiktskart kraftverkene og overføringene i KVO.	27
2.3	Oversiktskart over Litjossen kraftverk.	29
2.4	Lengdeprofil Litjossen hentet fra [5].	30
3.1	Storfosdammen som den er i dag. Regulert opp til 519 moh.	34
3.2	Storfosdammen regulert opp til 525 moh.	35
3.3	Storfosdammen regulert opp til 530 moh.	36
3.4	Pumpetid ved Storfosdammen slik den er i dag.	39
3.5	Pumpetid ved Storfosdammen med HRV 525 moh.	39
3.6	Pumpetid ved Storfosdammen med HRV 530 moh.	39
3.7	Elspotpriser for perioden 1. juni 2015-31.mai 2016. Hentet fra nordpools- pot.com	41
3.8	Boxplot av timesprisene	42
3.9	Eksempel på en god pumpedag.	44
3.10	Eksempel på en dårlig pumpedag.	44
3.11	Oversikt over potensielle pumpetimer per måned over det siste året. . . .	48
3.12	Oversikt over inntekspotensial per måned over det siste året.	48
4.1	Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke totalt for dagens KVO- system	55
4.2	Oversikt over simulert produksjon per uke totalt for KVO med pumpe- kraftverk i Litjossen.	55
4.3	Oversikt over simulert magasinutvikling i Falningsjoen med dagens situasjon.	57

4.4	Oversikt simulert magasinutvikling i Falningsjoen med pumpekraftverk i Litjfossen	58
4.5	Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke for Ulset kraftverk med dagens situasjon	58
4.6	Oversikt over simulert gjennomsnittsproduksjon per uke i Ulset kraftverk med pumpekraftverk i Litjfossen	59
4.7	Oversikt over simulert magasinutvikling i Innerdalsvatnet med dagens situasjon.	60
4.8	Oversikt simulert magasinutvikling i Innerdalsvatnet med pumpekraftverk i Litjfossen	61
4.9	Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke for Litjfossen kraftverk med dagens situasjon	61
4.10	Oversikt over simulert gjennomsnittsproduksjon per uke i Litjfossen pumpekraftverk	62
4.11	Oversikt over simulert magasinutvikling i Storfossdammen med dagens situasjon.	63
4.12	Oversikt simulert magasinutvikling i Storfossdammen med pumpekraftverk i Litjfossen	64
4.13	Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke for Brattset kraftverk med dagens situasjon	65
4.14	Oversikt over simulert gjennomsnittsproduksjon per uke Brattset kraftverk med pumpekraftverk i Litjfossen	65
5.1	Nettskjema høyspentnett Vassli pumpestasjon	73
5.2	Spenning 22kV nett rundt Vassli	74
5.3	Nettskjema høyspentnett Litjfossen	76
5.4	Overføringsnett Litjfossen kraftverk	77
6.1	Bilde fra kraftstasjonen Litjfossen.	82
6.2	Bilde av adkomsttunnelen tatt fra kraftstasjonen.	82
6.3	Snittegning Litjfossen pumpekraftverk.	83
6.4	Plantegning Litjfossen pumpekraftverk.	84

Tabeller

2.1	Oversikt over hoveddata i KVO hentet fra [5]	25
2.2	Hydrologiske data KVO hentet fra [5]	26
2.3	Oversikt over magasin i KVO hentet fra [5]	28
2.4	Falltap i vannvei Litjfossen beregnet av Norconsult i 2010.	31
3.1	Tabell som viser pumpetid ved forskjellig magasinivolum, effekt og vannføring	38
3.2	Tabell som viser hovedresultater for 80, 100 og 120 MW.	47
3.3	Tabell som viser vannforbruk og brukstid i løpet av året.	47
4.1	Tabell som viser fordeling av prisavsnitt på ei uke.	52
4.2	Tabell som viser data som er lagt inn for pumpe i ProdRisk.	53
4.3	Tabell som viser simulert gjennomsnittlig årsproduksjon i KVO, med og uten pumpeturbin.	54
4.4	Tabell som viser simulert gjennomsnittlig årsinntekt i KVO, med og uten pumpeturbin.	56
5.1	Tabell som viser slukeevne (Q), falltap (h) og midlere fallhøyde/løftehøyde (H) for installert effekt på 80, 100 og 120 MW.	69
5.2	Tabell som viser løftehøyde og variasjon i løftehøyde.	71
6.1	Tabell som viser totale utbyggingskostnader for en 80 MW Francis RPT.	86

Del I

Introduksjon

Kapittel 1

Innledning

Som følge av aktiv handel, større mengde uregulert kraftproduksjon og bedre tilknytning til andre Europeiske land, øker volatiliteten i kraftprisene i Norge. Med dagens utvikling og store utbygginger av vindkraft i Midt-Norge, vil trolig prisvolatiliteten øke enda mer i årene som kommer. For å utnytte disse variasjonene i kraftprisen kan man benytte pumpekraftverk.

TrønderEnergi er et kraftselskap med mye regulert kraftproduksjon i Midt-Norge. For å henge med på utviklingen i kraftmarkedet, ønsker TrønderEnergi å se på muligheten for å bygge ut pumpekraftverk i Sør-Trøndelag.

Rapporten *Pumpekraftverk i Sør-Trøndelag - Vurdering av løsning, plassering, installasjon og effekt*, utført som prosjektoppgave på NTNU høsten 2015, viser flere potensielle alternativer for pumpekraftverk innenfor eksisterende utbygging i Sør-Trøndelag. Av disse alternativene er det Litjfossen kraftverk, med fallet mellom Innerdalsvatnet og Storfossdammen, som kan utnyttes mest effektivt. Både med tanke på økonomi, magasin og reguleringsevne er området lovende med tanke på planlegging av pumpekraftverk. Litjfossen kraftverk med omkringliggende felt og utbygginger i Kraftverkene i Orkla (heretter KVO) er derfor valgt som fokusområde i denne masteroppgava.

Spørsmålene blir da:

- Finnes det potensial for et pumpekraftverk i Litjfossen i dag?
- Hvordan kan man oppgradere dagens Litjfossen kraftverk til et pumpekraftverk på best mulig måte?

For å svare på disse spørsmålene er det i denne rapporten gjennomført en analyse av potensialet for pumping, både med tanke på tilgjengelig vannkapasitet og dagens kraftpris. I tillegg er det gjennomført simuleringer i en langsiktig produksjonsplanleggingsmodell for å sammenligne produksjonen i dagens system og system med pumpekraftverk i Litjfossen. Det er også utarbeidet alternative utforminger i henhold til anerkjente metoder. Aktuelle utforminger er deretter detaljert til et slikt nivå at det kan regnes på relevante kostnader ved utbygging.

Del II

Hoveddel

Kapittel 2

Bakgrunnsmateriale

2.1 Pumpekraftverk

Et pumpekraftverk er et kraftverk som har muligheten til både å produsere kraft på lik linje med et vanlig kraftverk og forbruke kraft til å pumpe vann opp igjen i øvre magasin. Det forutsetter generelt sett at det er vannmagasin både ved innløp og utløp av kraftverket.

I Norge i dag er det hovedsaklig lagring av overskuddsenergi ved sesongpumping som gjelder. Med sesongpumping menes at det i lengre perioder av året pumpes vann for langtidsmagasinerings i øvre magasin. Når det gjelder pumping for å utnytte hyppige prisvariasjoner på døgn eller timesbasis, er dette veldig nytt i Norge. I verden ellers benyttes pumpekraftverkene i hovedsak til døgnregulering ved pumping om natten og produksjon om dagen.

2.1.1 Inntjening ved å utnytte prisvariasjon

Ved å utnytte hyppige prisvariasjoner i markedet, kan man tjene penger på å kjøre det samme vannet i en pumpe- og turbin-syklus. Det er erfart at man må ha minst 30% prisforskjell for å få lønnsomhet i slike prosjekter ([6]). Prisforskjellen er da forskjellen mellom kraftprisen ved produksjon og kraftprisen ved pumping.

Tevla pumpekraftverk (NTE) og Nygard pumpekraftverk (BKK) er eksempler på norske pumpekraftverk som har muligheten til å utnytte hyppige prisvariasjoner. Inn-

tjeningen til disse to kommer i hovedsak av å senke flomtap, men de kan også utnytte prisforskjeller innenfor døgnet. Begge disse pumpekraftverkene har installert en Francis reversibel pumpeturbin og er gode referanseprosjekter for et pumpekraftverk i Litjfossen.

Nygaard pumpekraftverk ligger i Modalen og ble satt i drift i 2004. BKK hevder de kun trenger 20% prisforskjell for lønnsomhet i en pumpe-/kjøresyklus. Hentet fra BKK-nytt oktober 2003 ([8]): *Omlegginga er så enkel at ein også kan pumpa vatn om natta og produsera energi om dagen. Prisskilnaden må vera minst 20 prosent for at det skal svara seg. Det vil seia at dersom kraftprisen er 20 øre/kWh nattetid, må han være over 24 øre/kWh på dagtid for å gje fortjeneste når ein slepp vatnet ned att.*

2.1.2 Pumpeeffekt

Ytelsen til en pumpe kan uttrykkes med formelen ([3]):

$$P_t = \frac{p \times g \times Q \times H}{n \times 1000} \quad (2.1)$$

Her er

- P_t = pumpeeffekt (MW)
- p = tetthet (kg/m^3)
- g = tyngdeakselerasjon (m/s^2)
- Q = slukeevne (m^3/s)
- H = løftehøyde (m)
- n = virkningsgrad

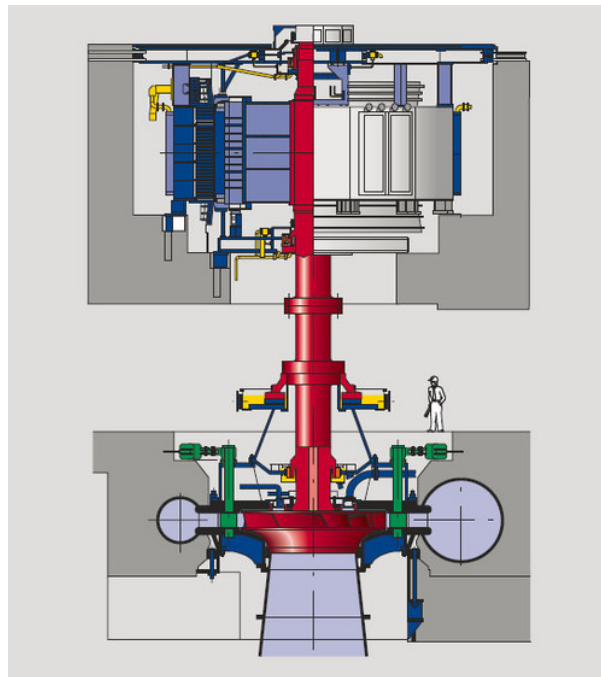
2.1.3 Reversibel pumpeturbin (RPT)

Den mest vanlige tekniske løsningen er en såkalt reversibel pumpeturbin (heretter kalt RPT). Dette er en løsning hvor man har en turbin som er designet både for produksjon og pumping, avhengig av rotasjonsretningen på turbinen. Tverrsnitt av en RPT kan sees i figur 2.1.

Vanligvis brukes det en Francisturbin som ved produksjon kjøres med optimal hastighet og hvor vannmengden kan justeres. For pumping må Francisturbinen kjøres med full last, og den kan dermed ikke reguleres på samme måte som ved turbinkjøring. Disse bruker ca 4-5 minutter på å endre fra turbin- til pumpefunksjon. Dette vil stort sett vil være tilstrekkelig så lenge hovedfunksjonen ikke er å stabilisere variasjoner i nettet [6].

En Francis-RPT blir laget for optimal pumpeeffekt, og vil ha en tilnærmet lik virkningsgrad for både pumping og turbinkjøring. Denne ligger på 92-93% ved en fallhøyde på 300 m ([6]). Til sammenligning kan en vanlig Francisturbin komme opp i 95% virkningsgrad.

RPT gir et kompakt aggregat som fungerer på de fleste områder, men det er avhengig av en dykking på 30-70 m ([6]).



Figur 2.1: Tverrsnitt av en Reversibel Pumpeturbin

2.1.4 utfordringer med reversible pumpeturbiner

Det er flere utfordringer med pumpekraftverk sammenlignet med et tradisjonelt kraftverk. Mer spesifikt er det også utfordringer med en Francis RPT kontra en vanlig Francisturbin. Noen av disse utfordringene blir presentert under.

Variasjon i løftehøyde

Dersom reguleringshøyden i øvre- og nedre magasin er stor, kan variasjon i løftehøyden for pumpa bli et problem. En Francis RPT man kan takle en variasjon i løftehøyde på 15-20% ([6]).

Variasjonen regnes ut ved å se på differansen mellom største- og minste løftehøyde i forhold til midlere løftehøyde. Største løftehøyde er definert som HRV i øvre magasin minus LRV i nedre magasin. Minste løftehøyde er definert som LRV i øvre magasin minus HRV i nedre magasin.

Kavitasjon og dykking

En RPT setter større krav til dykking enn en vanlig Francis-turbin. Grunnen til dette er at innstrømningsforholdene mot pumpekovlene gir mer ugunstig strømningsforhold med større fare for kavitasjon enn ved utløpet i turbinskovlene ([4]).

Kavitasjon er fordamping av vann ved at trykket senkes ned til eller under vannets damptrykk. I en hydraulisk strømningsmaskin oppstår kavitasjon dersom lokale hastigheter blir så store at trykket $p = \rho gh$ blir lavere enn damptrykket ved den aktuelle temperaturen. Dersom trykket blir så lavt at vann fordamper inne i en turbin vil dette føre til dannelse av dampblærer (kaviteter). Problemet med dampblærene er at de klapper sammen når de kommer inn i en sone med høyere trykk. Sammenklappingen skaper et lokalt kraftig trykksjokk som tærer på overflaten av materiale. Sterk kavitasjonstæring kan gi overflaten et svampeaktig utseende, og styrken til materiale svekkes betraktelig. I tillegg til at kavitasjon tærer bort materiale, vil også kavitasjonsboblene blokkere helt eller delvis løpehjulets passasjer ([4]).

Utrekning av nødvendig dykking kan gjøres fra følgende formler hentet fra kompendiet

Pumper og Turbinerskrevet av Hermod Brekke ([4]):

$$H_s \leq h_b - h_{va} - NPSH_t \quad (2.2)$$

$$NPSH_t = a \frac{c_{m2}^2}{2g} + b \frac{c_2^2}{2g} \quad (2.3)$$

Her er

- H_s = krav til dykking (m)
- h_b = barometertrykk (m)
- h_{va} = vannets damptrykk (m)
- $NPSH_t$ = hastighetshøyde etter løpehjul minus strømningsstap (Net Positive Suction Head) (m)

Kapasitet i overføringsnett

Et pumpekraftverk skal både produsere og forbruke energi, dette setter store krav til overføringsnettet rundt kraftverket. Tradisjonelt er nettet dimensjonert for å ta imot spenning fra en generator, og det kan oppstå problemer når man skal snu det til å forsyne en motor med spenning. Eksempel på disse problemene og hvordan man kan løse dette, er omtalt i "Oversikt eksisterende overføringsnett" 5.5.

2.1.5 Turtallsregulerte pumper

Det blir mer og mer vanlig med turtallsregulerte pumper, og det er mye fokus på dette hos de store leverandørene ([6]). Dette gir mulighet for å regulere effektforbruket i pumpedrift, og man får optimal turtallskjøring både for turbin og pumpe. I tillegg til reguleringsmuligheter, kan det gi noe høyere virkningsgrad og mindre støy og vibrasjoner ved pumping. Minuset er at det krever dyrt og avansert utstyr. På grunn av de økte kostnadene har ikke turtallsregulerte pumper blitt vurdert videre i denne rapporten.

2.1.6 Utbyggingskostnader for en RPT

Utbyggingskostnadene for et pumpekraftverk er på mange områder likt som et tradisjonelt kraftverk. Derfor har NVE sin rapport nr. 46-2016 *Kostnadsgrunnlag for vannkraft*

([7]) blitt brukt grunnlag for beregninger videre i oppgaven. For pumpeturbiner foreslår kostnadsgrunnlaget å bruke kostnaden på en vanlig Francis-turbin med et påslag på 25%.

Tall fra Voith Hydro sier at prisen på en Francis RPT er grovt sett 30-50% høyere enn prisen av en vanlig Francis-turbin. Generelt viser det seg at større installasjoner er mest lønnsomt og historisk er installasjoner på 300-400 MW best egnet. For mindre størrelser vil prosentvis prisforskjell øke, dette er på grunn av at mye av det dyre utstyret er det samme i store og små pumpekraftverk. For et lite pumpekraftverk (installasjon på 20 MW og mindre) kan man regne med at aggregatet blir dobbelt så dyrt som et konvensjonelt kraftverksaggregat ([6]).

I tillegg til økte utbyggingskostnader, vil drift- og vedlikeholdskostnadene være noe høyere for en RPT i forhold til en vanlig Francis. Noe av grunnen til dette er at slitasjen vil øke på grunn av at antallet start og stopp vil øke betraktelig. Start- og stoppkostnaden er beregnet av TrønderEnergi Kraft og tilsvarer 1100 NOK per start/stopp for Litjossen ([9]).

2.2 Kraftverkene i Orkla

Orklavassdraget er ett av to store vassdrag som utnyttes til kraftproduksjon i Sør-Trøndelag. Vassdraget består av elvene Orkla, Grana og Ya, og er bygd ut med fem kraftverk som utgjør Kraftverkene i Orkla (heretter omtalt som KVO). KVO består av kraftverkene Ulset, Litjfossen, Brattset, Grana og Svorkmo, se figur 2.2. Utbyggingen av KVO er et resultat av en felles konsesjon som ble gitt i 1978. Fokus for utbyggingen var en helhetlig utforming optimalisert for å utnytte de totale ressursene i vassdraget best mulig. Dette gir et moderne kraftsystem med bredt spekter av fallhøyder og vannmengder.

KVO eies av Statkraft (48,6%), TrønderEnergi Kraft (35%), Eidsiva Vannkraft AS (12%) og Nord-Østerdal Kraftlag Andelsverk AS (4,4%). TrønderEnergi Kraft AS står for driften av kraftverkene.

Totalt har de fem kraftverkene en installert nominell effekt på 320 MW og en midlere årsproduksjon på 1250 GWh ([5]). Hoveddata for kraftverkene er vist i tabell 2.1.

2.2.1 Hydrologi

En oversikt over nedbørsfelt med tilhørende areal, avrenning og midlere tilsig, er gitt i tabell 2.2.

Tabell 2.1: Oversikt over hoveddata i KVO hentet fra [5]

		Ulset	Litjossen	Brattset	Grana	Svorkmo
TILSIG						
Nedbørfelt	km ²	225	383	1041	292	2642
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	25,1	19,0	20,0	28,3	22,0
Middelvannføring	m ³ /s	5,64	7,26	21,0	8,28	58,2
Årlig tilsig til inntaket	mill.m ³	178,2	229,3	661,1	261,4	1835
KRAFTVERK						
Ferdigstillelse	årstall	1985	1982	1982	1982	1983
HRV	moh.	872,5	813	519	650	129,5
LRV	moh.	825	778	503	610	129
UV maks	moh.	539,2	519	247	181	30,5
UV min / nyttbar	moh.	534,5	503 / 510	244	181	30
Midlere brutto fallhøyde	m	320	285	270	455	99
Energiekv., maks fall lokalt	kWh/m ³	0,82	0,71	0,64	1,14	0,21
Slukeevne, maks.	m ³ /s	12	30	36	18	65
Minstevannføring, vinter	m ³ /s	0,1	0,1	0,03	0,1	1)
Minstevannføring, sommer	m ³ /s	0,2	0,2	0,5	0,05	1)
Inst.effekt, maks. fallh.	MW	35	75	2 x 40	75	20,5+34
Brukstid	timer	4000	2130	5000	3730	4950
MAGASIN						
Magasinvolum, lokalt/totalt	mill. m ³	132/132	153/153	1,7/287	139/139	0,02/425,5
Magasinprosent, lok./totalt	% / %	74/74	67/67	0,3/43	53/53	0/23
PRODUKSJON						
Prod. vinter (1/10 - 30/4)	GWh	100	100	210	180	150
Prod. sommer (1/5 - 30/9)	GWh	40	60	190	100	120
Produksjon, årlig middel	GWh	140	160	400	280	270

1) I Svorka 0,1 m³ sommer og 0,05 m³ vinter. Ved Bjørseth 20 m³/s 1. mai - 31. august, 10-15 m³/s 1. sept.- 25. okt, og 4 m³ resten av året. I tillegg kan minstevannslippingen diskuteres med tilsynsmannen.

Tabell 2.2: Hydrologiske data KVO hentet fra [5]

Nr	Delfelt	Areal	Avrenning	Midlere tilsig	
		km ²	l/s·km ²	m ³ /s	mill.m ³
1	Ya	155,4	25,1	3,9	123,0
2	Russu	27,8	25,1	0,7	22,0
3	Falningsjøen	22,0	25,1	0,6	17,4
4	Sverjesjøen	19,9	25,1	0,5	15,8
1-4	Sum Ulset kraftverk	225,1	25,1	5,64	178,2
5	Øvre Dølvad	219,1	18,5	4,1	127,8
6	Næringåa	30,0	19,7	0,6	18,6
7	Kviknebekken	11,9	19,7	0,2	7,4
8	Storbekken	4,0	19,7	0,1	2,5
9	Innerdalsvatnet	104,1	19,7	2,1	64,7
10	Gardåa	14,2	18,6	0,3	8,3
5-10	Sum Litjfossen kraftverk	383,3	19,0	7,26	229,3
1-4	Sum Ulset kraftverk	225,1	25,1	5,64	178,2
5-10	Sum Litjfossen kraftverk	383,3	19,0	7,26	229,3
11	Storfosdammen	320,3	18,2	5,83	183,8
12	Ulvassbekken	5,1	18,2	0,5	2,9
13	Nåva	60,5	19,7	1,2	37,6
14	Døåa / Stavåa	47,2	19,7	0,9	29,3
1-14	Sum Brattset kraftverk	1041,5	20,1	21,0	661,1
15	Granasjøen	226,8	27,2	6,2	194,5
16	Hela	18,6	29,8	0,6	17,5
17	Jøla	42,9	34,0	1,5	46,0
18	Fjellbekken	3,3	34,0	0,1	3,5
15-18	Sum Grana kraftverk	291,6	28,3	8,28	261,5
1-14	Sum Brattset kraftverk	1041,5	20,1	21,0	661,1
15-18	Sum Grana kraftverk	291,6	28,3	8,28	261,5
19	Bjørset	982,5	19,8	19,5	613,4
20	Raubekken	32,9	29,1	1,0	30,2
21	Svorka	293,6	35,7	8,54	269,4
1 – 21	Sum Svorkmo kraftverk	2642,1			1835,6



Figur 2.2: Oversiktskart kraftverkene og overføringene i KVO.

Tabell 2.3: Oversikt over magasin i KVO hentet fra [5]

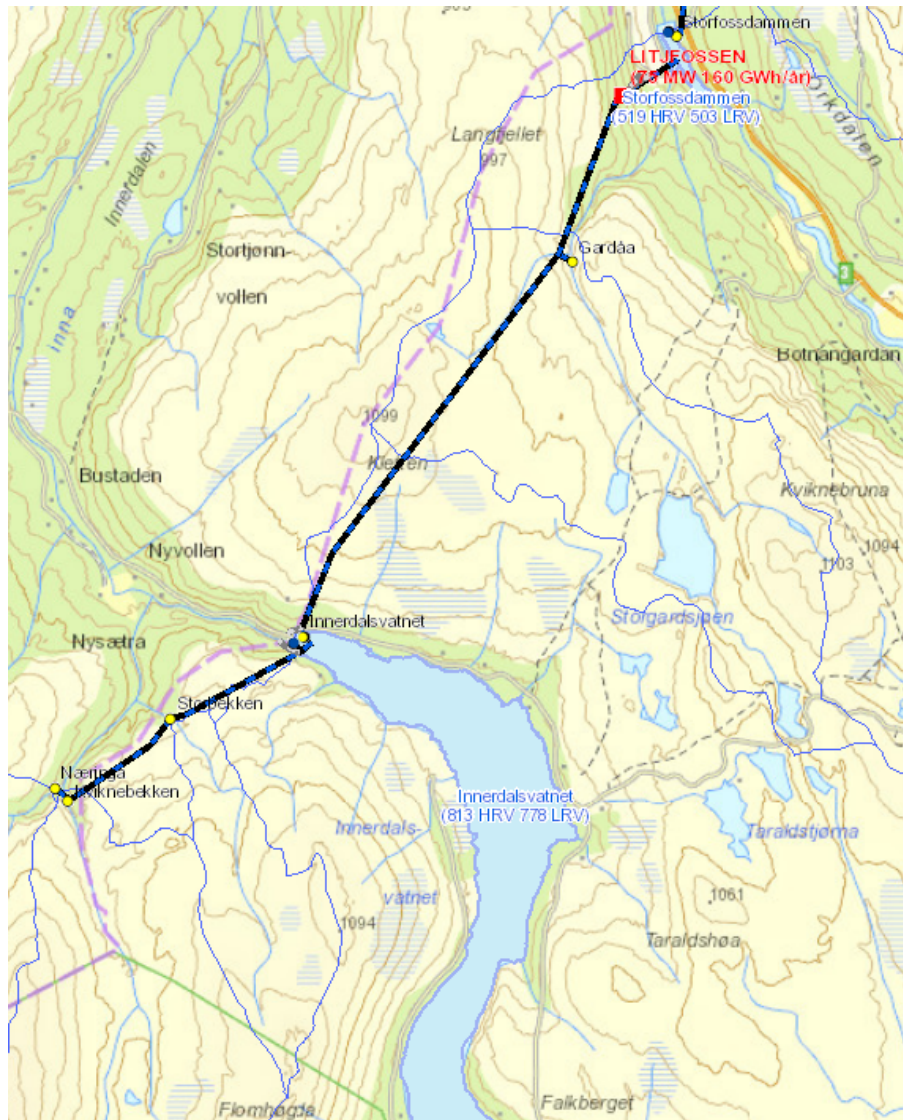
Magasin	HRV moh.	LRV moh.	Volum mill.m ³	Volum %
Falningsjøen	872,5	825	125	
Sverjesjøen	872,5	867,7	7	
Sum Ulset krv. lokalt			132	74
Sum Ulset krv. totalt			132	74
Innerdalen				
Sum Litjfossen krv. lokalt	813	778	153	67
Sum Litjfossen krv. totalt			153	67
Storfosdammen	519	503	2	
Sum Brattset krv. lokalt			2	0,3
Sum Brattset krv. totalt			287	43
Granasjøen	650	610	139	
Sum Grana krv. lokalt			139	53
Sum Grana krv. totalt			139	53
Sum Svorkmo krv. lokalt	129,5	129	0	0
Sum Svorkmo krv. totalt			426	23

2.2.2 Magasin og overføringer

I tabell 2.3 er det gitt en oversikt over magasin, reguleringsgrenser og volum.

2.3 Litjossen kraftverk

Litjossen kraftverk ble ferdigstilt i 1982 og ligger i Tynset kommune. Kraftverket utnytter et midlere fall på 288 m mellom Innerdalsvatnet og Orkla ved Storfosdammen. Oversiktskart over kraftverket slik det er i dag kan sees i figur 2.3.



Figur 2.3: Oversiktskart over Litjossen kraftverk.

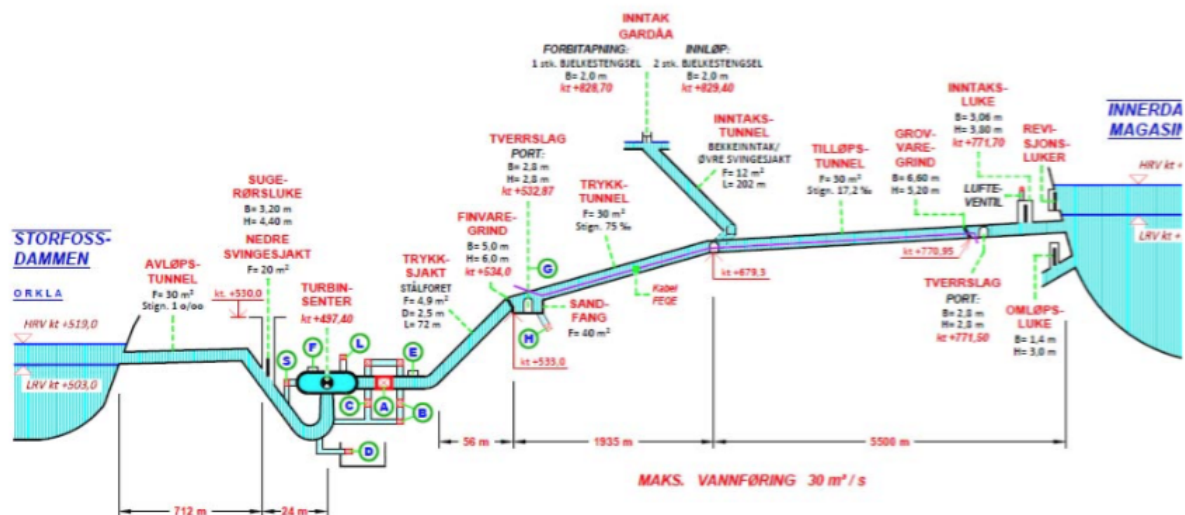
2.3.1 Magasin og overføringer

Innerdalsvatnet er demmet opp med en fyllingsdam og har en total regulering på 35 m. Dette gir et magasinivolum på 153 mill.m^3 . Storfossdammen er demmet opp med en platedam i betong, har en total regulering på 16 m og et magasinivolum på $1,7 \text{ mill.m}^3$. Storfossdammen er inntaksmagasin for Brattset kraftverk.

Fra Øvre Dølvad overføres vannet i Orkla ved hjelp av en sperredam og tunnel til Inna og videre til Innerdalsvatnet. Næringåna, Kviknebekken og Storbekken føres over til Innerdalsvatnet på tilsvarende måte med tunnel. Samlet overføringslengde er ca. 3,8 km og tilhørende tverrsnitt er 20 m^2 for Øvre Dølvad og ca. 3,5 km og 8 m^2 for Næringåna, Kviknebekken og Storbekken ([5]).

2.3.2 Vannvei

Fra Innerdalsvatnet ledes vannet fram til kraftstasjonen i fjellet ved Litjfossen og videre ut i Storfossdammen. Avløpet fra Gardåa føres ned i tilløpstunnelen via en sjakt. Lengdeprofil av vannveien er vist i figur 2.4.



Figur 2.4: Lengdeprofil Litjfossen hentet fra [5].

Tabell 2.4: Falltap i vannvei Litjfossen beregnet av Norconsult i 2010.

	Falltapskoeffisient s^2/m^5	Beskrivelse og lengde
Falltap nr. 1	0,0031	Falltap i tunnel fra inntak til Innerdalsvatnet til tunnelinntak fra Gardåa. 5500 m.
Falltap nr. 2	0,0010	Falltap fra tunnelinntak fra Gardåa til sandfang, falltap i sandfang er neglisjert. 1935 m.
Falltap nr. 3	0,0007	Falltap i trykksjakt. 72 m.
Falltap nr. 4	0,0012	Falltap i utløp. 736 m.
Totalt	0,0060	Totalt falltap. 8243 m.

Samlet har vannveien en lengde på 8243 m. Av dette utgjør utløpstunnelen 736 m. Driftsvannveien er i hovedsak konvensjonell tunnel med et tverrsnitt på 30 m^2 . Den siste biten inn til turbinen er utført med en 72 m lang stålforet trykksjakt.

Falltap i vannveien kan sees i tabell 2.4 og er beregnet i 2010.

2.3.3 Installasjon og kjøremønster

Det er installert et Francisaggregat på 75 MW som i gjennomsnitt produserer 160 GWh/år. En brukstid på bare 2100 timer og eksisterende øvre- og nedre magasin, gjør at kraftverket til dels blir kjørt som effektkraftverk.

Dagens slukeevne i kraftverket er på $30\text{ m}^3/s$. Dette tilsvarer en vannhastighet på 1 m/s og forholdsvis små falltap i store deler av vannveien.

Ingen større rehabilitering eller revisjon har blitt utført på den elektromekaniske delen av kraftverket. Sannsynligvis vil det mekaniske utløse behov for revisjon ([5]).

Kapittel 3

Pumpepotensial

Som en del av arbeidet med å vurdere en utbygging av pumpekraftverk i Litjfossen kraftverk, har potensialet for pumping blitt analysert. Det har blitt delt inn i analyse av vannpotensial og analyse av prispotensial.

For både vann- og prispotensial, er det antatt installert en Francis reversibel pumpe-turbin i parallell med dagens 75 MW Francis-turbin og bruk av vannveien slik den er i dag. Tre forskjellige størrelser på RPT er vurdert, henholdsvis 80 MW, 100 MW og 120 MW. Størrelsene er valgt på bakgrunn av at dagens vannvei har god kapasitet og at merkostnaden ved å øke installert effekt på en RPT er forholdsvis liten ([6]).

3.1 Vannpotensial

Vannpotensialet blir vurdert ut ifra magasinkapasitet, årlig tilsig og minstevannføring. Magasinkapasiteten i øvre magasin, Innerdalsvatnet, er på hele 153 *mill.m*³, noe som er mer enn tilstrekkelig. Kapasiteten i nedre magasin, Storfosdammen, er derimot på bare 1,69 *mill.m*³, og vil derfor være begrensende for hvor mye og hvor lenge man kan pumpe sammenhengende. Av den grunn er analysen begrenset til verdier på tilsig til-, vannføring fra- og magasinkapasitet i Storfosdammen.

3.1.1 Grunnlag

Midlere tilsig til Storfosdammen er $11,47 \text{ m}^3/\text{s}$ ([5]). Dette er sum av midlere tilsig til Ulset kraftverk ($5,64 \text{ m}^3/\text{s}$) og lokalt midlere tilsig til Storfosdammen ($5,83 \text{ m}^3/\text{s}$).

Vannføringen fra Storfosdammen er beregnet som sum av slukeevne for pumpe og vannforbruk til Brattset kraftverk inkl. minstevannføring. Til enhver tid skal det være minimum $10 \text{ m}^3/\text{s}$ i fri vannføring og driftsvannføring nedstrøms Brattset. Fullast i Brattset kraftverk tilsvarer en slukeevne på $36 \text{ m}^3/\text{s}$.

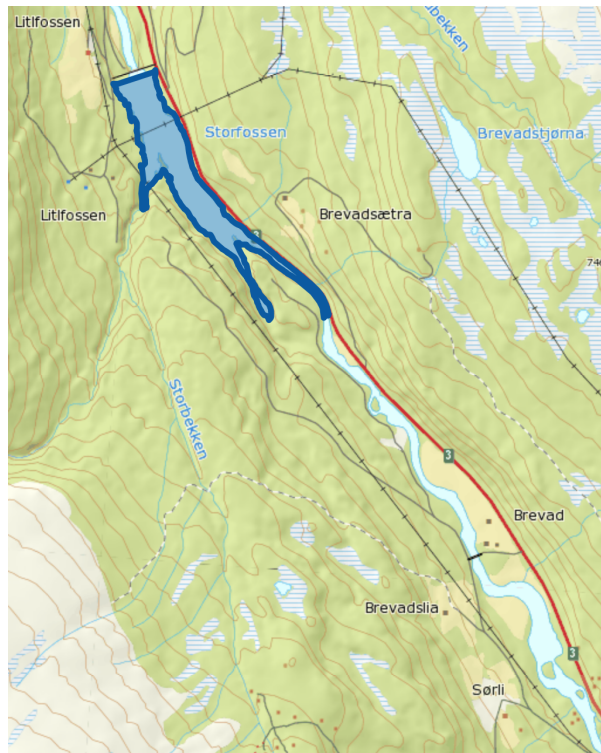
Slukeevne for pumpe regnes ut ved formel (2.1). Det er forutsatt en midlere pumpehøyde på 288 m + falltap og en virkningsgrad på 92 %. Dette gir da en slukeevne på $25,7 \text{ m}^3/\text{s}$ for en installert effekt på 80 MW, $31,9 \text{ m}^3/\text{s}$ for 100 MW og $37,9 \text{ m}^3/\text{s}$ for 120 MW.

Når det gjelder magasinkapasiteten, sees det både på Storfosdammen slik den er i dag og på muligheten for å utvide magasinet med henholdsvis +6 m og +11 m reguleringshøyde.

Storfosdammen som den er i dag

Storfosdammen har i dag et areal på $0,17 \text{ km}^2$. Høyeste regulerte vannstand (heretter HRV) er 519 moh og laveste regulerte vannstand (heretter LRV) er 503 moh. Reguleringshøyden på 16 m gir et volum på $1,69 \text{ mill.m}^3$. Kartutsnitt av dagens magasin kan sees i figur 3.1.

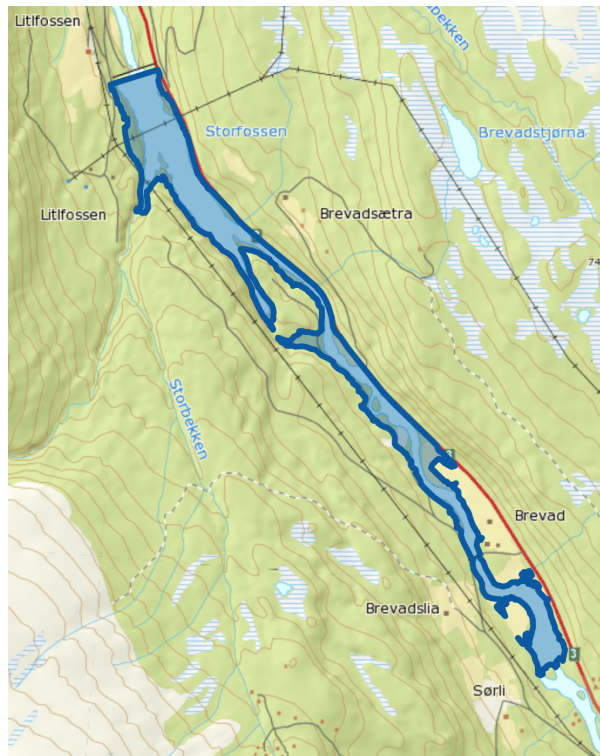
Storfosdammen opereres som døgn- og ukemagasin hele året. Det er det eneste magasinet i KVO-systemet som ikke opereres som sesongmagasin.



Figur 3.1: Storfosdammen som den er i dag. Regulert opp til 519 moh.

Storfosdammen regulert opp til 525 moh

Ved å øke HRV til 525 moh, får Storfosdammen et areal på $0,41 \text{ km}^2$ og en regulerings- høyde på 22 m. Dette gir et magasinivolum på $3,44 \text{ mill.m}^3$, noe som er $1,75 \text{ mill.m}^3$ mer enn dagens volum. Kartutsnitt av Storfosdammen etter utvidelse kan sees i figur 3.2.

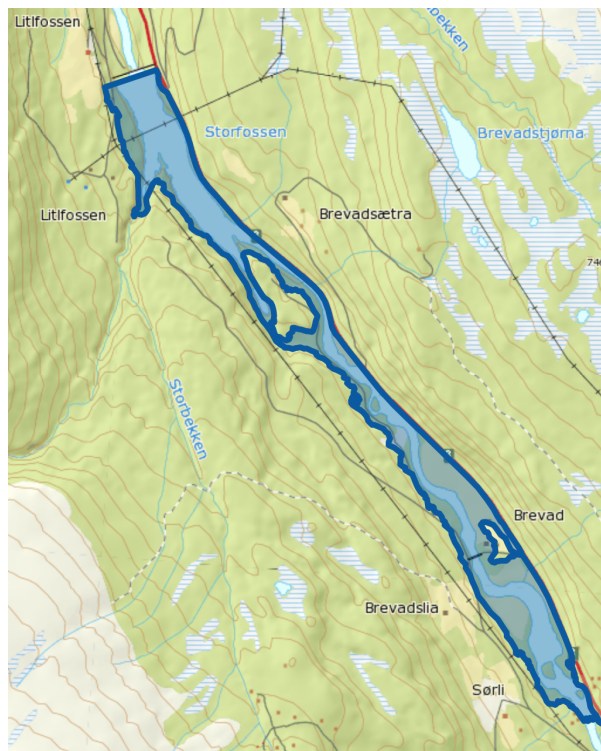


Figur 3.2: Storfosdammen regulert opp til 525 moh.

For å utvide magasinet til HRV 525 moh, antas en ombygging av eksisterende platedam til en 6 m høyere lamelldam. Den nye lamelldammen vil være 225 m lang og i snitt 18,6 m høy. Estimert kostnad på ombygging vil være ca. 130 mill.kr. Dette er tall beregnet fra NVEs Kostnadsgrunnlag for kraftverk ([7]). I tillegg vil det være nødvendig å heve riksveien på en strekning som er ca. 0,5 km lang.

Storfosdammen regulert opp til 530 moh

Ved å øke HRV ytterligere til 530 moh, får Storfosdammen et areal på $0,65 \text{ km}^2$ og en reguleringshøyde på 27 m. Dette gir et magasinivolum på $6,12 \text{ mill.m}^3$, noe som er $4,43 \text{ mill.m}^3$ mer enn dagens volum. Kartutsnitt av Storfosdammen etter ytterligere utvidelse kan sees i figur 3.3.



Figur 3.3: Storfosdammen regulert opp til 530 moh.

For å utvide magasinet til HRV 530 moh, antas en ombygging av eksisterende platedam til en 11 m høyere lamelldam. Den nye lamelldammen vil være 240 m lang og i snitt 23,6 m høy. Estimert kostnad på ombygging vil være ca. 190 mill.kr. Dette er tall beregnet fra NVEs Kostnadsgrunnlag for kraftverk ([7]). I tillegg vil det være nødvendig å heve riksveien langs nesten hele magasinet. Dette tilsvarer en strekning på ca. 3 km.

3.1.2 Metode

Som et mål på potensialet for pumping, blir det regnet ut antall fullast pumpetimer før Storfosdammen er tømt for vann. Antar at magasinet er fylt opp til HRV ved oppstart pumping og regner antall timer før man når LRV.

Antall timer regnes ut fra formelen:

$$t = \frac{V_{mag}}{Q_{ut} - Q_{inn}} \quad (3.1)$$

Her er

- t = tid (timer)
- V_{mag} = magasinkapasitet ($mill.m^3$)
- $Q_{ut} = Q_{pumpe} + Q_{Brattset} + Q_{minstevannsfring}$ (m^3/s)
- Q_{inn} = tilsig (m^3/s)

Antar at vannføringen til Brattset inkl. minstevannføring er enten $10 m^3/s$ (min.) eller $36 m^3/s$ (max).

Ut ifra dette settes det opp følgende scenarier for de tre størrelsene på Storfosdammen:

1. 80 MW og Brattset på min.
2. 80 MW og Brattset på max.
3. 100 MW og Brattset på min.
4. 100 MW og Brattset på max.
5. 120 MW og Brattset på min.
6. 120 MW og Brattset på max.

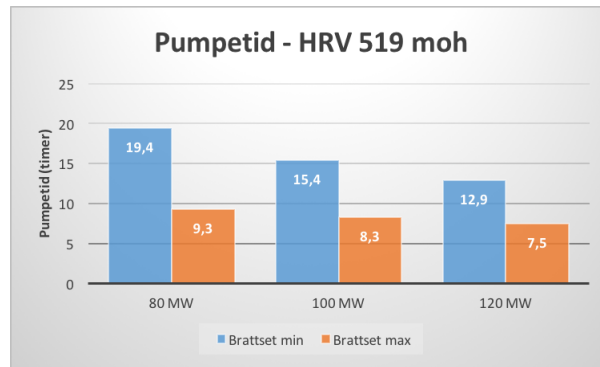
Tabell 3.1: Tabell som viser pumpetid ved forskjellig magasinvolum, effekt og vannføring

Magasin volum <i>mill.m³</i>	Effekt pumpe MW	Slukeevne <i>m³/s</i>	Vannføring Brattset <i>m³/s</i>	Tilsi- g <i>m³/s</i>	Pumpe- tid timer
1,69	80	25,7	10	11,47	19,4
1,69	80	25,7	36	11,47	9,3
1,69	100	31,9	10	11,47	15,4
1,69	100	31,9	36	11,47	8,3
1,69	120	37,9	10	11,47	12,9
1,69	120	37,9	36	11,47	7,5
3,44	80	25,7	10	11,47	39,4
3,44	80	25,7	36	11,47	19,0
3,44	100	31,9	10	11,47	31,4
3,44	100	31,9	36	11,47	16,9
3,44	120	37,9	10	11,47	26,2
3,44	120	37,9	36	11,47	15,3
6,12	80	25,7	10	11,47	70,2
6,12	80	25,7	36	11,47	33,8
6,12	100	31,9	10	11,47	55,9
6,12	100	31,9	36	11,47	30,1
6,12	120	37,9	10	11,47	46,7
6,12	120	37,9	36	11,47	27,2

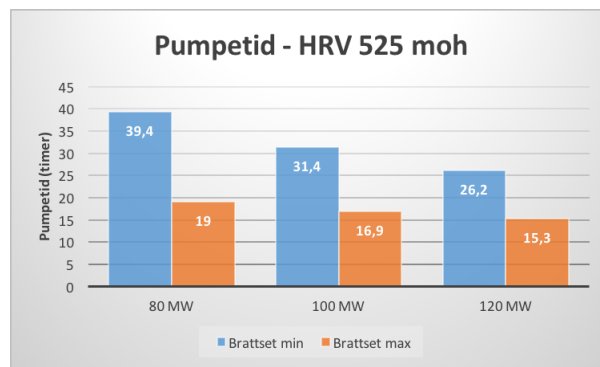
3.1.3 Resultater

For oversikt over parametre og utregnet pumpetid, se tabell (3.1).

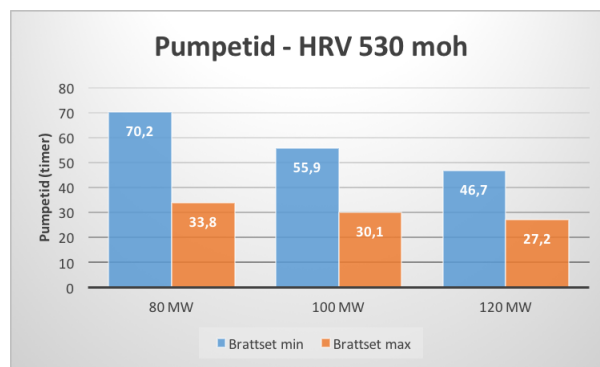
Pumpetidene for dagens magasin er presentert i figur 3.4, for magasin utvidet til 525 moh i figur 3.5 og for magasin utvidet til 530 moh i figur 3.6.



Figur 3.4: Pumpetid ved Storfossdammen slik den er i dag.



Figur 3.5: Pumpetid ved Storfossdammen med HRV 525 moh.



Figur 3.6: Pumpetid ved Storfossdammen med HRV 530 moh.

3.1.4 Diskusjon

Hovedformålet med et pumpekraftverk i Litjfossen er å utnytte prisvarisjoner på døgn- og timesbasis. Det medfører at sammenhengende pumpetid i prinsippet ikke overstiger 12 timer. Spørsmålet er da om dagens magasinkapasitet i Storfosdammen er tilstrekkelig?

Som figur 3.4 viser, gir dagens situasjon over 12 pumpetimer i alle tilfeller der Brattset kraftverk ikke kjøres. Når Brattset kjøres på en slukeevne som tilsvarer $36 \text{ m}^3/\text{s}$ inkl. minstvannsføring, blir situasjonen litt annerledes. I dette tilfellet gir både 80, 100 og 120 MW installert effekt en kapasitet på under 10 pumpetimer. Det siste året har kun 10 dager hatt potensial for 10 pumpetimer eller mer, så i de fleste tilfeller vil en kapasitet på 9 pumpetimer være nok. Men dette forutsetter at Storfosdammen er full ved oppstart av pumpe og at tilsiget til Storfosdammen tilsvarer midlere tilsig.

Utnytter man vannpotensialet med dagens situasjon til det ytterste, vil det i de fleste tilfeller være tilstrekkelig. Men dagens kapasitet kan også være begrensende for full utnyttelse av gode pumpedager, i tillegg til at muligheten for å variere bruken av pumpe er liten.

Figur 3.5 og 3.6 viser at en utvidelse av Storfosdammen gir betydelig større pumpekapasitet. Her får man i alle tilfeller en kapasitet på godt over 12 timer. Med utvidet kapasitet øker også muligheten for å variere kjøringmønsteret for den reversible pumpe-turbinen. Man kan for eksempel utnytte perioder med lav pris til å øke magasinfyllingen i Innerdalsvatnet betydelig.

Vannpotensialet øker altså betydelig ved en utvidelse av Storfosdammen. Men utbyggingskostnadene vil trolig gi større utslag enn den økte inntjeningen den nye vannkapasiteten gir. Kostnaden for å bygge ut platedammen er, som beskrevet tidligere, estimert til 130 mill.NOK for å øke regulerings høyden med 6 meter. I tillegg kommer kostnad for heving av riksveien.

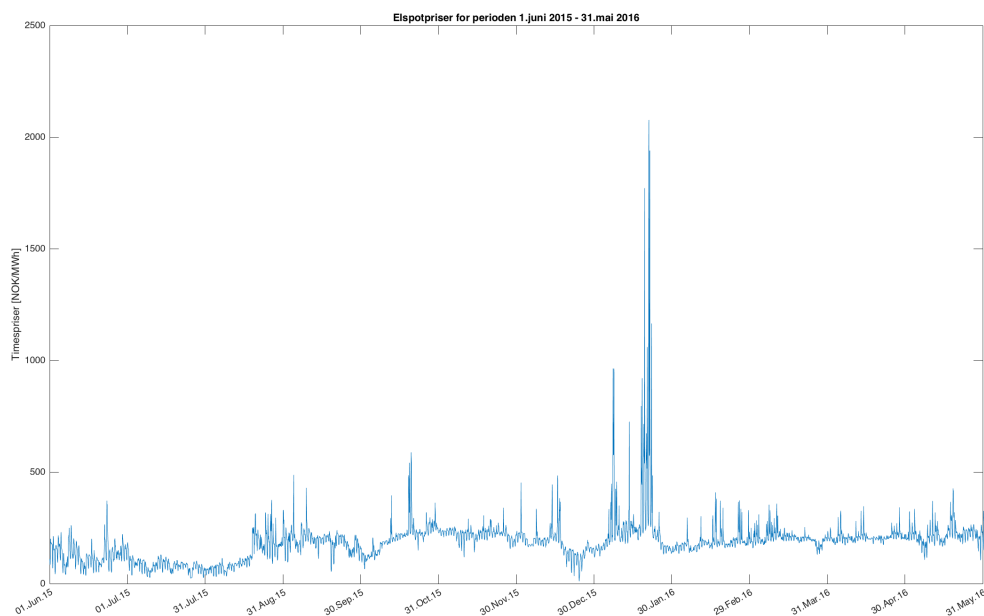
Det ser altså mest aktuelt ut å utnytte dagens magasin. Dersom man anser kapasiteten som for liten, kan det vurderes en løsning med et aggregat på f.eks. 60 MW. Dette reduserer slukeevnen til pumpe, og antall pumpetimer vil derfor øke. Det er verdt å merke seg at utbyggingskostnaden per MW installert effekt (*mill.NOK/MW*) vil øke betydelig når effekten minker fra 120 til 60 MW (??).

3.2 Prispotensial

Prispotensialet blir vurdert ut ifra kraftpriser for det siste året. For hver dag har det blitt vurdert antall potensielle pumpetimer og potensiell inntekt som følge av like mange timer med pumping og produksjon.

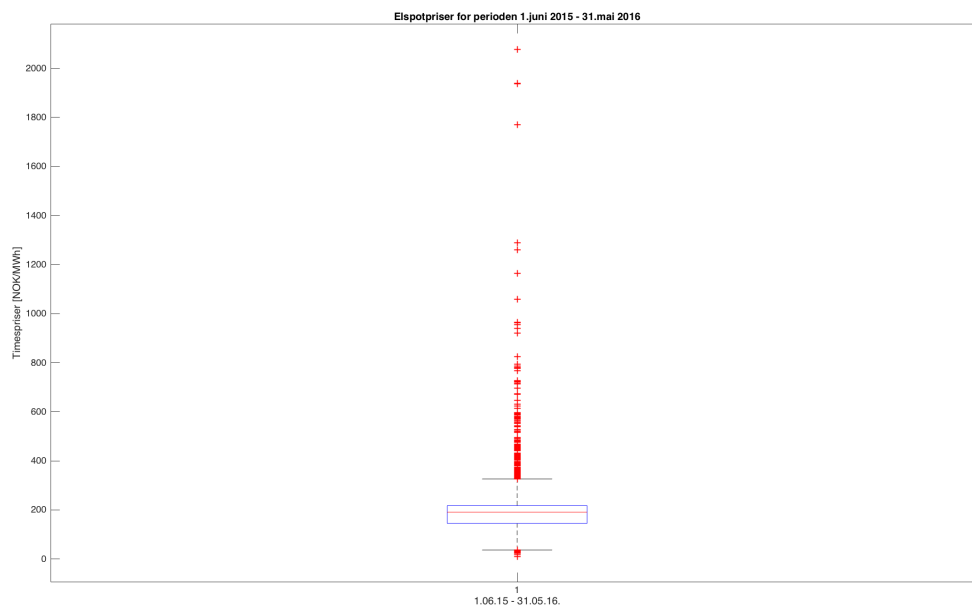
3.2.1 Grunnlag

Grunnlaget for analyse av prispotensialet er elspotpriser for perioden fra 1.juni 2015 til 31.mai 2016. Elspotprisene er på timesbasis for Trondheim og er hentet fra nordpoolspot.com. En graf over prisutviklingen over året kan sees i figur 3.7.



Figur 3.7: Elspotpriser for perioden 1. juni 2015-31.mai 2016. Hentet fra nordpoolspot.com

For å få et bedre bilde av elspotprisene det siste året, presenteres et boxplot i figur 3.8. Boxplottet viser hvilken størrelsesorden de fleste av verdiene har. Nærmere bestemt viser den blå boksen området for median (rød linje) \pm 25%. 75% av verdiene er med andre ord mindre enn øvre og 25% av verdiene er mindre enn nedre del av boksen. I tillegg vises grensen for "outliers" med to horisontale svarte streker og ekstreme verdier som røde kryss utenfor boksen i plottet.



Figur 3.8: Boxplot av timesprisene

Gjennomsnittsprisen for det siste året er på 183,4 NOK/MWh og medianen er på 191,2 NOK/MWh. De mest utprega ekstreme verdiene, kommer i form av noen veldig høye priser i slutten av januar.

3.2.2 Metode

Pumpetimer

Antall potensielle pumpetimer per dag regnes ut ved å sortere timesprisene for hver dag fra høyest til lavest. Deretter settes høyeste pris opp mot laveste pris, nest høyest mot nest lavest osv. Dette gir 12 prisforskjeller for hvert døgn. Så lenge prisforskjellen er større enn tapet, er det potensiell lønnsomhet i en syklus med en time pumping og en time produksjon.

Tapet ved en syklus regnes ut av følgende formel:

$$Tap = \left(\frac{1}{n_{pump} \times n_{produksjon}} - 1 \right) \times 100 \quad (3.2)$$

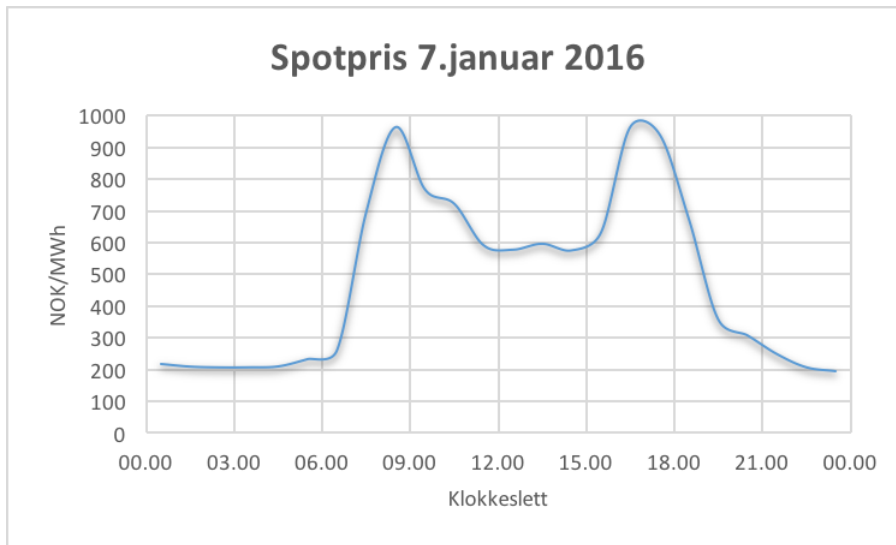
Her er

- Tap = tapsprosent for en pumpe-/kjøresyklus (%)
- n_{pump} = virkningsgrad pumping inkl. falltap
- $n_{produksjon}$ = virkningsgrad produksjon inkl. falltap

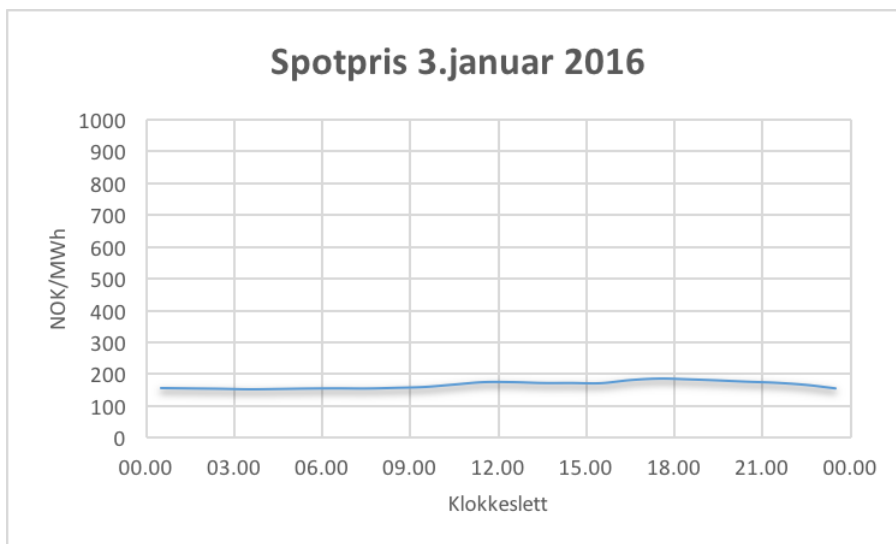
Virkningsgraden ved pumping og produksjon regnes ut fra virkningsgrad turbin/pumpe (0,92), virkningsgrad for generator (0,986), virkningsgrad for transformator (0,99) og falltap. Falltapene regnes ut ifra en falltapskoeffisient på 0,006.

Torsdag 7. januar 2016 er et eksempel på en god pumpedag" og priskurven for denne dagen kan sees i figur 3.9. Her vil det lønne seg å pumpe de første sju timene av døgnet, før man går over til produksjon de neste 12 timene og pumping igjen de siste 5 timene. Dette er altså en dag med 12 potensielle pumpetimer.

Som eksempel på en lite gunstig dag for pumping, presenteres priskurve for søndag 3. januar 2016 i figur 3.10. Her ligger prisen jevnt lavt hele døgnet, og det er null potensielle pumptetimer.



Figur 3.9: Eksempel på en god pumpedag.



Figur 3.10: Eksempel på en dårlig pumpedag.

Inntektspotensial

For hver dag får man et antall pumpetimer med lav pris, og et likt antall produksjonstimer med høy pris. Inntektspotensialet for hver dag regnes ut fra formelen:

$$Inntekt = \sum ((Hoypris \times Energiproduksjon) - (Lavpris \times Energi\ forbruk)) \quad (3.3)$$

Her er

- Inntekt = inntektspotensial (NOK)
- Hoy pris = produksjonspris (NOK/MWh)
- Lav pris = pumpepris (NOK/MWh)
- Energiproduksjon = Energi\ forbruk = installert effekt x 1 time (MWh)

Vannforbruk

Den reversible pumpe\ turbinen vil ha en større slukeevne i produksjonsmodus enn i pumpemodus. Med likt antall produksjons- og pumpetimer, vil da vannmengden som går til produksjon være noe større enn vannmengden som pumpes. Dette vannforbruket regnes ut ved formelen:

$$Vann\ forbruk = (Q_{prod} - Q_{pump}) \times t_{pump} \times 3600 \quad (3.4)$$

Her er

- Vannforbruk = (m^3)
- Q_{prod} = slukeevne turbin (m^3/s)
- Q_{pump} = slukeevne pumpe (m^3/s)
- t_{pump} = pumpetimer (t)

Antall ekstra pumpetimer som trengs for å dekke vannforbruket, regnes ut ved formelen:

$$Ekstrapumpetimer = \frac{Vannforbruk}{Q_{pump} \times 3600} \quad (3.5)$$

Vannforbruket som prosentandel av tilsiget til inntak Litjfossen, regnes ut ved formelen:

$$Prosentavtilsig = \frac{Vannforbruk(m^3)}{Aarligtilsig(m^3)} \times 100 \quad (3.6)$$

Tabell 3.2: Tabell som viser hovedresultater for 80, 100 og 120 MW.

Installert effekt MW	Tapsprosent %	Pumpetimer/år timer/år	Inntekspotensial/år mill.NOK/år
80	28,4	1250	10,59
100	31,0	1170	12,93
120	34,4	1059	14,86

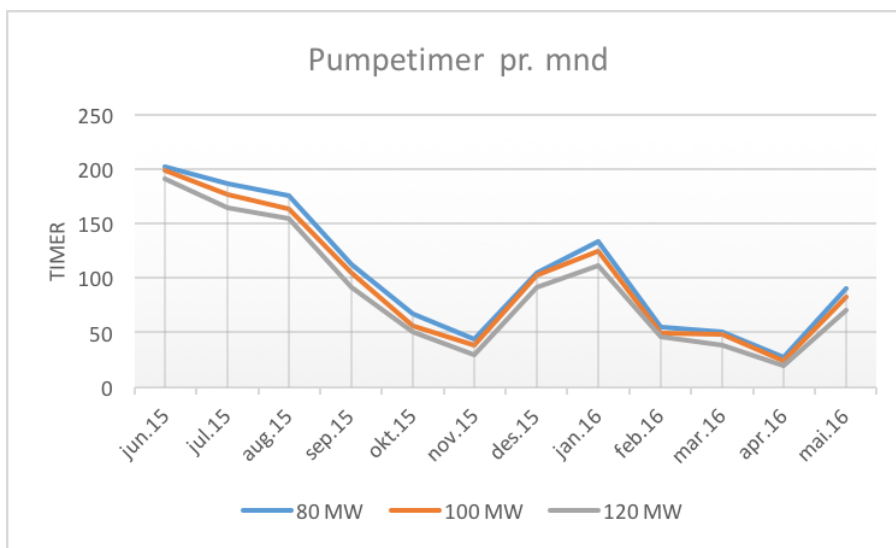
Tabell 3.3: Tabell som viser vannforbruk og brukstid i løpet av året.

Verdi	Enhet	80 MW	100 MW	120 MW
Vannforbruk/år	<i>mill.m³</i>	25,7	33,3	40,4
Prosent av årlig tilsig til inntak Litjfossen	%	11	14	17
Ekstra pumpetimer for å dekke forbruk	timer	277	290	296
Brukstid pumpekraftverk	timer	2777	2630	2414
Brukstid dagens kraftverk	timer	2100	2100	2100
Total brukstid	timer	4877	4730	4514

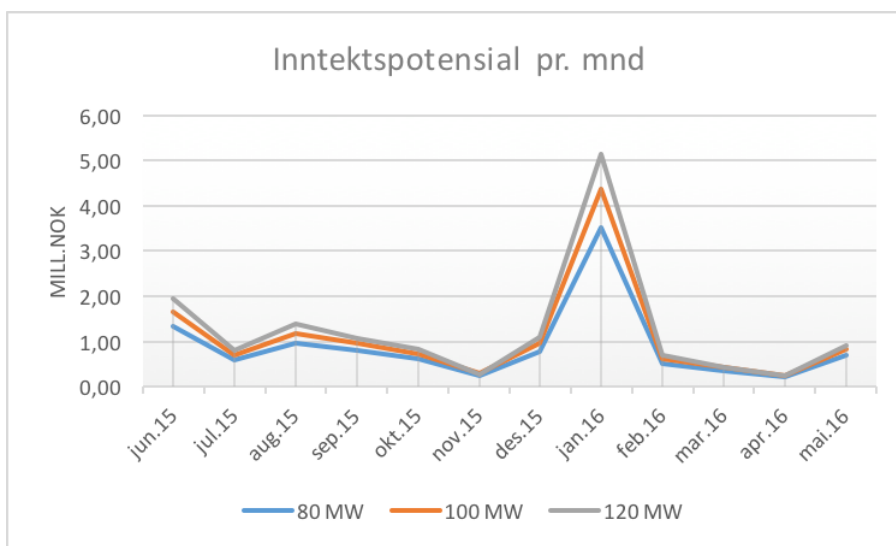
3.2.3 Resultater

Årlige resultater for de tre alternative størrelsene (80, 100 og 120 MW) presenteres i tabellene 3.2 og 3.3.

Pumpetimer per måned presenteres i figur 3.11. Inntekspotensial per måned presenteres i figur 3.12.



Figur 3.11: Oversikt over potensielle pumpetimer per måned over det siste året.



Figur 3.12: Oversikt over inntektspotensial per måned over det siste året.

3.2.4 Diskusjon

Analyse av det siste års kraftpriser, viser at det er potensial for pumpekraftverk som kan utnytte kortvarige prisvariasjoner. Figur 3.11 viser at det er flest potensielle pumpetimer i juni, juli og august 2015 og en mindre topp i januar 2016. Figur 3.12 viser derimot at det største inntekspotensialet ligger i januar 2016. Dette kommer av et par uker med høye priser i slutten av januar. Tabell 3.2 viser at lavere installert effekt gir mindre falltap og dermed flere potensielle pumpetimer. Til tross for færre timer, gir større installasjon høyere inntekspotensial. Spørsmålet er om økningen i inntekt er stor nok til å dekke økte utbyggingskostnader for større installasjon.

Erfaring tilsier at utbyggingskostnad/MW går ned for større installasjoner, dette gjør seg enda mer gjeldende for pumpekraftverk enn for tradisjonelle kraftverk ([6]). Samtidig legger en større installasjon mer press på både vannvei og magasinkapasitet.

Ved samme installerte effekt, er slukeevnen ved turbinkjøring større enn slukeevnen ved pumping. Ved like mange pumpe- og produksjonstimer for en RPT, får man da et vannforbruk. Vannforbruket for en RPT i Litjfossen er gitt i tabell 3.3. For større installasjoner trengs det noen flere pumpetimer for å gjøre opp for vannforbruket, men den totale brukstiden er likevel mindre enn ved lavere installert effekt. Både alternativ med 80, 100 og 120 MW får en total brukstid på mellom 4500 og 5000 timer. Dette skal være greit å håndere for en RPT.

Det er verdt å merke seg at start- og stoppkostnader ikke er tatt med i beregningene av inntekspotensialet. Det er heller ikke drifts- og vedlikeholdskostnader. I tillegg er det noen dager som bare har en og to potensielle pumpetimer. Det ville nok ikke vært aktuelt å starte opp turbin eller pumpe bare for en eller to timer, så dette gjør at det virkelige tallet på pumptimer kan være noe mindre.

Kapittel 4

Simuleringsmodell

For å vurdere lønnsomheten ved å oppgradere Litjossen kraftverk til et pumpekraftverk, har det blitt utført simuleringer i samarbeid med TrønderEnergi Kraft AS. To simuleringer har blitt kjørt:

1. KVO som det er i dag
2. KVO med installert 80 MW Francis RPT i Litjossen.

4.1 Om modellen

Simuleringer har blitt utført i tilgjengelig produksjonsplanleggingsmodeller i Vansimtap og ProdRisk. Vansimtap er en langsiktig produksjonsplanleggingsmodell for den enkelte vannkraftprodusent. Markedsprisen er eksogent gitt fra Samkjøringsmodellen, og den tar hensyn til usikkerhet både i tilsig og markedspris. I Vansimtap beregnes vannverdier for en aggregert energimodell som så simuleres med en detaljert tappefordelingsmodell ([10]).

Først kjøres parallellsimulering i vansimtap. Dette for å få vannverdier inn i ProdRisk. Deretter kjøres seriesimulering i ProdRisk. ProdRisk er en modell som benyttes til langtidsplanlegging og sesongplanlegging av vannkraftverk. ProdRisk er spesielt godt egnet for kompliserte serievassdrag, som KVO. Modellen kan i prinsippet benytte med timeoppløsning og er derfor godt egnet for å simulere pumpedrift på times- og døgnbasis ([11]).

4.2 Inn-data

Det mest av data ligger fast inne i modellen hos TrønderEnergi. Eksempel på dette er data som virkningsgradskurver, slukeevne, fallhøyde og lignende. Det som legges inn spesielt for hver kjøring er blant annet serieprisrekke, oversikt over prisavsnitt, magasinifylling ved start, tidsperiode for simuleringen og data for nytt pumpeaggregat.

4.2.1 Serieprisrekke

Serieprisrekken er laget fra samkjøringsmodellen og er basert på vær og tilsig. Priser er laget for 55 år (fra og med 1958 til og med 2012) og er justert etter markedet 13.mai 2016. Alle prisene i rekka er gitt i *EUR/MWh*. Det er antatt en kurs på 9,3 *NOK/EUR* for omregning til norske kroner.

Hele serieprisrekka er lagt ved i elektronisk vedlegg.

Prissekvenser

Hver uke er delt 12 prisavsnitt, som er maks antall avsnitt for Vansimtap. Fordelingen av prisavsnitt over ei uke er vist i tabell 4.1.

Det er 3 prisavsnitt per dag. Tirsdag, onsdag og torsdag har de samme prisavsnittene (4, 5 og 6) og er altså antatt like. Det samme gjelder lørdag og søndag, som har prisavsnittene 10, 11 og 12. I ukedagene er fordelingen på de tre prisavsnittene 6 timer, 12 timer og 6 timer. For helgedagene er fordelingen 8 timer, 8 timer og 8 timer.

Tabell 4.1: Tabell som viser fordeling av prisavsnitt på ei uke.

Dag	Klokkeslett	Timer	Prisavsnitt
Mandag	00-06	6	1
	06-18	12	2
	18-24	6	3
Tirsdag	00-06	6	4
	06-18	12	5
	18-24	6	6
Onsdag	00-06	6	4
	06-18	12	5
	18-24	6	6
Torsdag	00-06	6	4
	06-18	12	5
	18-24	6	6
Fredag	00-06	6	7
	06-18	12	8
	18-24	6	9
Lørdag	00-08	8	10
	08-16	8	11
	16-24	8	12
Søndag	00-08	8	10
	08-16	8	11
	16-24	8	12

Tabell 4.2: Tabell som viser data som er lagt inn for pumpe i ProdRisk.

	Slukeevne	Falltap	Innerdalsvatnet	Storfosdammen	Løftehøyde	Virkningsgrad	Effekt
-	m^3/s	m	moh	moh	m	-	MW
Maks	23,66	3,36	813	503	310	0,91	80
Middel	25,67	3,95			288,07	0,92	80
Min	28,11	4,74	778	519	259	0,91	80

4.2.2 Pumpedata

For simulering nr. 2 er det lagt inn en pumpe med installert effekt på 80 MW. Data for pumpa kan sees i tabell 4.2. Det er antatt at eksisterende Francis turbin kjøres for produksjon. På grunn av at utløpstunnelen til Storfosdammen ikke ligger under LRV på 503 moh, blir pumping begrenset til en LRV på 507 moh. Dette er ikke lagt inn i data for pumpe, på grunn av fare for feil med kjøringen.

4.2.3 Generelt

Det er antatt en magasinifylling på 50% i alle magasiner ved oppstart simulering. Det simuleres for en periode på 55 år.

4.3 Resultater

Resultater som er gitt er produksjonsdata, tilsigsdata og magasinifylling for hvert av de fem kraftverkene over en periode på 55 år. Produksjonsdata er gitt for hvert prisavsnitt, altså 12 x 52 verdier for hvert år. Tilsigsdata og magasinifylling er gitt i ukesverider, 52 verdier for hver år.

Det sees først på effekten et pumpekraftverk i Litjossen har på hele KVO-systemet. Deretter presenteres effekten på kraftverkene Ulset, Litjossen og Brattset hver for seg.

Tabell 4.3: Tabell som viser simulert gjennomsnittlig årsproduksjon i KVO, med og uten pumpeturbin.

Kraftverk	Årsproduksjon uten pumpeturbin	Årsproduksjon med pumpeturbin
Enhet	GWh	GWh
Ulset	137,7	138,1
Litjossen	380,5	389,6
Brattset	137,7	138,1
Grana	297,7	297,8
Svorkmo	273,4	276,8
Totalt	1234,8	1240,1

4.3.1 Effekt på hele KVO-systemet

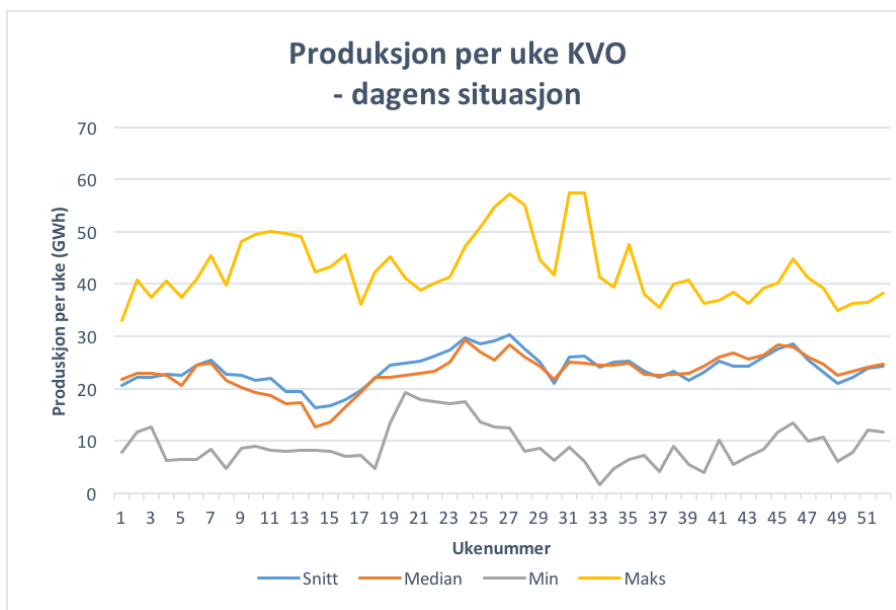
Produksjon

For å vurdere hvordan et pumpekraftverk påvirker årsproduksjonen, har det blitt sett på gjennomsnittsverdier for de 55 simulerte årene. Resultater for gjennomsnittlig årsproduksjon, både med og uten pumpekraftverk i Litjossen, er gitt i tabell 4.3.

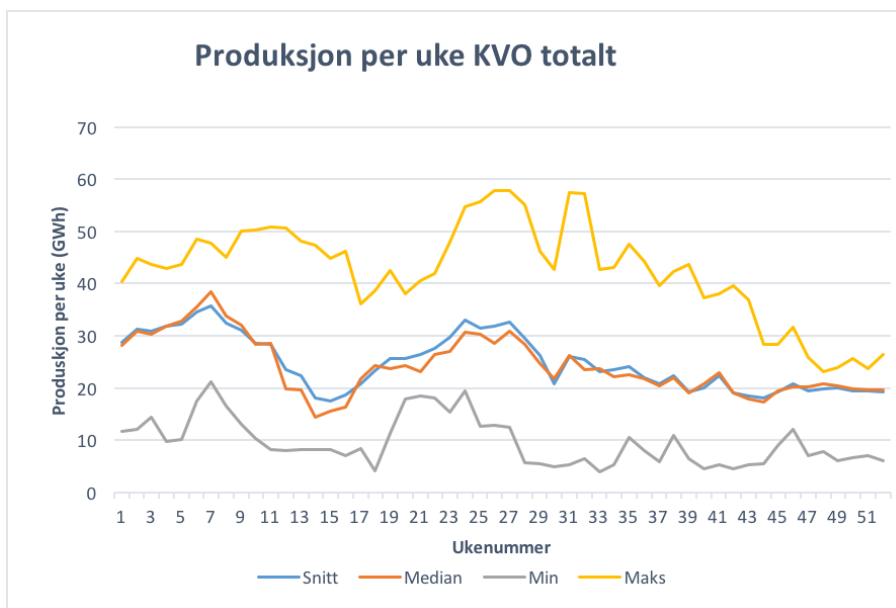
Den totale gjennomsnittlige årsproduksjonen øker med 5,3 GWh med pumpekraftverk i Litjossen. Årsproduksjonen øker litt for alle de fem kraftverkene, men størst økning er det i Litjossen.

For å se på hvordan produksjonen utvikler seg over året, presenteres total ukesproduksjon for KVO. Figur 4.1 viser gjennomsnittlig ukesproduksjon for dagens KVO-system, mens figur 4.2 viser verdier for KVO med Litjossen pumpekraftverk.

Figurene viser at med et pumpekraftverk i systemet, øker produksjonen tidlig på året og blir lavere senere på året. Det er også noe større variasjoner med pumpekraftverk.



Figur 4.1: Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke totalt for dagens KVO-system



Figur 4.2: Oversikt over simulert produksjon per uke totalt for KVO med pumpekraftverk i Litjossen.

Tabell 4.4: Tabell som viser simulert gjennomsnittlig årsinntekt i KVO, med og uten pumpeturbin.

Kraftverk	Årsinntekt uten pumpeturbin	Årsinntekt med pumpeturbin
Enhet	mill.NOK	mill.NOK
Ulset	32,6	33,0
Litjossen	35,7	36,5
Brattset	85,5	88,2
Grana	69,5	69,9
Svorkmo	60,9	61,9
Totalt	284,2	289,5

Inntekt

Ved å gange opp produksjonstallene for hvert prisavsnitt med den aktuelle kraftprisen fra serieprisrekka, får man inntekten til kraftverket. I tabell 4.4 er det oversikt over gjennomsnittlig årsinntekt for de fem kraftverkene over de 55 simulerte årene.

Med gitt serieprisrekke og simulert produksjon, vil den totale gjennomsnittlige årsinntekten for KVO øker med 5,3 mill.NOK ved å oppgradere til pumpekraftverk i Litjossen. Også her er det økning for alle kraftverkene, men den største økningen er i Brattset kraftverk.

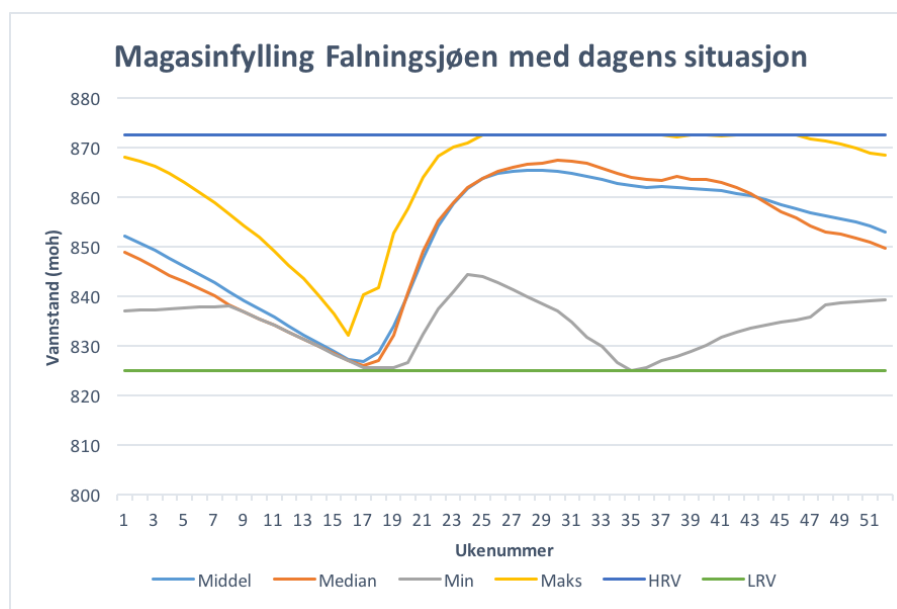
4.3.2 Ulset kraftverk

Ulset kraftverk ligger oppstrøms nedre magasin til et evt. pumpekraftverk. Derfor er det sett på hvordan et pumpekraftverk påvirker magasininfylling og produksjon i Ulset.

Magasininfylling

Falningsjøen er reguleringsmagasinet til Ulset kraftverk. Figur 4.3 viser utviklingen i magasininfylling i Falningsjøen med dagens system. Til sammenligning viser figur 4.4 magasininfylling ved pumpekraftverk i Litjfossen.

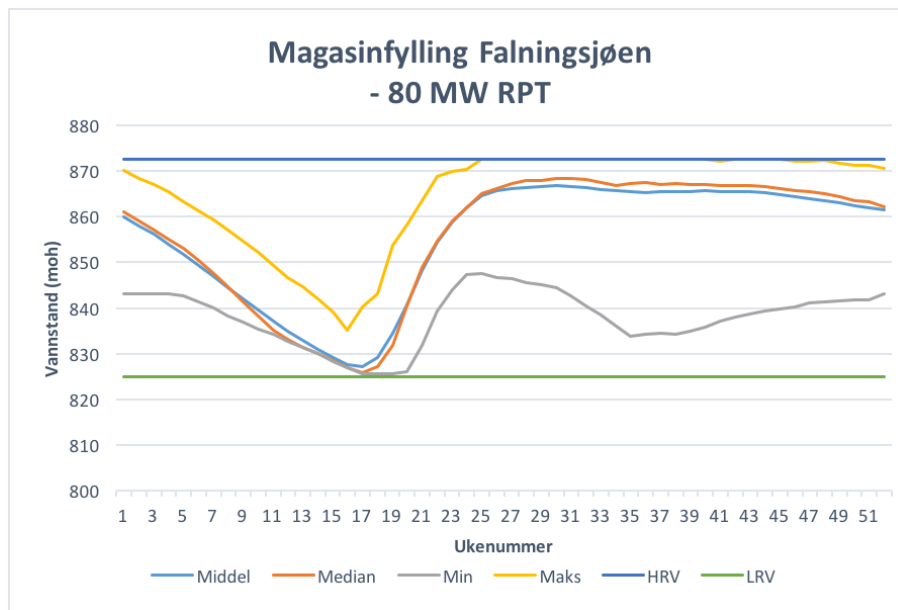
Kurvene for magasininfylling over året er ganske like for de to scenariene, men gjennomsnittskurven er noe høyere med pumpekraftverk i Litjfossen.



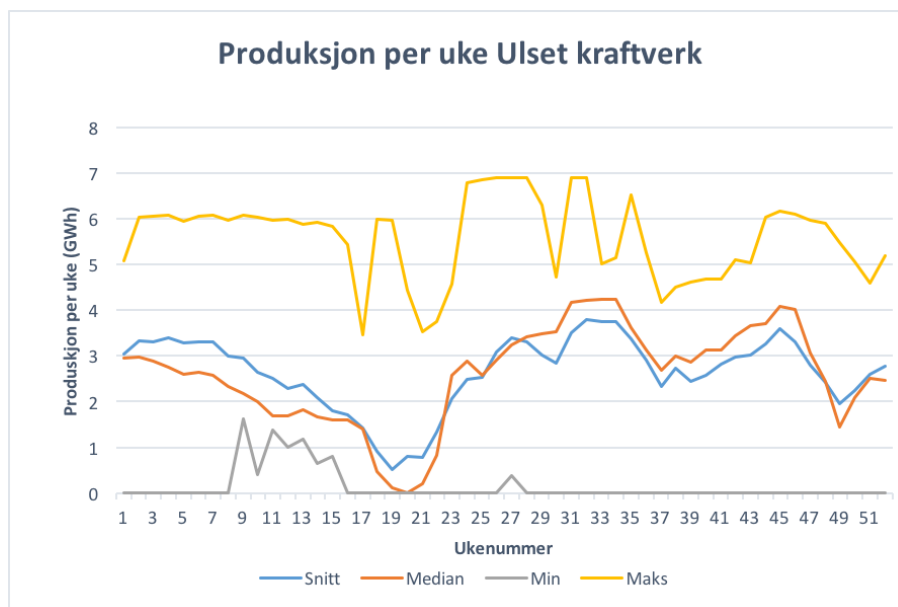
Figur 4.3: Oversikt over simulert magasinutvikling i Falningsjøen med dagens situasjon.

Produksjon

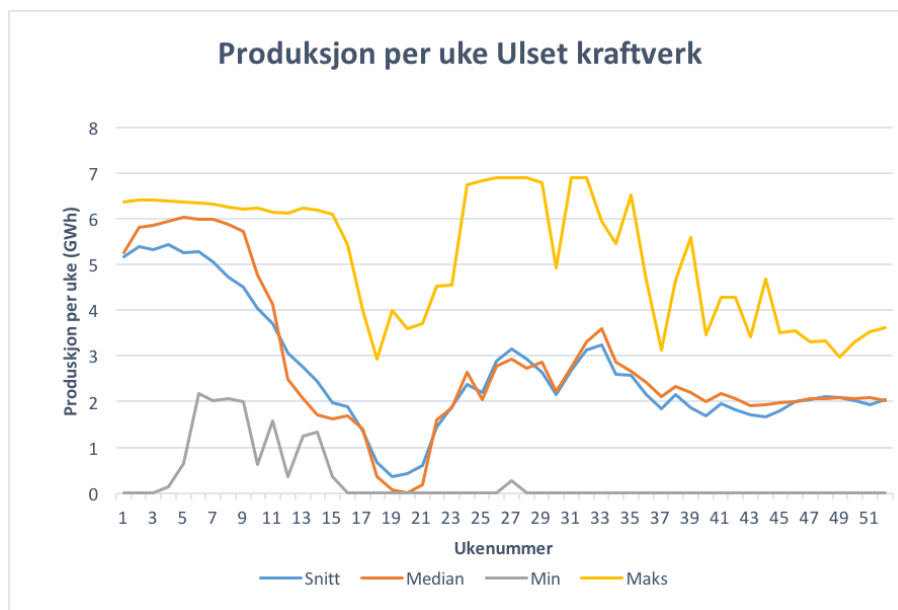
Produksjonen i Ulset påvirkes også av et pumpekraftverk i Litjfossen. Figurene 4.5 og 4.6 viser at et pumpekraftverk i systemet gir en betydelig høyere produksjon på starten av året. Med pumpemulighet i Litjfossen blir også produksjonen i Ulset noe jevnere på slutten av året.



Figur 4.4: Oversikt simulert magasinutvikling i Falningsjøen med pumpekraftverk i Litj-fossen



Figur 4.5: Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke for Ulset kraftverk med dagens situasjon



Figur 4.6: Oversikt over simulert gjennomsnittsproduksjon per uke i Ulset kraftverk med pumpekraftverk i Litjfossen

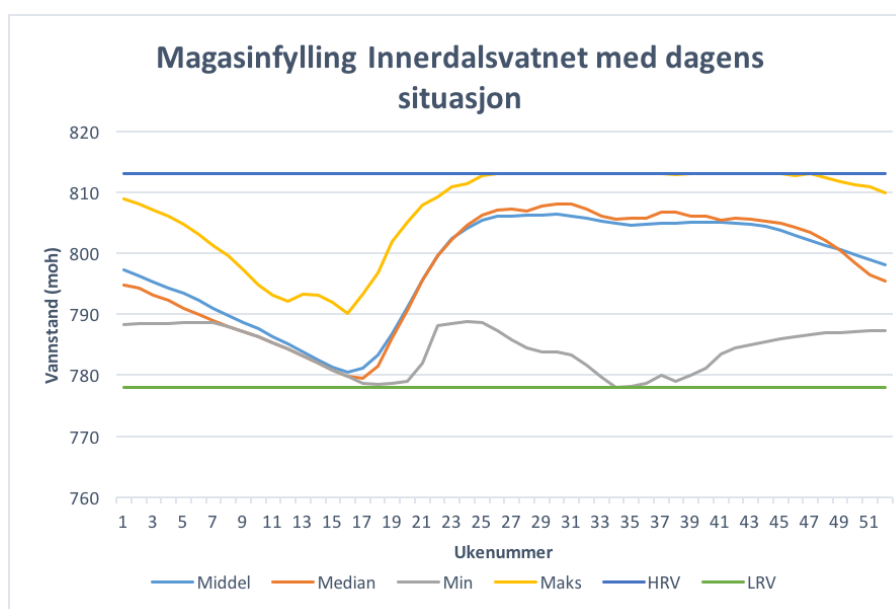
4.3.3 Litjfossen

Effekten av pumpekraftverket er også vurdert ut ifra produksjon og magasinfylling Litjfossen kraftverk.

Magasinfylling

Ved å installere en pumpe i Litjfossen tenkes det at det kan være med på å øke magasinfyllingen i Innerdalsvatnet. Figur 4.7 viser simulert utviklingen i magasinfylling slik det er i dag. Figur 4.8 viser magasinfyllingen med muligheten for pumping til Innerdalsvatnet.

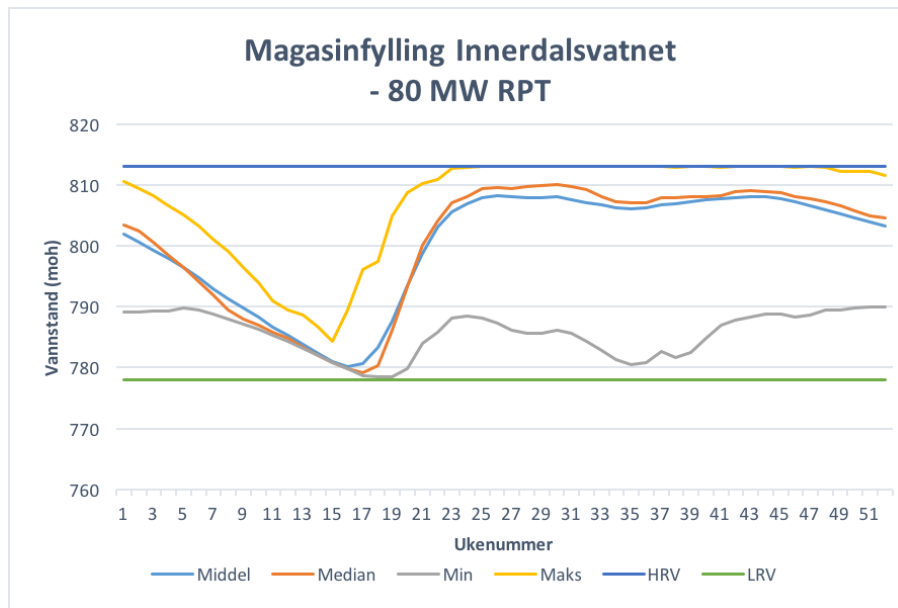
Fra gjennomsnittskurvene i 4.7 og 4.8 ser man at magasinfyllingen ligger generelt litt høyere med pumpemulighet. Spesielt er noe høyere i starten og slutten av året.



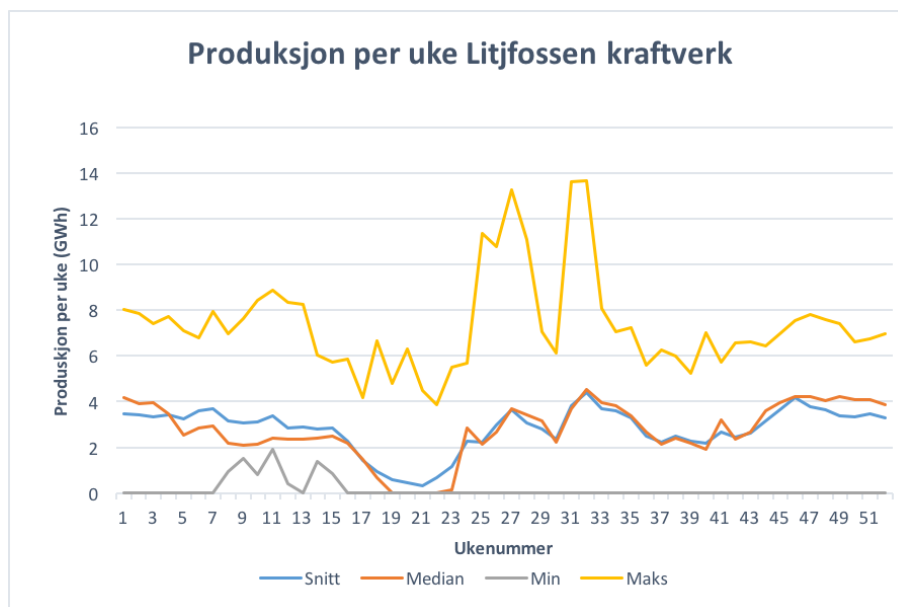
Figur 4.7: Oversikt over simulert magasinutvikling i Innerdalsvatnet med dagens situasjon.

Produksjon

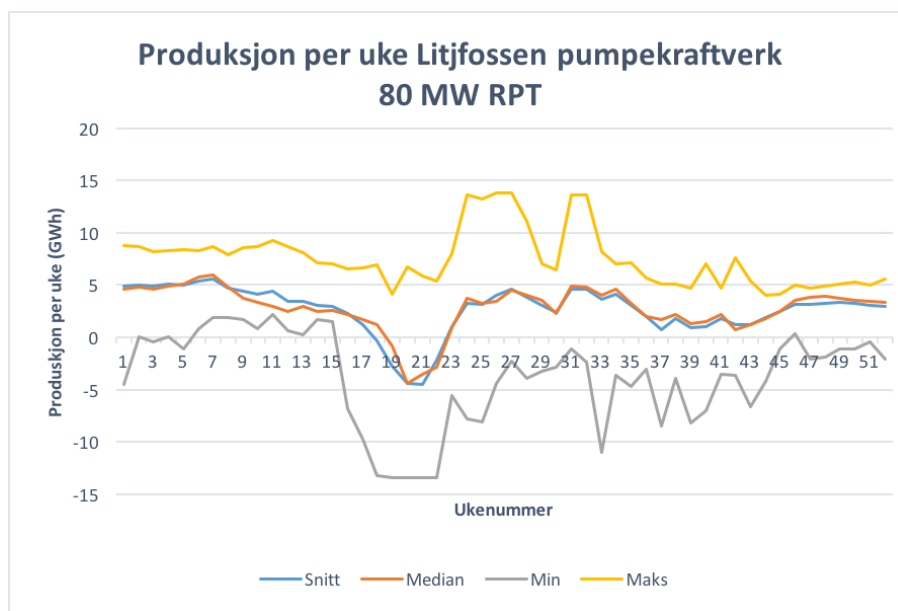
Når det gjelder produksjonen i Litjfossen, viser figur 4.9 og 4.10 at et pumpekraftverk gir større variasjon. Ser også at det hovedsaklig er rundt mai måned det pumpes mer enn det produseres.



Figur 4.8: Oversikt simulert magasinutvikling i Innerdalsvatnet med pumpekraftverk i Litjfosser



Figur 4.9: Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke for Litjfosser kraftverk med dagens situasjon



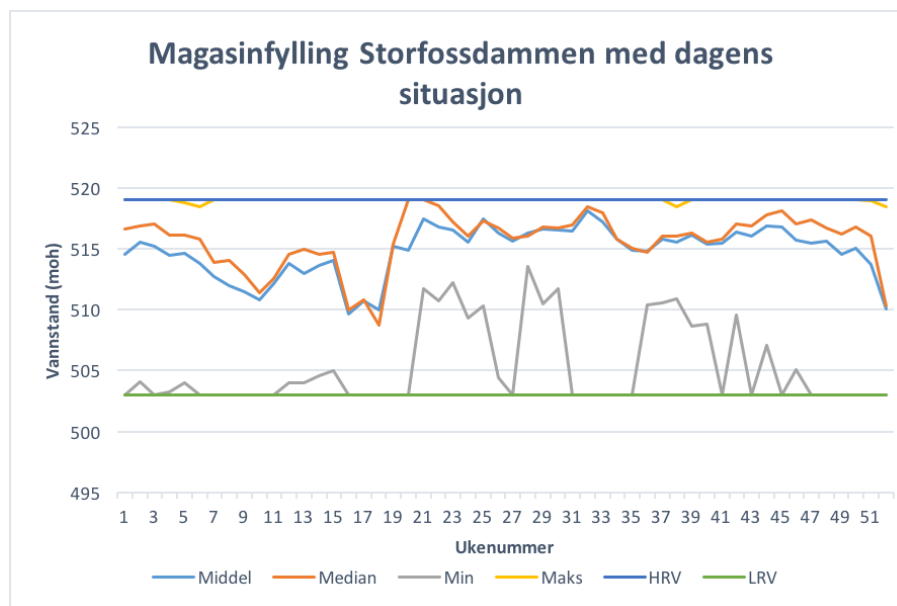
Figur 4.10: Oversikt over simulert gjennomsnittsproduksjon per uke i Litjossen pumpekraftverk

4.3.4 Brattset

Brattset kraftverk har inntak i nedre magasin til et evt. pumpekraftverk. Derfor er det sett på hvordan et pumpekraftverk påvirker magasinutfylling og produksjon i Brattset.

Magasinfylling

Storfosdammen er reguleringsmagasinet til Brattset kraftverk. Figur 4.11 viser magasinutfyllingen med dagens system. Til sammenligning viser figur 4.12 magasinutfylling ved pumpekraftverk i Litjfosse.

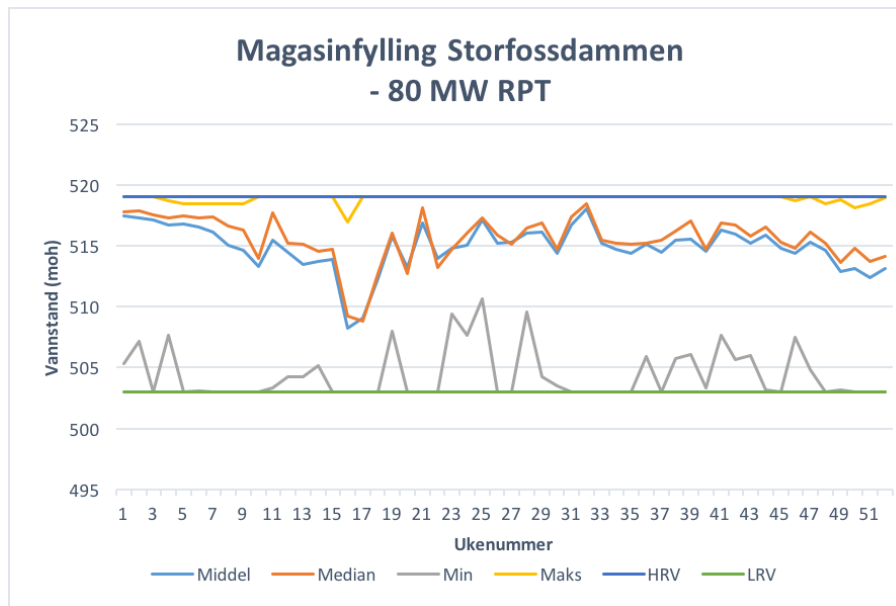


Figur 4.11: Oversikt over simulert magasinutfylling i Storfosdammen med dagens situasjon.

Også her kan man se at magasinutfyllingen er høyere i starten og slutten av året med pumpeulighet. Ellers er kurvene ganske like, dette er også naturlig da Storfosdammen også i dag reguleres som døgnmagasin.

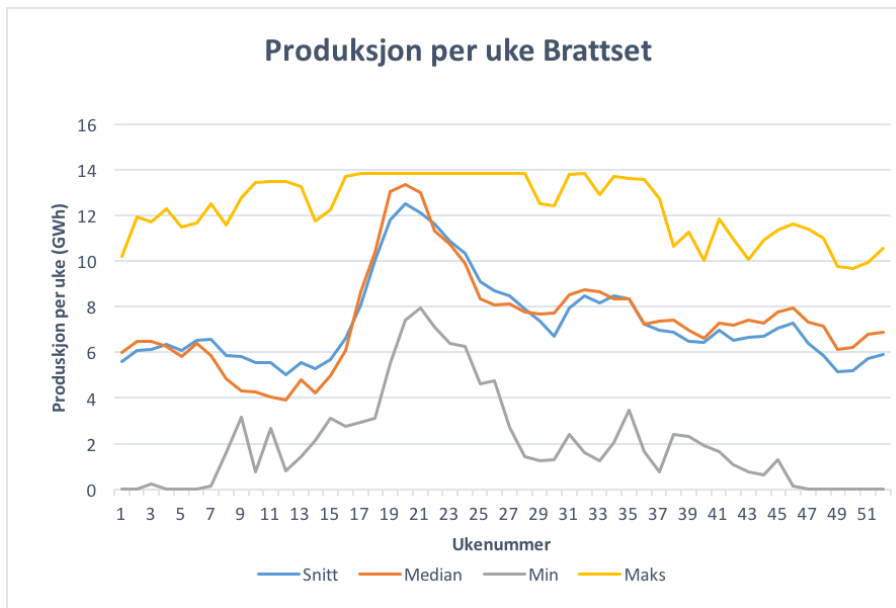
Produksjon

Produksjonen i Brattset er avhengig av vannmengden i Storfosdammen. Av figur 4.13 og 4.14 ser man at det er høyest produksjon tidlig på sommeren for begge scenarier.

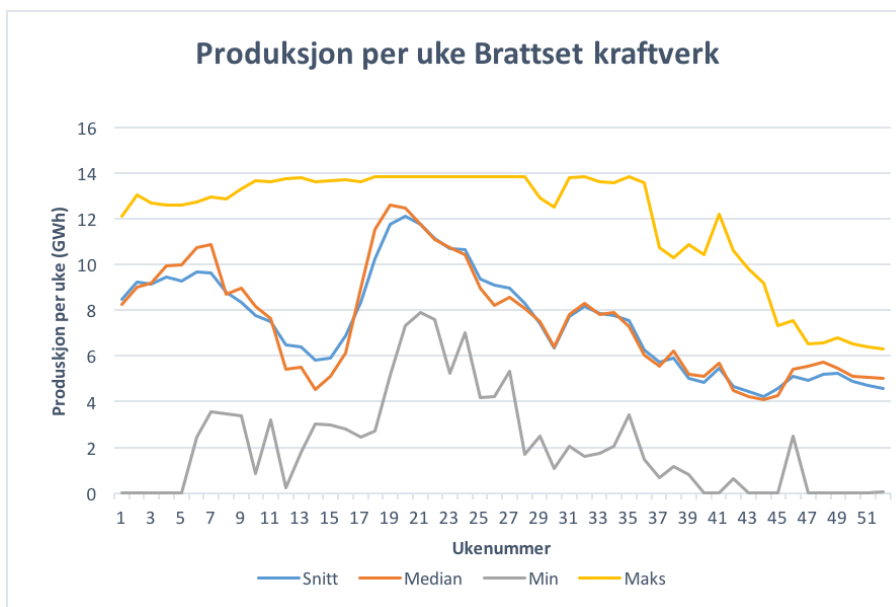


Figur 4.12: Oversikt simulert magasinutvikling i Storfosdammen med pumpekraftverk i Litjfossen

Ved installasjon av pumpe i Litjfossen, får Brattset også en ekstra produksjonstopp i februar. Pumpekraftverk i Litjfossen gir også noe lavere produksjon på slutten av året.



Figur 4.13: Oversikt over gjennomsnittsproduksjon per uke for Brattset kraftverk med dagens situasjon



Figur 4.14: Oversikt over simulert gjennomsnittsproduksjon per uke Brattset kraftverk med pumpekraftverk i Litjfossen

4.4 Diskusjon

Resultatene fra simuleringene viser at et en pumpeturbin på 80 MW i Litjfossen gir økt produksjon i alle de fem kraftverkene i KVO. Dette er noe overraskende, da en skulle tro at pumping reduserte produksjonen noe i Litjfossen.

Derimot at resultatene viser at inntektene øker, er ikke så overraskende. Pumpekraftverket gir mulighet for å utnytte kortvarige prisvariasjoner i perioder hvor dagens kraftverk uansett ikke ville gått. Pumping vil også gjøre at man kan utnytte vannet bedre. Både ved at mindre går til spille og ved at man kan øke magasinfyllingen i Innerdalsvatnet når prisen er lav.

Serieprisrekken som er lagt inn i modellen er ikke tilpasset troen på større prisvolatilitet i fremtiden. Dette gjør at det kan være større lønnsomhet i prosjektet hvis man ser at det blir større variasjoner i kraftprisene i fremtiden.

I simuleringene er uken kun delt opp i 12 prisavsnitt. Ideelt skulle den vært delt opp i timespriser, men dette er ikke mulig i Vansimtap. Dette gjør at man ikke klarer å fange opp alle mulighetene for utnyttelse av prisvariasjon. Noe som igjen kan gjøre at det er større lønnsomhet i prosjektet enn resultatene viser.

På en annen side, vil økte start/stopp-, drifts- og vedlikeholdskostnader ved bruk av RPT føre til mindre lønnsomhet. Det må nok større prisvariasjoner til for å dekke utbyggingskostnaden.

En annen ting som er med på å begrense mengden av simulert pumping, er at det ikke kan pumpes under en vannstand på 507 moh i Storfosdammen. Dette er 4 m over HRV og gjør at magasinkapasiteten blir ytterligere presset.

Når det gjelder magasinfylling, ser man at en pumpeturbin i Litjfossen vil ha en positiv effekt. Dette gjelder særlig med økt magasinfylling i start og slutten av året. For Storfosdammen endres ikke magasinfyllingen så mye, da magasinet utnyttes som times- og døgnmagasin også i dag.

Kapittel 5

Utforming

Optimal utforming av et pumpekraftverk i Litjossen er vurdert med hovedfokus på tunnelsystem, installasjon, nedre magasin og samkjøring med resten av KVO.

5.1 Tunnelsystem

Antar tre alternative hovedløsninger for oppgradering til pumpekraftverk i Litjossen:

- Bygge nytt pumpekraftverk med nytt tunnelsystem parallelt med eksisterende
- Utnytte dagens tunnelsystem og bytte ut eksisterende Francis-turbin med en pumpe-turbin
- Utnytte dagens tunnelsystem og installere nytt aggregat parallelt med eksisterende Francis-turbin

5.1.1 Nytt pumpekraftverk i nytt tunnelsystem

Det er flere positive sider ved å bygge et helt nytt pumpekraftverk med ny vannvei parallelt med eksisterende. Det gir større frihet til å dimensjonere og optimalisere utformingen enn om man skal ta hensyn til eksisterende vannvei og lignende. I tillegg får man muligheten til å kjøre det eksisterende kraftverket samtidig som det nye pumpekraftverket.

På en annen side vil et helt nytt pumpekraftverk utgjøre betydelig økte utbyggingskostnader, og synergieffekten med eksisterende kraftverk vil være minimal. For å vurdere

økte utbyggingskostnader gjøres et overslag på entreprenørutgifter ved helt ny vannvei. Her er det antatt råsprenget tunnel med et tverrsnitt på 30 m^2 hele strekningen. NVEs *Kostnadgrunnlag for vannkraft* ([7]) gir en totalpris på 18.000 kr/lm. Med en lengde på 8243 m og lengdekorreksjon på 1,2 gir dette en kostnad på

$$18000kr/lm \times 8243m \times 1,2 = 178048800kr$$

Bare vannveien altså vil altså ha en utbyggingskostnad på hele 178 mill.NOK. Kostnaden er så stor at alternativet med helt nytt parallelt pumpekraftverk sees på som uaktuelt.

5.1.2 Bytte ut Francis-turbin i eksisterende tunnelsystem

Ved å bytte ut dagens Francis-turbin med en pumpe-turbin, ønsker man å utnytte både eksisterende vannvei og kraftstasjon. På denne måten kan man minimere utbyggingskostnaden for pumpekraftverket.

Et problem med å utnytte eksisterende kraftstasjon er at kravet til dykking er større for en pumpe-turbin enn for en vanlig Francis turbin. Dette er omtalt under "Utfordringer med pumpekraftverk" 2.1.4. Francis-turbinen i dagens Litjfossen kraftverk er dykket 5,6 m i forhold til LRV i Storfosdammen. Til sammenligning mener Voith Hydro det er nødvendig med minimum 30 m dykking av en RPT i Litjfossen ([6]). Et betydelig sprengningsarbeid i eksisterende kraftstasjon vil derfor være nødvendig.

Hovedproblemet med å bytte ut eksisterende turbin er likevel produksjonstap i byggetiden. For å fjerne dagens turbin og installere ny RPT, kreves det at kraftverket stoppes i en lengre periode. Produksjonstapet i byggeperioden vil være så stort at det mest sannsynlig vil drepe lønnsomheten i hele prosjektet. Derfor anses også dette alternativet som uaktuelt.

5.1.3 Utnytte dagens tunnelsystem og installere nytt aggregat parallelt med eksisterende turbin

Ved å utnytte dagens vannvei i størst mulig grad og installere nytt aggregat parallelt med eksisterende turbin, unngår man både den store utbyggingskostnaden ved ny vannvei og

Tabell 5.1: Tabell som viser slukeevne (Q), falltap (h) og midlere fallhøyde/løftehøyde (H) for installert effekt på 80, 100 og 120 MW.

P	Q_{turbin}	h_{turbin}	H_{turbin}	Q_{pumpe}	h_{pumpe}	H_{pumpe}
	m^3/s	m	m	m^3/s	m	m
80 MW	31,4	5,9	282,2	25,7	4,0	292,0
100 MW	39,8	9,5	278,6	31,9	6,1	294,2
120 MW	48,5	14,1	274,0	37,9	8,6	296,7

det store produksjonstapet ved å stoppe kraftverket i hele byggetiden. Dette alternativet peker seg derfor ut som det mest aktuelle for utbygging til pumpekraftverk i Litjfossen.

Ved å installere en Francis RPT i parallell får man to funksjonelle aggregater for kraftproduksjon. Dette gjør at man er godt rustet for vedlikeholdsarbeid på turbinene i fremtiden.

Det er også et alternativ å installere en pumpe i stedet for Francis RPT. Dette gir et pumpekraftverk med to separate aggregat for produksjon og pumping. Prisen på en pumpe av denne størrelsen er ikke funnet, men merkostnaden for å installere en RPT i stedet for en pumpe antas til å være forholdsvis liten.

5.2 Installasjon

På bakgrunn av teori og samtaler med Voith Hydro ([6]) forutsettes det installasjon av Francis RPT. Mer om RPT kan leses i bakgrunnsmateriale 2.1.3.

Når det gjelder installert effekt har det eksisterende tunnelsystemet forholdsvis god kapasitet slik det er i dag. Derfor har det blitt sett på muligheten for øke effekten noe fra dagens 75 MW. Tabell 5.1 viser utviklingen av slukeevne og falltap når effekten økes. Det er gitt en virkningsgrad på 0,92 for både turbin- og pumpedrift. Midlere fall- og pumpehøyde 288 m uten falltap. Både slukeevnen og falltapet ved turbinkjøring øker forholdsvis mye når effekten øker fra 80 til 120 MW.

Det er ikke sett på alternativer med en installert effekt som er lavere enn dagens. Dette er på grunn av god tilgjengelig kapasitet i både nedre magasin og tunnelsystem ved dagens effekt. I tillegg vil lavere effekt gi en mindre prisgunstig RPT ([6]).

Tabell 5.2: Tabell som viser løftehøyde og variasjon i løftehøyde.

Situasjon	Innerdalsvatnet	Storfossdammen	Løftehøyde	Variasjon
	moh	moh	m	%
Dagens, min	778	519	259	
Dagens, maks	813	503	310	16,5
Utvidet, min	778	525	253	
Utvidet, maks	813	503	310	18,4

5.3 Nedre magasin - Storfossdammen

Som nevnt under vurdering av vannpotensial (3.1, er Storfossdammen begrensende for hvor mye og hvor lenge det er mulig å pumpe sammenhengende i Litjfossen. Derfor vurderes eksisterende magasin og muligheten for å øke magasinkapasiteten i Storfossdammen. Tidligere i oppgaven er det sett på to alternativer for utvidelse, ny HRV på 525 og 530 moh. Dette tilsvarer en økning i reguleringshøyde på 6 og 11 m.

5.3.1 Pumpekapasitet

Pumpekapasiteten ved dagens magasinvolument vil i de fleste tilfeller være tilstrekkelig. Dette kan sees i figur 3.4. Figur 3.5 viser at en økning til HRV 525 moh vil gi mer enn god nok pumpekapasitet. En enda større utvidelse, alternativ med HRV 530 moh, vil derfor være utelukket.

5.3.2 Variasjon i løftehøyde

En Francis RPT vil ikke kunne takle veldig stor variasjon i løftehøyde. Regner med at maksimal variasjon er på 20 % ([6]). Løftehøyde og variasjon i løftehøyde for dagens magasin og utvidet til HRV 525 moh sees i tabell 5.2. Selv om variasjonen i løftehøyde er forholdsvis stor, ligger begge alternativene innenfor grensen på 20%.

5.4 Samkjøring med resten av KVO

Formålet til et pumpekraftverk i Litjossen vil i hovedsak være å utnytte prisforskjeller innefor døgnet. Brukstiden i Litjossen er så lav som 2100 timer, noe som tyder på at det rikelig med tid til pumping og ekstra produksjon. I tillegg kan pumping være med på å øke magasinfyllingen i Innerdalsvatnet. Dette gjelder hovedsaklig i perioder med stort tilsig til Storfosdammen.

Pumping kan også være med på å redusere flomtap i Storfosdammen, men disse er minimale også med dagens situasjon. Redusert flomtap i Storfosdammen vil føre til mer vann tilgjengelig for Brattset kraftverk. Brattset har i dag veldig høy brukstid (5000 timer), noe som tyder på at det er lite å hente.

5.5 Oversikt eksisterende overføringsnett

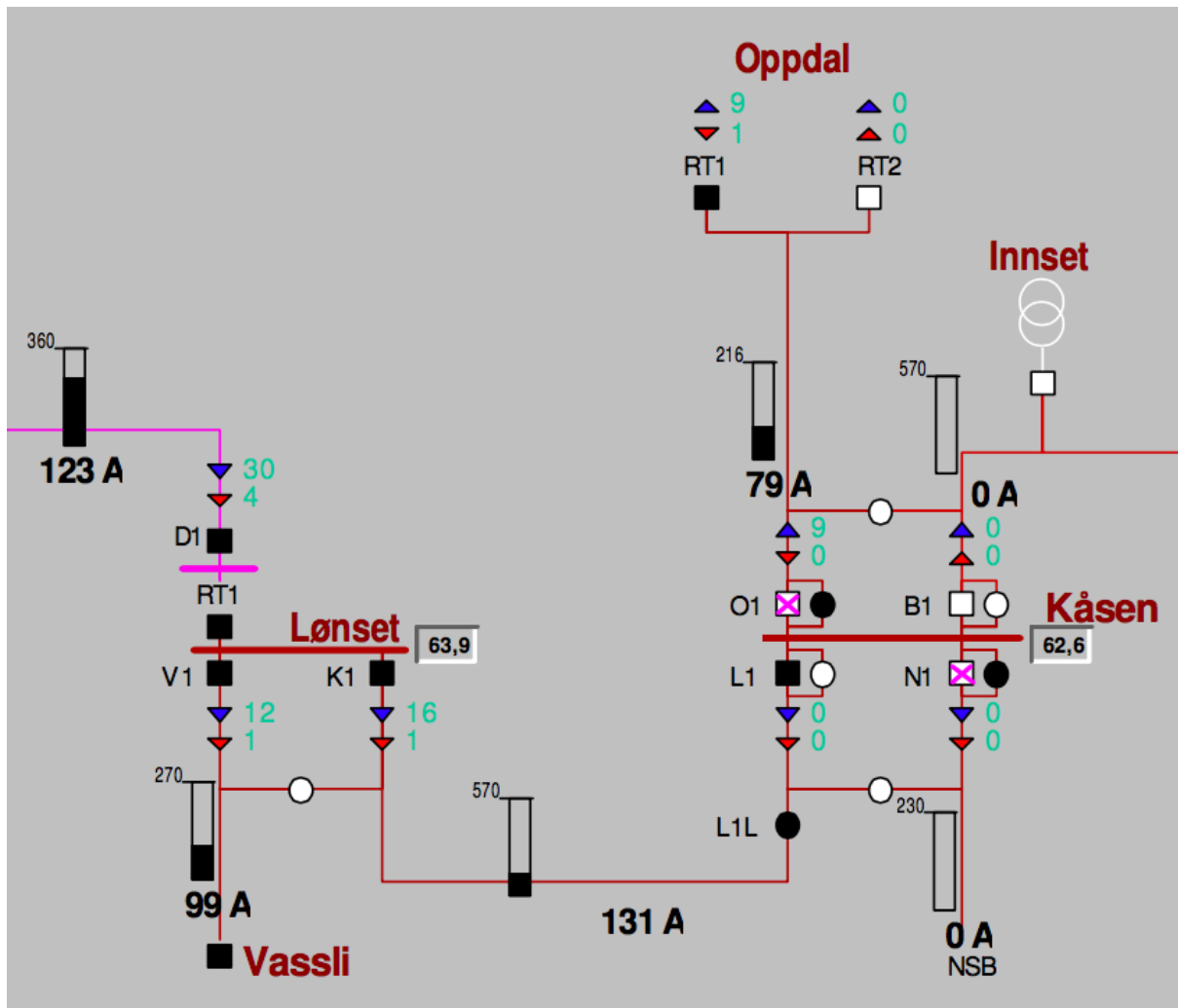
Det å måtte oppgradere overføringsnettene vil medføre en betydelig kostnad. Derfor er det viktig å få oversikt over det eksisterende nettet og vurdere om en oppgradering er nødvendig.

TrønderEnergi Kraft har allerede en eksisterende pumpe installert i Vassli. Situasjonen i og rundt Vassli pumpestasjon har blitt brukt som referanse for å avgjøre om det eksisterende overføringsnettene rundt Litjossen kraftverk har tilstrekkelig kapasitet.

5.5.1 Situasjon Vassli pumpestasjon

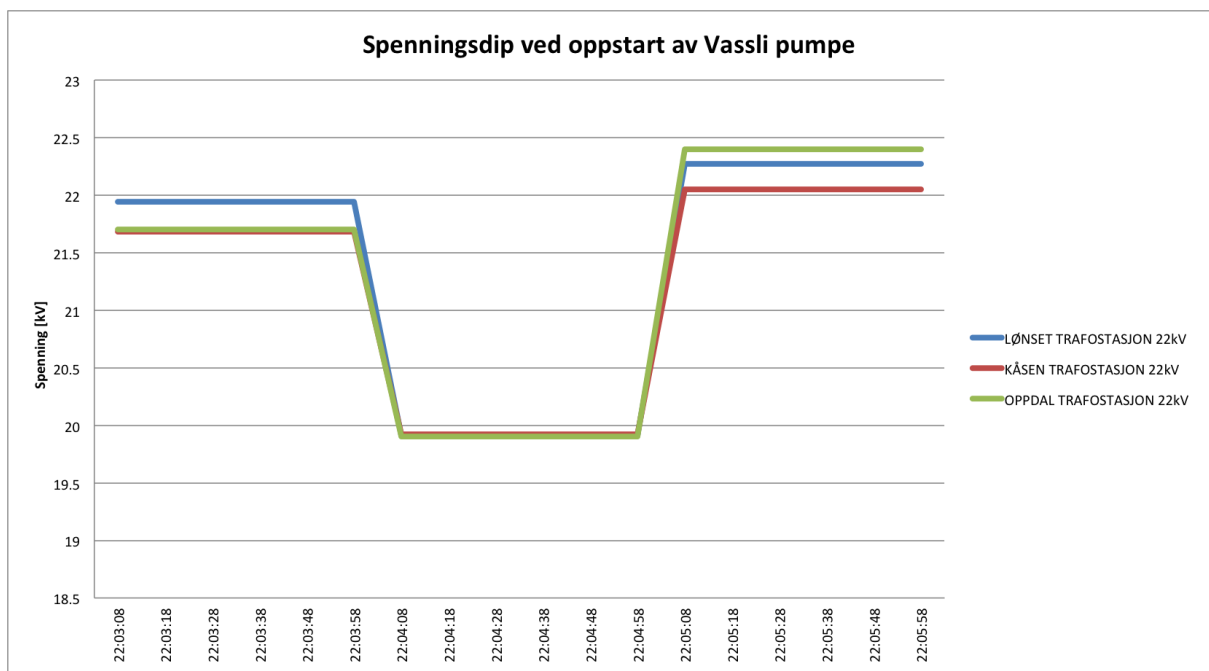
Vassli pumpestasjon er tilknyttet Lønset trafostasjon i Oppdal kommune, se nettskjema 5.1.

Vassli er en 10 MW sentrifugalpumpe og den er såkalt direktestartet, det vil si at den startes momentant ved å legge inn effektbryteren. Dette gir store startstrømmer som medfører spenningsfall i høyspentnettet. I tillegg til at det er en stor påkjenning for maskinen, så får TrønderEnergi Nett sin nettsentral alarmer om lav spenning i hele området rundt Vassli ved oppstart av pumpa. Eksempel på spenningsfall fra oppstart av pumpa er gitt av nettsentralen: Den 9. april i år klokken 22:03:55.35 ble effektbryter 66T1E Vassli pumpestasjon lagt inn. Umiddelbart faller spenningen på alle de tre tilknyttede



Figur 5.1: Nettskjema høyspentnett Vassli pumpestasjon

trafostasjonene: Lønset, Kåsen og Oppdal. Krafttransformatorene rekker ikke trinne opp, og følgelig faller spenningen også på distribusjonsnettet. Graf 5.2 viser at spenningen faller nesten 10% på 22kV samleskinne på de tre trafostasjonene. Dette oppleves som et blink i lyset hos nettkundene til Oppdal Elekrisitetsverk og er derfor uønsket sett fra nettselskapenes side.



Figur 5.2: Spenning 22kV nett rundt Vassli

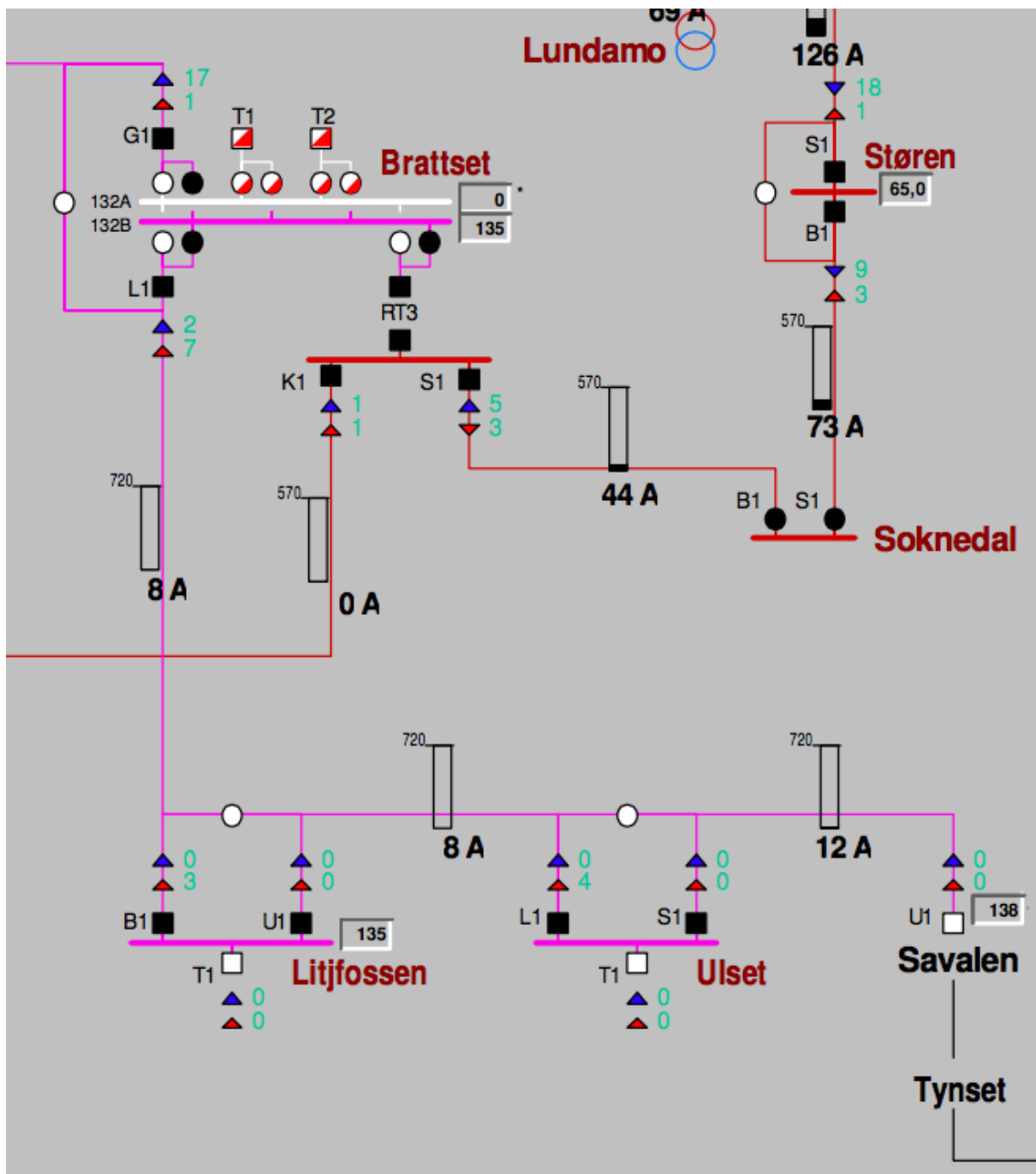
5.5.2 Løsning Litjossen pumpekraftverk

De fleste av de eldre pumpekraftverkene i Norge startes som forklart i 5.5.1. En annen løsning må benyttes på Litjossen, og det mest aktuelle startformen er såkalt *frekvensomformer start*. Maskinen dras i gang ved hjelp av en frekvensomformer på ca 10% av merkeeffekten på maskinen og synkroniserer maskinen pent inn på nettet. For å gjøre dette kreves et system med trykkluft som blåser luft inn i pumpa ved start for å få ned friksjonen under starten. Etter at pumpa er synkronisert inn på nettet evakueres luften, hovedventilen åpnes og pumpen begynner å levere vann til oppstrøms magasin. Denne startmetoden gir lite spenningsfall på nettet. De to anleggene som er installert med dette i dag er Tevla pumpekraftverk i Meråker for NTE og Nygård pumpekraftverk for BKK.

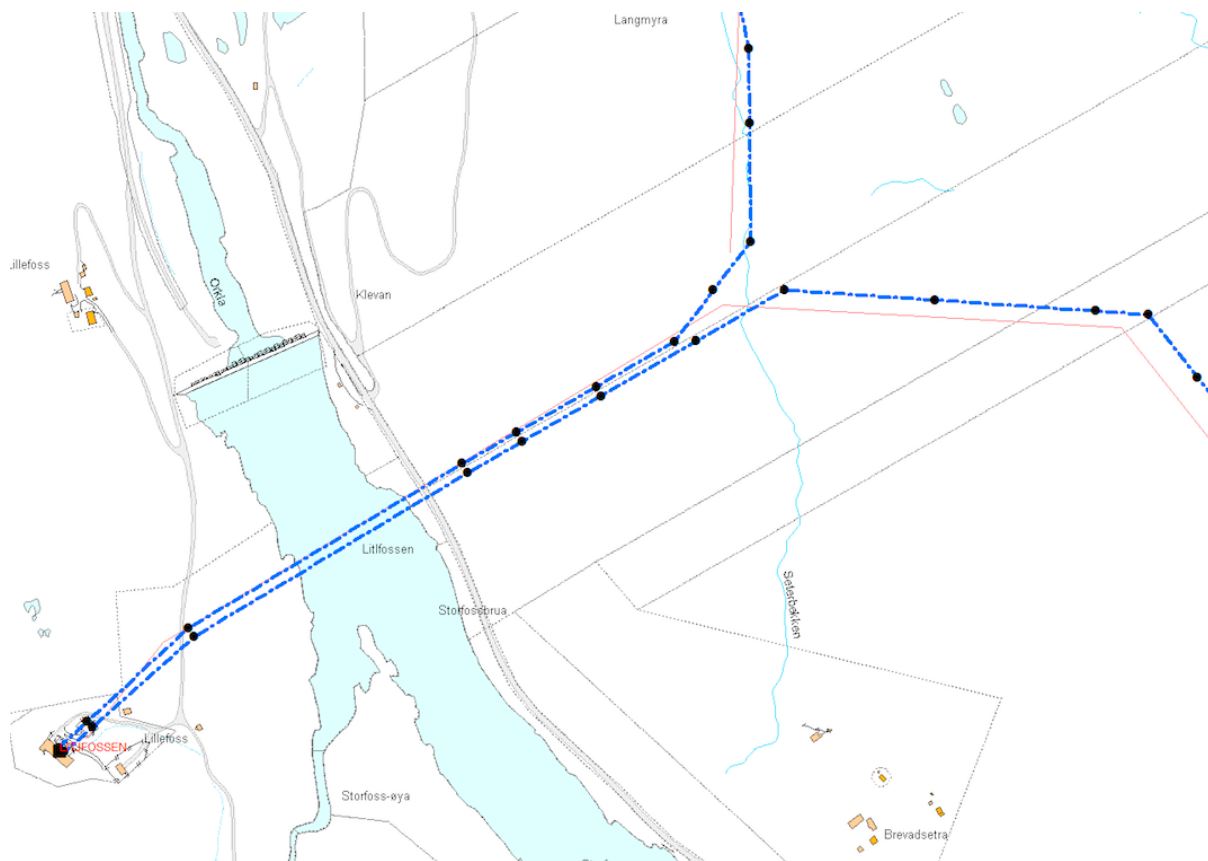
I tillegg til at det skal velges en bedre startform på Litjossen enn på Vassli, så er det et mye sterkere høyspentnett rundt Litjossen kraftverk som gjør at nettet vil bli mindre påvirket av ei pumpe. Høyspent nettskjema er vist i figur 5.3.

Litjossen har forbindelse sørover via en 132 kV linje på 9,5 km til Ulset kraftverk og videre til Savalen der Eidsiva overtar høyspentnettet. Nordover har Litjossen forbindelse via en 132 kV linje på 18,9 km til Brattset kraftverk.

Figur 5.4 viser innkomende linjer fra sør og nord i Litjossen Kraftverk.



Figur 5.3: Nettskjema høyspentnett Litjossen



Figur 5.4: Overføringsnett Litjossen kraftverk

5.6 Diskusjon

Beste alternative utforming for utbyggingen av Litjfossen pumpekraftverk anses til å være en Francis RPT i parallell med dagens Francis turbin. På denne måten slipper man store produksjonstap i byggeperioden, samtidig som man utnytter store deler av ekisterende tunnelsystem.

Når det gjelder størrelsen på aggregatet, ansees det som mest aktuelt med en størrelse på 80 til 100 MW. Dette er størrelser som ikke gir altfor store falltap i vannveien. I tillegg er magasinkapasiteten i nedre magasin, Storfosdammen, tilstrekkelig for å utnytte prisforskjeller i de fleste situasjoner både ved 80 og 100 MW.

Magasinkapasiteten i Storfosdammen slik den er i dag, er ikke mer enn akkurat stor nok for en pumpeturbin på rundt 100 MW. Likevel vil betydelige utbyggingskostnader mest sannsynlig gjøre det uaktuelt å utvide magasinkapasiteten.

Ved bruk av en frekvensomformer til oppstart av pumpe, vil ikke overføringsnettene rundt Litjfossen være avhengig av utbedringer.

Kapittel 6

Detaljering

Utformingen av Litjfossen pumpekraftverk vil videre detaljeres til et slikt nivå at det kan regnes på relevante kostnader for bygging/anbud. Den valgte utformingen er installasjon av en 80 MW Francis RPT i parallell med dagens Francis turbin. Fokus ligger i å utnytte eksisterende kraftverk på best mulig måte, samtidig som man unngår produksjonstap i byggetiden.

6.1 Aggregat

Nytt aggregat vil være en Francis reversibel pumpeturbin med frekvensomformerstart og en installert effekt på 80 MW.

6.1.1 Dykking av turbinsenter

Regner ut nødvendig dykking fra formlene 2.2 og 2.3. Forutsetninger for beregningene er som følger

- $h_b = 10,3$ m (minus 0,12 m per 100 m anlegget ligger over havnivå)
- $h_{va} = 0,125$ m ved vanntemperatur 10 grader celsius
- $NPSH_t$ = hastighetshøyde etter løpehjul minus strømningsstap (Net Positive Suction Head) (m)
- $a = 1,8$ og $b = 0,23$ ([4])

- $c_2 = 39$ m/s. Bestemmes av turbindimensjoner og er vanligvis mellom 35 og 43 m/s.
- $c_{m2} = \tan(\beta)u_2$. β er valgt til $16^\circ C$ (vanligvis mellom 13 og $19^\circ C$)

Dette gir

$$H_s \leq (10,3 - (0,12 * 5)) - 0,125 - (1,8 \frac{(\tan(16)39)^2}{2 \times 9,81} + 0,23 \frac{39^2}{2 \times 9,81})$$

$$H_s \leq -20,9$$

Pumpeturbinen må altså dykkes mer enn 20,9 m. 21 meters dykking er brukt videre i beregningene. Ved bruk av parametre for turbiner ($a = 1,1$ og $b = 0,1$) i beregningen av NPSH, får man et krav til dykking på 5,9 m. Dette stemmer bra med dykkingen av eksisterende Francis-turbin.

6.2 Tunnelsystem

Et snitt over dagens tunnelsystem kan sees i figur 2.4 under *Bakgrunnsmateriale*.

6.2.1 Innløp

Valgt løsning for parallell vannvei inn til ny turbin er en avstikker fra det eksisterende sandfanget som ligger på kote 533 moh. Her vil det sprenges ut en stoll 10 m og et tverrsnitt på 40 m^2 , som er det samme som sandfanget. Stollen vil føres ut til venstre sett fra oppstrøms side, og gi plass for en inntakskonus til ny stålforet trykksjakt. Den stålforede trykksjakten antas til 82 m lang og med et tverrsnitt på $4,9 \text{ m}^2$.

6.2.2 Utløp

Dagens avløpstunnel kommer inn i Storfosdammen over LRV. Dette gjør at man ikke får utnyttet hele magasinkapasiteten i Storfosdammen ved pumpedrift. For å utnytte hele magasinkapasiteten fullt ut, er man avhengig av å senke utløpstunnelen. For utløpet står man da med tre alternativer:

1. Utnytte dagens system og dermed heve LRV ved pumping.

2. Strosse eksisterende utløpstunnel

3. Helt ny utløpstunnel

Ved å utnytte dagens system vil LRV bli økt til 507 m. Dermed minker regulerings- høyden med 4 m, noe som er lite gunstig i og med at vannkapasiteten også med full utnyttelse er presset.

Ved å strosse dagens utløpstunnel noen meter ned, kan man få utnyttet hele magasinkapasiteten. Strossing medfører driftstans i Litjfossen. Driftstansen er estimert til 4 måneder. Magasinkapasiteten i Innerdalsvatnet er så stor at det ikke vil være noe problem å samle alt tilsig i 4 måneder. For å fylle magasinet på 4 måneder trengs det et midlere tilsig på $14,75 \text{ m}^3/\text{s}$, noe som er mye høyere enn tilsiget til Innerdalsvatnet (se tabell 2.2). For å holde Brattset gående i byggeperioden, kan man lage en fangdam i Storfosdammen og kjøre Ulset kraftverk for å forsyne Brattset med vann.

Ny utløpstunnel peker seg likevel ut som det mest sannsynlige alternativet. For å unngå driftstans, blir dette alternativet valgt. Utløpstunnelen estimeres til en lengde på 750 m og et tverrsnitt på 30 m^2 . Det installeres også en ny sugerørsluke med bredde 3,2 m og høyde 4,4 m. Sugerørsluka installeres i kombinasjon med ny svingesjakt med tverrsnitt på 20 m^2 og høyde på 30 m.

6.3 Kraftstasjon

Kraftstasjonen til den nye pumpeturbinen vil være tilknyttet den gamle kraftstasjonen. Samme adkomsttunnel vil benyttes og noen av fasilitetene kan også være felles.

Bildet 6.1 viser eksisterende kraftstasjon. Utvidelsen av ny kraftstasjon vil bli i retningen bildet er tatt. Adkomsttunnelen går ut til høyre på bilde 6.1, dette er vist i bilde 6.2.

På grunn av at pumpeturbinen må dykkes over 15 m mer enn dagens turbin, vil den nye kraftstasjonen bli dypere enn eksisterende.



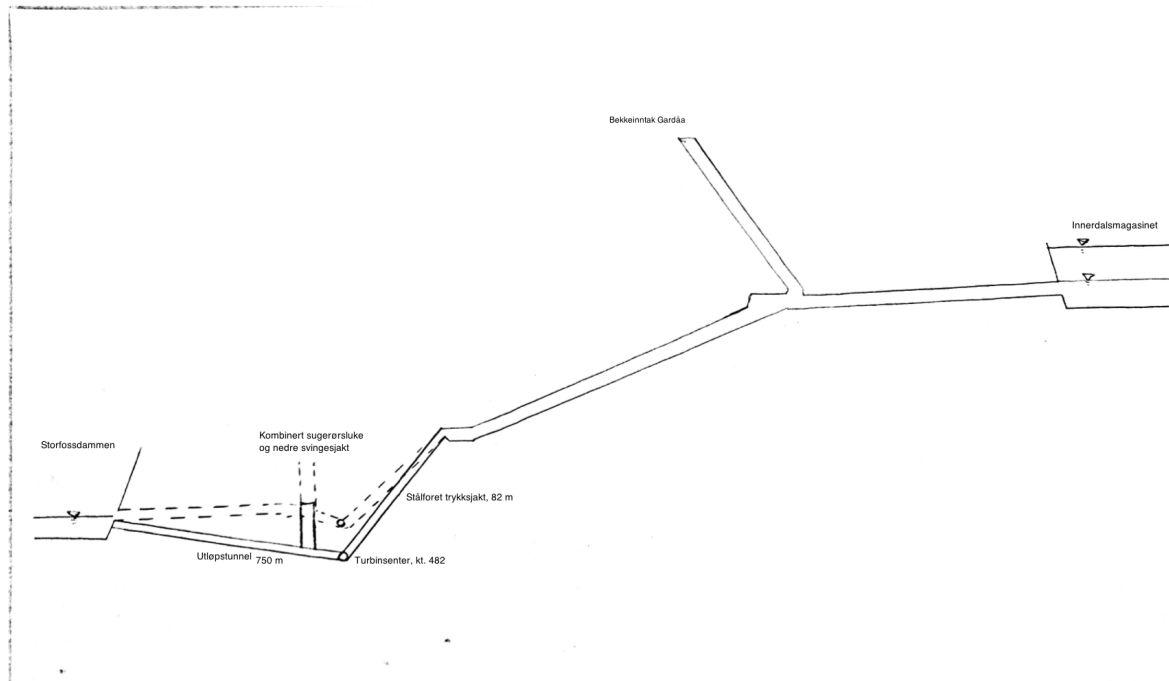
Figur 6.1: Bilde fra kraftstasjonen Litjfossen.



Figur 6.2: Bilde av adkomsttunnelen tatt fra kraftstasjoen.

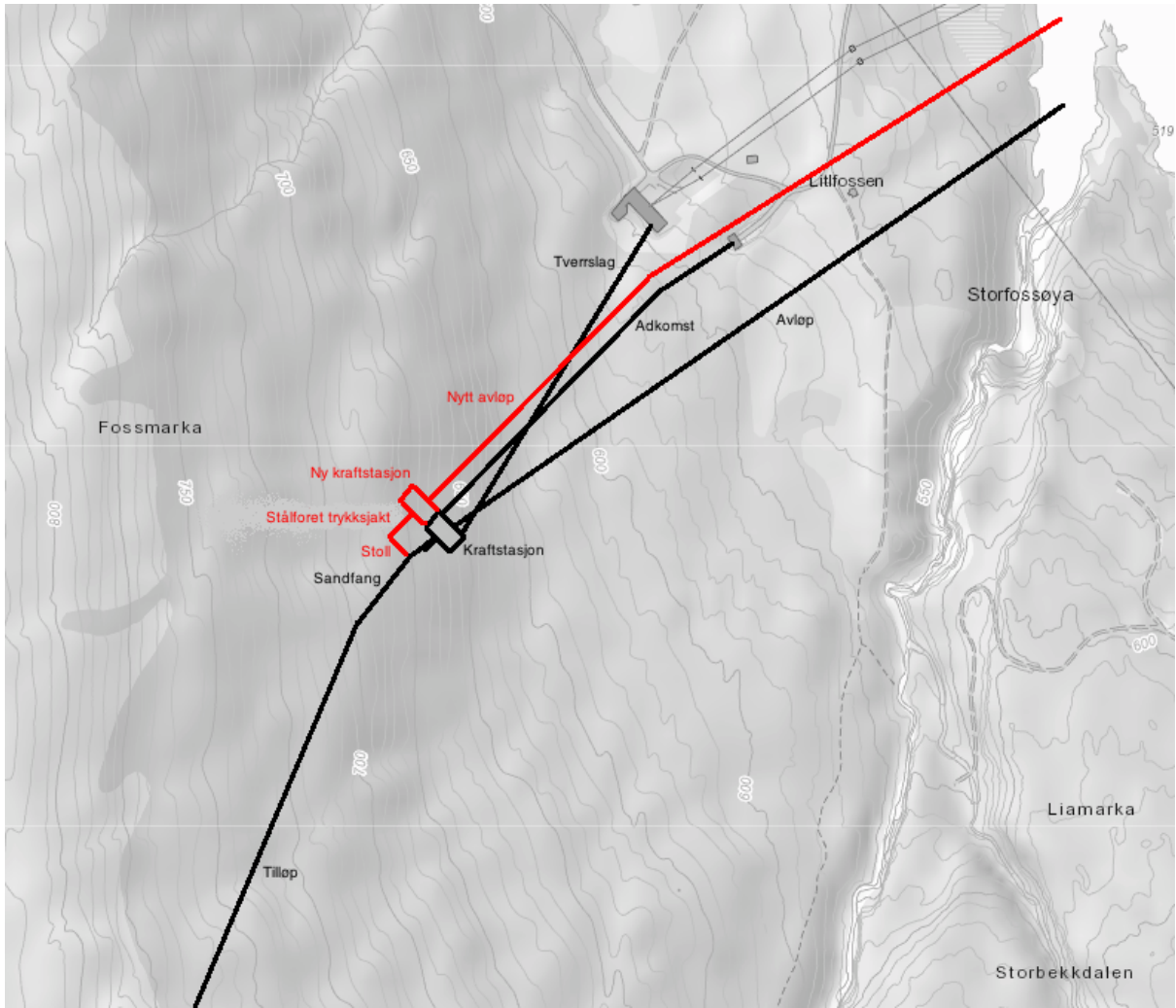
6.4 Tegninger

Figur 6.3 viser snittegning over nytt tunnelsystem i Litjfosse pumpekraftverk. Stiplede linjer er tunnelsystem for dagens Francis turbin. Heltrukne linjer er nytt tunnelsystem og vannvei som er felles for begge turbinene. Se original snittegning i vedlegg.



Figur 6.3: Snittegning Litjfosse pumpekraftverk.

Figur 6.4 viser plantegning over nytt tunnelsystem og ny kraftstasjon i Litjfosse pumpekraftverk. Eksisterende tunnelsystem er tegnet i svart og nye tunneler er tegnet i rød.



Figur 6.4: Plantegning Litjossen pumpekraftverk.

6.5 Utbyggingskostnad

For kostnadsberegninger er NVEs *Kostnadsgrunnlag for vannkraft*, rapport 46-2016 ([7]). Dette gir kostnadsnivå januar 2015. Kostnadene deles inn i byggtekniske, elektroteknisk og maskinteknikk.

6.5.1 Byggtekniske kostnader

De byggtekniske kostnadene omfatter innløpstunnel, kraftstasjon, utløpstunnel og svingekammer. Antar at eksisterende adkomsttunnel og tverrslag benyttes.

Innløp til turbinen vil bestå av stoll, konus, varegrind og ståloret trykksjakt.

Kostnadene for kraftstasjon i fjell består av sprengningsarbeid, betong, armering, forskaling, sikring, puss, innredning, VVS og lys/varme.

Kostnader for utløpstunnelen inkluderer sugerørsluke og svingekammer.

6.5.2 Elektrotekniske kostnader

De elektrotekniske kostnadene omfatter generator, transformator, koplingsanlegg, kontrollanlegg, hjelpeanlegg og kabelanlegg. Forutsetter at ingen nettinvesteringer er nødvendig.

6.5.3 Maskintekniske kostnader

De maskintekniske kostnadene omfatter pumpeturbin, turbinrør, stengeventil og diverse utstyr. Fra NVEs *Kostnadsgrunnlag for vannkraft* ([7]), antas det at kostnaden for en Francis RPT er 25 % høyere enn for en vanlig Francis turbin.

6.5.4 Total utbyggingskostnad

Total utbyggingskostnad består av byggtekniske-, elektrotekniske- og maskintekniske kostnader, som omtalt over. I tillegg kommer uforutsette kostnader (10 %) og kostnader ved administrasjon og prosjektering (10 %).

Oversikt over total utbyggingskostnad for en 80 MW Francis RPT i Litjossen sees i tabell 6.1. For mer detaljert oversikt se vedlegg B

Tabell 6.1: Tabell som viser totale utbyggingskostnader for en 80 MW Francis RPT.

Del	Kostnad
	Mill.NOK
Byggeteknisk	32,2
Elektroteknisk	80,0
Maskinteknisk	61,5
Uforutsett	17,4
Administrasjon og prosjektering	17,4
Totalt	208,4

6.6 Diskusjon

Detaljeringen er utført med fokus på å utnytte synergieffekten fra eksisterende kraftverk. Dette er gjort ved å utnytte mest mulig av innløpstunnelen og adkomst og tverrslag til kraftstasjon. Når det gjelder utløpstunnelen, antas det bygging av helt ny parallell tunnel. Dette utgjør en kostnad på 13 mill.NOK. Ved å utnytte eksisterende utløpstunnel i større grad kunne denne kostnaden vært mindre. Problemet med dette er at eksisterende utløpstunnel ikke utnytter hele magasinkapasiteten i Storfosdammen.

Ny Francis RPT må dykkes 15,4 m mer enn dagens Francis turbin. Dette gjør at det må sprenges ut endel dypere i ny del av kraftstasjon. Likevel utgjør elektroteknisk og maskinteknisk utrustning 68 % av kostnadene. Dette viser at synergieffekten av å utnytte eksisterende magasiner og tunnelsystem er stor.

En total utbyggingskostnad på 208,4 mill.kr utgjør en kostnad på 2,6 mill.kr/MW. Dersom man regner med en levetid på 30 år, må de økte inntekten være nesten 7 mill.kr/år for å dekke utbyggingskostnadene. Analyse av prispotensialet det siste året viser at det er mulig å tjene inn 7 mill.kr/år. Simuleringene viser derimot en økt inntekt på 5,3 mill.kr/år, noe som ikke er nok for lønnsomhet.

Del III

Konklusjon

Kapittel 7

Konklusjon

Litjossen pumpekraftverk utformes med en 80 MW Francis RPT i parallell med dagens turbin. Det er planlagt helt ny utløpstunnel, mens eksisterende magasin og overføringsnett utnyttes slik det er. Utbyggingskostnad på prosjektet estimeres til 208,4 mill.kr, noe som tilsvarer 2,6 mill.kr/MW.

Analyse av vannpotensialet viser at dagens magasin gir en maksimal pumpetid på mellom 9 og 19 timer, avhengig av tilsig og produksjon i Brattset kraftverk. Dette vil i de fleste tilfeller være tilstrekkelig med tanke på at hovedformålet med Litjossen pumpekraftverk er å utnytte kortvarige prisvarisjoner.

En 80 MW RPT i Litjossen gir et tap på 28,4% per pumpesyklus. Det siste års kraftpriser gir da et inntekspotensial på 10,6 mill.kr, fordelt på 2500 timer pumping/kjøring. Simuleringer i Vansimtap/ProdRisk viser derimot en økning i årsinntekt på 5,3 mill.kr. Her er det ikke tatt med en økende drifts- og vedlikeholdskostnad ved pumpekraftverk.

Over en periode på 30 år, må den økte inntekten være 7 mill.kr/år for å dekke utbyggingskostnadene. Fra dette konkluderes det med at med de siste års kraftpriser ikke er lønnsomt å bygge ut Litjossen pumpekraftverk. Likevel er det en positiv utvikling i prisene med tanke på pumpekraft. Troen på økende prisvolatilitet i fremtiden gjør prosjektet meget spennende i årene som kommer.

Lignende prosjekter i Norge i dag har i hovedsak sin lønnsomhet i redusert flomtap og bedre utnyttelse av vannet. Her kommer utnyttelse av kortvarige prisvariasjoner som en tilleggsinntekt. I Litjossen er det derimot lite flomtap i dagens system og hovedinntektskilden vil være utnyttelse av prisvariasjoner på døgn- og timesbasis.

7.1 Videre arbeid

Kraftprisen er den viktigste faktoren for å få lønnsomhet i Litjfossen pumpekraftverk. Prisen trenger ikke nødvendigvis å være så høy, men man er helt avhengig av større prisvolatilitet enn det har vært de siste 10 årene. Derfor kan det være veldig aktuelt å se på ulike scenarier for utvikling av kraftpris, og hvordan dette påvirker lønnsomheten i prosjektet.

Økt uregulert kraftproduksjon er en faktor som kan være med på å påvirke markedet mot en situasjon med høyere prisvolatilitet. Derfor kan en vurdering av de nye vindkraftprosjektene i midt Norge være gunstig å gjennomføre.

I tillegg kan det være aktuelt å se på noe større installert effekt. Systemet vil kunne takle en installert effekt både 100 og 120 MW, selv om det legger mer press på både tunnelsystemet og magasinkapasiteten.

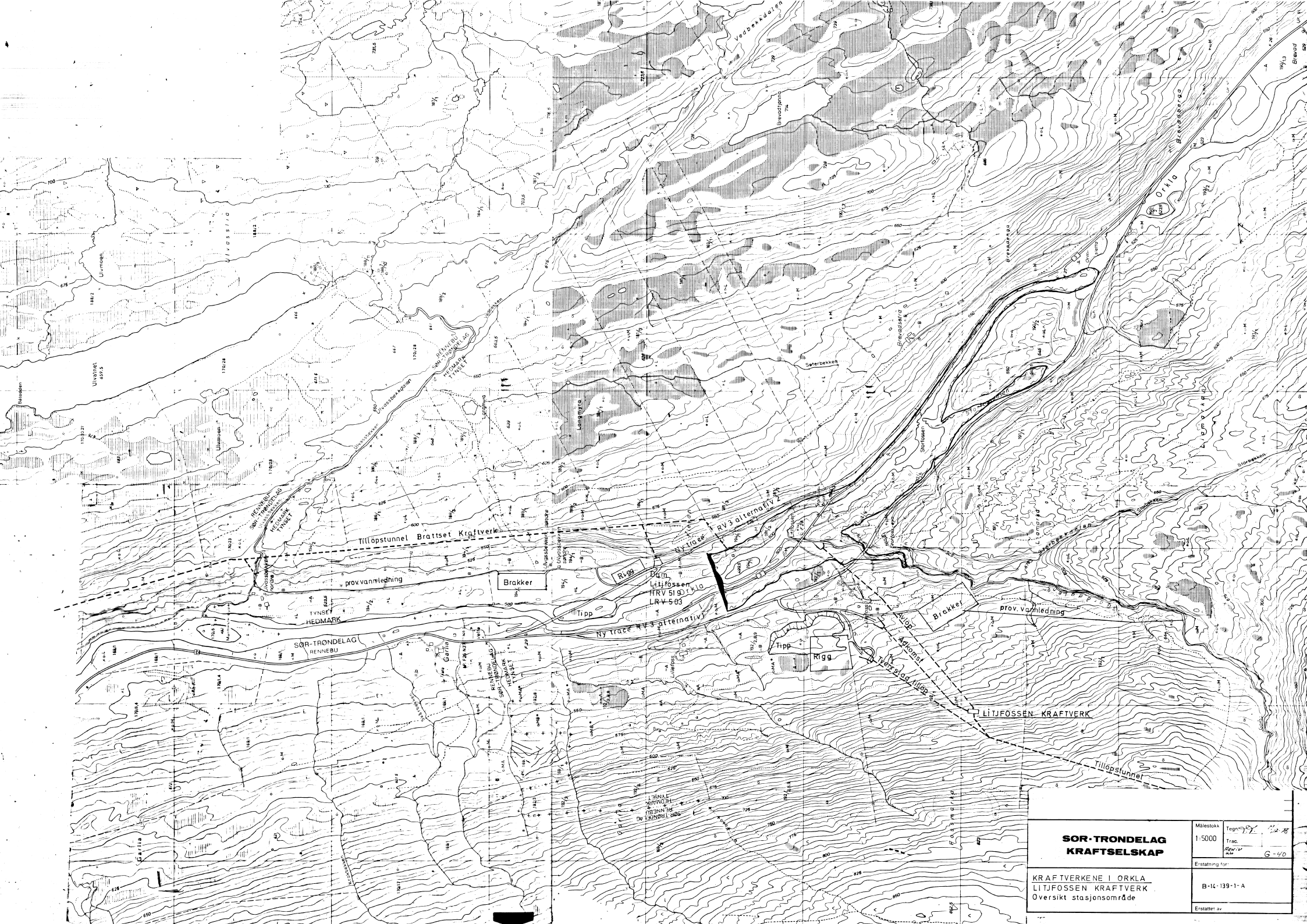
Bibliografi

- [1] Leif Lia *Samtaler* 2015-2016.
- [2] Lars Fossvoll Strypet *Pumpekraftverk i Sør-Trøndelag - Vurdering av løsning, plassering, installasjon og effekt* Prosjektoppgave NTNU høsten 2015.
- [3] Brekke, Hermod *Kompendium: Grunnkurs i Hydrauliske Strømningsmaskiner* 2000.
- [4] Brekke, Hermod *Kompendium: Pumper og turbiner.* 1999.
- [5] Sweco *Opprusting/utvidelse kraftverkene i Orkla.* 2015.
- [6] Voith Hydro *Mailkorrespondanse Øyvind Holm.* 2016.
- [7] NVE *Kostnadsgrunnlag for vannkraft* Rapport nr. 46 - 2016.
- [8] BKK *Info om Nygard pumpekraftverk* 2003.
- [9] TrønderEnergi Kraft AS *Mailkorrespondanse* 2016.
- [10] SINTEF Vansimtap <http://www.sintef.no/programvare/vansimtap/>.
- [11] SINTEF Prodrisk <http://www.sintef.no/programvare/prodrisk/>.

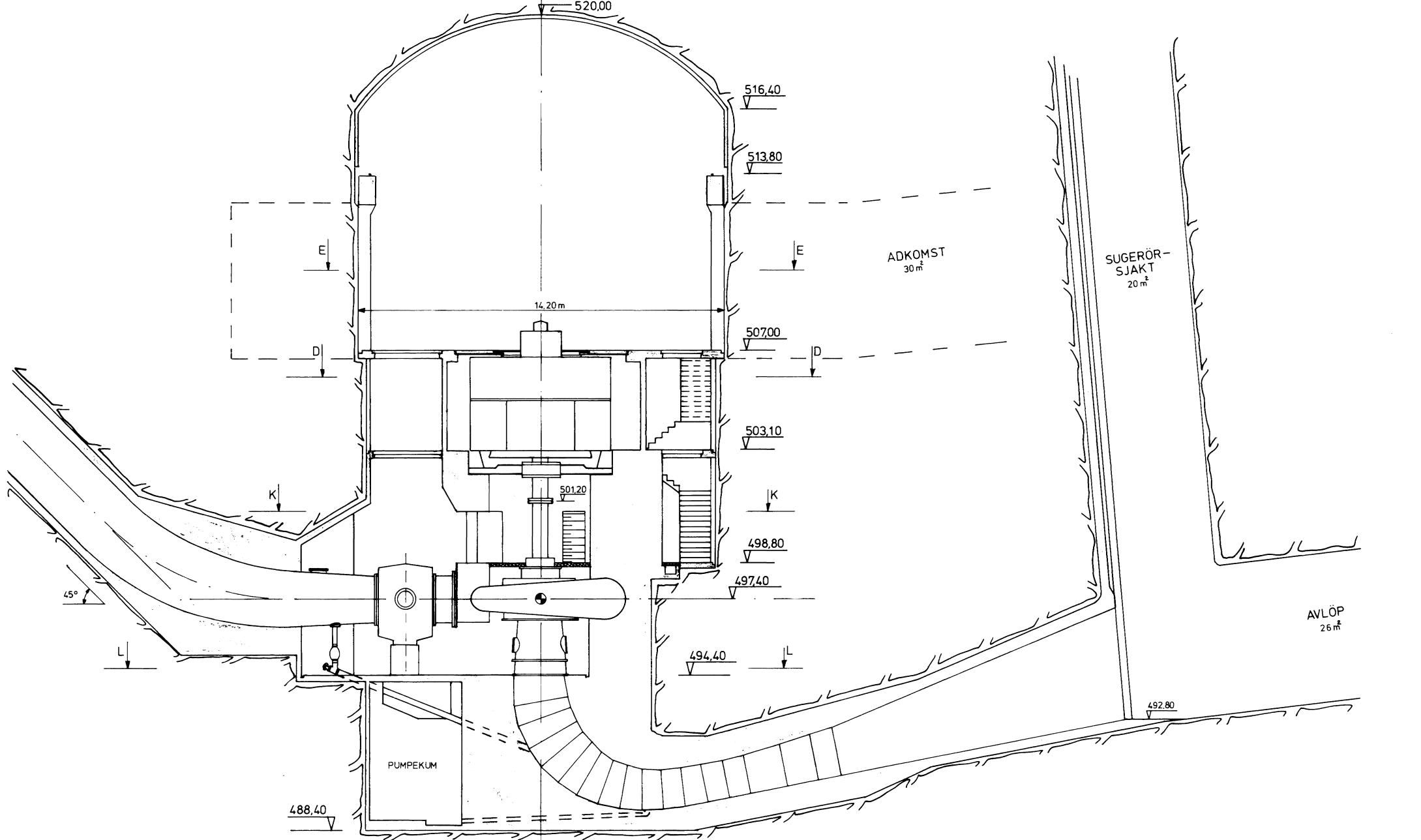
Appendices

Tillegg A

Tegninger



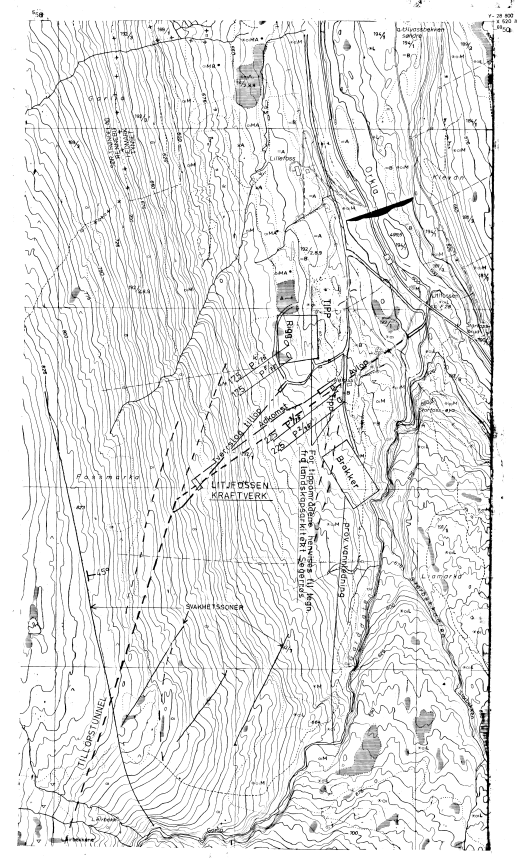
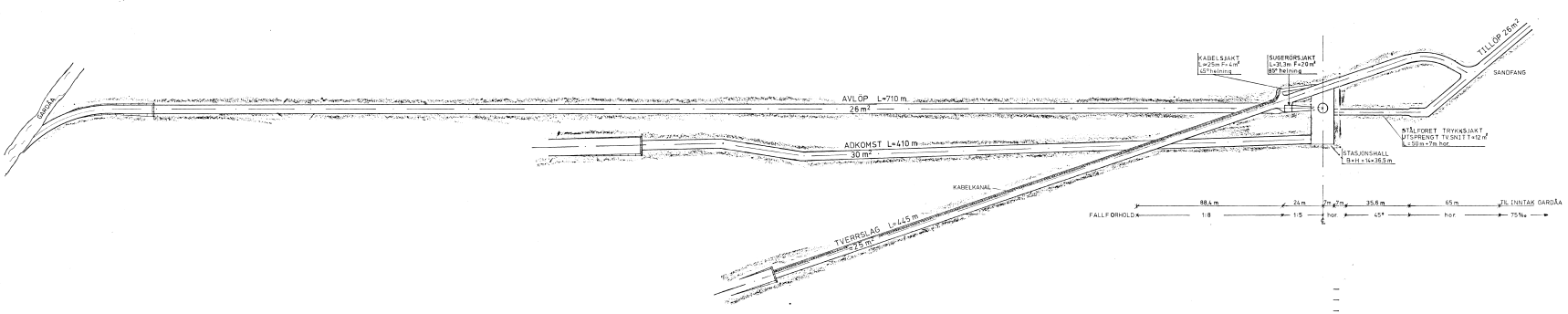
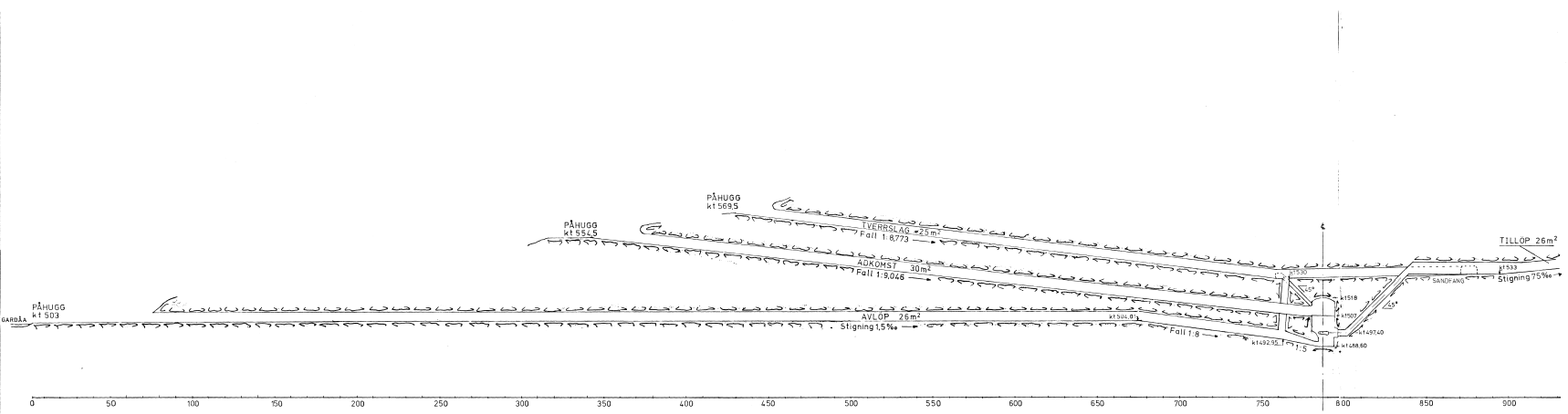
SØR-TRONDELAG KRAFTSELSKAP	Målestokk 1:5000	Tegn G-50
	Erstatning for B-14-139-11-A	
KRAFTVERKENE I ORKLA LITJOFOSSEN KRAFTVERK Oversikt stasjonsområde	Erstatte av	



SNITT C-C

FOR SNITT SE TEGN. B14-291-1

A Endret kt.høyde gen.gulv + div. mindre justeringer 1/6-80 K.L.			
Dato 29/2-80	Konstr./Tegnet K.L.	Godkjent	Målestokk 1:100
FIRMA NR. H/77			Erstatning for B14-183-1
KRAFTVERKENE I ORKLA			Erstattet av
LITJFOSSEN KRAFTVERK			B14-266-2A
SNITT KRAFTSTASJON			
Henvisning		Beregning	

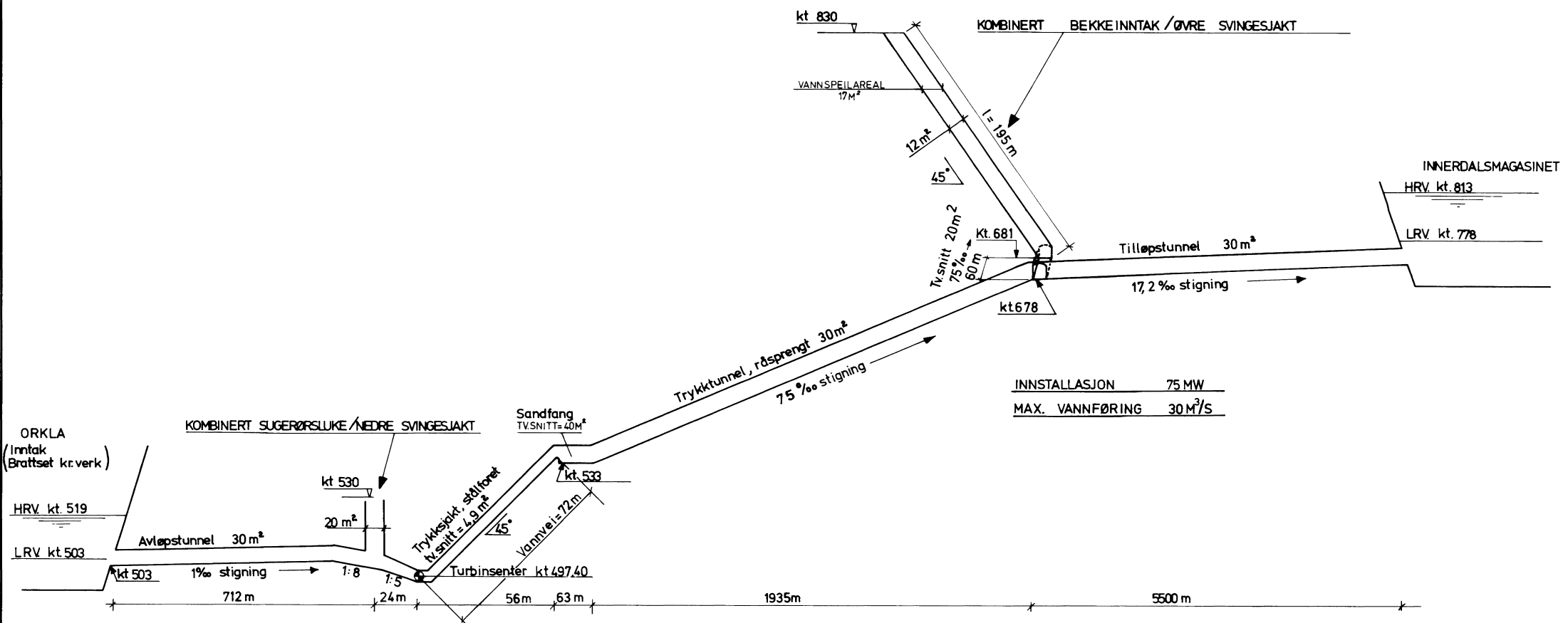


KUN TIL TJEENLIG BRUK
MÅ IKKE OFFEN LIGGJØRES

SKUR-TEKNIK KRAFTTEKNIK KRAFTVERKENE I ORKLA LITJØSSEN KRAFTVERK TUNNELARRANGEMENT	Skala: 1:100 1:500	Tegning nr.: B14-229-X
	Dato: 1954 Tegning nr.: 11.11	Forfatter:

1:5000

BEKKEINNTAK GARDÅA



INNSTALLASJON 75 MW
 MAX. VANNFØRING 30 M³/S

ORKLA
 (inntak
 Brattset kr.verk)
 HRV kt. 519
 LRV kt. 503

KOMBINERT SUGERØRSLUKE / NEDRE SVINGESJAKT

Sandfang
 TV.SNIITT=40 m²

Trykksjikt, stålforet
 tv.snitt = 1,9 m²

Turbinsenter kt 497,40

INNTAK	NEDEBØRFELT KM ²	PÅREGNELIG MAX FLOM Q MAX M ³ /S	MAX AVLØPSFLOM M ³ /S	KAPASITET AV BEKKEINNTAK
GARDÅA	14,0	19,0	8,0	INGEN KAPASITETSPROBLEMER (> 19 M ³ /S)



B	Endelig utførelse	1/10-82 K.L.
A	Justert i h.h.t. utførelse	1/2-80 K.L.
Målestokk Tegn. <i>K.L.</i> Trac. <i>L.P. 29/2-79</i> Krt. ARK NR HI-49	Erstatning for:	
	KRAFTVERKENE I ORKLA LITJOFOSSEN KRAFTVERK OVERSIKT VANNVEISYSTEM	B14-203-2B Erstattet av: <i>P. Petter</i>

Tillegg B

Kostnadsberegninger

Byggtekniske kostnader	Pris/enhet	Antall enheter	Kostnad	Kostnad
	(NOK/enhet)		(NOK)	(Mill.NOK)
Innløp				
Stoll			750000	0,8
Konus	750000	1	750000	0,8
Varegrind	750000	1	750000	0,8
Stålforet trykksjakt	35200	82	2886400	2,9
Kraftstasjon i fjell				
Sprengning	300	2000	600000	0,6
Betong	2600	400	1040000	1,0
Armering	19000	24	456000	0,5
Forskaling	1300	840	1092000	1,1
Sikring			90000	0,1
Mur og puss			82000	0,1
Innredning			246000	0,2
VVS			5500000	5,5
Lys og varme			2500000	2,5
				0,0
Utløpstunnel	18000	750	12960000	13,0
Svingekammer			1000000	1,0
Sugerørsluke			1500000	1,5
Elektrotekisk utrustning			80000000	80,0
RPT	575	80000	57500000	57,5
Kran			4000000	4,0
Sum			173702400	173,7
Uforutsett (10%)			17370240	17,4
Administrasjon og prosjektering (10 %)			17370240	17,4
				0,0
Totalt			208442880	208,4