

Maria Therese Aspenes
Elin Nathalie Ittelin Hellesø
Frida Marie Brænden Olsen

Etablering av småskala vannkraftverk

Establishment of small-scale hydropower plants

Bacheloroppgave i Fornybar Energi

Veileder: Bjørn Austbø

Mai 2024

Maria Therese Aspenes
Elin Nathalie Ittelin Hellesø
Frida Marie Brænden Olsen

Etablering av småskala vannkraftverk

Establishment of small-scale hydropower plants

Bacheloroppgave i Fornybar Energi
Veileder: Bjørn Austbø
Mai 2024

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk



Kunnskap for en bedre verden



Institutt for energi-
og prosesssteknikk

Bacheloroppgave

Project title (ENG): Establishment of Small-Scale Hydropower Plants Oppgavens tittel (NOR): Etablering av småskala vannkraftverk	Gitt dato: 20.11.2023
	Innleveringsdato: 22.05.2024
	Antall sider rapport/sider vedlagt: 75/18
Gruppedeltakere: Maria Therese Aspenes Elin Nathalie Ittelin Hellesø Frida Marie Brænden Olsen	Veileder: Bjørn Austbø
	Prosjektnummer: BIFOREN24 15

Fritt tilgjengelig:

Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver:

Rapporten frigitt etter: 22.05.2024

Trondheim, 21.05.2024:

Maria T. Aspenes

Elin Hellesø

Frida M. B. Olsen

Maria T. Aspenes

Elin N. I. Hellesø

Frida M. B. Olsen

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet våren 2024, og er et avsluttende arbeid på ingeniørstudiet Fornybar energi ved Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet, NTNU. Oppgaven tilsvarer 20 studiepoeng.

Gruppen ønsker å uttrykke stor takk til intern veileder, førsteamanuensis ved Institutt for energi- og prosessteknikk, Bjørn Austbø. Videre vil vi takke driftsansvarlig for Småkraft AS, Einar Hovind, for verdifull hjelp og omvisning på kraftverkene Sølbergfallet, Sagbergfossen og Skjenaldfossen. En spesiell takk går også til daglig leder for Fossingkraft AS, Ulf Andreassen, og førsteamanuensis ved Institutt for energi- og prosessteknikk, Chirag Trivedi, for deres veiledning og hjelp til tekniske vurderinger.

Gjennom arbeidet med denne oppgaven har vi fått anledning til å anvende relevant kompetanse fra vårt studieløp. Oppgaven har vært både utfordrende og givende, og har gitt oss faglig påfyll som styrker oss på vår videre karrierevei.

Sammendrag

Denne bacheloroppgaven har som hensikt å vurdere etableringen av et småskala vannkraftverk i Tverråa, en elv i Tyllidalen. Problemstillingen går ut på hvordan etablering og drift av småskala vannkraftverk påvirker miljømessige og bærekraftige faktorer. I tillegg til å undersøke hvilken innvirkning dette har på økonomiske og energirelaterte aspekter. Vurderingen av energiproduksjonen for vannkraftverket har resultert i to alternativer, ett med dam og ett uten.

Den første delen omhandler de ulike tekniske komponentene som gjelder for begge alternativene. En vannvei av PE-rør med rørdiameter 160 mm, og en peltonturbin med en asynkron generator er valgt for Tverråa. Dette er for å utnytte kraften fra vannet i elva på en måte som gir mest mulig energiproduksjon, med minst mulig tap. Elva har en vannmengde på $0.03 \text{ m}^3/\text{s}$, og det er beregnet til å gi en energiproduksjon på 100 kW. Dette gir en årsproduksjon som kan dekke forbruket til gården Høyberget gjennom store deler av året, og overskuddet kan selges videre på kraftnettet. Årsproduksjonen for de to alternativene, er henholdsvis 340 000 kWh og 307 000 kWh. Der det er Alternativ 1, med dam, som kommer best ut av den tekniske analysen.

Den andre delen omhandler en grov økonomisk analyse, for å finne ut om etableringen av kraftverket er økonomisk levedyktig. Fra økonomiske beregninger konkluderes det at Alternativ 1, med dam, er mest lønnsomt. Dette er på grunnlag av at alternativet med dam gir høyere produksjon både årlig og sesongmessig, som gir større inntekter. Dammen regulerer vannstrømmen, sikrer en jevnere produksjon og øker effektiviteten. Videre hadde denne løsningen en bedre teknisk utforming enn Alternativ 2. Dette gjelder både med tanke på at en dam vil kreve mindre vedlikehold enn en terskel, men også at den gir en høyere brukstid på kraftverket.

Samlet sett peker beregningene mot at potensialet for lønnsomhet eksisterer, men med betydelige forbehold. I henhold til NVEs veileder for småkraftverk, anbefales det å doble investeringsgrensen hvis kraften produseres for eget bruk. De økonomiske beregningene viser da at etableringen kan være lønnsomt over en 30-års periode. Imidlertid befinner prosjektet seg på grensen til lønnsomhet, og flere faktorer tilsier at det ikke nødvendigvis vil være økonomisk fordelaktig. Usikkerheter i kostnadsanslag og inntektsprognoser spiller en vesentlig rolle i denne vurderingen. For videre arbeid, vil en mer detaljert analyse kunne gi en klarere indikasjon på prosjektets langsiktige økonomiske levedyktighet.

Abstract

This bachelor's thesis evaluates the establishment of a small-scale hydropower plant in Tverråa, a river in Tyllidalen. The main question is how the establishment and operation of a small-scale hydropower plant impact environmental and sustainable factors, as well as their effects on economic and energy-related aspects. The assessment of the hydropower plant's energy production has resulted in two alternatives: one with a dam and one without.

The first part discusses the various technical components to both alternatives. A PE-pipe with a diameter of 160 mm and a Pelton turbine with an asynchronous generator were chosen for Tverråa. This setup aims to maximize the energy production from the river with minimal losses. The river has a flow rate of $0.03 \text{ m}^3/\text{s}$, and it is estimated to produce 100 kW of energy. This annual production can cover the consumption of the farm Høyberget for most of the year, with the surplus being sold to the power grid. The annual production for the two alternatives is 340 000 kWh and 307 000 kWh. It is Alternative 1, which includes a dam, that is performing best in the technical analysis.

The second part involves a simple economic analysis to determine whether the establishment of the power plant is economically viable. Economic calculations conclude that Alternative 1 is the most profitable. This is because the dam alternative provides higher annual and seasonal production, leading to greater revenues. The dam regulates water flow, ensures more consistent production, and increases efficiency. Furthermore, this solution had a better technical design than Alternative 2. In addition, it is requiring less maintenance and offering higher operating time for the power plant.

Overall, the calculations suggest that there is potential for profitability, but with significant reservations. According to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate's (NVE) guidelines for small hydropower plants, it is recommended to double the investment limit if the power is produced for own use. The economic calculations then show that the establishment can be profitable over a 30-year period. However, the project is on the borderline of profitability, and several factors indicate that it may not necessarily be economically advantageous. Uncertainties in cost estimates and income forecasts play a crucial role in this assessment. For further work, a more detailed analysis could provide a clearer indication of the project's long-term economic viability.

Forkortelser

FN	De Forente Nasjoner
FoU	Forskning og utvikling-prosjekter
GRP	Glassfiberarmerte umettede polyesterrør
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-ampere
KW	Kilowatt
kWh	Kilowattimer
MW	Megawatt
MWh	Megawattimer
NGU	Norges Geologiske Undersøkelse
NINA	Norsk institutt for naturforskning
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
NNV	Netto-nåverdi
O.V	Overvannsspeil
PE	Polyesterrør
TWh	Terrawattimer
U.V	Undervannsspeil

Symbolliste

λ	Friksjonskoeffisienten, [-]
$\underline{\Omega}$	Fartstall, [-]
$\underline{\omega}$	Redusert vinkelhastighet, [m^{-1}]
ω	Vinkelhastighet, [radianer/sekund]
ρ	Tetthet, [kg/m^3]
η	Virkningsgrad, [-]
A	Areal, [m^2]
C	Vannhastighet, [m/s]
C_{maks}	Maksimal vannhastighet, [m/s]
D	Rørdiameter, [m]
E_k	Kinetisk energi, [J]
E_p	Potensiell energi, [J]
e	Energiekvivalent, [kWh/ m^3]
g	Tyngdeakselerasjon, [9.81 m/s^2]
H	Fallhøyde, [m]
H_n	Netto fallhøyde, [m]
L	Rørlengde, [m]
N	Produsert effekt, [W]
n	Turtall, [omdr/s]
P_t	Turbineeffekt, [W]
p	Poltall, [-]
Q	Gjennomsnittlig vannføring, [m^3/s]
$Q_{\text{år } m/\text{tap}}$	Årlige tilløpet til inntaket, [mill. $m^3/\text{år}$]
T	Dreiemomentet, [N·m]

Innhold

Forord	ii
Sammendrag	iii
Abstract	iv
Forkortelser	v
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Begrensninger/Avgrensninger	2
1.4 Struktur og oppsett	3
2 Teori	4
2.1 Teknisk	4
2.2 Etablering	27
2.3 Miljø	29
2.4 Lokasjon	34
2.5 Økonomi	35
2.6 Bærekraftsmål	38
3 Teknisk og økonomisk planlegging	39
3.1 Parametere for Tverråa	39
3.2 Metode for valg av plassering	39
3.3 Metode for valg av komponenter	40
3.4 Kostnadsgrunnlag	40
3.5 Vurdering av miljøkonsekvenser	41
4 Resultater og diskusjon	42
4.1 Lokalsamfunn og miljøvirkninger	42
4.2 Plassering av inntak og uttak	45
4.3 Valg av vannvei	46
4.4 Bruddkonsekvensklasse	49
4.5 Nedbørsfelt	50
4.6 Valg av komponenter	51
4.7 Alternativ 1: Med dam	58
4.8 Alternativ 2: Uten dam	60
4.9 Brukstid	61
4.10 Energiproduksjon	61
4.11 Økonomi	63
4.12 Feilkilder	72
4.13 Videre arbeid	74
5 Konklusjon	75
Referanser	76
A Data fra NEVINA	I
B Strømforbruk i kWh	VI

C	Strømpriser	VII
D	Tekniske utregninger	VIII
E	Økonomiske utregninger	XII
F	Regnskap	XV
G	Forslag fra Fossingkraft	XVI

Figurer

2.1	Oversikt over et vannkraftverk med inntaksdam [21]	9
2.2	Finvaregrind [20]	9
2.3	Løsninger i dam	10
2.4	Netto fallhøyde for en fullturbin [21]	16
2.5	Kurveoppsett for valg av turbin [9]	18
2.6	Klassifisering av turbiner etter spesifikk hastighet og fallhøyde [29]	18
2.7	Turbintyper klassifisert ved fartstall, Ω [27]	19
2.8	Virkningsgrader i forhold til rotasjon for de forskjellige turbinene [30]	20
2.9	Generator [32]	21
2.10	Sårbare naturtyper	29
2.11	Etablering av nedgravd rørgate [51]	32
2.12	Topografisk kart over lokasjonen [54]	34
2.13	Temperaturer 2023/24 fra Alvdal målestasjon [56]	34
2.14	Prisområdene i Norge [58]	35
4.1	Eiendomsgrenser i området rundt Tverråa [76]	42
4.2	Artskart over Tverråa [79]	43
4.3	Oversikt over utløpet til elva [55]	45
4.4	Valgt plassering kraftstasjon [55]	46
4.5	Løsmasser i Tyllaldalen [83]	47
4.6	Bratthetskart for nedre del av Tverråa [75]	48
4.7	Lengde på rørgaten [76]	48
4.8	Høydeprofil for rørgate [55]	49
4.9	Oversikt over området som utsatt for brudd [76]	49
4.10	Nærliggende kraftlinje og eventuelle koblinger til strømmettet [55]	54
4.11	Kurveoppsett for valg av turbintype [9]	55
4.12	Illustrasjoner av turbingenerator Ecowatt TPA041 [88]	57
4.13	Opptegnet demning for Alternativ 1 [76]	58
4.14	Strømpriser for NO1 fra 2019 til 2024, med gjennomsnitt [89]	63
4.15	Priskurver for turbin med mer [26]	65
4.16	Priskurver for PE-rør [26]	66
4.17	Priskurver for inntakskonstruksjon [26]	67

Tabeller

2.1	Beskrivelse av de forskjellige konsekvensklassene [16]	7
2.2	Friksjonskoeffisienter for forskjellige rørmaterialer [9]	12
2.3	Beskrivelse av de forskjellige rørtypene	15
2.4	Poltall og omdreiningshastighet [9]	22
4.1	Parametere fra Vedlegg A.1 og A.2	50
4.2	Energiproduksjon for begge alternativene	62
4.3	Prosentvise hovedutbyggingskostnader [9]	69

1 Innledning

Dette kapittelet tar for seg bakgrunn, problemstilling og begrensninger, samt struktur og oppsett for oppgaven.

1.1 Bakgrunn

For å nå klimamålene om netto null i Europa innen 2050, vil avkarbonisering av kraftsystemet være avgjørende. Kraftsektoren står for en betydelig del av Europas totale utslipp av klimagasser, og av den grunn er overgangen til renere og mer bærekraftige energikilder svært viktig for å redusere karbonutslippene og bekjempe klimaendringene. Avkarbonisering av kraftsystemet innebærer en omfattende transformasjon av hvordan energi produseres, distribueres og forbrukes. Dette inkluderer økt bruk av fornybare energikilder. [1]

I Norge består den største delen av kraftproduksjonen av vannkraft, og har tradisjonelt vært en hjørnestein i Norges energiproduksjon. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) opplyser at for det utbygde vannkraftsystemet er det per 31.03.2023 beregnet en midlere årlig produksjon på 136.9 TWh, der småkraft utgjør 11.8 TWh. [2]

Interessen for småskala vannkraftverk i Norge har i løpet av de siste årene økt betraktelig. Det har medført et større fokus på den rollen dette kommer til å ha for energiomstillingen i Norge. Olje- og energidepartementet har utarbeidet en strategi for økt etablering av småskala vannkraftverk. Dette ble gjort på grunnlag av at små kraftverk bidrar til kraftteterspørselen fra distriktene i landet. Som igjen bidrar til forsyningsikkerhet av strøm. Småskalakraftverk bidrar derfor også til bærekraftig utvikling og redusert miljøpåvirkning. [3]

Departementets satsing på småskala vannkraftverk har medført at NVE har fått tilført midler for å støtte Forskning og utvikling-prosjekter (FoU). Hensikten er å øke potensialet for små kraftverk, og utvikle kunnskap og teknologi for en effektiv utnyttelse av ressursen. Innføringen av energiloven har ført til betydelige endringer i energisektoren, spesielt når det gjelder tilgangen til distribusjonsnett for uavhengige elkraftprodusenter. Denne loven har gjort det lettere for mindre aktører som ønsker å bidra til kraftproduksjonen, og den har spesielt gjort det enklere for uavhengige produsenter å koble seg til distribusjonsnett. [4]

Med dette som bakgrunn skal denne oppgaven se på muligheten for utbygning av et småskala vannkraftverk ved en bestemt lokasjon, der ulike aspekter ved en slik implementering blir gjort rede for og vurdert.

1.2 Problemstilling

Problemstillingen til denne bacheloroppgaven har som hensikt å se på hvordan etablering og drift av småskala vannkraftverk påvirker miljømessige og bærekraftige faktorer, samt å undersøke hvilken innvirkning dette har på økonomiske og energirelaterte aspekter. Dette inkluderer å undersøke de økonomiske kostnadene og fordelene ved slike kraftverk, deres innvirkning på energipriser og tilgjengelighet for lokalsamfunn, påvirkningen på det lokale økosystemet og vannmiljøet, samt hvilke bærekraftsaspekter som bør vurderes under implementeringen av slike vannkraftprosjekter.

1.3 Begrensninger/Avgrensninger

For denne oppgaven er det satt avgrensninger for beregninger og målinger som har blitt gjort. Hovedgrunnen for dette er begrenset tid og ressurser. Beregningene tilknyttet turbin og generator er noe forenklet, på grunn av begrensningene i dataene som er tilgjengelige for lokasjonen. Det har blitt valgt å fokusere på en bestemt lokasjon for å avgrense omfanget, ettersom det er mange aspekter som må undersøkes ved valg av etablering av småskala vannkraftverk.

Kostnadsgrunnlag fra NVE er benyttet for å beregne utgifter tilknyttet kraftverket. Det er besluttet å bruke et kostnadsestimat for å gjøre en grov økonomisk analyse av hva etableringen av kraftverket vil koste. Den er mindre detaljert og mangler kostnadskomponenter som en mer omfattende vurdering ville inkludert. Det er valgt å fokusere på et grovt estimat for å få en indikator på om etableringen av kraftverket ved den bestemte lokasjonen kan lønne seg, men grunnet tid og ressurser vil det ikke bli prioritert å gå mer i dybden på den økonomiske delen.

Videre er en viktig begrensning i denne oppgaven at beregningene kun er basert på innhentet data, og ikke supplert med fysiske målinger. Dette valget skyldes begrensninger i tid og ressurser, som har gjort det utfordrende å gjennomføre feltarbeid og innsamling av primærdata. Bruk av innhentet data, som hydrologiske modeller, historiske værdata og eksisterende kartmateriale, gir en generell oversikt og et estimat av forholdene i Tverråa.

1.4 Struktur og oppsett

Opgaven innledes med en teoridel hvor nødvendig forkunnskap presenteres, noe som er essensielt for å forstå resten av oppgaven. Deretter blir metodene for den tekniske og økonomiske planleggingen av kraftverket presentert. Den beskriver hvilke fremgangsmåter og teknikker som er benyttet for å samle inn og analysere data. Valg av datainnsamlingsmetoder og analyseverktøy blir forklart, og hvorfor disse metodene er hensiktsmessige.

Videre har gruppen besluttet å kombinere resultat- og diskusjonsdelen i oppgaven. Resultatene vil bli presentert og diskutert fortløpende. Dette er på grunnlag av at gruppe medlemmene mener denne tilnærmingen gir en mer oversiktlig og sammenhengende framstilling. Dette formatet gjør det enklere å forstå sammenhengen mellom funnene og hvordan de bidrar til å svare på problemstillingen

Til slutt inneholder oppgaven en konklusjon som oppsummerer de viktigste resultatene, og besvarer problemstillingen.

Kilder i teksten er angitt som tall enten i slutten av avsnittet eller etter de aktuelle setningene. En oppsummerende kildeliste med detaljert informasjon finnes i referanselisten.

2 Teori

I denne delen presenteres relevant teori innen tekniske aspekter, etableringsfasen og miljøvurdering, samt presentering av den bestemte lokasjonen. Dette danner et grunnlag for å vurdere etableringen av et småskala vannkraftverk, og skal gi en forståelse av de ulike vurderingene som vil bli gjort senere i oppgaven.

2.1 Teknisk

I dette kapittelet legges det frem grunnleggende teknisk teori som er viktig for oppgaven.

2.1.1 Utnyttelse av vannenergi

Vannkraft innebærer å utnytte den potensielle og kinetiske energien i vannet, til å drive elektrisitetsproduksjon. Når vannet befinner seg i overvannsspeilet har vannet en høydepotensiell energi (E_p), og når vannet deretter beveger seg nedover vannveien blir den potensielle energien omgjort til kinetisk energi (E_k) ved hjelp av tyngdens akselerasjonskraft. Vannets tyngdekraft, trykk og bevegelse treffer en turbin, slik at en generator kan generere elektrisk energi. [5]

2.1.2 Småskala vannkraftverk

Små kraftverk omfatter vannkraftverk med en kapasitet på under 10 MW, og disse kan kategoriseres som enten mikro-, mini- eller småkraftverk. [6]

Mikrokraftverk kan ha en installert kapasitet på opptil 100 kW, og monteres ofte på mindre elver eller bekker. Mikrokraftverk er svært fleksible og kan installeres steder der det ikke er mulig å bygge større kraftverk. De kan være økonomisk lønnsomme for enkeltpersoner eller små bedrifter som ønsker å generere egen strøm. [4]

Minikraftverk er vanligvis små kraftverk med en installert kapasitet på opptil 1 MW. Disse kraftverkene kan være plassert i små elver eller bekker, og krever ikke store dammer eller reservoarer. Minikraftverk er ideelle for mindre samfunn eller avsidesliggende områder der tilgangen til strøm fra det vanlige nettet kan være begrenset. Fordelen med minikraftverk er at de kan være relativt enkle å bygge og vedlikeholde, og de kan gi bærekraftig strøm til lokale samfunn uten å forårsake stor miljøpåvirkning. [4]

Småkraftverk er noe større enn både mini- og mikrokraftverk, med en installert kapasitet på opptil 10 MW. Disse kraftverkene kan være plassert i større elver og krever vanligvis en større infrastruktur, inkludert dammer og reservoarer. Småkraftverk kan være en viktig kilde til fornybar energi i regioner der det er tilstrekkelig med vannressurser, og de kan bidra til å redusere avhengigheten av fossile brensler. [4]

Levetiden til nye vannkraftverk er anslått å være 40 år. Dette er den økonomiske levetiden, og de er ikke regnet med at det trengs større økonomisk reinvestering på disse årene [7]. De enkelte bestanddelene har forskjellig levetid. Turbinen har levetid på opptil 50 år, og generatoren har på rundt 40 år. Vannveien har derimot lengre levetid, og forventes å holde hele levetiden til kraftstasjonen. [8]

2.1.3 Det hydrologiske aspektet

Ved planlegging av småkraftverk, er det viktig å vurdere nedbørsfeltets størrelse og egenskaper, dette vil påvirke vannføringen og dermed kraftproduksjonens pålitelighet og lønnsomhet.

Nedbørsfelt

Den gjennomsnittlige vannmengden over året varierer avhengig av lokasjon, og er i stor grad styrt av nedbørsprosessene. Med nedbørsfeltet til et kraftverk refereres det til området som forsyner vann til kraftverkets inntak. Et nedbørsfelt karakteriseres vanligvis ved hjelp av en rekke feltparametere, som areal, avrenning, andel av innsjøer, topografiske forhold som høydeforskjeller, samt det hydrologiske regimet. Disse faktorene spiller alle en viktig rolle i å definere nedbørsfeltets hydrologi, og dermed er de vesentlige for å optimalisere utnyttelsen av vannressursene til kraftproduksjon. [9]

Variasjoner i vanntilgang

Den naturlige variasjonen i vannføring gjennom året er kritisk for drift og lønnsomhet av et vannkraftverk, da det er avgjørende å ha tilstrekkelig vannføring i perioder med høy etterspørsel og pris. I norske vassdrag avhenger sesongvariasjonene i stor grad av avstand fra kysten, høyde over havet og breddegrad. Dette variasjonsmønsteret danner grunnlaget for inndeling i hydrologiske regimer [9]. For å forstå det hydrologiske ressursgrunnlaget i et kraftverks nedbørsfelt, er det vanlig å bruke data fra målestasjoner og avrenningskart. Disse dataene brukes til å beregne tilgjengelig vannmengde og sesongvariasjoner. [10]

Måling og innsamling av data

En representativ sammenligningsstasjon er viktig for å forstå hvordan nedbørsfeltet fungerer, og direkte målinger i utbyggingsvassdraget kan være nødvendig for å redusere usikkerheter. Måling av vannføringen skjer ved registrering av vannstanden over tid, og det er viktig å velge et egnet målested og instrumenter for å få nøyaktige data. Variasjonen i vannføringen fra år til år er betydelig og kan påvirke lønnsomheten av et prosjekt. Det er derfor viktig å bruke tilstrekkelig mange år med data for å få realistiske estimater. [9]

Minstevannføring

En annen faktor som må vurderes ved etablering av kraftverk er om det er nødvendig å fastsette en minstevannføring, for at elva skal opprettholde sin funksjon for miljøet rundt. Dette kan kreves både som en forutsetning for at kraftverket ikke krever konsesjon, eller så kan det være et vilkår som blir satt i konsesjonen. Mer om konsesjonsprosessen kommer under i Kapittel 2.2.2. [11]

For å finne størrelsen på minstevannføringsslippet kan alminnelig lavvannføring brukes. Dette tilsvarer den uregulerte mengden med vann som i et begrenset antall dager i løpet av en tidsperiode er overskredet. For norske vassdrag vil dette ofte tilsi den vannføringen som er på vinterstid, ettersom det da er lite naturlig tilsig [12]. Ifølge vannressursloven, som forklares i Kapittel 2.2.1, skal minimum den alminnelige lavvannføringen være til stede i elva, med noen unntak, når det skal etableres et vannkraftverk. [13]

Isforhold

Isforholdene i et vassdrag må vurderes før etablering av småkraftverk, da dette kan påvirke prosjektets sikkerhet og effektivitet. For å evaluere potensielle endringer i isforholdene, er det viktig å ha en god forståelse av de nåværende forholdene i vassdraget. Isforholdene ovenfor inntaksområdet, oppstrøms, vil normalt ikke endres med mindre det er overføringer fra andre vassdrag eller endringer i elvens strømforhold. Likevel kan det være forhold som kan skape utfordringer for inntaksområdet, og som gjør at man uansett må undersøke elvens strømforhold. Dette kan være forhold som isdannelse og isgang. [9]

Etablering av en inntaksdam kan påvirke isforholdene i inntaksområdet, hvor is og sarr som føres med elva kan stoppe opp i dette området. Hvis det oppstår underkjølt sarr, kan dette føre til at inntaket tettes og at produksjonen stopper opp. Da risikeres det at vannet må slippes over dammen, noe som medfører mindre vannstrøm. Et stort inntaksmagasin og god dybde på inntaket kan bidra til å redusere isproblemene ved tilførselen av vann til kraftstasjonen. I regulerte vassdrag kan utslipp av varmere vann fra magasinene føre til at elvestrekningen etter kraftverket blir åpen, og når det da blir kaldt vil det bli en sarrdannelse i enden av det åpne området. Dette kan føre til tilstopping og oversvømmelser lenger nede i elveløpet. [14]

2.1.4 Bruddkonsekvenser

Alle dammer eller rørgater til vannkraftverk må klassifiseres etter standarder fra NVE om hvor alvorlig et dambrudd er for mennesker, eiendom og miljø. Konsekvensklassene er fra 0 til 4, der klasse 0 gir ubetydelige konsekvenser ved brist. Konsekvensene i klasse 0 er skade på 0 boenheter eller ingen infrastruktur, og i klasse 4 er det skade på over 150 boenheter eller betydelig infrastruktur som jernbane eller sterkt trafikkert veg. Mer info om de forskjellige klassene kan leses i Tabell 2.1. Klassifikasjonen vurderer eieren av kraftverket selv, før det sendes inn et forslag om godkjenning til NVE. Klassen bestemmer krav til internkontroll, kompetanse til driftspersonell og tekniske krav til selve dammen eller trykkrøret. Hvis det fastsettes forskjellige konsekvensklasser for de forskjellige kriteriene, skal den endelige konsekvensklassen settes til den høyeste klassen som forekommer i vurderingen. [15][16][17]

Tabell 2.1: Beskrivelse av de forskjellige konsekvensklassene [16]

Konsekvens-klasse	Boenheter	Infrastruktur og samfunnsfunksjoner	Miljø og eiendom
4	>150		
3	21-150	Skade på sterkt trafikkert vei eller annen infrastruktur med spesielt stor betydning for liv og helse	Stor skade på spesielt viktige miljøverdier
2	1-20	Skade på middels trafikkert vei eller annen infrastruktur med stor betydning for liv og helse	Stor skade på viktige miljøverdier
1	Midlertidig oppholdssted <tilsvarende 1 permanent boenhet	Skade på lite trafikkert vei eller annen infrastruktur med betydning for liv og helse	Skade på miljøverdier
0	Ubetydelige konsekvenser		

Det må også foregå en vurdering av konsekvenser ved brudd, fare for ras og tilfrysning av vannvei. Det kan få store konsekvenser for mennesker, miljø og eiendom ved havari på en rørgate [9]. Derfor skal det også bestemmes bruddkonsekvensklasser for alle stenge- og tappeorganer, rør og tverrslagsporter når det skal etableres en vannvei. Dette bestemmes ut ifra den anleggsdelen eller komponenten som har størst bruddkonsekvens. [18]

2.1.5 Dam og inntak

Et viktig aspekt ved småkraftverk er styringen av vannstrømmen. Dette kan gjøres ved hjelp av reguleringsystemer som justerer mengden vann som går gjennom turbinen, avhengig av faktorer som vannmengde i elven og etterspørsel etter elektrisitet. Dette kan være en type dam som kan lagre vannet i et magasin. Denne løsningen kan være et stort naturinngrep, og medføre store konsekvenser om dammen brister. [9]

Det er mange fordeler ved å etablere en dam i et kraftverk med inntak i en elv. Det skaper et overvannsspeil foran inntaket til kraftverket slik at mengden med vann inn til kraftverket kan justeres ut ifra forholdene, og ut ifra når på døgnet strømmen skal utnyttes. Det gjør også at det blir et jevnt lag med is, og at grinden ved inntaket kan ta bort både is, tre og andre ting som ikke skal inn i kraftverket. [9]

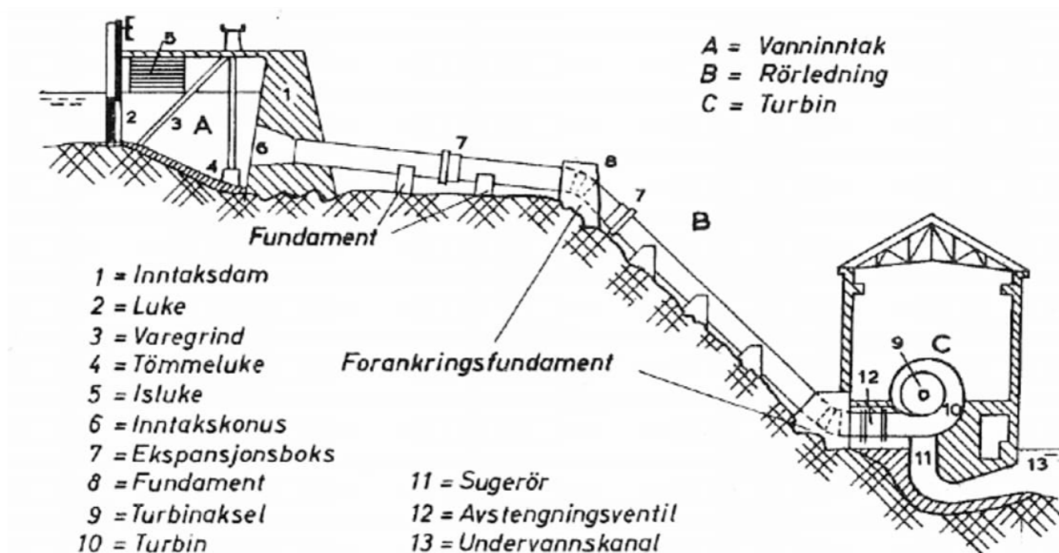
Ved planlegging av en dam må høyden på dammen bestemmes. Dypere dammer vil gi større kostnader og miljøkonsekvenser, men det er flere problemer knyttet til grunne dammer. Dette er problemer som luftmeddriving på grunn av for liten avstand mellom inntak og vannspeil, eller is og drivgods som blokkerer inntaket. Derfor er det viktig å tenke nøye gjennom valgene som blir gjort i forhold til størrelsen på dammen. [19]

Dammen må dimensjoneres for å kunne motstå flere typer laster. En type last, er permanente laster, som består av vanntrykk mellom lavest og høyest vannstand, jordtrykk, egenlast og trykk ved ugunstig vannstand. Dette må gjøres etter prinsipper fra Norsk Standard. Variable laster innebærer bruksavhengige laster, deformasjons- og miljølaster. Dette er blant annet sedimentlast, is, snø, tele og temperaturvariasjon. Den siste type lasten det må tas hensyn til er ulykkeslast. Denne er forskjellig for de ulike klassifikasjonene, men består blant annet av flom, lekkasjer, jordskjelv eller skred. [17]

Det finnes flere typer dammer, men de mest vanlige er fyllings-, betong- og murdammer. Fyllingsdammer består av masser av jord, grus og stein, og må utformes slik at den motstår utglidning og erosjon ved drenering. Betongdammer er bygget av betong, og er enten en gravitasjonsdam eller en platedam. Nye platedammer i konsekvensklasse 3 og 4, er ikke lov å bygge i dag. Dermed kreves det en lavere klasse for å bruke denne typen dam. Betongdam må fundamenteres på berggrunn, og den må være frostsikker. En murdam er bygd opp av stein og steinblokker, og må dimensjoneres med velte og glide stabilitet. [17]

Inntaket til kraftverket ligger som oftest i tilknytning til dammen og fører vannet direkte til rørledningen. For å kunne opprettholde minstevannføringen med dam, kan det legges et minstevannføringsrør gjennom dammen, eller eventuelt ved inntaket til rørgaten. Røret må legges i bunnen, slik at det alltid skal kunne renne vann gjennom det, selv i perioder med lite vannføring i elva.

Hvis det ikke skal være en inntaksdam, bør inntaket legges der elva er forholdsvis flat, og det helst er fast fjellbunn. Dette kan være utfordrende da erosjon kan senke elvebunnen og røret vil ligge over elvebunnen. Dermed vil mye av vannet renne forbi inntaket. En løsning er å lage en lav terskel på tvers av elva, som kan føre vannet til inntaket uten å demme opp elva. Terskelen bygges som regel av stein, og ved denne løsningen kan minstevannføringen renne over terskelen. [20]



Figur 2.1: Oversikt over et vannkraftverk med inntaksdam [21]

Vannet må føres inn til rørgaten uten å få med rask og minske luftinntaket. For å sile vannet brukes en varegrind som må dimensjoneres for å ikke minske falltapet, men også for et gitt differansetrykk som hindrer gjentetting av løv. En grind kan se ut som vist i Figur 2.2. Inntaket og grinda kan være som del A i Figur 2.1. For små kraftverk må den også dimensjoneres for en vannhastighet på 0.5 til 0.8 m/s. Lave hastigheter inn i grinda, fører til at det blir lettere å rense grinda. [9]



Figur 2.2: Finvaregrind [20]

Avstandene mellom grindstavene i varegrinden må dimensjoneres på en måte som gjør at det som kommer gjennom stavene ikke kan skade turbinen. De må heller ikke dimensjoneres med for liten åpning, fordi dette fører til at grinden blir raskere tett, og dermed blir det mer vedlikehold og større falltap for vannet som går gjennom grinden. For de tre turbintypene, er det forskjellige faktorer som spiller inn ved valg av avstanden. For en Francisturbin varierer dette veldig med turbinstørrelse og fallhøyde. For en peltonturbin burde ikke avstanden være større enn $1/4$ til $1/5$ av dysens diameter, og for kaplan burde det ikke være større enn $1/30$ av diameteren til turbinen. [20]

2.1.6 Ventiler og luker

For å kunne kontrollere flomavledning, inntaket og tapping av vannet, monteres det luker i dammen. I små dammer trengs det som regel ikke luker for flomavledning, da flomløpet går over dammen, som vist i Figur 2.3a. Det må tas hensyn til at fjellet kan ta opp flomløpet, uten at det blir gravd ut løsmasser. En tappeluke er derimot nødvendig, selv i småskala vannkraftverk, som vist i Figur 2.3b. Dette er fordi det er nødvendig å tørrlegge inntaksdammen ved noen anledninger, for å kunne rense den for rask eller gjøre vedlikehold. Denne luka er viktig å plassere i bunnen av demningen, slik at alt vannet kan tappes ut. [9]



(a) Flomløp over betongdam [20]

(b) Tappeluke i bunnen av dam [22]

Figur 2.3: Løsninger i dam

Ventiler og luker regulerer og kontrollerer vannstrømmen. Valg av riktig type ventil eller luke, avhenger av en rekke faktorer, inkludert dimensjonering, belastninger, funksjons- og sikkerhetskrav samt økonomiske hensyn. Valg av riktig type ventil eller luke er avgjørende for å sikre pålitelig regulering av vannstrømmen og overholde relevante sikkerhetsforskrifter. Med riktig design og implementering kan disse komponentene bidra til å opprettholde driftseffektivitet og minimalisere risikoen for uforutsette hendelser i vannkraftproduksjonen. [9]

Ved inntaket til vannveien må det være mulig å stenge av vannstrømmen enten ved hjelp av ventil eller luke. Dette er spesielt viktig for å overholde sikkerhetsforskrifter, spesielt for anlegg som faller inn under NVE sine forskrifter. Stengeanordninger har som formål å stenge av vannvei ved inspeksjoner og reparasjoner, samt nødavstenging ved for stor vannføring i røret som følge av rørbrudd. For anlegg i høyere bruddkonsekvensklasser kreves automatisk stengeanordning. [9]

En ventil plassert foran turbinen er ofte viktig i prosedyrer for start og stopp. Formålene inkluderer å unngå stående trykk på ledeapparatet, muliggjøre inspeksjon av turbinen uten å tømme vannveien, samt nødstenging ved feil på ledeapparatet eller andre uforutsette hendelser. [9]

Aktuelle ventiltyper:

- Spjeldventil: Egnert for fallhøyder opptil ca. 200 meter. Disse ventilene kan manøvreres med relativt enkle mekanismer. [23]
- Kuleventil: Passende for fallhøyder over ca. 200 meter. Kuleventiler er ofte utstyrt med oljehydrauliske systemer for å muliggjøre en presis og pålitelig betjening. Oljetrykk brukes til å åpne ventilen, og den holdes i åpen stilling under drift. Lukking skjer vanligvis ved hjelp av et fallodd. [23]

2.1.7 Vannvei

Vannveien kan bestå av rørgate, tunnel (sprengt eller boret), sjakt, kanal eller en kombinasjon, og defineres som veien vannet blir ført fra inntaket til kraftstasjonen og til utløpet i elva eller sjøen. Småkraftprosjekter benytter seg som oftest av nedgravd rørgate, der det i noen tilfeller kan lages en kombinasjon med sjakt eller tunnel. Når type vannvei er bestemt må rørene dimensjoneres ved hjelp av blant annet trykkberegninger og optimalisert rørdiameter. I tillegg må det velges rørmateriale, som vurderes etter hvor stor belastning systemet må tåle, og om rørtypen har egenskaper som er nyttig for små kraftverk. Andre faktorer som må vurderes og planlegges ved etablering av vannvei er at for prosjekter der vannveien er lang, kan kostnadene for vannvei utgjøre over 50% av totalkostnadene. [9]

Dimensjonering av rør

Først og fremst er det viktig å optimalisere rørdiameteren for å sørge for minst mulig energitap i vannveien, slik at turbinen kan utnytte størst mulig trykkenergi. Det kan oppstå falltap fra friksjonen mellom vann og rørvegger i tilløpsrør, noe som vokser med hastigheten på vannet. Singulære falltap oppstår også i bl.a. bend, innsnevring, eller utvidelser. Energitapet påvirkes av vannmengde, lengde på rør, innvendig diameter og innvendig flate (ruhet). I tillegg til dette er det viktig å ta hensyn til kostnader for røret når det skal velges en rørdiameter. [9]

En økende diameter vil altså gi redusert falltap, men vil øke rørkostnadene. Disse to faktorene brukes til å finne optimal rørdiameter ved å velge tverrsnittet der kostnad for siste økning av tverrsnittet, marginalkostnad, er den samme som nåverdien av framtidens inntekter, som kommer av denne økningen, marginalinntekt. Det vil si at i dette punktet vil det ikke lønne seg å øke diameteren for å redusere falltap, og heller ikke å minske diameteren for å redusere kostnadene. Det er mulig å dele opp røret etter forskjellige trykknivåer med hver sin optimale diameter, ettersom det kan være økonomisk for rørgater med høyt trykk å ha en større diameter øverst hvor trykket er minst. [9]

For å velge rørdiameter er det også mulig å vurdere ulike diametere ved hjelp av Formel 2.1 for beregning av rørdiameter [m] og Formel 2.2 for beregning av falltap.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{C_{maks} \cdot \pi}} \quad (2.1)$$

Der Q er turbinens slukeevne [m^3/s]. C_{maks} er maksimal vannhastighet [m/s], og kan regnes ut som $\frac{Q}{A}$ der A er rørtverrsnitt [m^2] [9]. Det kan velges ut en passende diameter ved å først ta hensyn til at røret skal dimensjoneres for en maksimal hastighet på 3-4 m/s . Dette gjøres ved å teste ut forskjellige rørtverrsnitt (A) som oppfyller dette kravet. Deretter testes de utvalgte diametere ut for hvilke av de som gir minst friksjonstap. [24]

For å finne friksjonstapet i rør [m], kan Formel 2.2 brukes. Tallet uttrykker hvor mange meter friksjonstapet utgir i fallhøyde. Dette bestemmes av rørets lengde, diameter, vannhastighet og ruhet i rørveggen. [9]

$$h_{tap} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g} \quad (2.2)$$

Der λ er friksjonskoeffisienten, som avhenger av ruhet på rørets overflate, diameter og vannhastighet. I denne oppgaven vil friksjonskoeffisienten forenkles til å være en konstant som er hentet fra en veileder fra NVE, der den oppgis “i størrelsesorden” [9]. Videre er L rørlengde [m], D er rørdiameter [m], C er vannhastighet [m/s] og g er tyngdens akselerasjon [m/s^2]. Friksjonskoeffisientene er listet opp i Tabell 2.2. [9]

Tabell 2.2: Friksjonskoeffisienter for forskjellige rørmaterialer [9]

Rørtype	Friksjonskoeffisient
Stålrør (nymalt)	Størrelsesorden 0.015
Duktile støpejernsrør	Størrelsesorden 0.016
GRP-rør	Størrelsesorden 0.015
PE-rør	Størrelsesorden 0.015

Rørlengde bestemmes ut ifra traseen og avstanden fra inntaket og til kraftstasjonen, og skal optimalt være kortest mulig. Ettersom ujevnheter i terrenget og omveier fra inntak til kraftstasjon må vurderes ved fastlegging av rørtrase og valg av lengde, bør det legges i enklest mulig terreng. [9]

Det maksimale trykket i røret må bestemmes før det velges rørtype og beregnes kostnader. Deretter skal det dimensjoneres med hensyn på dette. Trykkvariasjon og fallhøyde bestemmer trykket det skal dimensjoneres etter for tilløpsrøret. Med trykkvariasjon menes de variasjonene i trykknivå som oppstår ved åpning og lukking av turbinens ledeapparat. Disse variasjonene vil øke med lengde og vannhastighet. Hvis det er en fallhøyde over ca. 200 m, vil maksimal trykkstigning bli i størrelsesorden 10% av brutto fallhøyde. Der brutto fallhøyde er fallhøyden uten justering for tap i vannledning oppstrøms turbinen, som vist i Kapittel 2.1.8. Den maksimale trykkstigningen for lavere trykk vil bli i størrelsesorden 15%-20%. [9]

Nedgravd/åpen rørgate

Rørgater kan både være åpen eller legges i grøft, men der det er teknisk og miljømessig mulig foretrekkes nedgravde rør. Dette er fordi åpne rørgater stort sett ikke blir godkjent av NVE, ettersom det er svært synlig i landskapet. Grøftene som rørene legges i er ofte 1-3 m brede, men båndlegger gjerne et 30 m belte langs hele traseen i anleggsfasen [25]. Det er ønskelig å unngå for høye skjæringer og fyllinger, samt for mye endringer av retning som vil kreve forankring. Dette kan gjøres med godt kartunderlag eller oppmåling. De mest aktuelle rørene for nedgraving er GRP- og støpejernsrør. Hvis det er et enkelt terreng med lavt vanntrykk, så kan også PE-rør være et alternativ. Mer detaljert informasjon om rørtypene kommer senere i dette kapitlet. [26]

Det er også viktig at det legges vekt på å unngå at rørgroften blir en drenasjegrøft, ved å jevnlig lede tilsig av vann ut av grøften. Dette kan gjøres med for eksempel et drenasjerør. Det vil gjøre at røret ikke får oppdrift, på grunn av vannet i grøfta, når det ikke er fylt. Det vil også bli lagt et fundament av friksjonsmasser som blir komprimert, og disse vil også være drenerende. Disse massene er til for å sikre at horisontale krefter kan opptas samtidig som røret holder seg på muffene. Det kan også brukes friksjonsmasser og masse fra området rundt, for å fylle opp over røret. Topplaget av masser som er fjernet for å legge røret, skal normalt tas vare på og legges tilbake i traseen. Derimot er det viktig å bruke tette masser for å hindre at vann trenger gjennom og ned i grøften. Videre vil det unngås bekket som går over rørgatetraseen, og heller lede bekkene forbi og helst i en åpen kanal. [9]

Det er flere krefter som må tas hensyn til ved etablering av nedgravd rørgate. Både vakuumbetong, vanntrykk og jordtrykk er krefter som rørgata må bygges for å tåle. Dette gjøres ved å lage mulighet for å slippe inn luft i øvre del av røret, samt sørge for god forankring og riktig trykkklasse. I tillegg må jordfyllingen ikke overstige grensen på hva røret tåler. Videre må rørets egenvekt tas hensyn til med forankring for å unngå glidning, dette kan gjøres ved bruk av for eksempel betongfundamenter. Til slutt må det sikres at rørgata tåler belastning fra eventuelle veier som krysser rørgaten. [9]

I Figur 2.1 fra Kapittel 2.1.5, vises en oversikt over hvordan en vannvei med frittliggende rør kan se ut. Her vises blant annet et knekkpunkt, som er punkter hvor røret må forankres for å hindre forskyvning. Dette kan komme av rørvekt, trykket fra vannet og krefter som oppstår ved temperaturforandring. I disse punktene legges det derfor forankringsfundamenter, som er nummerert som nr. 8 i figuren. I tillegg er det ofte nødvendig med ekspansjonsbokser for lengre rørledninger. Dette er for å opppta lengdeforandringer, som oppstår fra krefter som kommer av temperaturendringer. Ekspansjonsboksene er også vist i figuren, som nummer 7. Dette er nødvendig for eksempel ved bruk av frittliggende stålrør, der det plasseres ekspansjonsbokser ved forankringsklossene. [18] [21]

Det er flere ytre faktorer som må tas hensyn til ved bruk av frittliggende rør. En av dem er frost, og dette kan hindres ved for eksempel bruk av frostisolasjon. En annen faktor kan være eventuelle kryssende bekker som må ledes forbi rørgatetraseen, ettersom bekkene kan dra med seg løsmasser og lignende som kan blokkere passasjen. En siste faktor kan være at det er viktig å sikre rørene på rasfarlige steder, ettersom de lett kan skades av ras. [9]

Det er også en mulighet å legge røret i tunnel. Dette gjøres som oftest på steder der terrenget er krevende slik at utbygging av rørgate blir for komplisert eller strekninger med stor vannføring. Det finnes flere fordeler med tunnel, som for eksempel lave vedlikeholdskostnader og ingen fare for tilfrysing og ras. I tillegg har tunnelen lavere friksjonstap enn rør. Ofte har det blitt benyttet en kombinasjon med sprengt tunnel og boret sjakt, der vannet føres ut fra tunnelen i rør til turbinen. [9]

En siste mulighet er å legge rørene i kanaler, men dette forutsetter tette masser og at det ikke behøves å bruke foring [26]. Det vanligste er å bruke kanal i avløpet til stasjonen og ut til elva eller vannet. Det er viktig å sørge for at tunnelen har et svakt fall for at den skal fungere optimalt. [9]

Rørtyper

Det finnes flere rørtyper å benytte ved etablering av vannvei, og det første som bør avgjøres er hvor mye belastning systemet må tåle. Deretter velges det materiale ved å se på egenskapene til de forskjellige materialtypene. I tillegg vil både pris, friksjon, om røret skal legges i grøft og behovet for vedlikehold ha en innvirkning på beslutningen. Den optimaliserte rørdiameteren er også en faktor som må tas hensyn til, og den kan være med på å utelukke materialtyper. Dette kan skje hvis den optimale diameteren er høyere eller lavere enn standarddimensjonen en rørtype leveres i, som vil gjøre at materiale ikke vil være økonomisk lønnsomt å velge ettersom det må spesiallages.

Tabell 2.3 viser en oversikt over de viktigste egenskapene til de forskjellige rørtypene. De aktuelle rørtypene som vurderes til småkraftverk idag er spiralsveiste stålrør (stålrør), glassfiberarmerte umettede polyesterrør (GRP), polyetylenrør (PE) og duktile støpejernsrør, hvorav GRP- og støpejernsrør er de mest benyttede. I tillegg til disse finnes det forspente betongrør og trerør, men disse blir lite brukt i dag på grunn av at de andre alternativene har bedre egenskaper. [26]

Tabell 2.3: Beskrivelse av de forskjellige rørtypene

Rørtype	Bruksområder og egenskaper
Stålrør	<p>Kan i utgangspunktet leveres i de fleste rørlengder, diametere og trykklasser [9]. Velegnet til anlegg med høyt vanntrykk og er et sterkt materiale, men har en høy vekt og krever mye montasjebeid. Stålrør legges som oftest frittliggende, ettersom nedgravde rør krever spesielle forhold for å gjennomføres [26].</p> <p>Frittliggende rør: hvis forholdene tillater det velges fundamentavstand opp til 12 m [9].</p> <p>Nedgravde rør: legges ofte med inspeksjonsmuligheter langs røret og gir ofte billigste løsning [9].</p> <p>Stålrør krever vedlikehold i form av blåserensing og maling. I tillegg vil nedgravde rør kreve utvendig korrosjonsbehandling [9].</p>
Duktile støpejernsrør	<p>Ofte et alternativ til stålrør. Selges til en rimelig pris, men rørene veier mye. Standardlengder er 6 og 7 meter avhengig av rørleverandør, og de egner seg godt både frittliggende og nedgravd med enkle og gode skjøter. [9] [26]</p> <p>Frittliggende rør: fundamentavstand på 6 eller 7 m avhengig av rørlengde og må understøttes for hver rørlengde. [9][26]</p> <p>Nedgravde rør: høy korrosjonsbestandighet [26].</p> <p>Når røret trenger vedlikehold vil det ofte bli skiftet ut [26].</p>
GRP-rør (Glassfiber Reinforced Polyester)	<p>Alternativ til stålrør eller duktile støpejernsrør, og har en standardlengde fra 6 til 12 meter avhengig av rørleverandør [9]. Egner seg godt både frittliggende og nedgravd, og har en lang levetid [26].</p> <p>Frittliggende på fundamenter: utføres med fastfundament for hvert rør med en fundamentavstand fra 6 til 9 meter avhengig av rørlengde, og må understøttes for hver rørlengde. [9][26]</p> <p>Nedgravde rør i gjenfylt grøft: hvis røret blir lagt med avvinkling i muffene kan forankringsklosser bli unngått.</p> <p>Rørene har lav vekt, krever lite vedlikehold og har lavt falltap. Derimot tåler de lite mekanisk skader og krever god fundamentering og forankring [26].</p>
PE-rør (Polyetylen)	<p>Rør av plast som er egnet for mindre dimensjoner. Vanligvis nedgravde med da ved lave trykk og i lett terreng [26]. Tillates lagt på bakken i bruddkonsekvensklasse 0 og 1 [9]. Tåler kulde og andre ytre påkjenninger godt, og kan legges i helsveiste rørstrekk med bue formasjon.</p> <p>Rørene krever lite vedlikehold og har lang levetid, men materiale er svakt og lettøyelig. Materiale utvider seg mye ved temperatur- og trykkendringer. Kan ha stort falltap på grunn av rørsjøter. [26]</p>

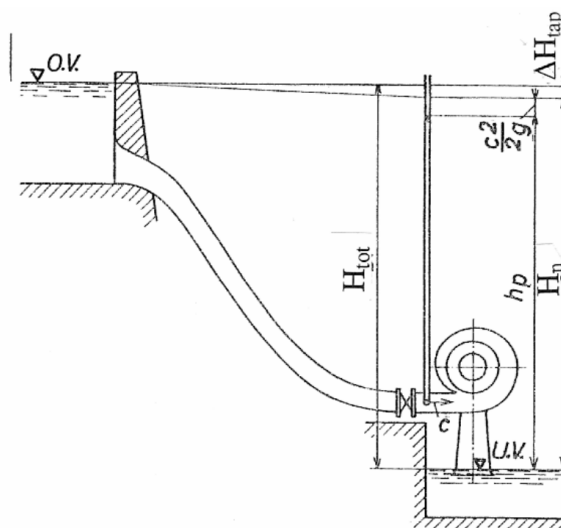
2.1.8 Valg av turbin

Den kinetiske energien utnyttes ved å dirigere vannet mot turbinhjulet. Dette resulterer i at vannet gir turbinhjulet en kraft som forårsaker rotasjon. Den kinetiske energien til vannet blir dermed konvertert til mekanisk rotasjonsenergi i turbinen. Turbinen er koblet til en generator via en aksling som produserer elektrisk energi. [5]

For valg og dimensjonering av turbin er gjennomsnittlig vannføring, Q [m^3/s], og tilgjengelig fallhøyde, H [m], grunnleggende kriterier. Disse parameterne danner grunnlaget for energiproduksjonen i vannfallet. [21]

I vannfall er høydeforskjellen mellom overvannsspeilet (O.V.) og undervannsspeilet (U.V.), betegnet som H_{tot} , viktig for turbinutnyttelse. Ved partialturbiner, der løpehjulet roterer i luft, må turbinen plasseres en viss høyde over undervannet for å unngå forstyrrelser. Fullturbiner kan derimot plasseres både over og under undervannsspeilet. For å utnytte hele fallhøyden med turbinen over undervannet, kan et lufttett rør, sugerør, brukes for å koble turbinens avløpside til undervannet. [21]

Netto fallhøyde, H_n , refererer til den tilgjengelige høyden for turbinen. Denne beregnes som høydeforskjellen mellom over- og undervannsspeilet ved sugerøret, justert for tap i vannledningen oppstrøms turbinen. For turbiner uten sugerør, hvor løpehjulet roterer i luft, er netto fallhøyde lik høydeforskjellen mellom overvannsspeilet og midlere utløpspunkt fra løpehjulet, justert for trykktap i ledningen. Dette er illustrert i Figur 2.4. [21]



Figur 2.4: Netto fallhøyde for en fullturbin [21]

Med data for vannføring og netto fallhøyde, kan turbineeffekten, P_t [W], beregnes ved Formel 2.3 [27].

$$P_t = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta \quad (2.3)$$

Der ρ er vannets tetthet [kg/m^3], g er tyngdens akselerasjon [m/s^2] og η er turbinens virkningsgrad [27].

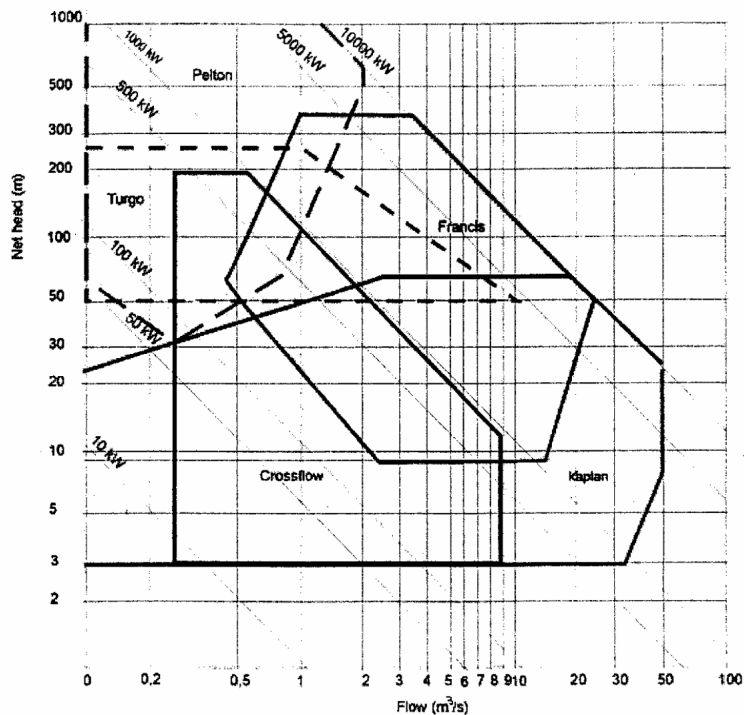
Det er viktig å velge den turbintypen som egner seg best for det gjeldende kraftverket, for å få en best mulig utnyttelse av vannføring og fallhøyde. De tre vanligste turbintypene er pelton, francis og kaplan.

Peltonturbiner er ideelle for elver med liten vannføring og høy fallhøyde. Vannet strømmer gjennom en eller flere dyser, som gir en impuls og rotasjon til det roterende løpehjulet, som har skålformede skovler. Peltonturbiner kan ha opptil seks dyser, og flere dyser gir bedre effektivitet på dellast slik at tilgjengelig vannmengde kan utnyttes bedre. [9][28]

Francisturbinen er den mest brukte turbinen og egner seg for middels vannføringer i forhold til fallhøyde. Vannet ledes inn via en spiraltromme og fordeles jevnt på ledeskovlene før det går til løpehjulet. Etter at vannet har passert løpehjulet, strømmer det inn i sugerøret for å utnytte høydeforskjellen og gjenvinne hastigheten. Francisturbiner kan være horisontale eller vertikale, og de har en høyere maksimal virkningsgrad enn peltonturbiner, men effektiviteten reduseres ved lavere vannføringer. [9]

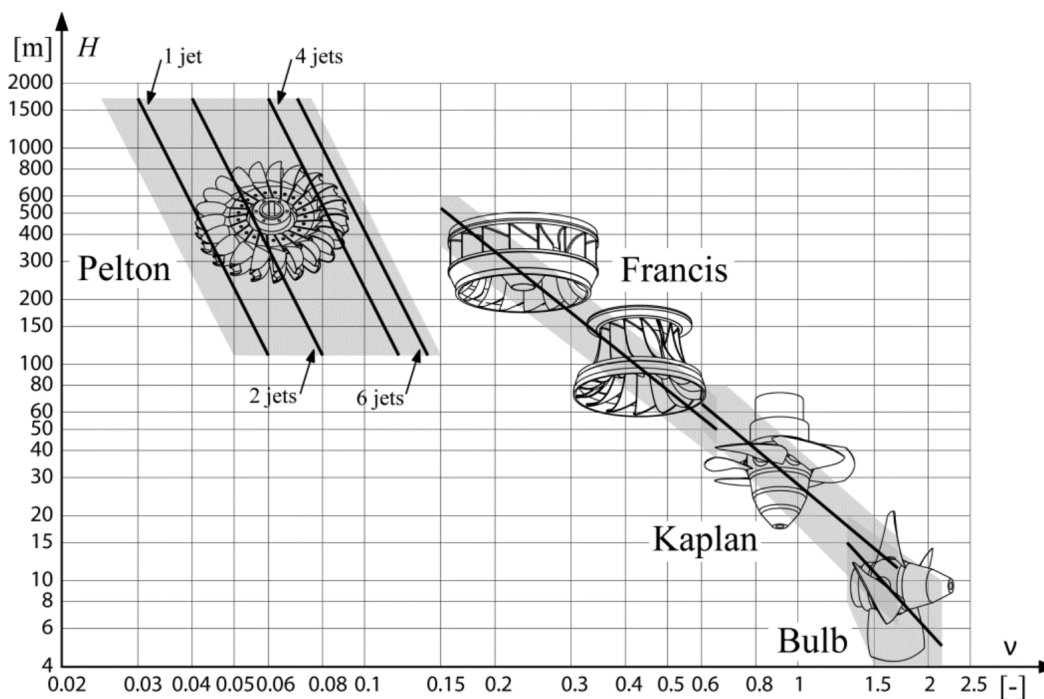
Kaplanturbinen er designet for store vannføringer i forhold til fallhøyde. Denne turbinen er unik med et løpehjul formet som en propell med vribare skovler, som gir god virkningsgrad ved varierende vannføring og fallhøyde. Kaplanturbiner er spesielt egnet i elver uten magasin hvor vannføringen og fallhøyden kan variere. [9]

Figur 2.5 viser et kurveoppsett på inndeling av turbintyper etter vannføring og fallhøyde. Det er likevel viktig å understreke at turbintyper kan variere noe fra leverandør til leverandør. I kurveoppsettet vises ikke turtallet som en variabel ved valg av turbintype. Turbinens turtall er en viktig faktor som påvirker de fysiske dimensjonene til både turbinen og generatoren. I overlappsområdene vil valget mellom de forskjellige turbinene bli bestemt av en økonomisk optimalisering av pris for turbintypene. Prisen for de ulike turbintypene er avhengige av turtallet, og dette påvirker også generatorprisen. [9]



Figur 2.5: Kurveoppsett for valg av turbin [9]

Figur 2.6 illustrerer det passende driftsområdet som fører til best effektivitet. Her vises det at pelton benyttes ved større fallhøyder og liten vannmengde, og at kaplan brukes ved lavere fallhøyder og større vannmengde. Francis er mellom disse to. Figuren illustrerer også hvordan det velges antall dyser ut ifra høyde og vannmengde for en peltonturbin.



Figur 2.6: Klassifisering av turbiner etter spesifikk hastighet og fallhøyde [29]

For å veilede vurderingene av turbinvalg videre, er det etablert et klassifikasjonskriterium kjent som fartstall. Dette tallverket er dimensjonsløst og beregnes ved å kombinere gitte parametere som vannføring, fallhøyde og turbinens omdreiningstall. Formlene for å beregne fartstallet er presentert ved Formel 2.4, 2.5 og 2.6. [27]

Beregning av turbinens kapasitet, [m²]:

$$\underline{Q} = \frac{Q}{2 \cdot g \cdot H_n} \quad (2.4)$$

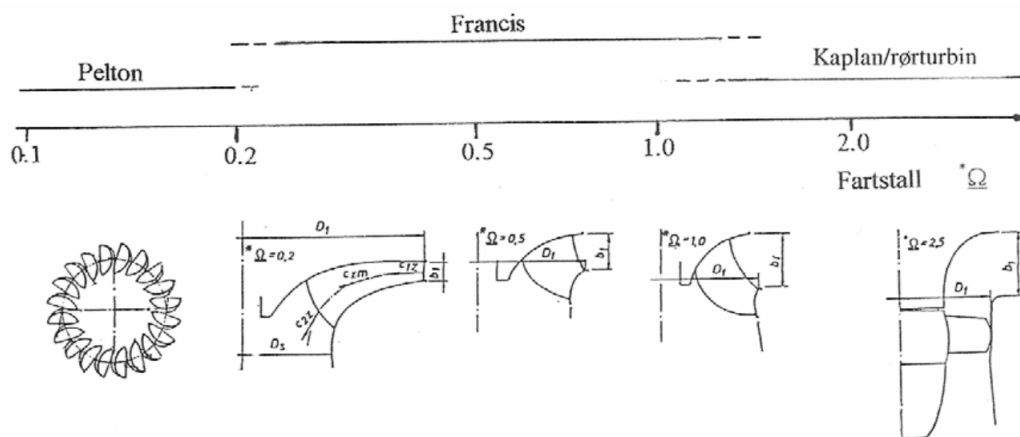
Redusert vinkelhastighet [m⁻¹], der n er omdreiningstallet [omdr./s] :

$$\underline{\omega} = \frac{\pi \cdot n}{2 \cdot g \cdot H_n} \quad (2.5)$$

Fartstallet:

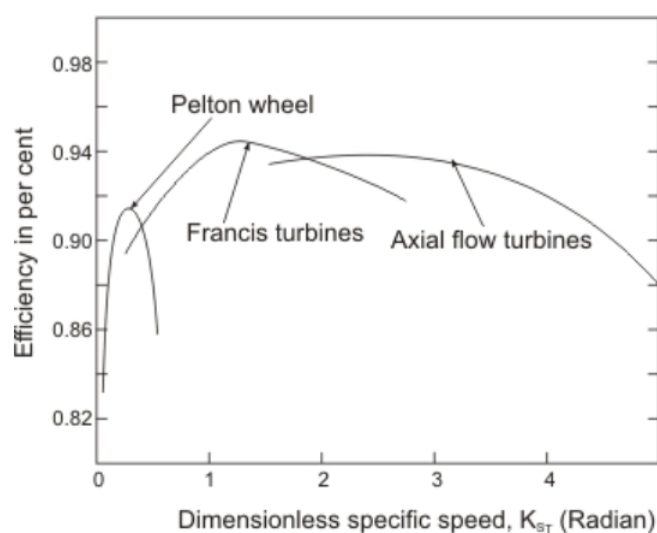
$$\underline{\Omega} = \underline{\omega} \cdot \sqrt{Q} \quad (2.6)$$

Med et fastsatt fartstall kan det velges riktig type turbin. De vanlige turbinene er designet for spesifikke områder, som illustrert i Figur 2.7. De tre hovedtypene av turbiner dekker hvert sitt fartstallområde. [27]



Figur 2.7: Turbintyper klassifisert ved fartstall, $\underline{\Omega}$ [27]

Som vist i Figur 2.8 har peltonturbin en virkningsgrad på opp til 92%, og den er høy på lave hastigheter. Francisturbinen har en mer jevn virkningsgrad over et bredere spekter av hastigheter sammenlignet med peltonturbinen. For å oppnå denne høye og jevne virkningsgraden må imidlertid francisturbinen operere ved høyere hastigheter. Dette er fordi francisturbinen er designet for å utnytte både trykk- og bevegelsesenergi i vannet, noe som krever en viss minimumshastighet for å oppnå optimal ytelse. [30]

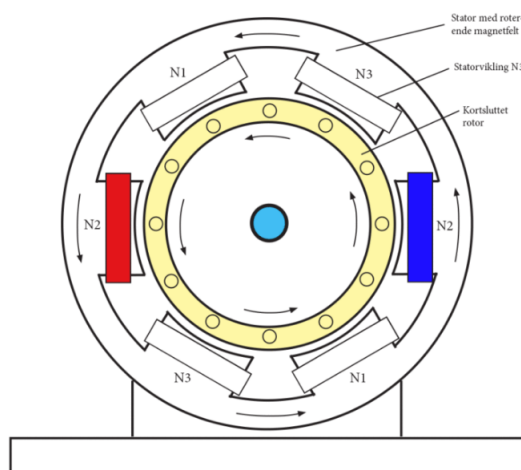


Figur 2.8: Virkningsgrader i forhold til rotasjon for de forskjellige turbinene [30]

2.1.9 Generator

Når turbinen roterer, skaper generatoren elektrisk energi ved å omgjøre mekanisk energi gjennom induksjon. Generatoren består av en rotor og stator som skaper strøm på grunn av rotasjon og magnetfelt [31]. I vannkraft finnes det to typer generatorer, synkrongenerator og asynkrongenerator, og dette må velges ut ifra størrelsen på kraftverket og generatorytelse. [9]

Rotoren er den delen av generatoren som får et dreiemoment av den mekaniske energien turbinen produserer, og den består av elektromagneter (poler). Statoren er den stillestående delen som består av spoler som blir påvirket av rotasjonen til elektromagnetene. Spolene er kobbertråd i viklinger og de er plassert rundt på statoren, som vist som N i Figur 2.9. Spolene merker endringen i magnetfeltet rundt elektromagnetene, også kalt induksjon, og når det skjer vil det skape elektromotoriske spenning i kobberledningene og dette blir til strøm. [31] [32]



Figur 2.9: Generator [32]

Det norske kraftnettet har en frekvens på 50 Hertz (Hz), som vil si at det har 50 svinginger per sekund. Hvis generatoren produserer mer eller mindre, vil det bli brudd på strømmettet [33]. Derfor må generatoren dimensjoneres for at alle polene skal passere hver vikling 50 ganger i sekundet. Turtallet (n) til generatoren påvirkes av antall poler (p) som blir valgt, og dette kan regnes ut ved Formel 2.7. Dette bestemmes også av turbinens turtall, da lav rotasjonshastighet kreve flere poler. [9]

$$n = \frac{6000}{p} \quad (2.7)$$

Ut av denne formelen kan det utledes en liste over forskjellige turtall og antall poler for å få en frekvens på 50 Hz. Dette er fremstilt i Tabell 2.4.

Tabell 2.4: Poltall og omdreiningshastighet [9]

Poltall	Turtall (omdr./min)
2	3000
4	1500
6	1000
8	750
10	600

Alle generatorene vil ha tap ved produksjon av elektrisk energi. Tapene skjer både under tunggang og belastning. Noen tap er faste og skjer uavhengig av ytelse, mens andre er proporsjonale med økning av ytelse. Dette gjør at det er størst prosentvis tap ved tunggang, men størst totale tap ved belastning. I små kraftverk er det ofte små generatorer som har en virkningsgrad på 94 - 96%. Dette gjør at det må beregnes med 4-6% tap, ved utregning av totalt produsert strøm. Dette tapet går ut som varme i kraftstasjonen. [9]

En synkrongenerator starter uten oppstartsenergi og kan være ideell for et kraftverk uten nettilkobling. Denne generatoren trenger flere reguleringsenheter. Dette gjør at den kan balansere, regulere og jevne ut den reaktive effekten automatisk. Det fører til at en synkrongenerator blir mer kostbar. En asynkrongenerator er avhengig av elektrisitet for å kunne starte, dermed må denne være koblet på strømmettet. Denne typen generator er billigere å bruke siden den ikke trenger reguleringsenheter, og har lavere vedlikeholdskostnader. I et kraftverk som har generatorytelse under 1000 kW, vil en asynkrongenerator vanligvis benyttes. [9]

Det finnes to typer lager til en generator, glidelager og rullelager. For mikro- og minikraftverk blir det som regel levert rullelager, på grunn av lavere pris enn glidelageret. For at lageret skal kunne rulle uten å bli ødelagt må det regelmessig oljes, dette er ofte integrert i generatoren. Levetiden for et rullelager er som regel 40 000 timer, men for en liten prisøkning kan det være mulig med et lager på 100 000 timer i levetid. Det er lett å bytte ut dette lageret, og det regnes heller ikke som en større investering. Turbinakselen sitter direkte på generatorakselen i de fleste små kraftverk. Dette gjør at lageret må dimensjoneres med tanke på de ekstra kreftene som kommer fra turbinen. En peltonturbin har liten eller ingen tilleggs kraft, mens både francis- og kaplanturbinen har middels til stor tilleggs kraft. [9]

Ved dimensjonering av generatoren og beregning av generatorytelse, må den maksimale turbinytelsen beregnet kilowattimer og turtallet tas hensyn til. Dette kan variere veldig med fallhøyde, men de fleste turbinleverandørene oppgir dette. Generatorytelse måles i aktiv effekt [kW] og reaktiv produksjonskapasitet [kVAr]. Den aktive effekten er effekten som blir ført fra turbinen til nettet. Den reaktive produksjonskapasiteten er den energien generatoren trenger for å bygge opp magnetfeltet. Det vil si at en synkrongenerator ikke trekker reaktiv effekt, mens asynkron generator gjør det. For et nettselskap, vil ikke en generator som trekker masse reaktiv effekt være gunstig. Dette er på grunn av variasjoner i strømmettet, og dermed er det ofte begrensinger på hvor stor asynkron generator som kan kobles på strømmettet. [9]

2.1.10 Energiproduksjon

Effekt

Effekt er definert som arbeid per tidsenhet, og måles i watt [34]. Effekten til et kraftverk indikerer hvor mye strøm det kan produsere på et gitt tidspunkt. Dette er viktig for å vurdere hvor mye inntekt kraftverket kan generere gjennom salg av strøm til markedet. Effekten til et kraftverk kan påvirke muligheten for tilknytning til strømmettet. Større kraftverk med høyere effekt kan kreve mer omfattende nettinfrastruktur for tilknytning.

Effekt er vist i Formel 2.8.

$$N = \rho \cdot g \cdot \eta \cdot H_n \cdot Q \quad (2.8)$$

ρ	Vannets spesifikke vekt	[kg/m ³]
g	Tyngdens akselerasjon	[m/s ²]
η	Samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator ved maksimum last	[-]
Q	Maksimal vannføring gjennom turbinen	[m ³ /s]
H_n	Netto fallhøyde = brutto fallhøyde - falltap i vannveien ved maksimal vannføring	[m]

Energiekvivalent

Energiekvivalenten angir mengden energi som kan utnyttes per kubikkmeter vann gjennom turbinen. Energiekvivalenten [kWh/m³] er vist i Formel 2.9. [9]

$$e = \rho \cdot g \cdot \eta \cdot H_n / 3600 \quad (2.9)$$

η uttrykker det samlede virkningsgraden for generator, transformator og turbin ved midlere last. Denne finnes ved å multiplisere de tre virkningsgradene. H_n er netto fallhøyde ved midlere vannføring, og 3600 er omgjøringsstallet for antall sekunder i en time. [9]

Energipotensial

Energipotensialet refererer til den totale mengden energi som kan utnyttes fra et vassdrag eller en spesifikk del av det. Det beregnes uten å ta hensyn til tap på grunn av flomkontroll, pålagt vannutslipp eller vann som går forbi turbinen på grunn av lavere vannføring. Energipotensialet [kWh/år] vises i Formel 2.10. [9]

$$E_{pot} = e \cdot Q_{\text{år}} \quad (2.10)$$

$Q_{\text{år}}$ [mill. m³/år] er det årlige tilløpet til inntaket.

Forventet produksjon

I en tidlig fase av prosjektet kan forventet produksjon beregnes ved bruk av Formel 2.11.

$$P = e \cdot Q_{\text{år } m/\text{tap}} \quad (2.11)$$

$Q_{\text{år } m/\text{tap}}$ [mill. m³/år] er det årlige tilløpet beregnet med tap fra turbin, flom og minstevannføring. Turbin- og flomtapet kan beregnes utifra varighetskurver for elva. Kurvene viser hvor lang tid vannføringen er større eller mindre enn en viss verdi i løpet av et år. [9]

2.1.11 Kraftstasjon

Plasseringen av kraftstasjonen kan enten være over jorden eller inni fjellet. For fjellplassering finnes det to hovedalternativer. Det kan være rørlegging i tunnel med kraftstasjonen over bakken, kraftstasjonen bygges inn i fjellet med en separat adkomsttunnel, eller en felles tunnel for utløp og adkomst. Valget mellom disse løsningene avhenger hovedsakelig av økonomiske og miljømessige hensyn. [9]

De viktigste funksjonene til kraftstasjonsbygningen er:

- Motstå vanntrykket som påvirker turbinen eller ventilen når den er lukket.
- Fungere som fundament for generator, turbin og sugerør, og ta opp belastningen som disse legger på fundamentet.
- Opprettholde et egnet inneklima for det elektromekaniske utstyret med passende ventilasjon for å sikre tørrhet, riktig temperatur under drift og passende oppvarming om nødvendig.
- Beskytte utstyret mot flomskader fra elven.
- Isolere bygningen for å redusere støyoverføringen til nærliggende naboer.

For å motstå vanntrykket, er det beste alternativet å støpe fundamentet i betong med tilstrekkelig vekt og plassering i terrenget. Dette fundamentet må være dimensjonert for å håndtere den horisontale kraften som oppstår når ventilen er stengt. Fundamentet kan plasseres direkte på fjellet eller på solid jord. Det kan også forankres med jordankre eller festes til stål- eller strekkfaste rør. For å håndtere horisontalkraften fra turbinen, må fundamentet være laget av armert betong og være tilstrekkelig tungt for å forhindre vibrasjoner. [9]

Bygningen må være isolert og værbestandig, med tilstrekkelig ventilasjon for å fjerne overskuddsvarme under drift. For mindre anlegg kan bygningen være uisolert hvis det elektriske utstyret kan tåle kortvarige driftsstanser. Transformatorene bør plasseres utenfor bygningen, og oljeisolerte transformatorer må stå på spesialfundamenter over oljegraver for å håndtere eventuelle oljelekkasjer. [9]

For å beskytte mot flom, må flomvannstanden ved stasjonen kartlegges. Nødvendige sikringstiltak må også gjennomføres, som å heve høyden på maskinsalgulvet. Bygningen må også kontrolleres for å sikre at den veier mer enn eventuell oppdriftskraft som kan oppstå under flomforhold. [9]

For å minimere støyproblemer for naboer, bør plasseringen av kraftstasjonen være så lite forstyrrende som mulig. Terrengformasjoner og vegetasjon kan brukes som naturlig skjerming. Støyreducerende materialer og ventilasjonssystemer bør være rettet bort fra nærliggende boliger. Ved bruk av peltonaggregater kan lydempende materiale eller vannlåser installeres ved utløpskanalen for å redusere støyen. [9]

2.1.12 Apparat- og kontrollanlegg

For at den elektriske energien som kommer fra generatoren skal kunne leveres til kraftnettet, trengs det et apparatanlegg. Apparat-anlegget har tre hovedkomponenter: transformator, effektbryter og jordingsanlegg. Transformatorene bidrar til å omgjøre vekselstrømmen fra generatoren til en økt spenning som er tilpasset høyspentnettet [5]. Transformatorene er ofte brukt i store kraftverk, fordi de produserer mer strøm enn små. Effektbryteren er kritisk ved feil i anlegget, da den kobler generatoren fra strømmettet. Det må da være beregnet maksimal kortslutningsytelse, slik at bryteren kan koble av når dette skjer. Til slutt er det nødvendig med jordingsanlegg, på grunn av at mange elektriske komponentene behøver jording for å være berøringssikre. [9]

Kontrollanlegg er der automatikk og logiske funksjoner styres. Databaserte maskiner blir plassert i metallskap i kraftstasjonen, og dette hjelper til med aggregatkontroll og vannstandsregulering. Den skiller også mellom mekaniske og elektriske feil i systemet, slik at en eventuell feil kan håndteres på riktig måte. Kontrollanlegget gjør også at systemene driftes automatisk, slik at det er unødvendig med daglig tilsyn. [9]

2.1.13 Kraftledninger

For å kunne levere strøm fra vannkraftverket til strømmettet, må det avklares med nettselskapet om kapasitetsforhold og konsesjon til kraftledningene. Utbyggeren av kraftverket har ansvar for å etablere en tilknytningslinje til den eksisterende strømlinje, eller til nærliggende eiendom. [35]

En annen mulighet for distribusjon av strøm, er å fordele strømmen lokalt. Dette kan gjøres ved å lage en egen strømkrets til nærliggende eiendommer, som ikke er tilkoblet det offentlige nettet. Da er det krafteiere som drifter nettet, og passer på at strømmen som blir levert til eiendommene har riktig spenning. Dette kan variere, men i Norge er dette spenning på enten 230 eller 400 V. Det kan kobles direkte opp til sikringsskapet hvis hovedsikringen er stor nok. [9]

Overskuddsstrømmen som ikke brukes, kan også selges videre til nettet. Da må hovedsikringen og linjen inn til den være dimensjonert for den strømmen som kommer fra kraftverket. Hvis dette fører til at nettlinjen inn til eiendommen må oppgraderes, er det nettselskapet som står ansvarlig for utbyggingen. Derimot er det grunneier som er ansvarlig hvis hovedsikringen må oppgraderes, og dette fører til at nettlinjen må oppgraderes. [9]

Tilknytningslinjen må dimensjoneres etter hvor mye spenning kraftverket skal levere. Hvis det er under 1 kV er det ikke konsesjonspliktig og det vil bli et lavspenninganlegg, les mer om dette i Kapittel 2.2.1. Da kan utbyggeren av kraftverket være eier og drifte linjen, uten noe ekstra kompetanse innenfor feltet. Hvis linjen skal levere mer enn 1 kV blir dette en høyspentlinje. Det medfører andre krav til kompetanse og konsesjon, noe som er mer aktuelt for større kraftverk. [9]

2.1.14 Vei

Det er i hovedsak for praktisk vedlikehold at det er nødvendig med vei, men for daglig drift og tilsyn er det ikke like nødvendig. Det er mulig å bygge permanente veier som kombineres med andre næringsinteresser og bruksbehov. Det vil også gjøre transport av utstyr og masser enklere. Faktorer som dette påvirker dimensjon og trasèvalg for utbyggingen av veien. Veiene kan etableres som alt fra enkle traktorspor til større veianlegg. [25]

2.2 Etablering

Ved planlegging og utbygging av et småskala kraftverk er det mange faktorer som må tas hensyn til og det kreves god planlegging. Dette gjøres som regel i samarbeid med fagpersoner, slik at alt blir gjort i henhold til alle lover og forskrifter. Prosessen kan deles inn i flere overordnede faser: skisse-, søknads-, investeringsbeslutning-, bygge- og driftsfasen. Av den grunn tar prosessen fra idé til ferdig produkt, veldig lang tid. [9]

Skisse-, søknad- og investeringsbeslutningsfasen må gjennomføres før byggingen av anlegget starter. Skissefasen er den mest omfattende, der alt av beregninger og miljøanalyser for det aktuelle elveleiet blir gjort. Dette arbeidet er det viktig å gjøre nøyaktig før søknadsprosessen, for å øke sannsynligheten for at prosjektet blir godkjent. I søknadsfasen må det søkes til NVE om konsesjon, som det står mer om i Kapittel 2.2.2, og til kommunen om lov til utbygging. Deretter kan prosjektet igangsettes, der innhenting av priser og alle detaljer for prosjektet fastsettes. For økonomisk gevinst og risikovillighet, burde ikke prisen per kilowatttime overstige 5 kr. [9]

I bygge- og driftsfasen gjøres alt det praktiske arbeidet for at kraftverket skal fungere og produsere strøm. Byggefase innebærer å rekruttere ansatte til å styre prosjektet, få en endelig oversikt over alle tillatelser, og å utarbeide en kontrakt med leverandører og entreprenører. Når alt dette er gjort kan byggingen starte, og den må gjøres i henhold til at alle sikkerhetshensyn skal følges. Etter dette må en plan for drift utarbeides slik at overtagelse og videre drift skal gå så enkelt som mulig. For at driftsfasen skal fungere optimalt, må det avklares planer for rutinemessig vedlikehold, slik at funksjonsfeil skal oppdages så raskt som mulig. [9]

2.2.1 Lover og regler

For få godkjent utbygging av et småskala vannkraftverk, er det mange lover å ta hensyn til. En av de viktigste lovene er vannressursloven. I paragraf 1 står det: “Denne lov har til formål å sikre en samfunnsmessig forsvarlig bruk og forvaltning av vassdrag og grunnvann” [36]. Loven er for å sikre at vannressursene blir tatt vare på og sikre mot fare for mennesker og miljø. Den gjelder for ferskvannressursene. [6]

En annen lov som er relevant ved planlegging av et vannkraftverk er plan- og bygningsloven. Kapittel 12 tar for seg reguleringsplan, der det angis bruk, vern og utforming av arealer i kommunene. Dette gjør at arealer der kraftverket skal etableres ofte ligger i områder som er arealplanlagt for landbruk, natur og friluft. Dermed må kommunen vedta en ny reguleringsplan for området, hvis det ikke er konsesjonspliktig etter vedtekter fra NVE. Kapittel 14, omhandler konsekvensutredning i forhold til miljø og samfunn, som skal sikre at det ikke blir negative virkninger ved endring i arealplanene, ut ifra naturmangfoldloven. [9][37][38]

En tredje lov som er aktuell når det gjelder utbygging av vannkraft, er energiloven. Denne loven setter vekt på at kraft er en samfunnskritisk funksjon, og at “formålet med loven er å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte” [39]. Kraftverk som leverer over 1000 V vekselstrøm eller 1500 V likestrøm er høyspentanlegg, og disse har konsesjonsplikt ved utbygging jamfør energiloven. Her har nettselskapet ansvar for å se til at nettkapasiteten og de tekniske kravene til kraftverket er i orden. [40]

Alle nye tiltak som kan ramme naturen, må bli vurdert etter naturmangfoldloven. Dette er for å begrense skader på naturmangfoldet, men også få de beste samfunnsmessige resultatene. Kapittel 2, §§ 4 og 5, og §§ 8 til 12 omhandler bestemmelser om bærekraftig bruk, og hvordan forvalte naturområder i forhold til økosystemet. Alle disse paragrafene er relevante ved konsesjonsbehandlingen. [41] [42]

Lovene som er skrevet om over, er de viktigste lovene ved søknad om konsesjon, men det er flere andre forskrifter og lover som kan være aktuelle, ved utbygging av småskala vannkraftverk. Noen av disse kan være vassdragsreguleringsloven og vannfallsrettighetloven som må tas hensyn til ved utbygging og regulering av vassdrag. Lakse- og innlandsfiske_loven og kulturminneloven omhandler naturen og minst mulig innvirkning på den. NVE forvalter også en forskrift, damsikkerhetsforskriften, som beskriver hvordan et kraftverk skal driftes i henhold til klassifisering av dammen, som skrevet om i Kapittel 2.1.5 [17]. [43]

2.2.2 Konsesjon

Når det skal bygges ut et nytt vannkraftverk, må det i de fleste tilfeller søkes om konsesjon fra konsesjonsmyndighetene. For å vite om dette er nødvendig eller ikke, sendes det en søknad om vurdering av konsesjonsplikt til NVE. Det blir da gjennomført en enkel forhåndsvurdering av søknaden i henhold til vannressursloven §§ 18 og 45, som nevnt i Kapittel 2.2.1. Den beskriver hvordan vassdragsmyndighetene skal bestemme om det er nødvendig med konsesjon eller ikke for de enkelte tilfeller. [44]

“Vassdragstiltak som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser i vassdraget, må ha konsesjon” [44]. For de tilfellene der dette er gyldig, er det NVE som har konsesjonsansvaret. Dette gjelder også alle kraftverk over 1 MW inntil 10 MW. For mikro- og minikraftverk som ikke trenger konsesjon etter en vurdering fra NVE, er det kommunen som må behandle en søknad i henhold til plan- og bygningsloven. [6]

2.3 Miljø

En viktig del av etableringen av små kraftverk er å få oversikt over hvor mye utbyggingen påvirker miljøet, og om denne påvirkningen er for omfattende til at prosjektet skal gjennomføres. Det biologiske mangfoldet kan bli hardt rammet av utbygging. Dette kan føre til ødeleggelse, forringelse eller oppsplitting av trekkveier, leve- og funksjonsområder og spredningskorridorer [3]. I tillegg kan det oppstå hydrologiske og morfologiske endringer, som variasjon av vann i magasiner, redusert vannføring i elven, endret vannføring og redusert transport av sedimenter. [45]

De siste 40-50 årene, har det vært en jevn nedgang av uberørte naturområder i Norge. Den teknologiske utviklingen og en økning i bruk av naturområder til blant annet til veibygging tilknyttet jord- og skogbruk, energiproduksjon, energitransport og vassdragsinngrep, er de viktigste årsakene til nedgangen. Det er et nasjonalt mål å sikre disse uberørte naturområdene for Norge. [3]

De fleste små kraftverk blir bygget uten magasin, og utnytter konsentrerte fallstrekninger. Dette gjør at konfliktene i disse utbyggingene ofte gjelder få naturtyper og et begrenset antall arter. Ofte er det naturtyper som fossesprøytsoner og bekkekløft, vist i Figur 2.10, som blir berørt av utbygging. Disse naturtypene kan være viktig habitat for flere rødlistearter. [3]



(a) Fossesprøytsone [46]



(b) Bekkekløft [47]

Figur 2.10: Sårbare naturtyper

En faktor som spiller stor rolle i vurdering av miljøkonsekvenser, er hvorvidt rødlistede arter blir påvirket av utbyggingen. Artsdatabanken og fagekspertene har utarbeidet en rødliste over arter i Norge som står i fare for å dø ut [48]. Fisk, fossekall og sjeldne moser er tre arter/artsgrupper som er spesielt utsatt for utbygging av småkraftverk. En annen faktor som er viktig å ha med i vurderingen av miljøkonsekvenser av et slikt prosjekt er sumvirkningene. [25]

Dette skal belyses i denne delen, samt ulike avbøtende tiltak som kan brukes for å bedre prosjektenes miljøprofil. I tillegg skal påvirkningen av ulike inngrep i terrenget presenteres, som kommer med etablering av små kraftverk og sumvirkninger. [25]

2.3.1 Sumvirkning

Sumvirkning er et begrep som brukes blant annet om vurdering av de samlede konsekvensene av flere små vannkraftanlegg på et bestemt geografisk område. Det kan også beskrive de systematiske effektene små kraftanlegg har på spesifikke tema, for eksempel en bestemt art eller naturtype, innenfor et større geografisk område. En viktig faktor i vurderingen av utbyggingen er hvor stor minstevannføring som kreves for å opprettholde fossens funksjon i landskapet rundt. Studier av slike faktorer og sumvirkninger er viktige for å forstå helheten av påvirkningene. Det er også viktig for å kunne utvikle bærekraftige tiltak og strategier for forvaltning av det stadig voksende vannkraftmarkedet. [3][25]

Et annet eksempel på sumvirkninger som er relevant for vannkraftverk, er om den totale belastningen av utbygging endrer rødlistestatus for en art eller naturtype [49]. Det vil også være hensiktsmessig å se på naturmangfoldloven, som blant annet har et mål om at “økosystemers funksjoner, struktur og produktivitet ivaretas så langt det anses rimelig.” (§ 4). Da kan det vurderes konsekvenser som kan bryte med dette [42]. Et annet eksempel på lovverk omhandler arter og viktigheten av at “deres genetiske mangfold ivaretas på lang sikt og at artene forekommer i levedyktige bestander i sine naturlige utbredelsesområder” (§ 5) [42]. En utfordring når det skal vurderes sumvirkninger, kan være at de nevnte forvaltningslovene er lite konkrete og kan tolkes ulikt. Dette gjelder også for annet regelverk og veiledning [49].

2.3.2 Artsmangfold og naturtyper

Fisk

Ettersom småkraftverk ofte benytter seg av svært bratte fall der fisk ikke eksisterer, vil utbygninger i de fleste tilfeller ikke ha konsekvenser for fisk. Derimot kan det i enkelte tilfeller påvirke både sjøvandrende laks, innlandsfisk og ål. I hovedsak er det vannføringsendringer og vandringshindre som er de største bidragsyterne til å svekke fiskebestandene. Det er også konstatert at fiskearter dør av skadene de får, hvis de ledes gjennom turbinene i vannkraftverk. Ettersom det er kjent at dette gjelder for alle vannkraftverk uavhengig av størrelse, så kan kunnskapen som er hentet fra større kraftverk benyttes for utbygging av småkraftverk. Effektene utbygging av småkraftverk har på fisk kan være like omfattende som for større kraftverk, selv om berørt areal er betydelig mindre. [25]

Avbøtende tiltak er som nevnt et verktøy som kan bidra til færre konsekvenser for arts mangfold og naturtyper. En av mulighetene for slike tiltak når det gjelder fisk, er at det sikres tilstrekkelig vannføring og det blir kontinuerlig sørget for fiskepassasjer både for opp- og nedvandring. Miljøkrav som dette varierer ut ifra fiskearter og aldersklasser. For at et slikt tiltak skal gjøre sin nytte, er det viktig med god kunnskap om fiskearter som eksisterer i området. Som for eksempel at ål har andre vandringshindre enn laksefisk. [25]

Fossekall

Fossekall er Norges nasjonalfugl og en av artene som er sårbar for utbygging av vannkraftverk, ettersom den finnes i hele landet og lever ved rennende vann [50]. Den er avhengig av næring som finnes under vann, samt en egnet hekkeplass. Det er flere kriterier som må oppfylles for at fossekallen skal kunne lage rede i elva, som gjør at utbygging av kraftverk har større konsekvens for hekkeplass enn mulighetene for å finne mat. Ettersom næringen til fossekallen ofte befinner seg i utløpsos og sideelver, vil dette ikke påvirke arten hvis elvestrekningen er kort. Derimot kan utbygning ødelegge mulighetene for å lage rede. Et avbøtende tiltak for fossekall som er blitt testet med vellykket resultat, er fuglekasser eller bruk av utløpstunneler fra kraftverk som hekkelokalitet. [25]

Moser/lav

Moser og lav er en naturtype som er utbredt på lista over truede arter. Dette gjelder spesielt de artene som finnes i bekkeløfter og fossesprutsoner. Manglende kunnskap om tilpasningsdyktighet, sårbarhet og forekomst, samt vanskeligheter med klassifisering av arter gjør moser og lav ekstra krevende å overvåke. Dette gjør at kunnskapen om påvirkningen fra utbygging, potensiell hogst, nedbygning eller habitatforringelse på denne artsgruppen er begrenset. Derimot er det kjent at mange typer moser har strenge habitatkrav og en svak evne til spredning. I tillegg er de sårbare for oppsplitting av leveområder og forringet habitatkvalitet [25]. Lave minstevannføringer har vært et eksempel på et avbøtende tiltak som har vært brukt, men dette har ikke vist en avgjørende effekt for miljøet. [45]

2.3.3 Terrenginngrep

De to mest arealkrevende og merkbare inngrepene i småkraftprosjekter er veier og rørgater, ettersom kraftverksbygningen utgjør en liten andel av den totale arealbruken. Veiene vil ofte bli værende etter utbyggingen er fullført for bruk til vedlikehold og tilsyn, men rørgatene skal optimalt sett gro igjen med vegetasjonen så raskt som mulig. [25]

Rørgate og kraftverksbygning

Rørgate kan enten bygges frittliggende eller bli lagt i grøft, som nevnt i Kapittel 2.1.7. Standardløsningen som ofte velges er å bruke nedgravde rørgater når det er teknisk og miljømessig hensiktsmessig, ettersom de blir kamuffert i landskapet [9]. Videre kan det også være hensiktsmessig i plantefeltområder, områder med rask gjenvekst eller ungskog med godt løsmassedekke. Derimot krever en nedgravd rørgate betydelig areal. I tillegg blir arealbruket og mulighetene for avbøtende tiltak påvirket av behovet for sprengning i rørgatetraséen, lengden på rørgata og bearbeidelsen av masseoverskuddet.

Sprengning ned til fast fjell og utbygging i bratt terreng, er store naturinngrep som kan endre terreng og grunnforhold. Dette kan igjen føre til at vegetasjonen som vokser tilbake, vil være endret fra hvordan det originalt var. Spesielt i områder med gammel skog eller fjellvegetasjon, som er vegetasjonstyper med kontinuitetspreg, vil graving gi en langvarig effekt med hensyn til økologien og landskapet. I Figur 2.11 er det et bilde av hvordan etableringen av en nedgravd rørgate kan se ut. Her er det tydelig at miljøet rundt blir påvirket.[25]



Figur 2.11: Etablering av nedgravd rørgate [51]

Det finnes flere muligheter for avbøtende tiltak, og to av disse er for eksempel gjenbruk av toppmasser og bruk av stedlige masser til omfylling av rør. Dette gjør at det blir en rask tilbakevekst av vegetasjon, reduserer behovet for transport og senker total kostnadene. Tilsåing langs rørgatetraseen er også et vanlig pålegg under utbygging, men bruk av innførte frø kan gi uheldige økologiske og estetiske virkninger. Tiltak for områder med kontinuitetspreg krever mye ressurser og er ikke alltid like vellykket. I flere tilfeller kan det være hensiktsmessig å velge en kombinasjon av åpen og nedgravd rørgate, samt boring for å skade minst mulig natur. Det viktigste er å tilpasse løsningen for hvert enkelt prosjekt, selv om dette kan være vanskelig. Det er fordi det ofte blir brukt felles veiledningsmateriale og standardløsninger blant de store aktørene. [25]

Ved etablering av en kraftverksbygning blir det som regel lagt mye vekt på både det estetiske og utformingen. Selv om bygningen ikke tar så mye plass finnes det flere avbøtende tiltak som kan gjennomføres. For eksempel redusere fiskens vandringshindre, erstatte tapte reirplasser og utføre anleggsarbeid med forsiktighet. [25]

Veiutbygging

Veier, er som nevnt tidligere, en av de mest omfattende inngrepene i småkraftprosjekter. Det kan påvirke for eksempel gammelskog med lang kontinuitet av død ved, og gammelskog innenfor eller inntil bekkeløfter. Dette er habitater til flere rødlistede arter i Norge [45]. Det er ønskelig å etablere vei i forbindelse med små kraftverk på en skånsom måte, og ved enkelte tilfeller er det ikke behov for vei i det hele tatt. For eksempel vil avstand til eksisterende vei ha stor betydning for hvor stort inngrepet på naturen blir. Likevel finnes det ikke mange retningslinjer for veiutbygging i veiledningsmateriell og konsesjonsbehandling. [25]

Både kommunen og NVE kan gi tillatelse til vei i forbindelse med vannkraftutbygging, der kommunen følger Skogbruksloven og NVE følger vannressursloven. Saksbehandlingen for kommunen gjør det mulig å lage en vei som godkjennes som landbruksvei og dermed ikke inngår i konsesjonsbehandling. Dette gjør at miljøaspektet ofte får mindre oppmerksomhet, noe som resulterer i en mindre helhetlig behandling av saken. Dermed ligger det et stort potensiale for å forbedre miljøkonsekvensene av småkraftverk på dette feltet, ved hjelp av tiltak som skånsom anleggsdrift og samordning av saksbehandling. [25]

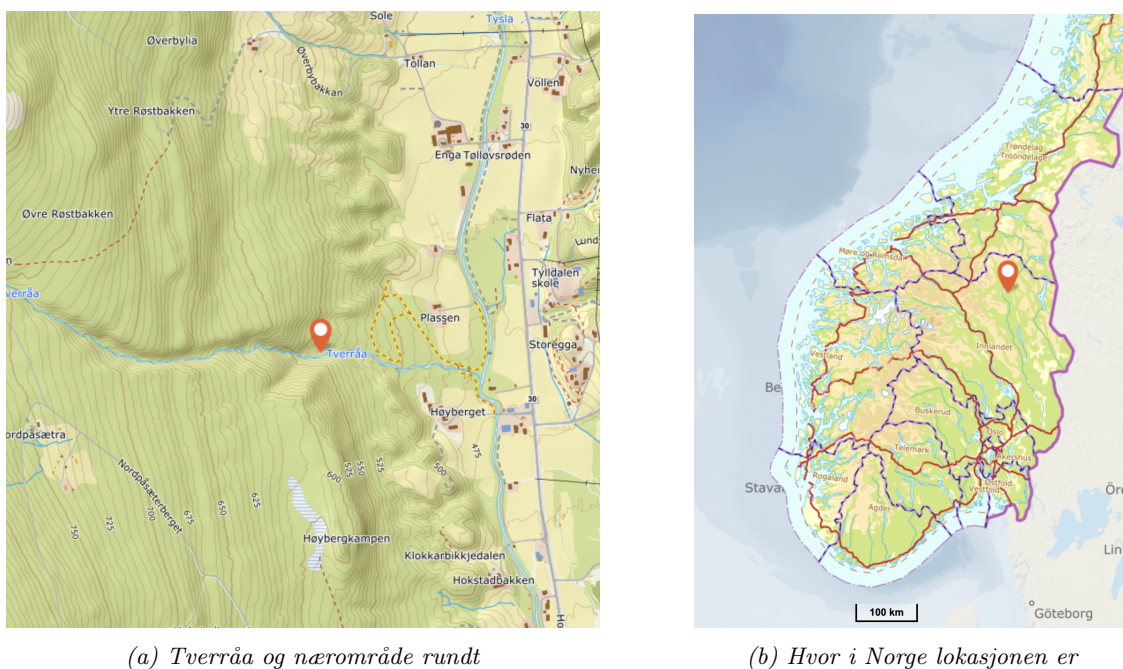
2.3.4 Støy

Drifting av små vannkraftverk kan innebære støy, som kan forårsake konflikt med eventuell befolkning i nærområdet. Aggregat og turbin er en av de største kildene til støy. Der aggregatet avgir vibrasjoner gjennom systemet og turbinen overfører lyd gjennom avløpstunnelen. I tillegg kan vannstrømmen gjennom både rørgate og avløpstunnel generere en del lyd, samt støy fra ventilasjonsanlegg og trafo. Derimot vil hensyn til utvendig støy være bevart hvis bygget til turbin og generator er i henhold til “vanlig boligstandard”. [52]

Det finnes flere tiltak for å redusere støy. Det er viktig med en tung og tett bygningskonstruksjon, i både vegger og tak. I tillegg til tiltak som vinduer med tykke glass, lydfeller på inn-, utløp og avløpstunnel med tunge gummigardiner og lydabsorbenter. Derimot vil faktorer som er vanskelig å kontrollere, som for eksempel vær og vind, fri sikt mellom kilde og mottaker, og vegetasjon, bestemme hvor raskt lyden vil dempes. [52]

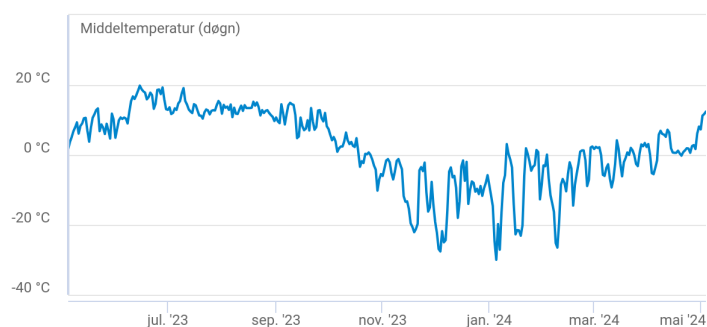
2.4 Lokasjon

Denne bacheloroppgaven tar for seg en vurdering om etablering av et småskala vannkraftverk, i en elv som heter Tverrråa, i Tyllaldalen. Tyllaldalen er en fjellbygd i Tynset kommune i Nord-Østerdalen, og har rundt 500 innbyggere. Det skal undersøkes plassering av kraftverket, rørgater og en eventuell demning i henhold til hva som er mest hensiktsmessig for lokasjonen. Figur 2.12 viser topografiske kart over elva og området rundt. [53]



Figur 2.12: Topografisk kart over lokasjonen [54]

Tverrråa renner ut i Tysla, en elv som renner sørover Tyllaldalen. Det er ingen bebyggelse langs den aktuelle delen av elva der kraftverket vurderes plassert, med unntak av nederst i elva der det finnes jordbruksbebyggelse. Det befinner seg traktorveier et stykke opp i elva, samt helt nede ved utløpet. Det er tett skog langs de bratteste partiene rundt elva, men det finnes mer åpne områder ovenfor det bratteste partiet, samt nede ved bebyggelsen. I Tyllaldalen er det store temperaturvariasjoner gjennom året, og Figur 2.13 illustrerer middeltemperaturen for det siste året hentet fra Alvdal målestasjon. [55]



Figur 2.13: Temperaturer 2023/24 fra Alvdal målestasjon [56]

2.5 Økonomi

Kostnadene for et kraftverk avhenger av mange faktorer. NVE har en veileder som kan benyttes for å beregne dette. De forskjellige faktorene er elektroniske, maskintekniske og bygningstekniske arbeider [26]. Skatter og avgifter må også tas hensyn til ved kostnader, og dette avhenger av størrelse på kraftverket og hvor det ligger. Inntektene ved kraftverket vil variere mye i forhold til kraftpriser i markedet, og hvor mange kunder det er mulig å få.

Energikostnad er investeringskostnadene over kraftverkets levetid i øre/kWh. Dette beregnes ved å dele utbygningskostnadene på mengden kraft som vil bli produsert i løpet av levetiden. Denne kostnaden kan brukes som en indikator på om det vil lønne seg å bygge ut kraftverket, men tar ikke hensyn til inntekter og utgifter gjennom levetiden. I følge NVE ligger denne i gjennomsnitt på 36.10 øre/kWh for kraftverk under 10 MW. [57]

2.5.1 Inntekter og kostnader

Strømpriser

I Norge er det et værbasert kraftsystem og det fører til at strømprisene varierer mellom forskjellige områder i landet. Etterspørsel og produksjon av strøm varierer fra sted til sted. Det gjør at Norge er delt inn i fem prisområder, som vist i Figur 2.14. Dette er fordi overføringskapasiteten på strømmettet er begrenset, som fører til at steder med høy produksjon og lav etterspørsel får billig strøm. Derimot kan ikke overskuddet selges. Prisen for strømmen bestemmes slik at det ikke kreves for høye dimensjoner på strømmettet. [58]

Prisene i de forskjellige områdene burde være like, men flere deler av nettet er koblet til utlandet. Overføring av strøm fra nord til sør i Norge går gjennom det svenske kraftnettet. Dette gjør at prisen på strømmen som kommer til sør, vil være avhengig av kraftproduksjon og strømpris i Sverige. Store deler av overføringene til andre naboland går gjennom Sør-Norge, så prisen for strømmen her vil variere mer i forhold til prisene i disse landene. [58]



Figur 2.14: Prisområdene i Norge [58]

Strømmen brukes med en gang den er produsert, og det må være en balanse i hvor mye som produseres og brukes. Dette skjer ved at kraftleverandørene melder inn hvor mye strøm de tror behøves neste dag, og hvor mye de er villige til å betale for denne strømmen. Samtidig så melder kraftprodusentene inn hvor mye de er villige til å selge strømmen sin for. Denne prosessen skjer gjennom Nord Pool, som til slutt fastsetter strømprisen for den påfølgende dagen. [59]

I en langsiktig analyse av kraftmarkedet mot 2040, har NVE prøvd å forutse hvordan prisene og etterspørselen utvikler seg fremover. Det er mye usikkerhet som blir tatt hensyn til ved denne vurderingen, deriblant det europeiske kraftmarkedet som skrevet om over. Det er regnet med at det europeiske energisamarbeidet vil fortsette. En annen usikkerhet er den teknologiske utviklingen, med tanke på energilagring og mer fleksible energiløsninger. En siste nevneverdig usikkerhet er overgangen fra fossile brensler til fornybar kraftproduksjon bestemt av politikken. Det nye forbruket fra denne overgangen og prissensitivitet er vanskelig å forutse. [60]

Til tross for alle disse usikkerhetene har NVE klart å komme med et estimat om kraftprisene fremover. De tror det vil holde seg på et høyt nivå frem til 2030, med en snittpris på rundt 80 øre/kWh. Det vil derimot synke frem mot 2040 til 50 øre/kWh. Siden det er stor forbrukervekst, vil det også behøves mer strøm i fremtiden. Dette viser at på lang sikt vil inntektene fra strømsalg være gode, og at det alltid vil være behov for den strømmen som kan produseres. [60]

Utgifter

NVE har utviklet grafer og funksjoner for utregninger av hovedkomponentene i et kraftverk. Disse kan brukes for å få et overordnet bilde av hva et vannkraftverk vil koste. I tillegg til dette vil kostnader som rigg- og driftskostnader, transport, anleggsveier, landskapspleie, generelle kostnader, byggherrekostnader og uforutsette kostnader legges til. [26]

2.5.2 Skatter og avgifter

Ved utbygging av små vannkraftverk må selskapsskatt og eiendomsskatt betales. Det vil derimot ikke kreves grunnrenteskatt og i de fleste tilfeller ikke særskatter som naturressursskatt, konsesjonskraft og konsesjonsavgifter [61]. Eiendomsskatt beregnes ut ifra den totale byggekostnaden på anlegget, og selskapsskatt betales av bedriftenes overskudd. [62][63]

Alle kostnadene tilknyttet utbygging og drifting av linjen er kraftverkseier sitt ansvar. I dette inngår innmatingstariff, som er betalingen for å kunne levere strømmen til strømmettet. Denne tariffen består av flere deler, der fastleddet er uavhengig av levert strøm, og regnes ut ifra hvor mye energi som leveres inn til regionalnettet. Denne delen er fastsatt til 1.49 øre/kWh i 2024 [64]. Energiledet varierer med faktisk levert kraft til nettet, og denne prisen kommer av tapene som oppstår på grunn av varmen som skapes i ledninger og transformator. Det gjør at mer strøm levert, fører til høyere kapasitet på nettet og nærmere grensen, som igjen gjør at systemet blir varmere. Dette fører til større tap og disse er begrenset til $\pm 15\%$. [65]

Nettkunder som både forbruker og leverer strøm til nettet, kalles plusskunder. Hvis strømmen som blir produsert leveres til utbyggere av kraftverket først, også sendes overskuddet ut på nettet, blir utbyggerene plusskunder. Kravene for å bli dette, er at det ikke kan leveres over 100 kW til strømmettet, og at produksjonen av strøm er koblet bak tilknytningspunktet. Det kan heller ikke være et konsesjonspliktig kraftverk eller omsetning som krever omsetningskonsesjon, kraftverk som leverer mer en 1 GWh i året, bak dette tilknytningspunktet. Hvis strømmen ikke overstiger hovedsikringen, men nettet må oppgraderes, må nettselskapet betale for dette. Dersom hovedsikringen må oppgraderes må eier av sikringen betale for dette og et anleggsbidrag for oppgradering av nettet. Fordelene ved å være plusskunde er at nettleie for egenprodusert strøm og fastleddet i innmatingstariff ikke skal betales. [66]

En annen avgift som må tas hensyn til ved etablering av vannkraftverk er elavgiften. Elavgift er en avgift på elektrisk kraft som blir levert i Norge. Mikrokraftverk med en levert effekt på mindre enn 100 kW, har fritak fra denne avgiften. [67]

2.6 Bærekraftsmål

FN har utarbeidet 17 bærekraftsmål, som en felles arbeidsplan for å imøtekomme dagens behov, uten å ødelegge mulighetene for at kommende generasjoner skal få dekket sine behov. Disse målene går ut på å utrydde fattigdom, bekjempe ulikhet og stoppe klimaendringene innen 2030. [68]

Etableringen av småskala vannkraftverk har en direkte forbindelse til flere av disse bærekraftsmålene. For denne oppgaven er bærekraftsmål nr. 7 og 13 av særlig relevans. Bærekraftsmål nr. 7 fokuserer på å sikre tilgang til bærekraftig, pålitelig og moderne energi for alle [68]. Utnyttelse av vannkraft for å generere elektrisitet, bidrar til å levere pålitelig og bærekraftig energi til lokalsamfunn. Implementering av småskala vannkraftverk bidrar til å fremme tilgangen til ren energi, noe som er avgjørende for å møte energibehovene på en bærekraftig måte. Samtidig bidrar vannkraft til å regulere flom og vannføring når klimaendringene fører til mer nedbør og tørkeperioder. [69]

Norge forsøker å omgjøre all energien som brukes fra fossil energi til fornybar energi. Dette er for å blant annet støtte opp målene i Parisavtalen, som er en internasjonal avtale som skal bidra til at verdens land begrenser klimaendringene [70]. Bærekraftsmål nr. 13 omhandler tiltak for å bekjempe klimaendringene og dens konsekvenser [69]. Etableringen av småskala vannkraftverk spiller en viktig rolle i denne sammenhengen, ved at det bidrar til å redusere avhengigheten av fossile brensler. Vannkraft er en fornybar energikilde som ikke produserer direkte utslipp av klimagasser under drift, og bidrar dermed til å bremse den globale oppvarmingen. Vannkraften har i lang tid vært en ryggrad i energisystemet til Norge, da vannkraftens regulerbarhet spiller en viktig rolle i en energimiks med stadig mer uregulert fornybar kraft. [71]

Vannkraft er en stor kilde til fornybar energi, og står for omtrent 16% av verdens totale energiproduksjon. Det er imidlertid viktig å merke seg at selv om småskala vannkraftverk har potensial til å bidra positivt til FN's bærekraftsmål, må det etableres med omhu med tanke på lokale samfunn og miljø. Dette inkluderer tap av landarealer når kraftverk etableres og når veier og kraftledninger bygges i tilknytting til vannkraftprosjekter [72]. Det er da viktig å gjennomføre grundige miljøvurderinger og implementere tiltak for negative miljøkonsekvenser, samt få samtykke fra berørte lokalsamfunn. [25]

Nylig har et forskerteam i Norge introdusert en ny måte å vurdere hvor mye landareal som kreves for å generere en kilowattime elektrisitet fra vannkraft. Dette verktøyet er utviklet for å gjøre det lettere for beslutningstakere og bedrifter å forstå miljøpåvirkningen av både eksisterende og potensielle vannkraftprosjekter. Selv om noen vannkraftmagasiner kan virke naturlige ved første øyekast, er det viktig å erkjenne at de er menneskeskapte. Etableringen av dem kan ha konsekvenser for landbaserte økosystemer, spesielt hvis land er blitt oversvømt for å opprette dem. Denne nye tilnærmingen kan bidra til mer informerte beslutninger om bruk og utvikling av vannkraftressurser med tanke på både energiproduksjon og miljøpåvirkning. [72]

3 Teknisk og økonomisk planlegging

I den tekniske og økonomiske planleggingen av kraftverket, har NVEs “Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk” vært grunnlaget for de fleste beslutninger. Denne veilederen forklarer i detalj hvordan et kraftverk skal etableres, slik at utbyggere som ikke har relevant erfaring også kan følge denne.

Det er også brukt flere andre veiledere fra NVE for plassering av kraftverk, valg av komponenter og for de økonomiske beregningene. I tillegg har fagpersoner blitt kontaktet gjennom e-post og fysiske møter. Dette er gjort for å få anbefalinger underveis, og innhente et bedre grunnlag for avgjørelsene som har blitt tatt i prosessen. Spesielt med tanke på den tekniske utformingen, der forslag til valg av komponenter og plassering av kraftverket ble sendt over e-post. Deretter ble det mottatt konkrete tilbakemeldinger, og ved hjelp av disse kommet fram til den beste løsningen for kraftverket.

3.1 Parametere for Tverråa

NVE har utviklet et program for nedbørsfelt- og vannføringsanalyse (NEVINA), som kan være til hjelp ved beregning av potensiale i et vannkraftverk. Programmet genererer nedbørsfeltgrenser for et valgt punkt i et vassdrag. I tillegg kan feltparametere, klima- og hydrologiske parametere, lavvannsindekser og flomverdier beregnes [73]. For å gjøre videre beregninger for valgt lokasjon er NEVINA brukt for å finne ulike parametere for Tverråa. Når plassering av kraftverket er bestemt, vil punktet for inntaket brukes for å beregne nedbørsfelt.

3.2 Metode for valg av plassering

Ved etablering av vannkraftverk er det hensiktsmessig å starte den tekniske planleggingen ved å kartlegge mulige plasseringer av inntak og utløp. Deretter vil det optimale stedet bli valgt. Det er vanlig å vurdere flere alternativer ved å lage grove skisser og estimerer før det blir bestemt et sted for mer grundig planlegging [9]. Det ble etterstrebet å legge rørgata i en mest mulig rett linje, i enklest mulig terreng og nærmest mulig eksisterende veier, slik det ble nevnt i Kapittel 2.1.7.

Det ble gjort flere vurderinger for å kartlegge den optimale plasseringen av kraftverket. Først ble det kartlagt hvilken berggrunn som befinner seg i området ved hjelp av Nasjonal Berggrunnsdatabase fra Norges Geologiske Undersøkelse, NGU [74]. I tillegg ble løsmassedekke kartlagt ved hjelp av NGU sitt Løsmassekart, og dette kan være avgjørende for om rørgaten bør være nedgravd eller frittliggende. Deretter ble Norgeskartet brukt for å få oversikt over eksisterende veier og naturen i området, og også til å se på eventuell bebyggelse som blir berørt av utbyggingen [55]. Det er også hensiktsmessig å kartlegge bratthet i terrenget, som ble gjort ved hjelp av REGOBS bratthetskart fra Varsom [75]. NVE Atlas ble brukt for å finne eksisterende strømlinjer, for å kunne finne ut om det var noe i nærheten. [76]

Det ble undersøkt flere alternativer av plassering for å bestemme den mest optimale. Rørgata ble tegnet inn med tegneprogram fra Norgeskartet, og det ble laget en høydeprofil for å få oversikt over hvor stort fall rørgaten fikk [55]. I tillegg ble NEVINA brukt for å finne nedbørsfeltet, som nevnes i Kapittel 2.1.3, ved inntaket til kraftverket. Ut ifra dette ble størrelsen på nedslagsfeltet og gjennomsnittlig avrenning per kvadratkilometer også beregnet [10]. Alle tallene nevnt ovenfor ble deretter brukt for å regne ut effekten som vannkraftverket ville få på hver av alternativene, og dermed bruke det som en indikasjon for å velge ut de mest optimale plasseringene. Videre ble lengden på rørgaten bestemt ved hjelp av måleverktøy fra NVE Atlas. [76]

I tillegg til egne beregninger på ulike alternativer til plasseringer, ble det også sett på eksisterende kraftverk og deres konsesjonssaker. Videre ble det diskutert sammen med Einar Hovind fra Småkraft AS og veileder Bjørn Austbø, før det til slutt ble bestemt en endelig plassering.

3.3 Metode for valg av komponenter

For å velge hvilke generator, turbin og rørmateriale som skal benyttes, så er NEVINA brukt for å finne tall for nedbørsfeltet for lokasjonen. I tillegg er veilederen til NVE brukt for utregningsmetode og veiledning til hvilke valg som skal tas ut ifra resultater fra utregning. Videre er det for valg av rørmaterialer undersøkt hvilke typer som er brukt for allerede etablerte vannkraftverk.

For å finne ut om kraftverket skal ha en dam, og eventuell plassering, er det gjort forundersøkelser. Det er viktig med en vannressursanalyse, hvor det blir sett på data for vannføring og årstidvariasjoner, for å estimere tilgjengelig vannmengde og energipotensial. Det ble også gjort en lokasjonsvurdering, hvor det ble identifisert potensielle steder for dambygging ved å se på geologi, topografi og tilgjengelighet. Dette ble gjort ved hjelp av Norgeskartet og NVE Atlas. Deretter ble det også bestemt for å vurdere kraftverket både med og uten dam for å finne den optimale løsningen basert på økonomiske og tekniske vurderinger. [55][76]

Det tekniske designet av den eventuelle dammen blir bestemt basert på de lokale forholdene. Det velges en damtype som passer til det spesifikke området, med tanke på flomkontroll og oversvømmelsesbeskyttelse. For dimensjonering blir det beregnet dammens høyde, lengde og volum for å sikre stabilitet og optimal kraftproduksjon.

3.4 Kostnadsgrunnlag

Ved beregning av kostnader og inntekter for utbygging av kraftverk, er veilederen for kostnadsgrunnlag til NVE brukt. Veilederen oppgir “normale” omkostninger og er lagd for å brukes i en tidlig fase av utbygging for å finne et omtrentlig overslag over kostnader og inntekter. [26]

For å finne ut hvor mye strømmen som produseres er verdt på markedet, måtte strømprisene i området undersøkes, og også hva de fremtidige prisene kommer til å være.

3.4.1 Nåverdi

For å beregne lønnsomheten av en investering kan man bruke nåverdimetoden. Nåverdi er et begrep som brukes om dagens verdi av fremtidens kontantstrømmer, som også kalles å diskontere fremtidige kontantstrømmer. En positiv nåverdi indikerer at investeringen er lønnsom [77]. For å diskontere kontantstrømmene brukes en kalkulasjonsrente, som tilsvarer den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden av å investere. [78]

Formel 3.1 beregner netto nåverdien til en investering. Der U_0 er en kontantstrøm som påløper i år 0. U_1 til U_n er kontantstrømmer i år 1 til n , og k er kalkulasjonsrenten. Leddet $\frac{1}{(1+k)}$ representerer diskonteringsfaktoren og n er antall år investeringen foregår. [78]

$$NNV = U_0 + \frac{U_1}{(1+k)^1} + \frac{U_2}{(1+k)^2} + \frac{U_3}{(1+k)^3} + \dots + \frac{U_n}{(1+k)^n} \quad (3.1)$$

Det er flere usikkerheter knyttet til bruk av nåverdimetoden for å vurdere investeringer. Ved etablering av vannkraftverk vil faktorer som for eksempel omhandler miljøvirkninger, naturressurser og samfunn ikke tas med i beregningen.

3.5 Vurdering av miljøkonsekvenser

For å kartlegge arter og naturtyper i området rundt elva er det, som nevnt i Kapittel 2.3, brukt databasen til Artsdatabanken. Ved å søke opp valgt området kunne det kartlegges hvilke arter og naturtyper som var observert i området. [48]

I tillegg ble det brukt mye materiale fra Norsk institutt for naturforskning, NINA. Dette er en uavhengig stiftelse som blant annet har forsket på miljøkonsekvenser av utbygging av småkraftverk. [25]

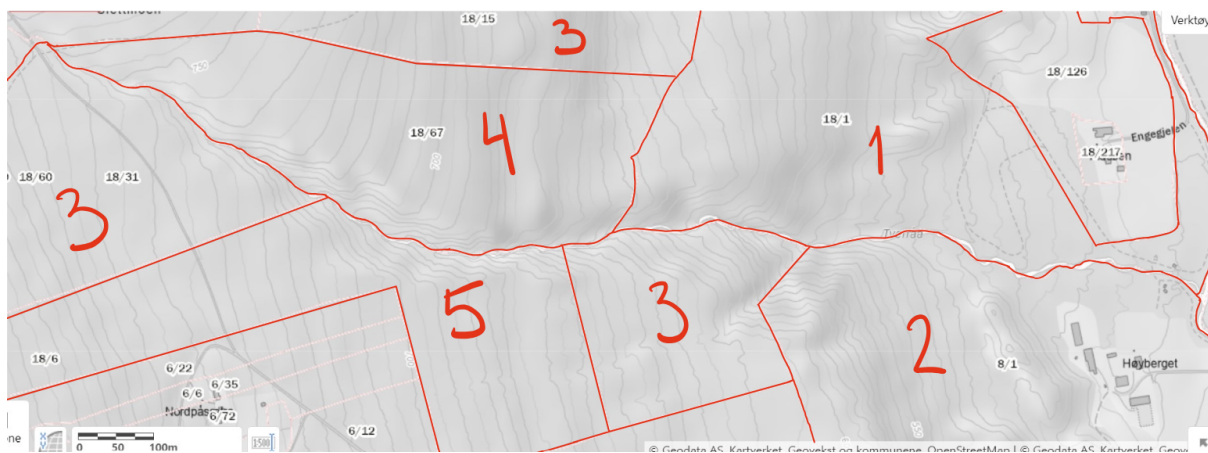
4 Resultater og diskusjon

Det ble bestemt å gjøre grove overslag for kraftverket, ettersom det er behov for tilgang til mer data hvis det skulle vært gjort helt nøyaktig. Se Vedlegg D for beregninger knyttet til teknisk energiproduksjon. Det er konstatert at det ønskes å undersøke to alternativer for utbygging av kraftverk, ett med, og ett uten dam. Det er valgt å anta at den eneste forskjellen på disse alternativene blir brukstiden.

4.1 Lokalsamfunn og miljøvirkninger

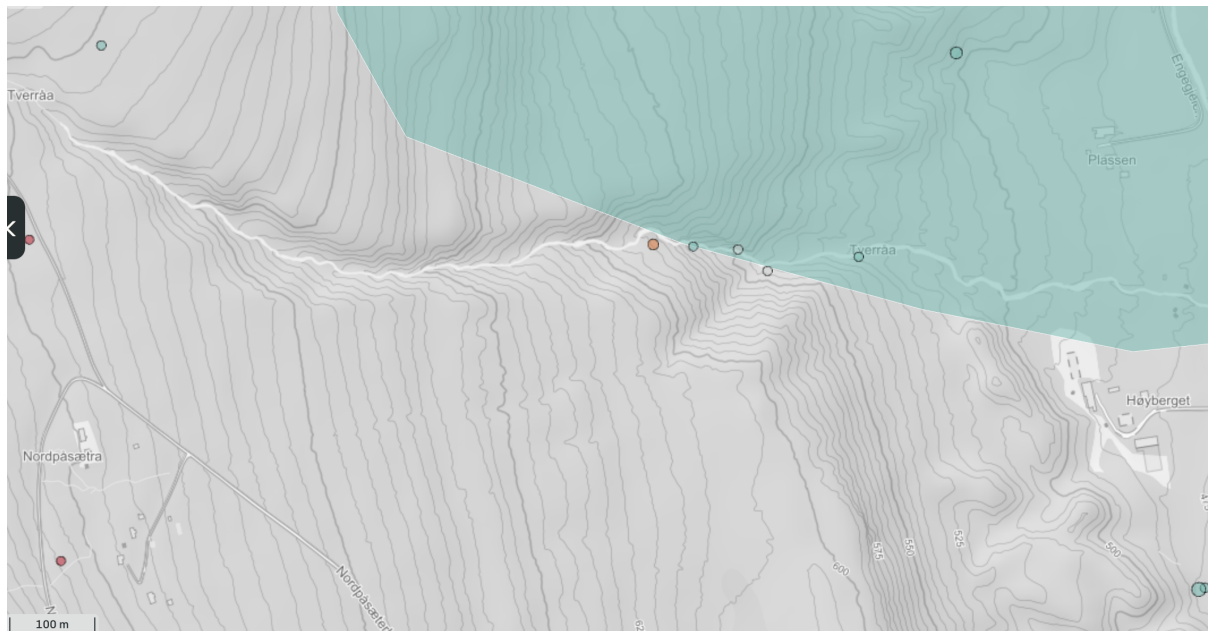
I dette prosjektet vil det etterstrebtes å ansette lokale tilsynsmenn som drifter kraftverket, og bruke lokale entreprenører til utbygging og vedlikehold. Dette kan gi en positiv gevinst til Tyllaldalen, både når det kommer til økonomi og arbeidsledighet. I tillegg vil det avgis leie til grunneier, samt at Tynset kommune vil motta eiendomsskatt fra kraftverket.

I området rundt Tverråa er det 5 grunneiere, men det er de som eier grunn der inntaket, rørgaten, og kraftverket skal ligge som blir mest berørt. I Figur 4.1, er alle eiendommer i dette området markert. Grunneiere i området 1 og 2, er interessert i å bidra til kraftutbyggingen, for å kunne ta imot strøm. Dermed er det grunneier i områdene 3 og 4 som vil bli kompensert for å kunne bygge ut kraftverket.



Figur 4.1: Eiendomsgrenser i området rundt Tverråa [76]

Artsdatabanken har registrert flere ulike arter av dyr og planter i Tverråa og nærområdet rundt. Sukkernål er en type lav som er rødlistet som “nær truet” og finnes ved elva. Det er markert med en oransje prikk i Figur 4.2. Dette er den eneste rødlistede arten som ligger i influensområdet. I tillegg finnes det flere mose, sopp- og lavarter ved elva som enten ikke er rødlistet eller ikke er vurdert, dette er markert som de fire grønne og grå prikkene lengre ned i elva.



Figur 4.2: Artskart over Tverråa [79]

En av de største faktorene som har betydning for miljøkonsekvensene av utbygging av kraftverk, er om rødlistede arter blir påvirket, som nevnt i Kapittel 2.3. Etersom sukkernål er den eneste rødlistede arten som ligger i influensområdet, så er det viktigst å sjekke om denne arten blir påvirket. Slik som det er foreslått at vannkraftverket skal plasseres, som skrevet i Kapittel 4.3, vil dette ikke berøre området hvor denne arten er observert ifølge Artsdatabanken [79]. Rørgata vil plasseres relativt langt unna elva hvor denne arten befinner seg, dermed antas det at den ikke vil bli påvirket negativt.

Andre relevante arter som er registrert på lokasjonen er fossefall, som også er observert i influensområdet. Etersom fossefallens habitat er ved rennende vann, vil det bli viktig med tilstrekkelig minstevannføring i elva. Til slutt er de rødlistede artene gaupe, jerv og brunbjørn registrert i det omkringliggende området. Dette er arter som er merket “sterkt truet” på rødlista [79]. Derimot antas det at disse artene ikke kommer til å bli særlig påvirket av utbyggingen. Dette er fordi de ikke er en av artene som kan oppleve en stor negativ effekt av små kraftverk, som nevnt i Kapittel 2.3.

Det ble undersøkt om valgt lokasjon var på et vernet område eller i reindriftsområde, ettersom dette kan ha konsekvenser for godkjenning av vannkraftverket. Ifølge Miljødirektoratet sin oversikt over naturvernområder i Norge så er valgt lokasjon ikke et vernet område [80]. I tillegg er det ingen reindrift i området, ifølge Reinbase sitt oversiktskart over reindrift i Norge [81].

Gjennom planlegging av rørgate og kraftverksbygging er det tatt miljøhensyn i utformingen. Rørgata vil være nedgravd slik at man kan gjenfylle med stedlige masser, slik det ble nevnt i Kapittel 4.3. Dette sikrer at minst mulig natur blir berørt av utbyggingen. Videre blir det unngått å utføre sprengninger i fjell, ettersom dette kan gjøre stor skade på naturen, som nevnt i Kapittel 2.3. Kraftverksbygningen er plassert på en åpen plass, slik at man slipper å hogge skog. Til slutt så vil det unngås omfattende veiutbygging, ettersom kraftverket er plassert i nærheten av eksisterende veier, som også er nevnt i Kapittel 4.3.

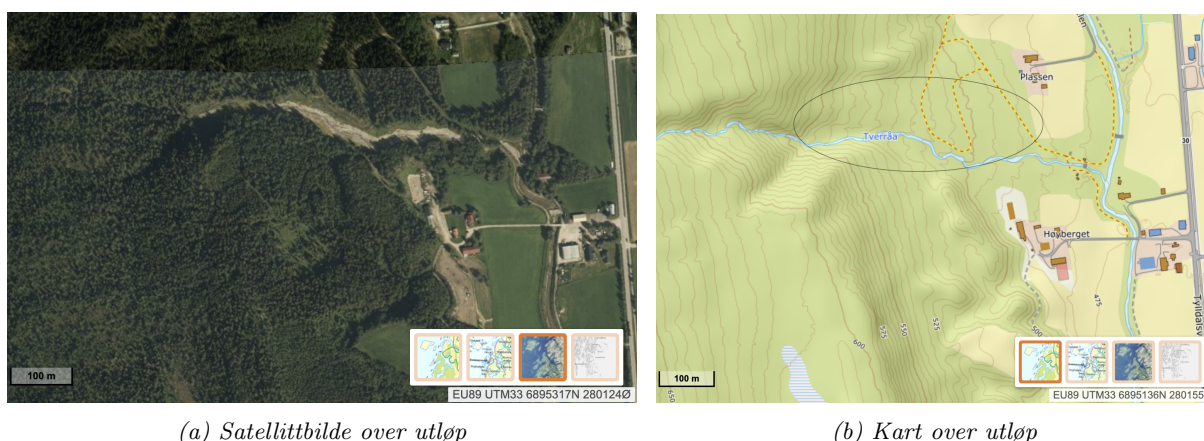
I tillegg til miljøhensynet som er tatt ved utforming og plassering av rørgata, vil det bli etterstrebet å gjøre avbøtende tiltak for å sikre at det unngås betydelige miljøkonsekvenser. Dette vil være for eksempel å sette ut fuglekasser til fossefall, ettersom dette er et billig og effektivt tiltak, som nevnt i Kapittel 2.3.2. Den midlertidige veien som må etableres under utbyggingen av rørgata vil også bli planert ut etter ferdigstilling av rørgata og det opprinnelige vegetasjonsdekket vil bli lagt tilbake.

Vassdraget i Tverråa er ikke vernet, så en utbygging av kraftverket er verken konsesjonspliktig eller meldepliktig til NVE for vurdering av konsesjonsplikt. Dette er med mindre det iverksettes vassdragstiltak “. . . som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for noen allmenne interesser i vassdraget” slik det er formulert i vannressursloven § 8, slik skrevet om i Kapittel 2.2.2. Dette er ikke tilfellet for Tverråa, dermed er kraftverket ikke konsesjonspliktig.

4.2 Plassering av inntak og uttak

Det ble valgt å legge inntak og uttak så nærme som mulig de eksisterende veiene som ligger ved elva. Ettersom veier er et av de mest omfattende inngrepene ved etablering av småkraftverk, som nevnt i Kapittel 2.3.3, kan det være stor gevinst i å bruke eksisterende veier. I tillegg er det tett skog i området, så utbygging av vei ville kreve en del skoghogst, som ville hatt stor påvirkning på miljøet rundt. Derimot vil det bli nødvendig med en liten utvidelse av eksisterende veier, for å sikre tilgangen for anleggsmaskiner og kjøretøy helt frem til uttak og inntak.

Det ble konstatert å plassere kraftstasjonen på en åpen plass for å unngå skoghogst. Uttaket bør plasseres på området nederst i elva der terrenget flater seg ut, som vist på Figur 4.3, hvor området er markert med en svart sirkel. Det er mulig å velge et uttak med kortere rørgate på området hvor landskapet begynner å flates ut, men skogen fortsatt er tett. En annen mulighet er å velge en lengre rørgate, men plassere kraftverket på området hvor skogen rundt elva åpner seg.



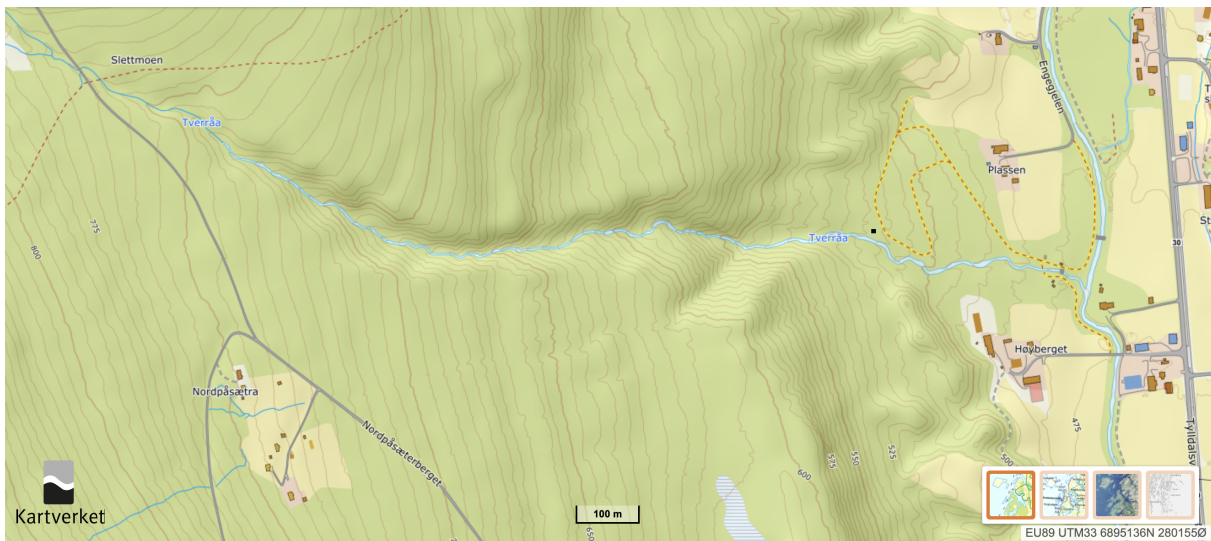
(a) Satellittbilde over utløp

(b) Kart over utløp

Figur 4.3: Oversikt over utløpet til elva [55]

Den endelige beslutningen ble å plassere kraftstasjonen på det området hvor skogen åpner seg langs elva og i nærheten av eksisterende traktorvei. Ettersom det er hensiktsmessig å unngå etablering av ny vei, så er det en fordel å være nærme veien. I tillegg vil det slippes unødvendig skoghogst der kraftstasjonen skal stå, ettersom det er et mer åpent område der enn hvis man skulle valgt et sted lengre opp i elva. Fordelen med å plassere kraftstasjonen lengre opp i elva, vil være at rørgata kan være kortere, som er fordelaktig for økonomi og gravearbeid. Beslutningen om å plassere den lengre nede og de fordelene som følger med det, overveier at rørgata kunne vært kortere. Dette underbygges med at de ekstra meterne som må graves ikke vil påløpe de største kostnadene for prosjektet. Dette er fordi det er startfasen på gravingen og innkjøpet av rør som er størst, og dermed er ikke den ekstra lengden så dyr.

Figur 4.4 viser den endelige plasseringen av kraftstasjon, som er markert i svart.



Figur 4.4: Valgt plassering kraftstasjon [55]

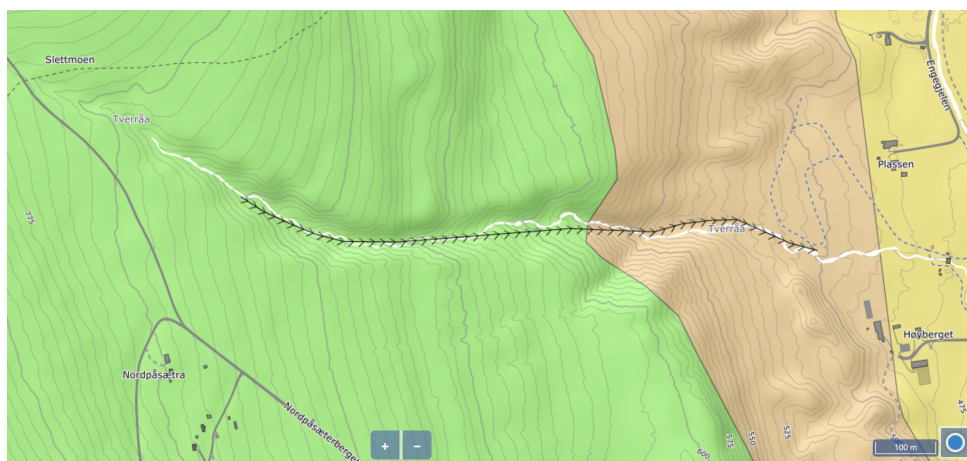
Kraftstasjonen vil bli plassert over bakken, med rørlegging i tunnel. Plassering over jorden gir enklere tilgang for vedlikehold og drift, beskytter mot flom, og sikrer bedre ventilasjon som forbedrer utstyrets effektivitet og levetid. Som nevnt i Kapittel 2.1.11, er det viktig med et solid fundament for å håndtere kreftene som oppstår når ventilen er stengt, og for å forhindre vibrasjoner forårsaket av horisontalkraften fra turbinen. Fundamentet til kraftstasjonen vil derfor bli støpt i betong. Bygningen må også være isolert og værbestandig. Plasseringen av kraftverket, som beskrevet ovenfor, er i et område med en del skog. Dette er ideelt siden vegetasjon er en god naturlig skjerming. Vannet føres ut av kraftstasjonen og direkte til elva.

4.3 Valg av vannvei

Som nevnt i Kapittel 2.1.7, foretrekker NVE nedgravd rørgate og de fleste småkraftverk benytter seg av dette. Derfor vil det etterstrebtes å bruke dette i all hovedsak. I tillegg har området lave gjennomsnittstemperaturer, som beskrevet i Kapittel 2.4. Dette gjør at det er en fordel med nedgravde rør for å hindre frost. Det kan bli nødvendig med en kombinasjon med sjakt/tunnel, ettersom det er relativt tett skog og bratte partier på valgt område. I tillegg ble det besluttet at rørgaten bør legges på nordsiden av elva, ettersom formasjonen til elva gjør det lettere å legge en mest mulig rett linje på nordsiden i forhold til sørsiden, som observert i Figur 4.4.

Det er nyttig å undersøke grunnforholdene ved damsted, kraftstasjon og vannvei ved etablering av vannkraftverk, som nevnt i Kapittel 3.2. Hovedbergarten på valgt lokasjon er kvartsitt ifølge Nasjonal Berggrunnsdatabase fra NGU [74]. Det er valgt å anta at hovedbergarten ikke har innvirkning på byggingen og eventuell nedgraving av rørgate, men at det er løsmassedekke som har innvirkning på dette.

Løsmassedekke for valgt lokasjon ble undersøkt, ettersom dette kan ha betydning for om nedgravd rørgate bør benyttes. Ifølge et eksisterende kraftverk, som befinner seg i elva Riva sør-øst for valgt lokasjon, vil løsmasser av tykk morene ikke kreve sprengning [82]. Ved hjelp av løsmassekart fra NGU ble det konstatert at Tverråa også består av tykk morene i store deler av området, dette er markert i grønt på Figur 4.5. Den eneste forskjellen på løsmassene for Riva og Tverråa, er at Tverråa har bresjø-/brekkammer- og innsjøavsetning i nedre del av elva, der Riva hadde elveavsetninger. Dette er markert i brunt på Figur 4.5. Derimot antas det at dette ikke har en stor betydning og at det kan trekkes samme konklusjon som for Riva kraftverk om at grunnlaget ikke krever sprengning.



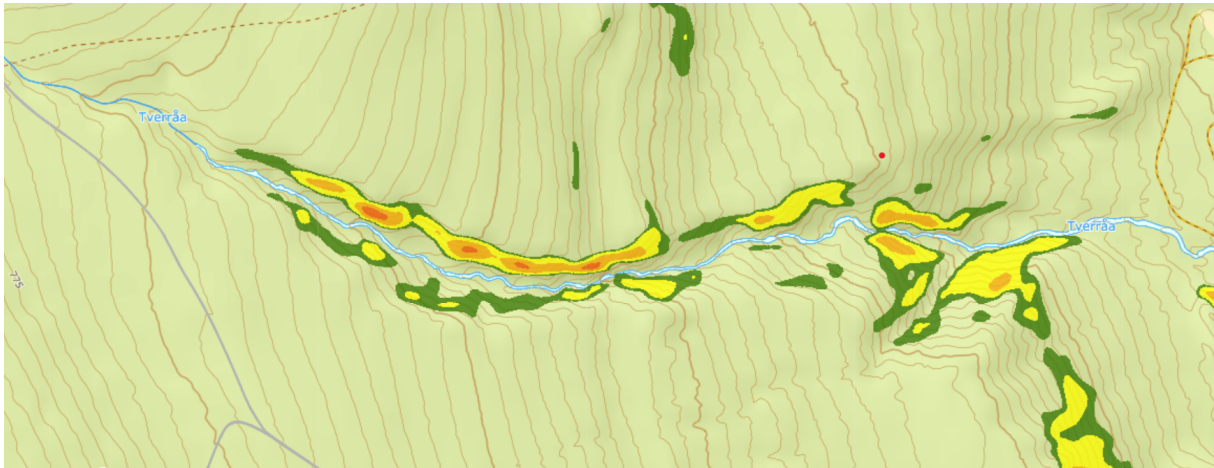
Figur 4.5: Løsmasser i Tyllidalen [83]

Dette gjør at en nedgravd rørgate kan lønne seg, ettersom det ikke er behov for å utføre sprengninger i fjell, som er kostbart og har større miljøkonsekvenser. I tillegg vil nedgravd rørgate være hensiktsmessig i områder med skog som har godt løsmassedekke slik som valgt plassering, som nevnt i Kapittel 2.3.3.

Fra Kapittel 2.1.7, er det konstatert at det bør etterstrebtes å unngå for mange retningsendringer, samt vanskelig og bratt terreng ved utforming av rørgate. Det ble diskutert å legge rørgata både i en rett linje og med et knekkpunkt. Fordelen med en rett linje er at man unngår retningsendringer som krever forankring, i tillegg til at lengden på rørgata blir kortere. Derimot er det et bratt parti som rørgata må føres gjennom hvis det velges en rett linje.

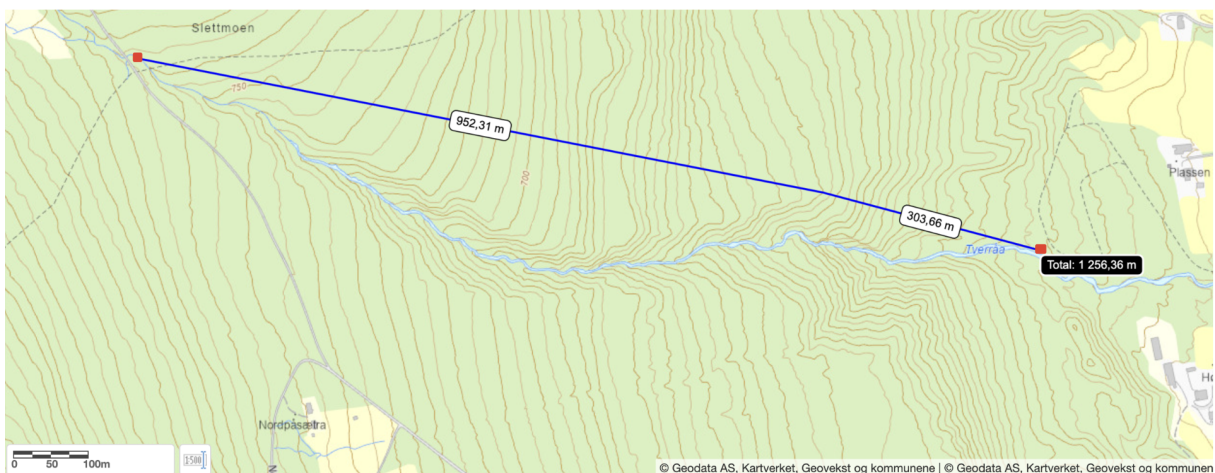
Det andre alternativet som ble diskutert var å legge rørgata med et knekkpunkt, som vil gjøre at det unngår det bratteste partiet ved elva. Derimot vil knekkpunktet kreve forankring og rørgata vil bli lengre. Likevel er det risikabelt å legge rørgata på steder hvor det er bratt, og det kan være fare for ras.

Figur 4.6 viser et bratthetskart over området, der punktet for et eventuelt knekkpunkt er markert med rødt. Ved bruk av et knekkpunkt her vil man altså unngå det bratte området som er markert under den røde prikken. Etter diskusjoner med Einar Hovind, ble det ble valgt å gå for denne løsningen, ettersom faren for ras og ødeleggelse av rørgata vil unngås. Hvis de bratteste partiene unngås, kan det benyttes nedgravd rørgate hele veien, og ikke en kombinasjon med sjakt/tunnel slikt det ble diskutert tidligere. Dette vil også gjøre at sprenging ikke vil være nødvendig, og det ikke gjøres større skader på naturen, som nevnt i Kapittel 2.3.3.



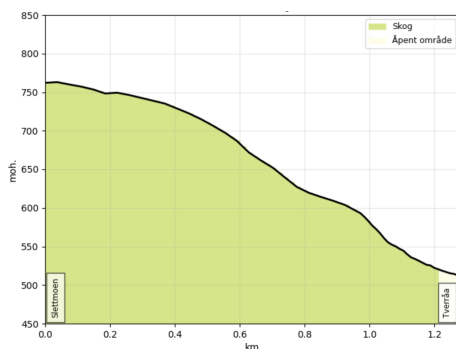
Figur 4.6: Bratthetskart for nedre del av Tverråa [75]

Videre blir det prioritert å bruke stedlige masser for overfylling. Det vil bli gjort drenering med jevne mellomrom i rørgata, for å sikre at vann ikke følger rørgrøfta, slik nevnt i Kapittel 2.1.7. I tillegg blir det nødvendig med en midlertidig vei for adkomst og transport langs rørgata, som vil bli planert ut etter endt etablering av rørgate. Plassering av rørgate er markert i blått på Figur 4.7, der lengde på rørgata er tatt med. I tillegg er inntak og uttak markert i rødt. Total lengde på rørgata blir da cirka 1260 meter.



Figur 4.7: Lengde på rørgaten [76]

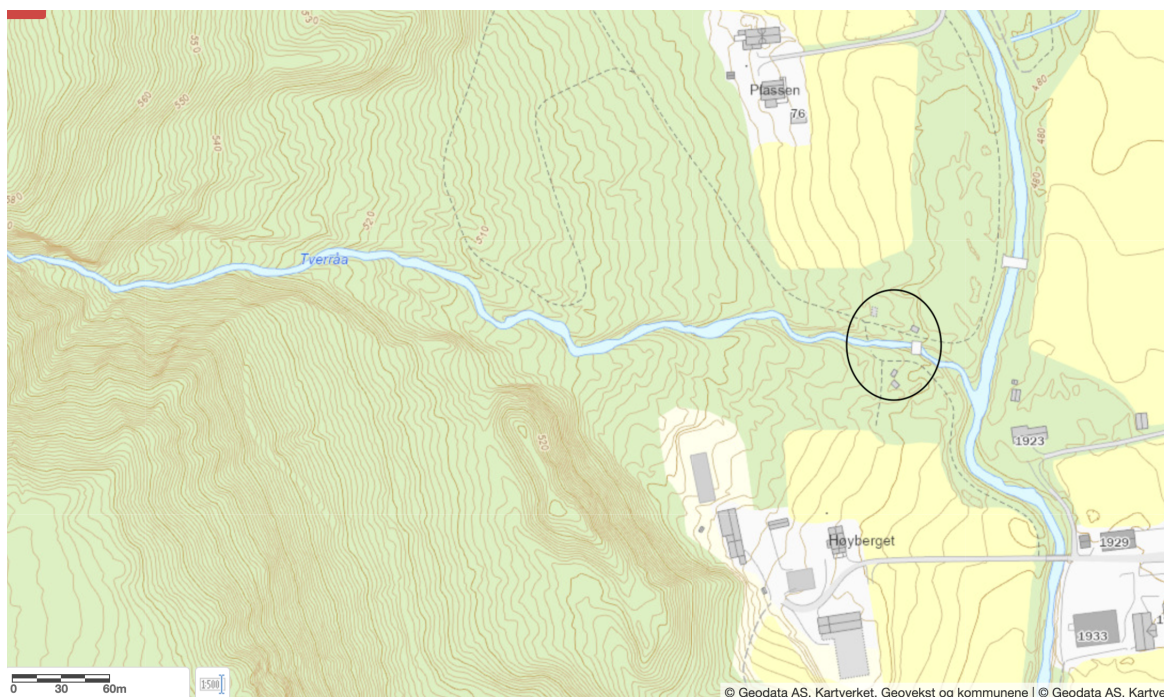
Videre er det laget en høydeprofil for rørgata, vist i Figur 4.8. Det viser et relativt jevnt fall. Fallhøyden er beregnet ut ifra Norgeskartet til å være cirka 246 meter.



Figur 4.8: Høydeprofil for rørgate [55]

4.4 Bruddkonsekvensklasse

Det er valgt å gå for en samlet bruddkonsekvensklasse på 2, der det er tatt en vurdering i forhold til boenheter, infrastruktur, samfunnsfunksjoner, miljø og eiendom, som nevnt i Kapittel 2.1.4. Når det gjelder boenheter, er det undersøkt ved hjelp av kart fra NVE Atlas hvilke eiendommer som kan bli berørt av eventuelle brudd i dam, luker, ventiler eller rørgate. Fra Figur 4.9 er det antatt at eiendommen som kan bli berørt er Plassen, som ligger nord for elva, samt de midlertidige oppholdsstedene markert med en svart sirkel. Dette gjør at fra Tabell 2.1 vil det bli valgt konsekvensklasse 2, ettersom det er permanente boenheter som kan bli berørt. Siden det er et relativt skogtett område, samt at kraftverket har en lav vannmengde, så antas det at vannet ikke vil spres over store nok områder til å rekke til eiendommen på Høyberget.



Figur 4.9: Oversikt over området som utsatt for brudd [76]

I tillegg er det vurdert at den eneste veien som kan bli berørt er traktorveien som ligger nord for elva og er markert med stiplet linje. Dette regnes som “skade på lite trafikkert vei” fra Tabell 2.1, og dermed kan dette kriteriet settes til konsekvensklasse 1. Miljø og eiendom er vurdert til klasse 1, ettersom det er kun én rødlistet art som ble funnet ved elva. Som beskrevet i Kapittel 4.1, ble denne arten bare funnet på ett område i elva og ikke i nærheten av rørgatetraseen. Derfor er det antatt at denne arten ikke vil bli for sterkt påvirket av et eventuelt brudd.

Ved brudd på dammen blir det antatt at vannet vil følge elvas opprinnelige vei nedover, ettersom det kan se ut som høydeforskjellene vil føre vannet denne veien som vist på Figur 4.6, Kapittel 4.3. Hvis dette skjer kan det være fare for jordskred, ettersom deler av dette området er markert rødt på bratthetskartet. Derimot vil fortsatt konsekvensklasse 2 dekke konsekvensene et ras kan gi, ettersom det ikke vil påvirke flere husstander eller sterkt trafikkerte veier.

4.5 Nedbørsfelt

NEVINA ble brukt for å generere nedbørsfeltgrenser for valgte inntak i Tverråa, som nevnt i Kapittel 3.1. Vedlegg A viser feltparametrene, lavvannindekser, data fra avrenningskartet og flomberegninger for de to valgte alternativene for plasseringer. Tabell 4.1 viser de viktigste resultatene fra disse vedleggene.

Parametere fra NEVINA		
Nedbørsfelt	km ²	2.5
Årlig middelavrenning	l/s·km ²	12.2
Alminnelig lavvannføring	l/s·km ²	0.6

Tabell 4.1: Parametere fra Vedlegg A.1 og A.2

4.6 Valg av komponenter

I dette kapittelet blir det ut ifra beregninger og vurderinger, valgt komponenter og parametere for kraftverket.

4.6.1 Utforming av inntak

For kraftverket velges det en kuleventil, ettersom fallhøyden er over 200 meter. I tillegg vil det legges en varegrind ved inntaket for å sile vannet, som nevnt i Kapittel 2.1.5. For å velge avstand mellom stavene i grinda, trengs det flere beregninger av turbinen enn det som er gjort, dermed er dette ikke spesifisert i denne oppgaven.

4.6.2 Minstevannføring

Minstevannføring kan fastsette ved hjelp av alminnelig lavvannføring og kan være viktig for at elva skal opprettholde funksjonen for landskapet rundt, som nevnt i Kapittel 2.1.3. Derfor er det valgt å ta med dette i beregningene.

Tabell 4.1 fra Kapittel 4.5 viser at alminnelig lavvannføring er 0.6 l/s km^2 og nedbørsfeltet er 2.5 km^2 , som vil si at lavvannsføringen for hele nedbørsfeltet blir 1.5 l/s . Dette betyr at minstevannføringen skal minst være på 1.5 l/s . Det er valgt å sette minstevannføringen til **1.7 l/s**, for å ha en liten margin på en tilstrekkelig vannføring. Tidligere konsesjonssaker har også gjort dette. [84]

4.6.3 Optimalisert rørdiameter

For å velge optimalisert rørdiameter må turbinens slukeevne bestemmes, som nevnt i Kapittel 2.1.7. I NVE sin veileder finnes det en forenklet metode for å finne turbinens slukeevne på, som er benyttet i denne oppgaven. Hvis man multipliserer midlere vannføring i elva med 2, kan dette tallet brukes for turbinens slukeevne for en uregulert elv. [9]

Det er også valgt å bruke resultatet for alternativet der elva er regulert med inntaksdam, ettersom det antas for enkelhetens skyld at inntaksdammen ikke har for stor betydning for turbinens slukeevne. Dette er tidligere også gjort fra en konsesjon på Valåi kraftverk, der Småkraft AS har brukt samme konklusjon [85]. I Tabell 4.1 er det presentert data for nedbørsfeltet ved den bestemte lokasjonen. Den årlige middelavrenningen (Q_n) er 12.2 l/s km^2 , og med et areal på 2.5 km^2 gir det en vanngjennomstrømning på **$0.0305 \text{ m}^3/\text{s}$** . Turbinens slukeevne ble da **$0.061 \text{ m}^3/\text{s}$** .

Den maksimale hastigheten rørene skal dimensjoneres for er 3-4 m/s, som nevnt i Kapittel 2.1.7. Først ble det testet ut forskjellige radiuser for røret ved bruk av formelen for maksimal vannhastighet, C_{maks} , som nevnt i Kapittel 2.1.7. Her ble det valg ut to radiuser, en på **0.07 m** som ga en $C_{maks} = 3.96$ m/s og en på **0.08 m** som ga en $C_{maks} = 3.03$ m/s. Begge disse oppfyller kravet om en maksimal hastighet på 3-4 m/s. En radius på 0.06 m vil overstige denne grensen, og derfor vil disse to bli vurdert.

For å dobbeltsjekke svaret ble resultatene fra forrige avsnitt satt inn i Formel 2.1 fra Kapittel 2.1.7, og fikk en diameter på 140mm og 160mm. Dette stemmer med resultatene ovenfor. Det er veldig små rør i forhold til de fleste kraftverk, som kommer av at nedbørsfeltet og middelavrenningen til inntaket er veldig lavt.

For å velge en av disse alternativene skal friksjonstapet for begge diametere beregnes. Formel 2.2 fra Kapittel 2.1.7 er den som brukes for å beregne dette. Maksimal vannhastighet og diameter er allerede beregnet ovenfor. Rørlengden er 1256 m som beregnet i Kapittel 4.3 på Figur 4.7. Til slutt finnes friksjonskoeffisienten i Tabell 2.2 fra Kapittel 2.1.7 for GRP-rør, støpejernsrør og PE-rør, som er de som kommer til å vurderes i Kapittel 4.6.4. For GRP-rør og PE-rør er friksjonskoeffisientene 0.015.

Dette gir et friksjonstap beregnet med maksimal vannføring på **108 m** for en diameter på 140mm og et tap på **55 m** for en diameter på 160mm. For støpejernsrør vil tapet bli minst for en diameter på **160 mm**. Derfor er det denne diameteren som til slutt velges for å få minst mulig tap uten at det går for mye utover kostnader, men fortsatt oppfyller kravet om en maksimal hastighet på 3-4 m/s. Friksjonstapet representerer hvor mange meter fallhøyde dette tapet utgir. Ettersom fallhøyden på kraftverket er 247 m, som nevnt i Kapittel 4.3, vil tapet gjøre at netto fallhøyden blir **191 m**. Falltapet blir større ved en minsket rørdiameter, og ettersom valgt diameter er veldig liten vil falltapet bli stort.

4.6.4 Rørmaterialer

Tabell 2.3 fra Kapittel 2.1.7, er utgangspunktet for vurderingen om hvilket rørmateriale som vil bli valgt. Ettersom GRP- og støpejernsrør er de mest benyttede rørene, er det disse to typene blant de som i hovedsak vil bli vurdert. To tidligere konsesjonssaker på kraftverk med rundt samme størrelse som Tverrråa har også benyttet seg av disse typene [84] [86]. I tillegg vil PE-rør bli vurdert, ettersom diameteren kan begrense hvilke rørtype som kan bli valgt.

Alle de utvalgte rørtypene egner seg godt for nedgravde rør. Derimot må PE-rør legges nedgravd ved lave trykk og i lett terreng, som nevnt i Tabell 2.3 i Kapittel 2.1.7. En av fordelene med duktile støpejernsrør er at de selges rimelig. Dette er fordelaktig for dette prosjektet ettersom det er valgt en lang rørgate. Ulempen er at de veier mye og når røret trenger vedlikehold vil det ofte kreves å bli skiftet helt ut. Det minsker også fordelene med høy korrosjonsbestandighet.

Fordelen med GRP-rør er at de har lang levetid, lav vekt og falltap, og lite vedlikehold. Dette kan være en fordel ettersom rørgaten vil legges i et relativt bratt og vanskelig terreng på enkelte steder, som nevnt tidligere, derfor vil et rør som krever lite vedlikehold og har lang levetid være hensiktsmessig. Ulempen er at de tåler lite mekaniske skader, og krever god fundamentering og forankring. Derimot er røret beskyttet mot mekaniske skader ved nedgraving. I tillegg har GRP-rør lettere vekt, som vil gjøre logistikken med å bygge ut røret lettere i et terreng som kan kreve helikoptertransport til deler av utbyggingen. Den rimelige prisen som støpejernsrør har, vil da kanskje ikke være like lønnsomt hvis den høye vekten gjør at det kreves større mengder penger til transport.

Til slutt er det PE-rør, som er et rør til bruk for mindre dimensjoner. Disse rørene tåler kulde og ytre påkjenninger godt, noe som er fordelaktig for de kalde temperaturene i Innlandet. I tillegg krever de lite vedlikehold og har lang levetid, slik som GRP-rør. Ulempene med dette røret er at det er svakt og utvider seg mye ved temperaturendringer. Ettersom Tyllidalen kan ha store temperaturendringer, som sett på Figur 2.13 i Kapittel 2.4, kan dette være en stor svakhet med denne rørtypen. I tillegg kan PE-rør ha stort falltap på grunn av rørskjøter. Dette kan bety at falltapedet på 55 m, som ble beregnet i Kapittel 2.1.8, kan potensielt bli enda større i realiteten ettersom friksjonskoeffisientene kun er et omtrentlig mål på friksjonstap.

Som nevnt i Kapittel 2.1.7, kan den optimaliserte rørdiameteren være en avgjørende faktor for hvilken rørtype som velges. Den optimaliserte rørdiameteren ble 160 mm, og standarddimensjonene for både GRP-rør og støpejernsrør er for store for en så liten dimensjon. I følge NVE sitt kostnadsgrunnlag er de minste standarddimensjonene som GRP-rør leveres i Ø 300 mm og for duktile støpejern er det Ø 500 mm. For PE-rør kan standard dimensjonene gå helt ned til Ø 110 mm. Den endelige avgjørelsen vil derfor bli PE-rør, ettersom de små dimensjonene på rørgata vil begrense valgmulighetene. [26]

Som nevnt tidligere må PE-rørene graves ned ved lave trykk og i lett terreng. Det er valgt å anta at knekkpunktet som ble valgt for rørgaten i Kapittel 4.3 for å styre unna de bratteste partiene, vil holde for å unngå at terrenget blir for vanskelig for PE-rør. Det kunne blitt vurdert frittliggende rør for de bratteste partiene, men ettersom PE-rør er et svakt materiale og egnert seg best nedgravd antas det at løsningen som er valgt er den mest hensiktsmessige for rørtypen.

Videre vil det bli valgt en trykkklasse for PE-røret. Dette er gjort ut ifra Pipelife sine tabeller for PE-rør. Det ble valgt å gå for en veggtykkelse på 14.7 mm og ytre rørdiameter på 200 mm, som vil tilsvare omtrent 160 mm i indre rørdiameter som det ble beregnet i Kapittel 4.6.3. Ut ifra dette ble det valgt trykkklasse PN10 [87]. Denne trykklassen passer til valgt rørdiameter, i følge NVEs kostnadsgrunnlag [26].

4.6.5 Nettilknytning

For å kunne levere strømmen på kraftledningene må det avtales med nettselskapet om det er nok kapasitet på strømnettet, som skrevet om i Kapittel 2.1.13. I Tyllaldalen er det Klive AS som er netteier, og de har et distribusjonsnett som går gjennom dalføret. Dette er vist med grønn linje i Figur 4.10. Denne linja har spenning på 22kV, og er en høyspentlinje. Tilkobling til denne linjen vil bli med en kraftledning på ca. 575 m. For å selge all strømmen på nettet, må det betales innmatingstariff til Klive, som skrevet i Kapittel 2.5.2. Høyspentanlegg er konsesjonspliktig, og dermed krever denne løsningen mer kompetanse av de som drifter linja. Dette medfører ekstra utgifter, og for et lite kraftverk som det i Tverråa blir, kan dette være lite lønnsomt.



Figur 4.10: Nærliggende kraftlinje og eventuelle koblinger til strømnettet [55]

Det er flere interessenter i nærområdet, deriblant eieren av Høyberget. Det gjør at en mulig løsning kan være at flere grunneiere i nærområdet er med på å bygge ut kraftverket, og skape et eget isolert nettverk. Det fører til at utgiftene ved tilkobling og salg til strømnettet blir borte. Kostandene og driften for denne utbygningen vil disse eierene stå for. Ulempene ved dette er at netttilkoblingen til eiendommene må kuttes, og i perioder det ikke produseres nok strøm kan det ikke kjøpes inn strøm. Dette er ikke optimalt med tanke på at elva fryser på vinteren, slik at det kan være perioder uten produksjon. Det gjør at dette ikke vil være den mest optimale løsningen med tanke på hvordan elva oppfører seg. Overskuddsstrømmen som ikke blir brukt av disse eiendommene kan heller ikke bli solgt videre, men blir borte.

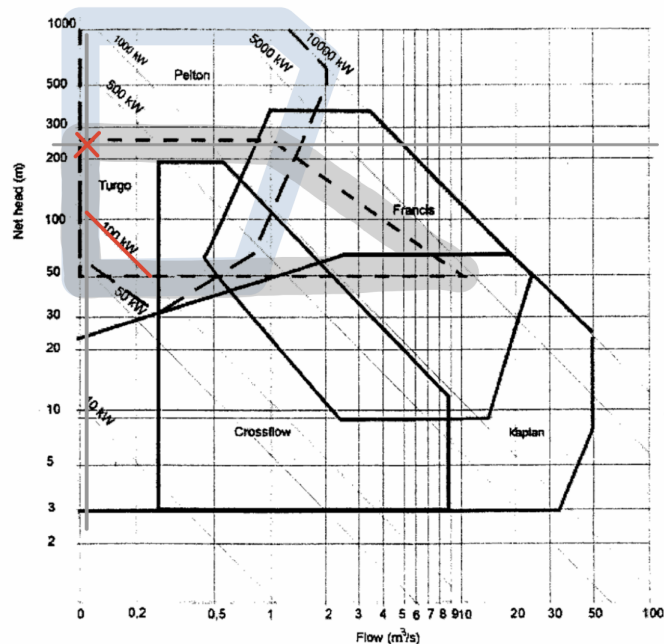
En siste løsning som vil være mer ideell i dette tilfellet, er at strømmen blir sendt direkte til Høyberget, slik at grunneier blir plusskunde hos strømselskapet, som skrevet om i Kapittel 2.1.13. Det gjør at noe av utgiftene for tilkobling til strømmettet faller bort, men også at overskuddsstrømmen kan selges til andre. Nettleien for brukt strøm fra kraftverket vil også falle bort. Tilkobling til hovedsikringen vil kreve en kraftledning på 240 meter, som vist i Figur 4.10, noe som er vesentlig kortere enn ved tilkobling på distribusjonsnettet. Hovedsikringen til Høyberget antas å være på 80 A, siden dette er en melkegård, og denne vil tåle strømmen som sendes inn til gården. Dermed er det netteselskapet som eventuelt må stå for påkostningen for å bygge ut nettlinjen til gården, hvis denne ikke er dimensjonert for strømmen som skal sendes ut på nettet.

4.6.6 Turbin og Generator

Turbin

Kurveoppsettet vist i Figur 2.5 i Kapittel 2.1.8 kan gi en indikator på hvilken turbin type som er mest ideell ved hjelp av fallhøyde og vanngjennomstrømning. I Kapittel 4.6.3 ble vanngjennomstrømningen beregnet til $0.0305 \text{ m}^3/\text{s}$. Netto fallhøyde er 233 m, og dette er gjort på samme måte som fallhøyde med maksimal vannføring, turbinens slukeevne, bare at midlere vannføring er benyttet i stedet. Det er også nyttig å se hvilket område turbineffekten havner i. Turbineffekten er beregnet ved Formel 2.8 og er 101 kW, som vist i Vedlegg D.

I Figur 4.11 er skjæringspunktet mellom fallhøyde og vanngjennomstrømning markert med et rødt kryss. Effekten er markert med en rød strek. Begge ligger innenfor området til både en francis- og peltonturbin.



Figur 4.11: Kurveoppsett for valg av turbin type [9]

For en videre vurdering av hvilken turbintype som er mest gunstig for de gjeldende parameterne, ble fartstallet beregnet ved bruk av Formel 2.6 i Kapittel 2.1.8. For å beregne fartstallet brukes turtallet for turbinen, gitt i omdreininger per sekund. Det ble beregnet ulike fartstall med turtall på 500, 1000, 1500 og 3000 omdreininger per minutt. Verdien på det høyeste fartstallet ble omtrent 0.02, og er dermed betydelig lavere enn skalaen i Figur 4.11 som begynner på 0.1. Dette kommer av at middelavrenningen i Tverrråa er ganske liten, og gir et veldig lavt tall for vannføringen. Denne metoden for valg av turbintype gjelder dermed ikke for parameterne fra Tverrråa.

Som nevnt i Kapittel 2.1.8, brukes peltonturbiner der vannstrømmen har høyt trykk og liten vannmengde, og benyttes derfor ved områder med stor fallhøyde. Tverrråa har en liten elv med lav vannføring, og har relativ høy fallhøyde.

En peltonturbin vil operere mer effektivt ved lav vannføring, mens en francisturbin kan gi høyere effekt under perioder med større vannføring. Det ble derfor tatt en vurdering av vannmengden i Tverrråa gjennom året. Avrenningskartene for Tverrråa er vedlagt i Vedlegg A.3 og A.4. Vannføringen når sitt høydepunkt i mai og juni, men er vanligvis lav gjennom resten av året. For å utnytte disse periodene med lav vannføring, er en peltonturbin det optimale valget. Det er også essensielt å kunne generere energi i månedene med høy etterspørsel, og ikke bare når vannføringen er stor. Dette skyldes at etterspørselen etter kraft er større i vintermånedene, mens den er lavere når vannføringen er høy. Det velges med dette som grunnlag å benytte en peltonturbin.

Peltonturbinen har en maksimal virkningsgrad på 92%, som nevnt i Kapittel 2.1.8. Turbinen bør operere på maksimal virkningsgrad ved middels vannføring for å utnytte vannmengden så effektivt som mulig.

Generator

For dette kraftverket er det bestemt at det skal være en asynkron generator, fordi den har lave kostnader i både innkjøp- og driftsfasen, og i tillegg til at denne er ofte benyttet i kraftverk under 1000 kW. Siden den beste løsningen er at kraftverket skal sende strømmen direkte til Høyberget, må spenningen og frekvensen på strømmen som blir sendt ut av generatoren være riktig. Som skrevet i Kapittel 2.1.9, er nettfrekvensen på 50 Hz og spenningen er 230 eller 400 V inn til vanlige hovedsikringer i hus. Det blir valgt en spenning på 400 V, fordi dette er mest gunstig å produsere i en liten generator.

Turtall og antall poler for generatoren er funnet ved hjelp av Formel 2.6 og Tabell 2.4 i Kapittel 2.1.9. Det er blitt valgt et turtall på 1500 omdreininger/minutt, og dette tilsvarer 4 poler på generatoren. Ved mindre vannmengder er en generator med få poler nødvendig for å kunne få riktig frekvens. En generator med færre poler er også billigere å produsere, dermed vil dette være en god løsning for et mikrokraftverk.

Levetiden på rullelageret i generatoren vil bli 40 000 timer, som skrevet om i Kapittel 2.1.9. På grunn av at det er valgt en peltonturbin for dette kraftverket, har denne ingen tilleggskrefter på generatoren. Dette gjør at lageret blir billigere å få levert, siden det ikke må beregnes for høyere laster. Det er antatt at disse burde byttes ut hvert 4-5 år.

Siden det er valgt en generator som produserer riktig spenning og frekvens for å kunne sende strøm rett inn til hovedsikringen, er det valgt å se bort ifra en transformator i dette kraftverket. Hvis løsningen skulle vært å koble seg på distribusjonslinjen, måtte man hatt en transformator på 0.4/22kV, for å kunne gjøre om strømmen til høyspent.

Foreslått turbingenerator

Etter veiledning fra Ulf Andreassen, daglig leder i Fossingkraft AS, er det kommet fram til en mulig turbingenerator for kraftverket, en Ecowatt Peltonturbin med asynkrongenerator type TPA041. Denne turbingeneratoren virker på fallhøyder mellom 40 til 550 meter, effekt på 3 til 100 kW, en frekvens på 50 Hz, og en spenning på 230 eller 400 V. Dette er parametere som tallene fra Tverråa passer godt inn i. Utformingen på turbingeneratoren vil være som vist på Figur 4.12.



(a) TPA041

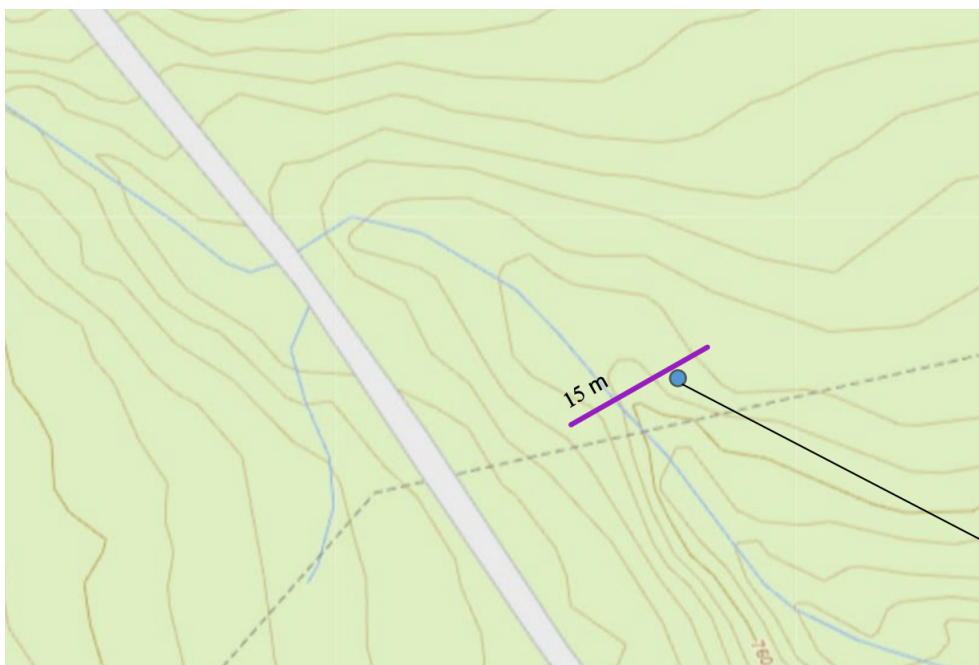
(b) Generator oppheist for inspeksjon av turbin

Figur 4.12: Illustrasjoner av turbingenerator Ecowatt TPA041 [88]

Denne turbingeneratoren er vanligvis utstyrt med 3 faste dyser og 3 dyser som kan åpnes eller stenges ved hjelp av turbiner. Regulering av vannmengde og effekt skjer ved å helt eller delvis stenge en eller flere ventiler. I tillegg til ventiljustering kan vannmengden og effekten ytterligere tilpasses ved å bytte til dyser med ulik strålediameter eller ved å benytte blokkerte dyser. Dette gjør det mulig å tilpasse turbingeneratoren til store variasjoner i strømningsforholdene. Normalt er turbinen og generatoren direkte koblet sammen, ved at løpehjulet direkte er festet til generatorakselen. [88]

4.7 Alternativ 1: Med dam

Det første alternativet som vurderes er med inntaksdam. Dette er for at vannmengden til kraftverket skal kunne reguleres, og at det skal være mer forutsigbar tilgang gjennom hele året. Valgt dam for denne oppgaven er en betongdam på 2.5 m i høyde og en bredde på 15 m, som skissert i Figur 4.13. Betongdam velges fordi dette er den billigste løsningen for Tverråa, det alternativet som krever minst arbeid. Den er godt egnet til en elv med liten vannføring og lite oppdemt areal. Dammen vil festes i fjellgrunnen. Ut ifra arealberegninger fra NVE Atlas gir dette et neddemt areal på 220 m², og et oppdemt volum på 400 m³. Området som blir demt opp, består av skog, så denne må hugges for å kunne få et oppdemt areal. Det må også tas hensyn til veien som ligger ovenfor dammen, men der den er plassert nå, vil ikke veien bli berørt av demningen.



Figur 4.13: Opptegnet demning for Alternativ 1 [76]

Dammen blir utstyrt med en bunntappeluke for å kunne tømme dammen ved behov, som skrevet om i Kapittel 2.1.6. Det vil også bli lagt et minstevannføringsrør i bunnen av dammen, for å kunne sikre at elva ikke blir helt tørrlagt. Dette røret vil dermed dimensjoneres i forhold til minstevannføringen som er beregnet i Kapittel 4.6.2.

Flomløpet vil gå over dammen, og vannet vil føres ned langs den eksisterende vannveien. Siden mye av vannet føres i rør utenfor den eksisterende vannveien, vil ikke en flom føre til veldig store endringer eller utgravinger. Dette kan gi en positiv virkning under flom, ved at elva ikke renner over og skaper ødeleggelser. Sannsynligheten for flom og medianflommen er hentet fra NEVINA og vist i Vedlegg A.5. Medianflommen for årene mellom 1961 og 1990 har vært på 184 l/s km², noe som er mye høyere enn middelavrenningen fra disse årene. Dermed vil en del av flommen renne over, men noe vil også kunne demmes opp.

Ettersom vannet kan lagres opp i perioder med mye nedbør eller vannføring, vil dette gjøre at kraftverket får en jevnere strømproduksjon ved perioder med mindre nedbør. I vedlegg A.3, viser tabellen at det er store variasjoner i løpet av året. Strømproduksjonen kan tilpasses etter forbruket, ved at det lagres opp ekstra vann på natten, og at dette brukes til strømproduksjon på dagen. Lagring over døgn eller uker er nok det som blir mest aktuelt for valgt dam for prosjektet, ettersom størrelsen er liten og det er begrenset hvor mye vann som kan bli spart opp. Det er en stor fordel å lagre vann i kortere perioder, da det ikke går så mye vann eller elektrisitet tapt når det ikke brukes. Dette gjør også at vannstrømmen kan reguleres for å være mest mulig jevn slik at kraftproduksjonen og spenningen blir så stabil som mulig.

Det vil også være positivt med en dam på vinteren, fordi dette gjør at vannet fryser jevnt på overflaten i inntaksdammen, som skrevet i Kapittel 2.1.5. Dette gjør at kraftverket kan driftes en lengre periode utover vinteren, da isklumper ikke dannes og sperrer inntaket. Dette gir også mindre vedlikehold, fordi isen ikke vil skade inntaket på samme måte som det hadde gjort hvis det ikke hadde frosset jevnt.

Det er flere ulemper ved etablering av en dam. Den største er kostnadene knyttet til utbygging, da det er behov for mye mer utstyr og materialer. Det vil også være kostnader ved vedlikehold og drift av dammen, noe som ikke behøves hvis det ikke skal være en dam. Siden det er et areal som blir demt opp, vil dette også være en ulempe for økosystemet, da landområder blir lagt under vann. I dette tilfellet er det er skog som må bli hogd ned for å kunne tilpasse området til å lagre vann.

4.8 Alternativ 2: Uten dam

Det andre alternativet som skal vurderes er et kraftverk uten inntaksdam. For denne løsningen blir det laget en terskel på tvers av elva, som ikke demmer opp noe vann, men leder vannet til inntaket. Terskelen vil bli laget av steinmasse, og den vil ikke være høyere enn at vannet ledes til inntaket. Flomavløpet vil renne over terskelen, så det vil ikke være behov for noe som regulerer dette. For denne løsningen vil det legges et minstevannføringsrør i bunnen av terskelen.

Fordelene ved å ikke bygge ut en dam, er at kostnadene knyttet til byggingen blir lavere. Dette gjør at utbyggingskostnadene tilknyttet kraftverket ikke blir så store, og at det kan virke som en god løsning. Det vil heller ikke bli et oppdemt areal, som gjør at området rundt elva ikke vil bli berørt i like stor grad som i Alternativ 1.

Denne løsningen er det ikke mange andre kraftverk som har gått for, og dermed det dette en løsning som kanskje ikke fungerer så godt i praksis. En av ulempene er at det kan være vanskelig å føre vannet inn til inntaket, uten at mye renner forbi. I perioder med lite nedbør, kan elva bli nesten tørrlagt, og da er det ikke noe som er lagret opp fra perioder med mye vann. I de periodene det er mye nedbør, vil det heller ikke kunne lagres noe ekstra. Dette gjør at kraftverket bare kan ta opp den vannstrømmen det er dimensjonert for, og alt som er ekstra vil gå tapt. Det vil også gi mindre kontroll over hvordan vannstrømmene vil oppføre seg. Dette kan føre til store svinginger i vannstrømmen, som igjen kan føre til en dårligere ytelse fra turbin og generator.

Det kan være et problem med erosjon av elvebunnen der inntaket er plassert, som skrevet i Kapittel 2.1.5. Det har ikke vært mulig med undersøkelse av elvebunnen i Tverråa, men det er antatt at det er fjellgrunn i elva. Dermed vil ikke erosjon under inntaket være et problem i dette tilfellet. Det vil derimot være problematisk med sedimenttransport oppstrøms fra inntaket. Sedimentene kan samle seg opp foran inntaket, og føre til at det kreves mer vedlikehold ved at det må fjernes sedimenter relativt ofte.

4.9 Brukstid

Det er lite avrenning på vinteren, fordi da kommer mye av nedbøren ned som snø og det legger seg på bakken istedenfor at det renner til elva. Dette gjør at elva bli mindre og det er lettere at den blir gjennomfrossen. Etter samtale med Chirag Trivedi, førsteamanuensis ved Institutt for energi- og prosessteknikk, ble det bestemt at elva vil fryse fullstendig under -20 C° , så dette vil være store deler av desember, januar og februar, som vises i Kapittel 2.4 på Figur 2.13. Dermed er det bestemt at disse timene i året skal trekkes fra den totale brukstiden, for å kunne gi en mer reell produksjonstid.

Brukstimene for Alternativ 1 med dam ble antatt å være **2500** dager på sommeren, og **3648** dager på vinteren. Der vinteren dekker månedene mars, april, september, oktober og november. Da er det antatt at kraftverket vil drifte alle timer bortsett fra når elva er fryst. Dette kan skje ved at dammen lagrer opp vannet når det er flom eller større nedbørsmengder, slik at ikke alt av nedbør renner forbi inntaket.

Brukstimene for Alternativ 2 uten dam ble antatt å være **2000** dager på sommeren, og **3400** dager på vinteren. Dette tilsvarer at alternativet uten dam vil ha en brukstid på 21 dager mindre på sommeren og 10 dager mindre på vinteren. For dette alternativet er det færre brukstimer på sommeren, fordi det er antatt at mye av nedbøren i flomperioder vil renne forbi kraftverket, og at det i perioder med lite nedbør ikke vil renne nok vann inn i kraftverket for å overgå turbinens minste slukeevne, slik at det ikke produseres strøm. Det samme er antatt for vinteren, da det er flere perioder med tørke og frosset elv.

4.10 Energiproduksjon

Effekten til kraftverket ved de to alternativene er regnet ut ved bruk av Formel 2.8 i Kapittel 2.1.10. Den totale virkningsgraden ved maksimal vannføring, vannføring beregnet i Kapittel 4.6.3, er antatt til å være 88%. Turbinens virkningsgrad ble satt til å være 92%, etter samtaler med Chirag Trivedi. Generatoren ble satt til en virkningsgrad på 96%, etter antakelser ut ifra teorien om generator fra Kapittel 2.1.9. Til slutt ble netto fallhøyde for maksimal vannføring benyttet, som ble beregnet i Kapittel 4.6.3.

Energiekvivalenten ble regnet ut ved bruk av Formel 2.9 i Kapittel 2.1.10. Netto fallhøyde for midlere vannføring ble 233 m, som ble beregnet i Kapittel 2.1.8. Den midlere virkningsgraden til turbinen ble satt til å være 91%, ved hjelp av Chirag Trivedi. Generatorens virkningsgrad ble satt til 95%, på bakgrunn av teorien om generator. Dette gir en samlet virkningsgrad på 86%. Energipotensialet regnes ut ved bruk av Formel 2.10 i Kapittel 2.1.10. Det årlige tilløpet til inntaket uten tap, $Q_{\text{år}}$, er $961\,848\text{ m}^3/\text{år}$.

Det ble også bestemt å regne ut forventet årsproduksjon, i tillegg til produksjonen på sommeren og vinteren. Dette ble gjort fordi det vil være store forskjeller i produksjonen gjennom året på grunn av variasjonen i den månedlige middelavrenningen som sett i Vedlegg A.4. Forventet produksjon ble beregnet ut ifra Formel 2.11, der energiekvivalenten ble benyttet. Vannmengden ble omgjort fra $\text{m}^3/\text{år}$ til m^3/time . Dette ble gjort for å beregne forventet produksjon med antatte brukstimer. Dette vil få fram forskjellene på et kraftverk med og uten dam, samt at det kommer tydelig fram hvilken effekt de store avrenningsvariasjonene i løpet av året har.

For vannmengden som brukes i utregningene for forventet produksjon, er tapet fra minstevannføring tatt med. Minstevannføringen ble beregnet i Kapittel 4.6.2. Derimot er bruken av varighetskurver for å beregne tapet fra flom og turbin, slik som det ble gjort i NVE sin veileder, erstattet med å regne dette ut i fra antall brukstimer i løpet av året i stedet [9]. Antakelsene for brukstimerne ble fastsatt i Kapittel 4.9. Bruk av varighetskurver ble vurdert som for omfattende for oppgaven, og ikke nødvendig for å gjøre et grovt anslag av energiproduksjon.

Parameterne for energiproduksjonen er presentert i Tabell 4.2.

	Alternativ 1 (med dam)	Alternativ 2 (uten dam)
Effekt (ytelse)	101 kW	101 kW
Energi­ekvivalent, e	0.548 kWh/ m^3	0.548 kWh/ m^3
Energi­potensial, E_{pot}	527 239 kWh/år	527 239 kWh/år
Forventet årsproduksjon	349 406 kWh/år	306 895 kWh/år
Forventet produksjon sommer	142 081 kWh	113 665 kWh
Forventet produksjon vinter	207 325 kWh	193 230 kWh

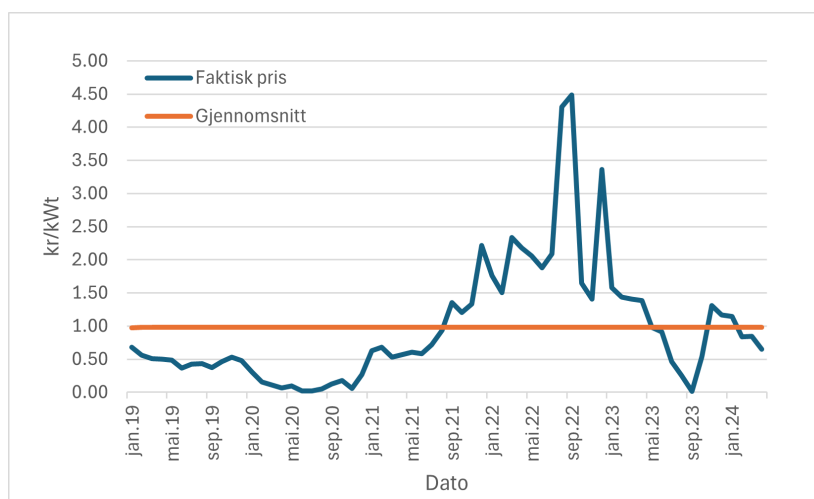
Tabell 4.2: Energiproduksjon for begge alternativene

4.11 Økonomi

Denne delen av oppgaven er en grov økonomisk analyse, for å undersøke om det er lønnsomt med etableringen av kraftverket. Utregningene som er blitt gjort er presentert mer detaljert i Vedlegg E og F.

4.11.1 Strømpriser

Tylldalen ligger i strømområde NO1, så inntektene kraftverket kan få av å selge strømmen vil være basert på strømprisene i dette området. Dette er noe som vil variere veldig, men ved hjelp av Forbrukerrådets data om strømpriser i NO1 de siste fem årene er det blitt tegnet en graf som illustrerer disse svingningene, som vist i Figur 4.14. Gjennomsnittlig strømpris for denne perioden har vært på 0,98 kr/kWh [89]. Etter unormalt lave strømpriser i 2020 på grunn av Covid-19, ble det rekordhøye priser i 2021 og 2022. Strømprisene for de neste årene i denne oppgaven antas å være 80 øre/kWh fra NVEs markedsanalyse, som beskrevet i Kapittel 4.11.1. [90]



Figur 4.14: Strømpriser for NO1 fra 2019 til 2024, med gjennomsnitt [89]

4.11.2 Inntekter og utgifter

Før man kan identifisere om et prosjekt er økonomisk levedyktig på lang sikt, er det hensiktsmessig å gjennomføre en økonomisk grovestimering. En slik økonomisk analyse trenger informasjon om de ulike inntektene og utgiftene. Inntektene vil være et resultat av beregninger rundt energiproduksjonen og en antagelse om energipriser i fremtiden.

For å beregne utgifter er det valgt å først beregne pris ved bruk av priskurver fra NVE sitt kostnadsgrunnlag på hovedkomponentene i utbyggingen. Her er det gjort forutsetninger og antakelser av NVE, som blir lagt i grunn for priskurvene og er forklart i kostnadsgrunnlaget. [26]. Deretter blir det gjort et grovt overslag på hva totalkostnadene vil bli på ved å benytte den prosentvise oversikten over kostnader knyttet til utbygging fra NVE sin veileder for småkraftverk. [9]

Hovedkostnadene som er viktig å tenke på i en slik økonomisk analyse er:

- Utbyggingskostnader
- Drift- og vedlikeholdskostnader
- Kapitalkostnader
- Nettavgifter
- Skatter og avgifter

Det vil bli etterstrebet å oppmuntre til egeninnsats blant grunneiere for å redusere eksterne kostnader, ettersom dette prosjektet vil gjøre at de kan benytte seg av egenprodusert strøm. Dette kan bidra med å redusere behovet for innleid assistanse ved å få gjort forberedende og bygningsmessig arbeid på egenhånd.

Kraftstasjon

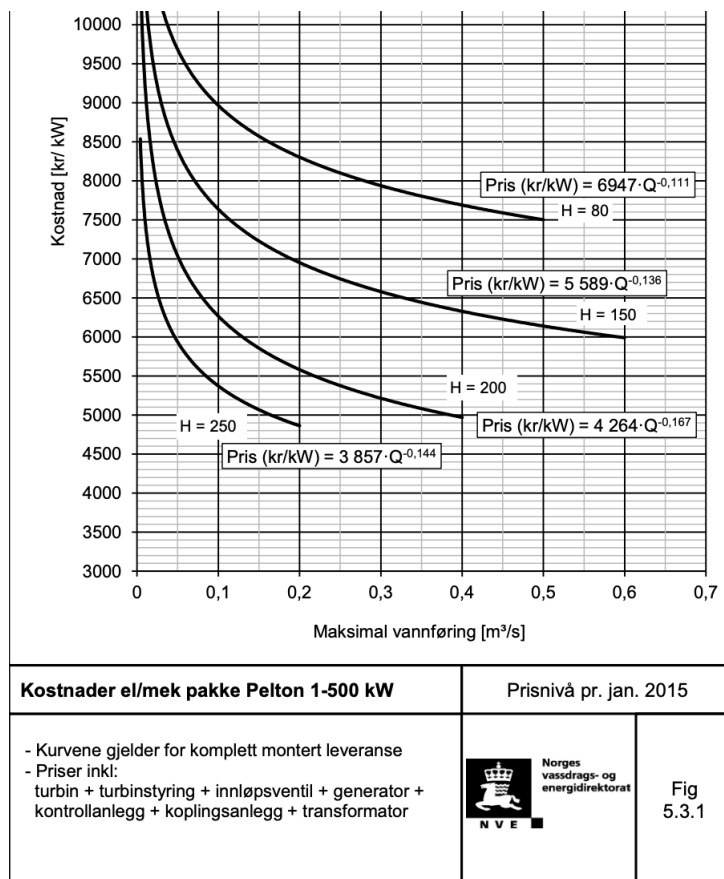
Pris for kraftstasjon kan beregnes med Formel 4.1. NVE har funksjoner som gjelder for en fallhøyde på 100 m og 300 m, derfor er det gjort en forenkling på å runde opp fallhøyden til 300 m.

$$Kraftstasjon_{(H=300m)} = 0.1063Q^3 - 0.8868Q^2 + 3.2627Q + 1.238 \quad (4.1)$$

Q er turbinens slukeevne og er beregnet til å være 0,061 m³/s fra Kapittel 4.6.3. Dermed blir prisen for kraftstasjonen beregnet til 1.43 millioner. Dette er i midlertidig en relativ høy kostnad for et kraftstasjonsbygg til et mikrokraftverk som dette. Ettersom det er konstatert i NVE sin veileder at det er relativt store variasjoner for pris på kraftstasjon, er det valgt å justere denne ned. Det er også tatt bakgrunn i at en tidligere konsesjonssak for et mikrokraftverk har prissatt sin kraftstasjon til 150 000 kr, som er vesentlig mindre [84]. I tillegg ligger slukeevnen til turbinen før definisjonsområdet til grafen i NVEs kostnadsgrunnlag, som gjør verdien mer usikker. Ut ifra dette er det valgt å gå for samme pris som konsesjonssaken på **150 000 kr**.

Elektromekanisk utrustning

Videre kan turbin, turbinstyring, innløpsventil, generator, kontrollanlegg og koblingsanlegg prissettes ved hjelp av Figur 4.15. Dette tilsvarer komplett elektromekanisk utrustning.



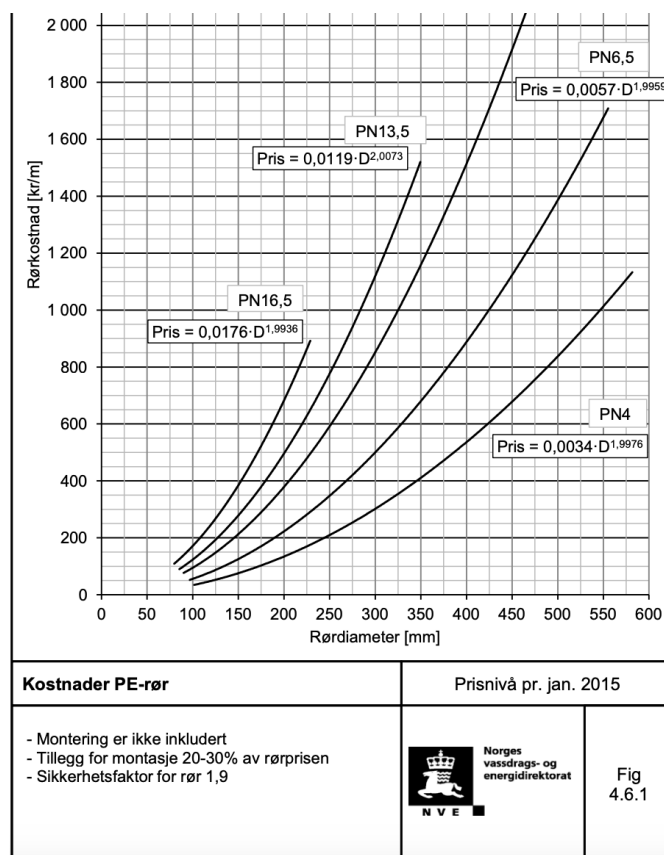
Figur 4.15: Priskurver for turbin med mer [26]

Her brukes kurven for en fallhøyde på 250 m. Fra Figur 4.15 kan prisen da beregnes ved bruk av funksjonen $3\,857 \cdot Q^{-0.144}$. Deretter må den installerte effekten til kraftverket regnes med for å få totalpris, ettersom kostnadene oppgis i kr/kW. Siden det ikke er behov for en transformator, som skrevet om i Kapittel 4.6.6, kan det trekkes fra ca. 60 000 kr fra totalen. Denne prisen er utregnet fra Formel 4.2, hentet fra kostnadsgrunnlaget til NVE. Etter beregninger ble totalprisen for den elektromekaniske utrustningen **523 184 kr**.

$$Transformer_{(P=50-1400kW)} = 0.123P + 48.28 \quad (4.2)$$

Rør og rørgrøft

Når det gjelder rør er det brukt priskurver fra NVE sitt kostnadsgrunnlag der innvendig diameter og trykkklasse (PN) er brukt som parametere. I Figur 4.16 velges funksjonen for trykkklasse 10.5 og rørdiameteren er beregnet til 160 mm. Dette gir en rørkostnad på 242 kr/m. Ettersom rørgata er konstatert til å være 1256 m, fra Kapittel 4.3, blir totalkostnadene for rørgata **303 952 kr.**



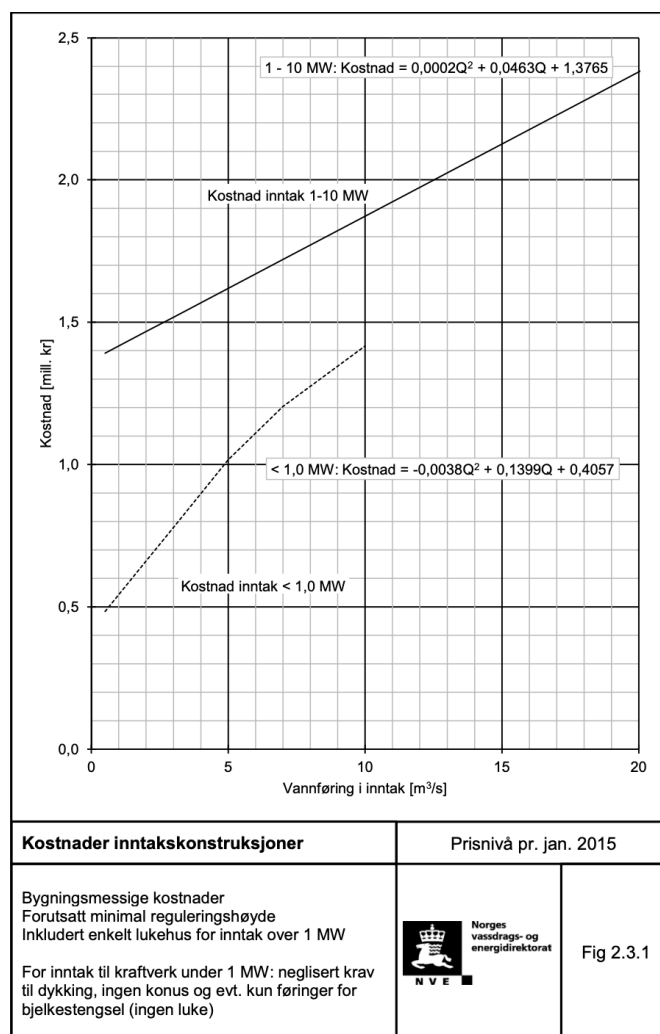
Figur 4.16: Priskurver for PE-rør [26]

Utforming av rørgrøfta vil også følge anbefalinger fra NVEs kostnadsgrunnlag. Her er det beregnet med entreprenørkostnader for graving, sprenging og tilbakefylling fra 30 cm over røret. Bunnbredden på rørgata beregnes ved å ta rørdiameter pluss 1.0 m. Dermed blir bunnbredden på prosjektets rørgate 1.16 m. Dybden på grøfta vil være omtrent rørdiameteren pluss 30 cm tilbakefylling over røret, altså 0.46 m for dette prosjektet. I tillegg kommer det et tillegg for montasje på 20-30% av rørprisen, der det for dette prosjektet er valgt 20% ettersom rørgata er relativt liten. Dermed blir totale montasjekostnader **60 790 kr.**

De minste dimensjonene i pristabellen er en grøft med dybde og bredde på 1.5 m. Disse dimensjonene gir en pris på jordgrøft til 1380 kr/lm. Ettersom prosjektets grøft er betydelig mindre enn dette, blir dette antatt at denne prisen kan senkes til 700 kr/lm. Ettersom rørgata er konstatert til å være 1256 m, blir da totale kostnader for grøfta **879 452 kr.** Da vil totalkostnadene for montasje og grøft bli **940 242 kr.**

Inntakskonstruksjon

For mindre vannkraftanlegg, som Tverråa, kan det benyttes inntakskonstruksjoner bestående av inntaksmagasin, en inntaksrist/sil og stengemulighet. I tillegg til inntakskonus og et enkelt overbygg. Konstruksjonen inkluderer ikke varegrind, grindrensker og luker, og dette vil ikke regnes med i kostnadsestimeringen av hovedkomponentene i og med at det kun skal gjøres et grovt overslag og disse komponentene utgir ikke de største kostnadene [9]. Figur 4.17 viser priskurve for inntakskonstruksjoner, som er basert på erfaringstall fra NVE.



Figur 4.17: Priskurver for inntakskonstruksjon [26]

Ettersom vannmengden i inntaket er beregnet til å være 0.0305 m³/s fra Kapittel 2.1.8, settes dette inn i Formelen for kostnader for kraftverk under 1 MW fra Figur 4.17. De totale kostnadene blir da **409 963 kr**.

Terskelen som skal bygges ut til Alternativ 2, som diskutert i Kapittel 4.8, er valgt å prissettes til **10 000 kr**. Dette er basert på egne antakelser om hva en slik konstruksjon kan koste, ettersom det var vanskelig å finne tidligere estimater på dette.

Dam

For Alternativ 1 med dam må også kostnader for denne konstruksjonen tas med. Det er valgt å gå for en betong platedam, som nevnt i Kapittel 4.7. NVE har en kostnadskurve som angir pris pr. løpemeter dam, som er brukt for å få en omtrentlig pris på dammen. Funksjonen er som vist i Formel 4.3 og varierer med damhøyde. Fra Kapittel 4.7 er damhøyde valgt til 2.5 m og dambredde 15 m. Totalprisen blir da **532 663 kr** for dam.

$$\text{Dam} = 61.877 \cdot H^3 - 434.99 \cdot H^2 + 11845 \cdot H + 7650.2 \quad (4.3)$$

Andre kostnader

Videre må vedlikeholdskostnader beregnes, og dette kan gjøres ved erfaringer gjort av NVE som har satt kostnadene til normalt 2-3 øre/kWh. NVE har også satt driftskostnader til å ligge på 3-6 øre/kWh. Det blir valgt å velge de laveste mulig verdiene, ettersom kraftverket er et mikrokraftverk.

For Alternativ 1 er antall kWh per år er beregnet til 349 406, som gir driftskostnader lik **10 482 kr** per år og vedlikeholdskostnader lik **6 988 kr** per år. For Alternativ 2 er antall kWh per år er beregnet til 306 895, som gir driftskostnader lik **9 207 kr** per år og vedlikeholdskostnader lik **6 137 kr** per år.

Tynset kommune har satt eiendomsskatten for kraftverk til å være 7‰ av de totale utbyggingskostnadene, for perioden 2020 til 2030. Dette er tatt med i beregningene. [91]

Hvis det blir nødvendig å kjøpe strøm som plusskunde må nettleie betales. Nettleien blir bestemt utifra samme pris som en konsesjonssøknad for et annet mikrokraftverk, og blir satt til 20 øre/kWh [84]. For å kunne mate strøm inn på kraftnettet, betales bare energileddet i innmatingstariiffen når produsenten er plusskunde. Dette leddet er beregnet til å være på 5 øre/kWh [92].

Prissetting for anleggsvei er valgt å utelates for denne oppgaven. Dette er begrunnet med at det allerede er eksisterende veier som ligger i umiddelbar nærhet til både kraftstasjon og til inntaket. Når det gjelder anleggsvei langs rørgata er dette også valgt å utelate, ettersom det allerede er lagt til et tillegg for montasje av rørgaten. I tillegg er totalprisen for rørgate og grøft allerede relativt høy for et kraftverk som i utgangspunktet har relativt liten rørdiameter.

Kostnadene knyttet til utbyggingen kan også i grove trekk bli fordelt i prosentandel på hovedelementene som beskrevet under i Tabell 4.3. Dette vil naturligvis variere betydelig avhengig av prosjektets spesifikke behov og krav, samt hva ulike leverandører tilbyr av pris og kvalitet.

Tabell 4.3: Prosentvise hovedutbyggingskostnader [9]

	%
Adkomst til kraftstasjon og inntak	1-5
Dam og inntak	5-10
Vannvei	10-15
Turbin + turbinstyring + ventil	20-30
Generator + kontroll- og apparatanlegg + transformator	15-25
Linjetilknytning	5-15
Kraftstasjonsbygning	2.5
Adm., kontrakter og planlegging + byggeledelse	7-10

Kostnadene som står igjen ved å følge Tabell 4.3 er linjetilknytning, administrativt og adkomst til kraftstasjon og inntak. Etersom det allerede er eksisterende veier både i nærheten av inntak og uttak settes denne posten til 1%. Videre settes administrativt og kraftlinjen til å være henholdsvis 7% og 5%, ettersom kraftverket er lite i størrelse. Disse prosentene er valgt å regnes ut ifra totalkostnadene på de andre postene, ettersom de postene dekker nesten hele prosentandelen for de totale utbyggingskostnadene. Til slutt vil de totale utbyggingskostnadene bli **3 162 558 kr** for Alternativ 1, og **2 629 895 kr** for Alternativ 2.

Kjøp og salg av strøm

Det målte strømforbruket de to siste årene for de nærliggende gårdene Engen og Høyberget ligger i Vedlegg B.2 og B.1. Som skrevet i teksten i Vedlegg B.1, brukes det lite strøm på Høyberget på grunn av vedfyringsanlegg. Dette står for ca 80% av oppvarmingen, og hvis det sammenlignes med tall fra forbruket til Engen, som har ca 80% mer i strømforbruk per år vil også Høyberget bruke mer strøm ved utbygging av et kraftverk. For et år med produksjon, med unntak av vintermånedene hvor elva er frosset, vil Høyberget kunne hente forbruket sitt direkte fra kraftverket. Dette tilsvarer et forbruk på cirka 75 000 kWh, som vist i Vedlegg C.

De siste to årene har Høyberget betalt henholdsvis 21 674 kr og 45 461 kr i strøm, se Vedlegg C. Denne prisen er antatt å være bare 20% av forbruket eiendommen hadde hatt, hvis det ikke hadde vært benyttet vedfyring, men bare strøm. Det antas dermed at den totale strømprisen ville vært på mellom 100 000 og 225 000 kr per år. Grunneieren må kjøpe inn strøm for vintermånedene siden det ikke produseres strøm på denne tiden av året. Dette medfører en årlig kostnad på omtrent 24 000 kr, i tillegg til nettleie på 6 000 kr. Resten av året trengs det imidlertid ikke å kjøpe strøm, noe som kan føre til en potensiell inntjening på over 60 000 kr. Denne inntjeningen tar heller ikke hensyn til eventuell nettleie og andre avgifter som måtte ha blitt betalt, dermed er denne inntjeningen potensielt større.

4.11.3 Økonomisk analyse

Ved å bruke energikostnad og nåverdi, er det gjort en grov økonomisk analyse for å finne ut om prosjektet vil være lønnsomt. I tillegg er de tekniske aspektene også vurdert for begge alternativene.

Energikostnad

Energikostnadene er en indikator på om det er lønnsomt å bygge kraftverket i forhold til investeringskostnadene og en levetid på 30 år, som skrevet i Kapittel 2.5. Det er beregnet en energikostnad for for begge alternativene. For Alternativ 1 ble det beregnet en energikostnad på **30 øre/kWh**, og for Alternativ 2 ble det beregnet til **29 øre/kWh**. Dermed er begge kraftverkene med god margin innenfor NVEs gjennomsnitt på 36.10 øre/kWh, noe som tyder på at utbyggingen vil lønne seg med tanke på mengde kraft som vil bli produsert.

Derimot bør prisen per kilowatttime over ett år ikke overstige 5 kr, som nevnt i Kapittel 2.2. I dette prosjektet vil denne prisen være på rundt **9 kr/kWh** for begge alternativene, som vil si at det ikke blir anbefalt å gjennomføre utbyggingen.

Nåverdi

For nåverdiberegningene er Excel sin nåverdifunksjon benyttet. Det er også antatt en kapitaliseringsrente på 7% og at investeringen har en levetid på 30 år. Dette kommer fra anbefalinger fra NVE sin veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk. Det er lagd en fullstendig oversikt i Excel over det endelige regnskapet for den grove økonomiske analysen, dette er lagt ved i Vedlegg F. Disse resultatene kan brukes som en del av vurderingen om prosjektet bør gjennomføres, og hvilket alternativ som eventuelt bør velges.

Resultatet fra nåverdiberegningene viser at for Alternativ 1 vil nåverdien av overskuddet bli 1 690 074 kr. Deretter trekkes utbyggingskostnadene for dette alternativet på 3 162 558 kr fra dette, og da vil den endelige nåverdien av hele prosjektet bli **-1 472 484 kr**. Det vil si at i følge nåverdimetoden, vil dette alternativet gå kraftig i underskudd etter en levetid på 30 år. For Alternativ 2 vil nåverdien av overskuddet bli 1 366 211, og den endelige nåverdien av hele prosjektet blir da **-1 273 685 kr**. En fullstendig oversikt over alle utbygningskostnadene, inntektene og kostnadene som er brukt til nåverdiberegningene finnes i Vedlegg F.

Begge alternativene, vil altså ifølge nåverdimetoden føre til et kraftig underskudd. Derimot er det en anbefaling i NVE sin veileder for småkraftverk at dersom kraften er for eget bruk, kan verdien på kraften og da investeringsgrensen settes til det dobbelte. Ettersom det etablerte kraftverket ikke skal sende produsert strøm direkte ut på hovednettet, og da slipper å betale for strøm og nettleie, kan denne anbefalingen være relevant å ta med i vurderingen.

Hvis nåverdien av overskuddet dobles som beregnet ovenfor, vil Alternativ 1 få en ny total nåverdi på **217 590 kr** og Alternativ 2 på **92 527 kr**. I forhold til nåverdiberegningene som ble gjort tidligere, vil begge investeringene være lønnsomme. I tillegg vil Alternativ 1, med dam, være mer lønnsomt enn uten dam, i motsetning til den forrige nåverdiberegningen.

Dette kommer altså av at når investeringsgrensen dobles, vil det være en mulighet å ha høyere utbyggningskostnader. Ettersom utbyggningskostnadene per kWh var høye, kan denne antakelsen rettferdiggjøre at prosjektet kan være lønnsomt til tross for dette. Antakelsen gjør også at overskuddet vil ha en større betydning i beregningen, og ettersom Alternativ 1 har et større årlig overskudd enn Alternativ 2, vil alternativet med dam få en større verdi enn uten dam.

I realiteten vil det nok være mer sannsynlig at Alternativ 1 er det som vil være mest aktuelt, siden den tekniske løsningen for et kraftverk uten dam er et usikkerhetsmoment, som diskutert i Kapittel 4.8. Denne løsningen vil også gi en større forsyningssikkerhet til gården ettersom det er mulighet for å lagre opp vann over kortere perioder. Gården er også avhengig av jevn tilgang til strøm hele året for å kunne drifte, så forsyningssikkerhet vil sannsynligvis være en viktig faktor.

Det er gjort mye antakelser og grove estimater for å prissette de ulike komponentene, også for å beregne kostnader og inntekter. Kostnader, som anleggsvei, er utelatt fra beregningene, og disse kostnadene kan i utgangspunktet være store. Likevel er det også en sannsynlighet for at utbyggingskostnadene er overestimert, ettersom Ulf Andreassen beregnet kostnadene for Alternativ 1 til å ligge på omtrent 2.5 millioner, som er en del mindre enn det som ble beregnet. Dette fremkommer i Vedlegg G.

4.12 Feilkilder

Dette kapittelet gir en gjennomgang av de sentrale feilkildene som kan påvirke valgene, dimensjoneringene og de økonomiske beregningene som er gjort i oppgaven.

4.12.1 Nedbørsfeltparametere

Nedbørsfeltparameterene som er brukt i beregningene for denne oppgaven er hentet fra NEVINA. Her blir parametere generert på naturlige feltgrenser, altså at det ikke tas hensyn til eksisterende reguleringer i feltet. Feltparametere, lavvannsindekser og flomverdier er beregnet automatisk og inneholder en varierende grad av usikkerhet. For å oppnå mer nøyaktige resultater er det gunstig å supplere med fysiske målinger og innsamling av data fra den spesifikke lokasjonen. Mangelen på fysiske målinger og erfaringstall kan dermed føre til noe avvik og unøyaktighet, og blir en feilkilde for denne oppgaven.

4.12.2 Valg av komponenter og plassering

Denne oppgaven tar for seg etableringsprosessen av et kraftverk i tidlig fase, og det blir derfor gjort en del forenklinger. Utbygging av et vannkraftverk er et komplekst prosjekt. Det kan derfor være lurt med innsyn fra eksperter fra ulike fagfelt. For å sikre en vellykket gjennomføring og optimal ytelse av kraftverket, bør komponentene i kraftverket ideelt sett dimensjoneres av erfarne fagfolk.

Det er anvendt en forenklet metode for å beregne rørdiameter og tverrsnitt i denne oppgaven, hvor en fast rørdiameter antas gjennom hele vannveien. Imidlertid kan dimensjoneringen av rørene i praksis være en mer kompleks prosess, der rørene kan deles opp basert på ulike trykknivåer med hver sin optimale diameter, som beskrevet i Kapittel 2.1.7. Denne tilnærmingen kan bidra til å minimere tap og føre til en mer optimal effektivitet. Derfor anses forenklingen av beregningene som en potensiell feilkilde for denne oppgaven.

For vurdering i valg av plassering av kraftverket, inkludert inntak, uttak og hvor rørgaten skal plasseres, er det benyttet topografiske kart og geografisk data. Disse verktøyene gir verdifull informasjon om terrengets karakteristikk, slik som høydeforskjeller, naturlige hindringer og mulige ruter for vanntransport, slik skrevet om i Kapittel 3.2. Imidlertid er det viktig å erkjenne at valget av rørgate og vannvei basert på kart og topografi kan være en kilde til usikkerhet. Selv om topografiske kart gir nyttig informasjon, kan de ikke alltid gi en fullstendig og nøyaktig representasjon av terrenget. Det er viktig å kombinere bruk av topografiske kart og geografisk data med feltarbeid og terrengundersøkelser for å få en fullstendig forståelse av terrenget, og da dette ikke er inkludert i valgene tatt for denne oppgaven anses det som en feilkilde.

4.12.3 Strømpris

Langsiktige analyser av kraftmarkedet, som den utført av NVE forklart i Kapittel 2.5.1, tar hensyn til en rekke faktorer og usikkerheter. Disse usikkerhetene gjør det vanskelig å nøyaktig forutsi fremtidige priser. Selv om NVE har kommet med estimater for fremtidige kraftpriser, er det viktig å merke seg at disse estimatene også er behersket av usikkerheter. For eksempel kan endringer i politikk, teknologi eller markedsforhold føre til betydelige avvik fra estimatene.

For å få en indikasjon på hvordan fremtidige strømpriser oppfører seg, blir det sett på historiske priser. Likevel er det viktig å erkjenne at det er en betydelig grad av usikkerhet knyttet til fremtidige priser, da ingen kan nøyaktig forutsi hva som vil skje. Det blir antatt en konstant strømpris for fremtiden i denne oppgaven, selv om den trolig vil reflektere samfunnets økonomiske indeks og variere fra år til år. Dette påvirker den faktiske lønnsomheten til vannkraftverket over dens levetid.

4.12.4 Investeringskostnader

Investeringskostnadene for de ulike komponentene og aspektene ved etableringen er hentet fra NVE sitt kostnadsgrunnlag for 2015. Det kan imidlertid argumenteres at kostnadsgrunnlaget er en pålitelig kilde for å estimere kostnadene knyttet til kraftverksprosjekter, da det er basert på faktiske erfaringstall fra bransje og tidligere bygde kraftverk. Kostnadsgrunnlaget er ansett som den beste kilden etter å ha undersøkt andre muligheter, men det er viktig å erkjenne at kostnader direkte gitt av en leverandør eller en entreprenørbedrift er mer nøyaktig.

Det er også viktig å bemerke at kostnadsgrunnlaget er fra 2015, og per oppgavens skrivetidspunkt er det ni år siden. I løpet av den tiden har det vært inflasjon i samfunnet, noe som mest sannsynligvis vil føre til negativt utslag på den totale kostnaden. Det knyttes derfor en usikkerhet til den beregnede investeringskostnaden. Grunnet omfang og begrensinger for denne oppgaven, er ikke dette tatt hensyn til i beregningene, men viktig å erkjenne.

4.13 Videre arbeid

For videre arbeid er det mye i denne oppgaven som er overførbart til etablering av småskala vannkraftverk generelt. Samtidig som oppgaven er spesifikk for Tverråa, kan prinsippene for økonomisk analyse, vurdering av miljøpåvirkning, teknologiske løsninger og bærekraftsvurderinger være relevante for lignende prosjekter andre steder. Dermed kan funnene fra denne studien gi verdifull innsikt og praktiske retningslinjer for planlegging og gjennomføring av småskala vannkraftprosjekter i andre områder med tilsvarende forhold.

For mer nøyaktig data for Tverråa, kan det videre bli gjort målinger direkte i elva. Det burde måles vannføring gjennom hele året, for å kunne bestemme en bedre middel og maksimal avrenning. Det vil også kunne gi en bedre indikator på når og om elva vil fryse helt. For plassering av både inntak og kraftstasjon, kan en befaring på stedet gi mer informasjon om området, og om det er andre steder som kan være mer hensiktsmessig å bruke i forhold til f.eks vei og natur. Det kan også gjøres målinger for berggrunnen, som kan gi bedre svar på hvordan dammen burde plasseres, og hvor rørgaten burde graves ned.

For denne oppgaven har det blitt valgt hvilken type generator og turbin som best passer parametrene fra Tverråa. Imidlertid vil videre arbeid kunne fokusere på en enda mer presis dimensjonering av disse komponentene. Ved å utføre mer detaljerte målinger og simuleringer kan man oppnå en bedre forståelse av vannkraftpotensialet og dermed optimalisere dimensjoneringen av både turbin og generator. Det er viktig å vurdere andre dimensjoneringsaspekter, for eksempel effektivitet av turbinen og generatoren. Dette kan inkludere valg av materialer, design av turbinblad og magnetiske egenskaper for generatoren. Dette vil bidra til å maksimere energiproduksjonen, men også sikre at de valgte komponentene er effektive og pålitelige i drift. Det er viktig å ta hensyn til både økonomiske ressurser og miljømessige hensyn i denne videre dimensjoneringsprosessen.

For å få et mer nøyaktig kostnadsgrunnlag, burde det for videre arbeid hentes informasjon og priser direkte fra leverandører. Dette er fordi mange av løsningene skreddersys kraftverket, og det er store forskjeller på ulike lokasjoner. Kostnadene vil også bli gitt i priser som passer dagens marked bedre, siden kostnadsgrunnlaget fra NVE er fra 2015.

For videre arbeid er det hensiktsmessig å sammenligne resultatene fra Ulf Andreassen med de funnene som gruppen har kommet fram til gjennom egne beregninger og vurderinger i større grad. Se Vedlegg G for Ulf sin evaluering av vassdraget i Tverråa. Sammenligningen av disse to settene med data kan gi verdifull innsikt og bidra til en mer detaljert evaluering av potensialet og lønnsomheten til etableringen av kraftverket. Bruken av eksterne fagpersoner i bransjen er en verdifull ressurs, da deres erfaring og ekspertise kan bidra til å belyse ulike aspekter ved prosjektet og gi ytterligere innsikt for videre analyse og planlegging.

5 Konklusjon

Vurderingen av energiproduksjonen for vannkraftverket har resultert i to alternativer, ett med og ett uten dam. For begge alternativene er det gjort tekniske bergeneringer for å kunne velge hvilke komponentene som skal inngå i kraftverket. Med en vannmengde på $0.03 \text{ m}^3/\text{s}$, og brutto fallhøyde på 247 m har begge alternativene en beregnet effekt på 100 kW. Det er valgt en vannvei med rørdiameter 160 mm, som fører til en peltoneturbin med en asynkron generator, for å kunne maksimere kraftproduksjonen. Alternativ 1, med dam, har en forventet årsproduksjon på omtrent 340 000 kWh. Alternativ 2, uten dam, har en forventet årsproduksjon på omtrent 307 000 kWh. Alternativet med dam gir høyere produksjon både årlig og sesongmessig.

Alternativ 1, som inkluderer bruk av dam, fremstår som den mest hensiktsmessige løsningen. Det er derfor besluttet å velge et kraftverk med dam for Tverrråa. Grunnlaget for avgjørelsen er at Alternativ 1 viste positiv nåverdi etter investeringsgrensen ble justert opp, og i tillegg var energikostnaden innenfor anbefalt område. Videre hadde denne løsningen en bedre teknisk utforming enn Alternativ 2. Dette gjelder både med tanke på at en dam vil kreve mindre vedlikehold enn en terskel og at den gir en høyere brukstid på kraftverket. Dammen regulerer vannstrømmen, sikrer en jevnere produksjon og øker effektiviteten.

Det er besluttet at alternativet ikke vil ha for store miljøkonsekvenser for å gjennomføres på bakgrunn av informasjonen som er innhentet for kraftverket. Forutsetningen for dette er at det blir vist forsiktighet under etableringen av kraftverket, og da spesielt med tanke på graving. Likevel vil det være nødvendig med en mer omfattende miljøanalyse av området, for å innhente mer informasjon om hvilke arter og naturtyper som kan bli påvirket av utbyggingen.

De økonomiske beregningene indikerer at etablering av et småskala vannkraftverk kan være økonomisk lønnsomt over en 30-års periode dersom investeringsgrensen dobles. Imidlertid befinner prosjektet seg på grensen til lønnsomhet, og flere faktorer tilsier at det ikke nødvendigvis vil være økonomisk fordelaktig. Usikkerheter i kostnadsanslag og inntektsprognoser spiller en vesentlig rolle i denne vurderingen. Beregningene for denne oppgaven gir likevel et solid utgangspunkt for videre undersøkelser og diskusjoner.

Samlet sett peker funnene mot at potensialet for lønnsomhet eksisterer, men med betydelige forbehold. En mer detaljert analyse vil kunne gi en klarere indikasjon på prosjektets langsiktige økonomiske levedyktighet.

Referanser

- [1] A. Bjartnes og L. P. Michelsen. *Netto null er den styrende normen*. Tekn. rapp. Notat nr. 05/2020. Norsk klimastiftelse, 2020. URL: https://api.klimastiftelsen.no/wp-content/uploads/2020/12/NK_notat_5_2020_Energimeldingen.pdf (sjekket 08.02.2024).
- [2] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Vannkraft*. Mar. 2024. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/> (sjekket 19.01.2024).
- [3] Det kongelige olje-og energidepartement. *Retningslinjer for små vannkraftverk*. Tekn. rapp. ISBN: 978-82-997600-0-3. Jun. 2007. URL: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/retningslinjer-for-sma-vannkraftverk-komplett.pdf (sjekket 14.02.2024).
- [4] A. Voksø mfl. *Beregning av potensial for små kraftverk i Norge*. Tekn. rapp. 19:2004. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2004. URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2004/rapport2004_19.pdf (sjekket 08.02.2024).
- [5] Ung energi. *Hva er vannkraft*. Mai 2023. URL: <https://ungenergi.no/energikilder/hva-og-vannkraft/hva-er-vannkraft/> (sjekket 16.02.2024).
- [6] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Mini-, mikro og småkraftverk*. Jan. 2024. URL: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/mini-mikro-og-smaakraftverk/> (sjekket 08.02.2024).
- [7] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Forutsetninger for estimering av kostnader for kraftproduksjon*. Tekn. rapp. Norges vassdrag- og energidirektorat, okt. 2023. URL: <https://www.nve.no/media/16311/forutsetninger-for-estimering-av-kostnader-for-kraftproduksjon.pdf> (sjekket 13.05.2024).
- [8] Tor Morten Sneve. *Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet*. Tekn. rapp. 8/2005. Norges vassdrag- og energidirektorat, apr. 2005. URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2005/rapport2005_08.pdf (sjekket 13.05.2024).
- [9] B. Fladen, D. Bachke og E. Holmqvist. *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Tekn. rapp. 1:2010. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2010. URL: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf (sjekket 09.02.2024).
- [10] Norges vassdrags- og energidirektorat. *NEVINA Nedbørfelt-Vannføring-INdeks-Analyse*. 2023. URL: <https://nevina.nve.no/> (sjekket 19.01.2024).
- [11] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Minstevannføring*. Jul. 2021. URL: <https://www.nve.no/energi/tilsyn/miljoetilsyn-vassdragsanlegg/minstevannforing/> (sjekket 30.04.2024).
- [12] J. H. Halleraker. *alminnelig lavvannføring*. Aug. 2021. URL: https://snl.no/alminnelig_lavvannf%C3%B8ring (sjekket 30.04.2024).
- [13] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Veileder til vannressursloven og NVEs behandling av vassdrags- og grunnvannstiltak*. Tekn. rapp. 1:2021. 2021. URL: https://nve.no/media/15675/veileder2021_01-1.pdf (sjekket 15.02.2024).

- [14] Norsk Vassdrag og Energidirektorat. *Isproblemer ved kraftverk*. Jun. 2021. URL: <https://www.nve.no/vann-og-vassdrag/vannets-kretsloep/is-i-elver-og-vann/isforhold-i-vassdrag/isproblemer-ved-kraftverk/> (sjekket 02.05.2024).
- [15] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Introduksjon til klassifisering*. Jul. 2021. URL: <https://www.nve.no/energi/tilsyn/damsikkerhet/introduksjon-til-klassifisering/> (sjekket 01.03.2024).
- [16] G. H. Midttømme mfl. *Veileder til damsikkerhetsforskriften*. Tekn. rapp. 3:2014. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2014. URL: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf (sjekket 14.03.2024).
- [17] Damsikkerhetsforskriften. *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg (damsikkerhetsforskriften)*. FOR-2009-12-18-1600. Lovdata, des. 2009. URL: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-12-18-1600/**0 (sjekket 16.02.2024).
- [18] I. Elstad mfl. *Retningslinjer for stenge og tappeorganer, rør og tverrslagsporter*. Tekn. rapp. 1:2011. Norsk Vassdrag og Energidirektorat, 2011. URL: https://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2011/retningslinjer2011_01.pdf (sjekket 19.03.2024).
- [19] L. Lia og L. Jenssen. *Grunne inntak*. Tekn. rapp. 6:2003. NVE, 2003. URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2003/rapport2003_06.pdf (sjekket 18.03.2024).
- [20] Lars Jenssen mfl. *Inntakshåndboken*. Tekn. rapp. 1:2006. Norges vassdrag- og energidirektorat, apr. 2006. URL: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2006/veileder2006_01.pdf (sjekket 06.05.2024).
- [21] A. Kjølle mfl. *Veileder i kvalitetssikring av små vannturbiner*. Tekn. rapp. 1:2007. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2007. URL: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2007/veileder2007_01.pdf (sjekket 09.02.2024).
- [22] Brødrene Dahl. *Luker til småkraftverk*. Tekn. rapp. URL: <https://katalog.dahl.no/dahl/dahl/vasskraft/luke-til-smaakraftverk/?Page=6&page=2> (sjekket 07.05.2024).
- [23] Nortech. *FORSKJELLEN MELLOM KULEVENTIL OG SPJELDVENTIL*. Jan. 2021. URL: <http://no.nortech-v.com/news/difference-between-ball-valve-and-butterfly-valve/> (sjekket 16.04.2024).
- [24] V. Enersen. "Planlegging av Fardalselvi kraftverk". Norsk. Bachelor. Førde: Høgskulen i Sogn og Fjordane, jun. 2015. URL: https://hvlopen.brage.unit.no/hvlopen-xmlui/bitstream/handle/11250/286119/Enersen_B%20Nystuen_Aker_Bakken.pdf?sequence=1 (sjekket 19.05.2024).
- [25] L. Erikstad, D. Hagen og E. Stenslie. *Miljøvirkninger av småskala vannkraft*. Brosjyre Nr. 3, 2011. Publisher: NINA. NORSKOG og NINA, 2011. URL: <https://www.nina.no/archive/nina/PppBasePdf/NINA-Infomateriell%202011%20Erikstad%20Milj%20virkninger%20Brosjyre%20Bilag%20til%20Sm%20kraftnytt%203%202011.pdf> (sjekket 08.02.2024).

- [26] Norconsult AS. *Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg*. Tekn. rapp. 40:2016. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2016. URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_40.pdf (sjekket 22.03.2024).
- [27] A. Kjølle. *Hydropower in Norway*. NTNU, 2001. URL: <https://www.ntnu.no/documents/381182060/641036380/Mechanical+Equipment+Kjolle+ny.pdf/83c2e69f-de23-4579-b5d5-4f3ed1ca4660>.
- [28] Store norske leksikon. *Peltonturbin*. Feb. 2019. URL: <https://snl.no/peltonturbin> (sjekket 08.05.2024).
- [29] Vlad Hasmatuchi. “Hydrodynamics of a Pump-Turbine Operating at Off-Design Conditions in Generating Mode”. Engelsk. Ph.d.-avh. école polytechnique fédérale de lausanne, jul. 2012. URL: <https://infoscience.epfl.ch/record/180203?ln=en&v=pdf> (sjekket 08.05.2024).
- [30] Department of Mechanical Engineering. *Hydraulic Turbines (Pelton Wheel, Francis Turbine and Kaplan Turbine)*. URL: https://archive.nptel.ac.in/content/storage2/courses/112104117/ui/Course_home-lec31.htm (sjekket 08.05.2024).
- [31] UngEnergi. *Hvordan virker en generator?* Aug. 2022. URL: <https://ungenergi.no/energibaerere/elektrisitet/generator/> (sjekket 20.03.2024).
- [32] A Glyseth. *Asynkronmotoren*. URL: <https://el3.no/automasjon/komponenter/asynkronmotoren/> (sjekket 20.03.2024).
- [33] Jørn Fremstad og Juliet Landrø. *Ny metode «bremser» mer kraft ut av turbin og generator*. Des. 2022. URL: <https://www.forskning.no/energi-innovasjon-norsk-institutt-for-naturforskning/ny-metode-bremser-mer-kraft-ut-av-turbin-og-generator/2115321> (sjekket 18.04.2024).
- [34] K. Hofstad. *Effekt (Energi)*. Des. 2021. URL: https://snl.no/effekt_-_energi (sjekket 14.03.2024).
- [35] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Vannkraft – tilknytning til strømmettet*. Feb. 2024. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/stroemnett/regler-for-tilknytning-av-forbruk-og-produksjon-av-stroem-til-stroemnett/vannkraft-tilknytning-til-stroemnett/> (sjekket 21.03.2024).
- [36] Vannressursloven. *Lov om vassdrag og grunnvann*. LOV-2023-04-21-7. Lovdata, jul. 2023. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2000-11-24-82> (sjekket 08.02.2024).
- [37] Plan- og bygningsloven. *Lov om planlegging og byggesaksbehandling*. LOV-2008-06-27-71. Lovdata, jun. 2008. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2008-06-27-71> (sjekket 08.02.2024).
- [38] Miljødirektoratet. *Produksjon og distribusjon av fornybar energi*. Sep. 2023. URL: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimagasser/klima-og-energitiltak/fornybar-energi/produksjon-og-distribusjon-av-fornybar-energi/> (sjekket 15.02.2024).

- [39] Energiloven. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* LOV-1990-06-29-50. Lovdata, jun. 1990. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50> (sjekket 09.02.2024).
- [40] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Lover og regler*. Jun. 2021. URL: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/mini-mikro-og-smaakraftverk/nyttig-informasjon-gamal/lover-og-regler/> (sjekket 09.02.2024).
- [41] Klima- og miljødepartementet. *Fornybar energi og miljøforvaltningen*. Okt. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/naturmangfold/innsiktsartikler-naturmangfold/fornybar-energiproduksjon-i-norge/id2076808/> (sjekket 16.02.2024).
- [42] Naturmangfoldloven. *Lov om forvaltning av naturens mangfold*. LOV-2009-06-19-100. Lovdata, jun. 2009. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2009-06-19-100> (sjekket 08.02.2024).
- [43] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Veiledere og lover for søknader om vannkraft*. Mar. 2023. URL: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/veiledere-og-lover-for-soeknader-om-vannkraft/> (sjekket 16.02.2024).
- [44] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Konsesjonspliktutvurdering*. Sep. 2023. URL: <https://www.nve.no/vann-og-vassdrag/vassdrag-og-grunnvannstiltak/konsesjonspliktutvurdering/> (sjekket 08.02.2024).
- [45] Naturrisikoutvalget (NOU 2024: 2). *I samspill med naturen*. Publisher: Klima- og miljødepartementet. Klima- og miljødepartementet, feb. 2024. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/a653320aa3f949038bb0e7ad92de1234/no/pdfs/nou202420240002000dddpdfs.pdf> (sjekket 15.02.2024).
- [46] H Gajda. *Store naturverdier trues av utbygging*. Sep. 2013. URL: <https://naturvernforbundet.no/store-naturverdier-trues-av-utbygging/> (sjekket 17.04.2024).
- [47] H. L. Jensen. *Store naturverdier langs Lysakerelva*. Mar. 2024. URL: <https://biofokus.no/store-naturverdier-langs-lysakerelva/> (sjekket 17.04.2024).
- [48] Artsdatabanken. *Norsk rødliste for arter 2021*. Nov. 2021. URL: <https://artsdatabanken.no/lister/rodlisteforarter/2021/> (sjekket 15.02.2024).
- [49] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Samlet belastning/sumvirkninger*. Nov. 2022. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/samlet-belastning-sumvirkninger/> (sjekket 08.02.2024).
- [50] B. G. Stokke. *Fossefall*. Jul. 2023. URL: <https://snl.no/fossefall> (sjekket 08.02.2024).
- [51] K Strøm. *Klart for 38 GWh*. Mai 2006. URL: <https://www.tu.no/artikler/klart-for-38-gwh/262322> (sjekket 17.04.2024).
- [52] A. Ustad og T. Gjestland. *Støy i små vannkraftverk*. Tekn. rapp. 10:2006. Norges vassdrags- og energidirektorat, nov. 2006. URL: https://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2006/oppdragsrapportA2006_10.pdf (sjekket 01.03.2024).
- [53] L. Mæhlum. *Tylldalen*. Jul. 2023. URL: <https://snl.no/Tylldalen> (sjekket 18.03.2024).

- [54] Kartverket. *Tylldalen kart*. URL: https://www.norgeskart.no/#!?project=seeiendom&layers=1002&zoom=12&lat=6895274.54&lon=280073.30&markerLat=6895274.539160356&markerLon=280073.30269693653&p=searchOptionsPanel&drawing=9Rjl53cB_DkwYHwMhm1S&sok=Tverr%C3%A5a (sjekket 16.04.2024).
- [55] Kartverket. *Norgeskartet*. URL: <https://www.norgeskart.no/#!?project=norgeskart&layers=1002&zoom=14&lat=6895301.93&lon=280383.10&sok=Tverr%C3%A5a&markerLat=6895487.789160269&markerLon=279354.7075331005&p=searchOptionsPanel&showSelection=false> (sjekket 18.04.2024).
- [56] Norsk Klimaservicesenter. *Seklima - Observasjoner og værstatistikk*. Mai 2024. URL: <https://seklima.met.no/observations/> (sjekket 05.05.2024).
- [57] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Kostnader for kraftproduksjon*. URL: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (sjekket 15.05.2024).
- [58] Statnett. *Derfor har vi prisområder*. Okt. 2022. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/> (sjekket 16.04.2024).
- [59] Statnett. *Slik fungerer kraftsystemet*. Okt. 2018. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/> (sjekket 22.04.2024).
- [60] J. G. Kirkerud et al. *LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2023*. Tekn. rapp. 25/2023. Norges vassdrags- og energidirektorat, nov. 2023. URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_25.pdf (sjekket 23.04.2024).
- [61] THEMA Consulting Group. *Konsekvenser av grunnrenteskatt for småkraft*. Tekn. rapp. 2023-06. Småkraftforeninga, apr. 2023. URL: <file:///Users/admin/Downloads/THEMA-rapport%202023-06%20Konsekvenser%20av%20grunnrenteskatt%20for%20sm%C3%A5kraft.pdf> (sjekket 15.04.2024).
- [62] Skatteetaten. *Småkraftverk*. URL: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/vannkraftverk/sma-kraftverk/> (sjekket 15.04.2024).
- [63] Næringslivets Hovedorganisasjon. *Selskapsskatt*. URL: <https://www.nho.no/tema/skatter-og-avgifter/artikler/selskapsskatt/> (sjekket 15.04.2024).
- [64] Statnett. *Tariffer for transmisjonsnettet 2024*. 2024. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2024.pdf> (sjekket 21.03.2024).
- [65] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Innmatingstariffer*. Jun. 2021. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/inmatingstariffer/> (sjekket 21.03.2024).
- [66] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Plusskunder*. Okt. 2015. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/> (sjekket 30.04.2024).

- [67] Skatteetaten. *Avgift på elektrisk kraft*. URL: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft/> (sjekket 16.05.2024).
- [68] FN-sambandet. *Hva er FNs bærekraftsmål?* Feb. 2024. URL: <https://fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal> (sjekket 08.05.2024).
- [69] HydroCen. *Hvordan kan vannkraft håndtere klimaendringer og spille på lag med naturen?* URL: <https://hydrocen.nina.no/Hjem/Hvordan-kan-vannkraft-h%C3%A5ndtere-klimaendringer-og-spille-p%C3%A5-lag-med-naturen> (sjekket 09.05.2024).
- [70] FN-sambandet. *Parisavtalen*. Jul. 2023. URL: <https://fn.no/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen> (sjekket 09.05.2024).
- [71] SINTEF. *Fersk IEA rapport: Vannkraft er avgjørende i overgangen til fornybarsamfunnet*. Jun. 2021. URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2021/fersk-iea-rapport-vannkraft-er-avgjorende-i-overgangen-til-fornybarsamfunnet/> (sjekket 09.05.2024).
- [72] Nancy Bazilchuk. *Mer vannkraft gir miljøkostnader*. Jun. 2018. URL: <https://gemini.no/2018/06/vannkraft-gir-miljokostnader/> (sjekket 09.05.2024).
- [73] Norsk Vassdrag og Energidirektorat. *Beregninger av lavvannsindekser og flomverdier*. Brukerveiledning. 2022. URL: https://nevina.nve.no/help/Brukerveiledning_NEVINA_versjon_3.pdf (sjekket 16.04.2024).
- [74] Norges Geologiske Undersøkelse. *Berggrunn - Nasjonal berggrunnsdatabase*. URL: https://geo.ngu.no/kart/berggrunn_mobil/ (sjekket 18.04.2024).
- [75] NVE. *Varsom Regobs*. URL: <https://www.regobs.no/?SelectedNumberOfDays=3&GeoHazards=10&SupportMaps=Steepness&NWLat=62.12767328849009&NWLon=10.764906405092916&SELat=62.12344972249946&SELon=10.792372225405416> (sjekket 22.04.2024).
- [76] Norsk Vassdrag og Energidirektorat. *NVE Atlas*. URL: <https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#> (sjekket 18.04.2024).
- [77] E. Sirnes. *Nåverdimetoden*. Jul. 2023. URL: <https://snl.no/n%C3%A5verdimetoden> (sjekket 03.04.2024).
- [78] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Nåverdimetoden*. Feb. 2024. URL: <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/naermere-om-utvalgte-temaer/naverdimetoden/> (sjekket 03.04.2024).
- [79] Artsdatabanken. *Artskart*. URL: [https://artskart.artsdatabanken.no/#map/280282,6895217/12.783602722634875/background/greyMap/filter/%7B%22AreaIds%22%3A%5B38133%5D%2C%22IncludeSubTaxonIds%22%3Atrue%2C%22Found%22%3A%5B2%5D%2C%22NotRecovered%22%3A%5B2%5D%2C%22Geometry%22%3A%22POLYGON\(\(279290.9204912447%206895869.949181107%2C278719.3103678732%206895337.523583467%2C280648.15954038175%206894350.690183941%2C281328.1905925206%206895871.51031759%2C279290.9204912447%206895869.949181107\)\)%22%2C%22Style%22%3A1%7D](https://artskart.artsdatabanken.no/#map/280282,6895217/12.783602722634875/background/greyMap/filter/%7B%22AreaIds%22%3A%5B38133%5D%2C%22IncludeSubTaxonIds%22%3Atrue%2C%22Found%22%3A%5B2%5D%2C%22NotRecovered%22%3A%5B2%5D%2C%22Geometry%22%3A%22POLYGON((279290.9204912447%206895869.949181107%2C278719.3103678732%206895337.523583467%2C280648.15954038175%206894350.690183941%2C281328.1905925206%206895871.51031759%2C279290.9204912447%206895869.949181107))%22%2C%22Style%22%3A1%7D) (sjekket 01.04.2024).
- [80] Miljødirektoratet. *Naturvernområder i Norge*. URL: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/vernet-natur/norges-verneomrader/> (sjekket 22.04.2024).

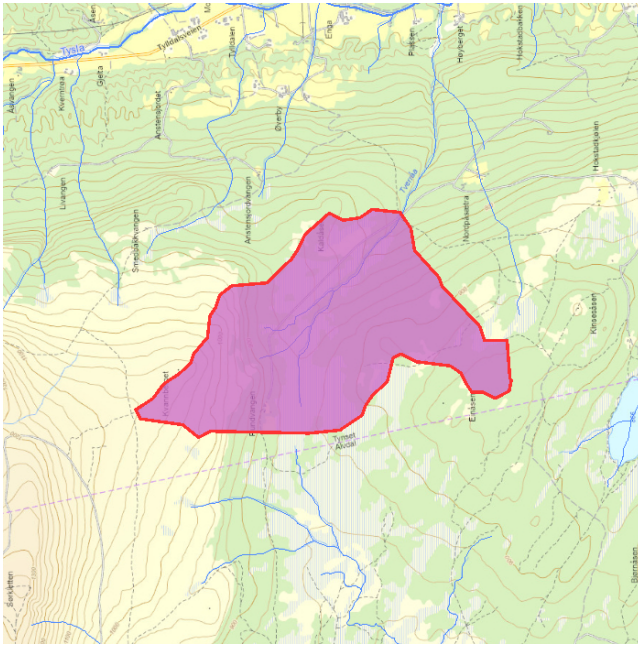
- [81] Reinbase. *Reindriften i Norge*. URL: <https://www.reinbase.no/Studer-reindriften/Reindriften-i-Norge> (sjekket 26.04.2024).
- [82] Østerdalen Kraftproduksjon AS. *Riva kraftverk, Tynset kommune, Hedmark Søknad om konsesjon*. Tekn. rapp. Mar. 2014. URL: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201207961/1100251> (sjekket 19.04.2024).
- [83] Norges Geologiske Undersøkelse. *Løsmasser - Nasjonal løsmassedatabase*. URL: https://geo.ngu.no/kart/losmasse_mobil/ (sjekket 19.04.2024).
- [84] Siram AS. *Melding om å bygge Kvelde mikrokraftverk i bekken Gylna, Larvik kommune i Vestfold og Telemark fylke*. Tekn. rapp. 2022. URL: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/1b326e52-fb5b-46df-9123-cb6be8651623/202301456/3435588> (sjekket 29.04.2024).
- [85] Småkraft AS. *VALÅI KRAFTVERK LESJÅ KOMMUNE OPPLAND FYLKE*. Tekn. rapp. Mai 2010. URL: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200801442/300157> (sjekket 03.05.2024).
- [86] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Ingeborgbekken kraftverk*. Tekn. rapp. Feb. 2014. URL: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/c2bfb44e-c4a4-4b0a-8ec9-4f06dea84fcf/202212781/3430991> (sjekket 29.04.2024).
- [87] PIPELIFE. *PE-tabeller*. Okt. 2020. URL: <https://www.pipelife.no/content/dam/pipelife/norway/marketing/general/installation-guidelines/vmt/tradisjonell-va/R-PE-tabeller.pdf> (sjekket 14.05.2024).
- [88] Ulf Andreassen. *Beskrivelse av forskjellige turbingenerator typer*. URL: <https://www.fossingkraft.no/Turbingenerator-typer.htm> (sjekket 15.05.2024).
- [89] Forbrukerrådet. *Sammenlign strømvtaler*. Apr. 2024. URL: <https://www.forbrukerradet.no/strompris/spotpriser/> (sjekket 19.04.2024).
- [90] Magne Holstad. *Rekordhøy strømpris i 2022 – dempet av strømstøtte*. Feb. 2023. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/priser/artikler/rekordhoy-strompris-i-2022--dempet-av-stromstotte> (sjekket 22.04.2024).
- [91] Rådmann Tynset kommune. *Melding om eiendomsskat*. Brosjyre. Jan. 2020. URL: https://www.tynset.kommune.no/_f/p1/i647efddd-7b4a-48ec-8cbc-474a2bcd3934/brosjyre-info-3-melding-om-vedtatt-e-skatt.pdf (sjekket 15.05.2024).
- [92] Elvia. *Slik produserer du din egen strøm*. URL: <https://www.elvia.no/smart-forbruk/solceller-og-stromproduksjon/slik-produserer-du-din-egen-strom/> (sjekket 15.05.2024).

A Data fra NEVINA

A.1 Nedbørsfelt

Nedbørsfeltparametere

Vassdragsnr.: 002.JEB
Kommune.: Tynset
Fylke.: Innlandet
Vassdrag.: Tysia



Norges
vassdrags- og
energidirektorat



Kartbakgrunn: Statens Kartverk
Kartdatum: EUREF89 WGS84
Projeksjon: UTM 33N
Beregning: 279247 E
6895526 N

Nedbørsfeltgrenser og feltparametere er automatisk generert og kan inneholde feil.
Resultatene må kvalitetssikres.

Feltparametere	
Areal (A)	2.5 km ²
Effektivt sjø (A _{SE})	0 %
Elvleengde (E _L)	1.7 km
Elvegradient (E _G)	60.7 m/km
Elvegradient ₁₀₈₅ (E _{G,1085})	66.4 m/km
Helning	8.7 °
Dreneringstetthet (D _T)	1.2 km ⁻¹
Feltlengde (F _L)	2.4 km

Arealklasse	
Bre (A _{BRE})	0 %
Dyrket mark (A _{JORD})	0.5 %
Myr (A _{MYR})	25.5 %
Leire (A _{LERE})	0 %
Skog (A _{SKOG})	53.5 %
Sjø (A _{SJØ})	0 %
Snau fjell (A _{SF})	18.4 %
Urban (A _U)	0 %
Uklassifisert areal (A _{REST})	2.1 %

Hypsografisk kurve	
Høyde _{MIN}	764 m
Høyde ₁₀	824 m
Høyde ₂₀	850 m
Høyde ₃₀	863 m
Høyde ₄₀	882 m
Høyde ₅₀	895 m
Høyde ₆₀	914 m
Høyde ₇₀	933 m
Høyde ₈₀	959 m
Høyde ₉₀	1008 m
Høyde _{MAX}	1080 m

Klima- /hydrologiske parametere (1991-2020)

Årlig middellavrenning (Q _N)	12.2 l/s*km ²
Årlig middellavrenning	385 mm
Usikkerhet middellavrenning	19.8 %
Nedbør juni - august	243 mm
Nedbør desember - februar	119 mm
Årstemperatur	-0.9 °C
Sommertemperatur	9.0 °C
Vintertemperatur	-8.0 °C

A.2 Lavvannsindeks

Lavvannsindeks

Vassdragsnr.: 002.JEB
 Kommune.: Tynset
 Fylke.: Innlandet
 Vassdrag.: Tysla

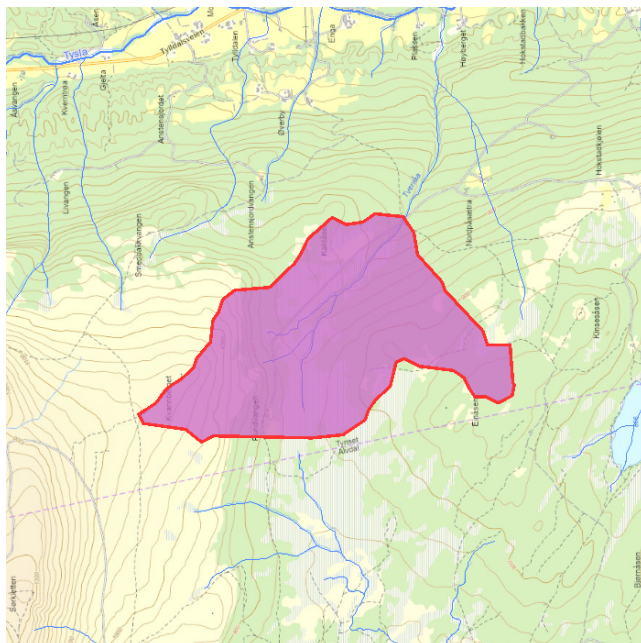
Hypsografisk kurve	
Høyde MIN	764 m
Høyde MAX	1080 m

Lavvannsindeks	
Alminnelig lavvannføring	0.6 l/s*km ²
5-persentil (år)	0.6 l/s*km ²
5-persentil sommer (1/5-30/9)	0.6 l/s*km ²
5-persentil vinter (1/10-30/4)	0.5 l/s*km ²
Base flow	6.68 l/s*km ²
Base flow index (BFI)	0.53 -

Feltparametere	
Areal (A)	2.5 km ²
Effektiv sjø (A _{SE})	0 %
Elveleengde (E _L)	1.7 km
Elvegradient (E _G)	60.7 m/km
Elvegradient ₁₀₈₅ (E _{G,1085})	66.4 m/km
Helning	8.7 ‰
Dreneringsstetthet (D _T)	1.2 km ⁻¹
Feltlengde (F _L)	2.4 km

Klima- /hydrologiske parametere (1961-1990)	
Klimaregion	Øst -
Lavvannsperiode	Vinter -
Årlig middellavrenning 61-90 (Q _N)	12.6 l/s*km ²
Årsnedbør 61-90 (P _N)	397 mm
Sommernedbør	298 mm
Vinternedbør	186 mm
Årstemperatur	-0.9 °C
Sommertemperatur	7 °C
Vintertemperatur	-6.5 °C
Temperatur juli	9.2 °C
Temperatur august	9.5 °C

Arealklasse	
Bre (A _{BRE})	0 %
Myr (A _{MYR})	25.5 %
Leire (A _{LEIRE})	0 %
Skog (A _{SKOG})	53.5 %
Sjø (A _{SJØ})	0 %
Snau fjell (A _{SF})	18.4 %



Norges
vassdrags- og
energidirektorat



Kartbakgrunn: Statens Kartverk
 Kartdatum: EUREF89 WGS84
 Prosjeksjon: UTM 33N
 Beregn.punkt: 279247 E
 6895526 N

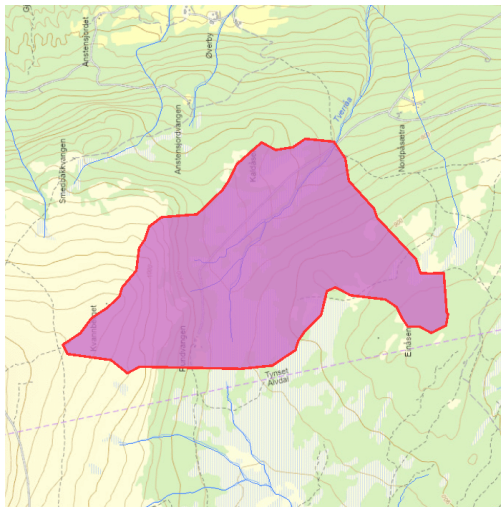
Nedbørfeltgrenser, feltparametere og lavvannsindeks er automatisk generert og kan inneholde feil. Resultatene må kvalitetssikres.

Formelverket er basert på data fra avrenningskart 1961-1990. Vi anbefaler derfor ikke å bruke data fra avrenningskart 1991-2020 ved beregning av lavvannsindeks. Nytt formelverk basert på 1991-2020-dataene er under utarbeidning.

Det er generelt stor usikkerhet i beregning av lavvannsindeks. Resultatene må verifiseres mot egne observasjoner eller sammenlignbare målestasjoner.
 I nedbørfelt med høy breprosent eller stor innsjøprosent vil tørrværsavrenning (Base flow) ha store bidrag fra disse lagringsmagasinene.

A.3 Avrenningskart del 1

Data fra avrenningskartet



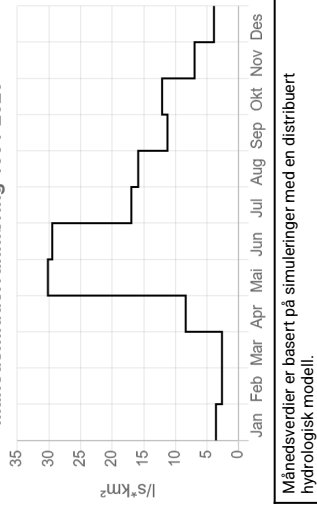
Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Kartbakgrunn: Statens Kartverk
Kartdatum: EUREF89 WGS84
Projeksjon: UTM 33N
Beregn.punkt: 279247 E
6895526 N

Nedbørfeltgrenser og feltparametere er automatisk generert og kan inneholde feil. Resultatene må kvalitetssikres.

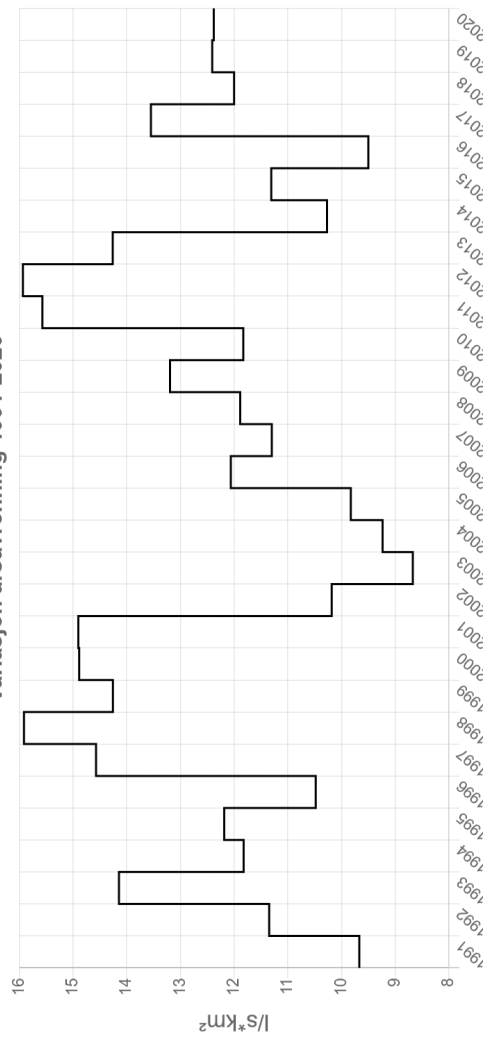
I denne rapporten sammenlikner vi årlig middeldrivning for perioden 1991-2020 med årlig middeldrivning for 1961-1990. Det nye avrenningskartet er imidlertid beregnet med en annen metode enn avrenningskartet for 1961-1990, og dette gjør at de to kartene ikke er direkte sammenliknbare. Vi har derfor laget en alternativ versjon av avrenningskartet for 1961-1990, beregnet med samme metode som den vi brukte for å beregne avrenningskartet for 1991-2020. Denne versjonen kaller vi «1961-1990 v2022». Når vi sammenlikner årlig middeldrivning for 1991-2020 med årlig middeldrivning for 1961-1990 beregnet vha. kartet 1961-1990 v2022, kan vi regne med at forskjellen mellom dem hovedsakelig skyldes at de to tallene representerer to ulike tidsperioder.

Månedsmiddelvannføring 1991-2020



Klima- /hydrologiske parametere	
Årlig middeldrivning 1991-2020 (Q _N)	12.2 l/s*km ²
Årlig middeldrivning 1961-1990 (v2022) (Q _N)	12.0 l/s*km ²
% endring fra 1961-90 til 1991-2020	1.3 %
Gjennomsnittlig usikkerhet i avrenning 1991-2020	19.8 %
Usikkerhetsintervall 1991-2020	9.8 - 14.6 l/s*km ²
Årlig middeldrivning 1991-2020 (Q _N)	385 mm
Nedbør (korrigert)	624 mm
Fordampning	235 mm

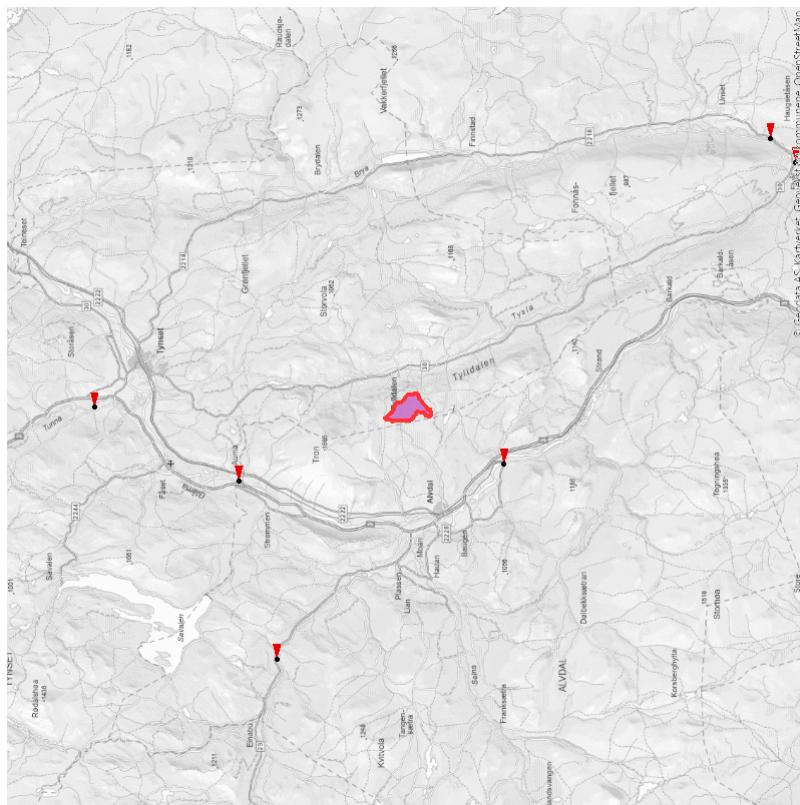
Variasjon årsavrenning 1991-2020



Beregningen av variasjon i årsavrenning er basert på vannføringsstasjoner med reguleringsgrad (volum) < 40 % og breandel < 20 %.

A.4 Avrenningskart del 2

Variasjon årsavrenning 1991-2020		
	l/s*km ²	Avvik fra årsnormalen i %
1991	9.7	-20.8
1992	11.3	-7.0
1993	14.1	15.9
1994	11.8	-3.1
1995	12.2	-0.1
1996	10.5	-14.1
1997	14.6	19.4
1998	15.9	30.5
1999	14.3	16.9
2000	14.9	22.0
2001	14.9	22.2
2002	10.2	-16.5
2003	8.7	-28.9
2004	9.2	-24.3
2005	9.8	-19.5
2006	12.1	-1.1
2007	11.3	-7.4
2008	11.9	-2.6
2009	13.2	8.1
2010	11.8	-3.0
2011	15.6	27.6
2012	15.9	30.6
2013	14.3	16.9
2014	10.3	-15.8
2015	11.3	-7.3
2016	9.5	-22.1
2017	13.5	11.1
2018	12.0	-1.6
2019	12.4	1.7
2020	12.4	1.5
1991-2020	12.2	



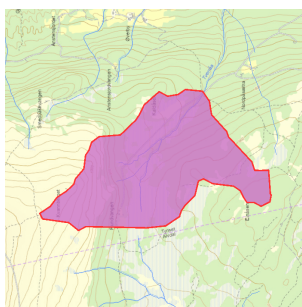
For flere detaljer, se: <https://seriekart.nve.no/> med nedlastbar tabell med årsdata som er benyttet til avrenningskartet.

Beregningen av variasjon i årsavrenning er basert på vannføringsstasjoner med reguleringsgrad (volum) <40% og brendel <20%. Månedsmidler er basert på simuleringer med en distribuert hydrologisk modell.

Månedsmiddelvannføring 1991-2020 (l/s*km²)

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Ok	Nov	Des	År	
	3.6	2.6	2.6	2.6	8.4	30.1	29.4	17.0	15.9	11.2	12.1	7.0	3.9	12.2

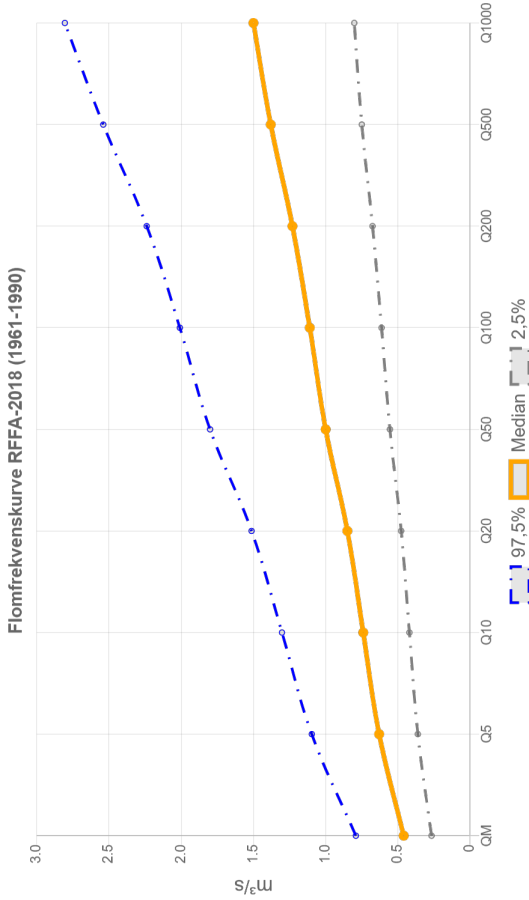
GUID: 81c7ac56-c15c-4d94-a8fe-02a6f0d422bc Rapportdato: 30.4.2024 © nevina.nve.no



Nedbørfeltgrenser og feltparametere er automatisk generert og kan inneholde feil. Resultatene må kvalitetssikres.

Vassdragsnr.: 002-JEB
 Kommune.: Tynset
 Fylke.: Innlandet
 Vassdrag.: Tysla
 Nedbørfeltareal: 2.50 km²

A.5 Flomindeks



Regional flomberegning 1961 - 1990

Vassdragsnr.: 002.JEB
 Kommune.: Tynset
 Fylke.: Innlandet
 Vassdrag.: Tysla
 Nedbørfeltareal: 2.50 km²

Flomesimulering er beregnet basert på «Regional flomfrekvensanalyse (RFFA-2018)». Om nedbørfeltet er mindre enn 60 km², er det alternativt beregnet kulminasjonsflommer basert på NIFS-formelverk (2015).

Anbefalinger om klimapåslag er gitt i NVE rapport nr. 81-2016 og klimaprofiler for fylker (se www.klimaservice.senter.no).

Formelverket er basert på data fra avrenningskart 1961-1990. Vi anbefaler derfor ikke å bruke data fra avrenningskart 1991-2020 ved beregning av flomverdier. Nytt formelverk basert på 1991-2020-dataene er under utarbeidning.

RFFA-2018		
Tidsoppløsning	Døgn	-
Indeksflom (QM): Medianflom	184	l/s*km ²
Klimapåslag	20	%
Kulminasjonsfaktor	1.65	-
NIFS-2015		
Tidsoppløsning	Kulminasjon	-
Indeksflom (QM): Middelflom	384	l/s*km ²
Klimapåslag	40	%
Annet		
Tiløpsflom	Nei	-

RFFA-2018 (døgnmiddel)	Q _M	Q _S	Q ₁₀	Q ₂₀	Q ₅₀	Q ₁₀₀	Q ₂₀₀	Q ₅₀₀	Q ₁₀₀₀	Q _{200-klima}
Flomfrekvensfaktor (Q _T / Q _M)	1	1.37	1.61	1.85	2.17	2.41	2.67	3.00	3.26	-
Flomverdier, m ³ /s	0.5	0.6	0.7	0.8	1	1.1	1.2	1.4	1.5	1.5
Flom usikkerhet (97,5%), m ³ /s	0.8	1.1	1.3	1.5	1.8	2.0	2.2	2.5	2.8	-
Flom usikkerhet (2,5%), m ³ /s	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	-
NIFS (kulminasjon)										
Flomfrekvensfaktor (Q _T / Q _M)	1	1.27	1.52	1.78	2.18	2.53	2.92	3.53	4.06	-
Flomverdier, m ³ /s	1.0	1.2	1.5	1.7	2.1	2.4	2.8	3.4	3.9	3.9
Flom usikkerhet (97,5%), m ³ /s	0	2.2	2.7	3.2	4.1	4.9	5.6	6.8	7.8	-
Flom usikkerhet (2,5%), m ³ /s	0.7	0.7	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4	1.7	1.9	-

Flomverdier er automatisk generert og kan inneholde feil. Resultatene må kvalitetssikres. Verdiene kan ikke benyttes direkte, men må sammenlignes med andre metoder, sammenligningsstasjoner og/eller egne data.

B Strømforbruk i kWh

B.1 Høyberget

År	jan	feb	mars	april	mai	juni	juli	aug	sept	okt	nov	des	Årsforbruk	Vinter	Sommer
2022	2531	2115	2235	1967	1662	1344	1334	841	1092	1634	1862	1715	20332	6361	13971
2023	2102	1578	2272	2085	1735	1400	1515	1423	1836	2115	1924	1930	21915	5610	16305

Tabell B.1 viser forbruk to siste driftsår for Høyberget. Forbruket er slanket og vil være et helt annet ved en evt. utbygging. Anslagsvis 80 % av strømforbruket i de to nevnte år er i forbindelse med næringsvirksomhet. Både våningshus og garasjeanlegg varmes opp av et vedfyringsanlegg, og dette er årsaken til det lave strømforbruket. Forbruket vil være et helt annet etter ei evt utbygging av kraftverk.

B.2 Engen

År	jan	feb	mars	april	mai	juni	juli	aug	sept	okt	nov	des	Årsforbruk	Vinter	Sommer
2022	12553	10757	10721	9645	8919	7413	3832	4840	4742	7437	8175	11877	100910	35187	65724
2023	11294	10127	11130	9525	8747	7142	4377	4983	6942	9547	10906	12347	107067	33768	73299

C Strømpriser

C.1 Høyberget

År	jan	feb	mars	april	mai	juni	juli	aug	sept	okt	nov	des	Total kostnad (kr)
2022	4449	3187	5225	4278	3427	2523	2783	3620	4897	2693	2620	5759	45461
2023	3325	2266	3199	2892	1706	1282	698	357	29	1140	2520	2258	21674

C.2 Engen

År	jan	feb	mars	april	mai	juni	juli	aug	sept	okt	nov	des	Total kostnad (kr)
2022	22067	16211	25066	20978	18390	13915	7993	20832	21261	12256	11502	39884	230355
2023	17867	14543	15671	13211	8598	6542	2018	1251	111	5146	14287	14445	113689

D Tekniske utregninger

15.05.2024, 11:38

Tekniske-utregninger - Jupyter Notebook

```
In [414]: import numpy as np
```

```
In [415]: #Parametere fra NEVINA
```

```
Nedbørsfelt = 2.5           #(km**2)
Årlig_middel = 12.2        #(L/s*km**2)
Alminnelig_lavvann = 0.6   #(L/s*km**2)
```

```
In [416]: #Optimalisering av rørdiameter
```

```
Q = Årlig_middel * Nedbørsfelt * 0.001 #(m3/s) Vannmengde, (0.001 = m3/L)
Q_turbin = 2 * Q                       #(m3/s) Turbinens slukeevne
r = 0.08                               #(m)   Radius rør

C_maks = Q_turbin/(np.pi*(r**2))      #(m/s) Maksimal vannhastighet

D = np.sqrt((4*Q_turbin)/(C_maks*np.pi)) #(m) Rørdiameter

print(Q)
print(Q_turbin)
print(C_maks)
print(D)
```

```
0.0305
0.061
3.033891102689255
0.16
```

```
In [417]: #Friksjonstap med maksimal vannhastighet
```

```
lambda_PE = 0.015
L = 1256.36           #(m)
g = 9.81              #(m/s**2)

h_tap_maks = (lambda_PE) * (L/D) * (((C_maks)**2)/(2*g)) #(m)

print(h_tap_maks)
```

```
55.256878910260944
```

```
In [418]: #Netto fallhøyde med maksimal vannhastighet
```

```
H_brutto = 246.5           #(m)
H_netto_maks = H_brutto - h_tap_maks #(m)

print(H_netto_maks)
```

```
191.24312108973905
```

In [419]: *#Effekt (ytelse) ved bruk av turbinens slukeevne (maksimal vannføring)*

```
vann_tetthet = 1000 # (kg/m**3)
virkningsgrad_tot_maks = 0.92 * 0.96 # Gjelder turbin * generator
# (ved maks. vannføring)

P_t_s = (vann_tetthet * g * virkningsgrad_tot_maks *
         Q_turbin * H_netto_maks) / 1000 # (kw)

print(P_t_s)
```

101.07499430784563

In [420]: *#Netto fallhøyde med midlere vannføring*

```
C_midlere = (Q)/(np.pi*(r**2)) # (m/s) Midlere vannhastighet

h_tap_midlere = (lambda_PE) * (L/D) * (((C_midlere)**2)/(2*g)) # (m)

H_netto_midlere = H_brutto - h_tap_midlere # (m)

print(h_tap_midlere)

print(H_netto_midlere)
```

13.814219727565236

232.68578027243476

In [421]: *#Energiekvivalent*

```
virkningsgrad_tot_midlere = 0.91 * 0.95 # Gjelder turbin * generator
# (ved midlere vannføring)

energiekv = ((vann_tetthet * g * virkningsgrad_tot_midlere *
              H_netto_midlere)/3600)/1000 # (kwh/m3)

print(energiekv)
```

0.5481524354490415

In [422]: *#Energipotensial*

```
Q_år = (Q) * (31.536*(10**6)) # (m3/s * s/år = m3/år)

print(Q_år)

energi_pot = energiekv * Q_år # (kwh/år)

print(energi_pot)
```

961848.0

527239.3237317896

```
In [423]: #Årlig og timesvis vannmengde med minstevannføring
#Avrenning elv
Q_elv = Årlig_middel * Nedbørsfelt          #(L/s)
#Minstevannføring
Q_minste = (Alminnelig_lavvann * Nedbørsfelt) + 0.2 #(L/s)
#Vannmengde med minstevannføring
Q_medtap = (Q_elv - Q_minste) * 0.001      #(m3/s)
#Per år
Q_årmedtap = Q_medtap * (31.536*(10**6))   #(m3/år)
#Per time
Q_timemedtap = Q_årmedtap / 8760          #(m3/time)
print(Q_årmedtap)
print(Q_timemedtap)
```

908236.8

103.68

```
In [424]: #Vannmengde utifra brukstimer på sommer - UTEN DAM
brukstimer_s_U = 2000 #ingenting vil bli lagret opp
Q_årmedtapBruks_s_u = Q_timemedtap * brukstimer_s_U #(m3/sommer)
print(Q_årmedtapBruks_s_u)
```

207360.0

```
In [425]: #Vannmengde utifra brukstimer på vinter - UTEN DAM
brukstimer_v_U = 3400
Q_årmedtapBruks_v_u = Q_timemedtap * brukstimer_v_U #(m3/vinter)
print(Q_årmedtapBruks_v_u)
```

352512.0


```
In [426]: #Forventet produksjon - UTEN DAM

forventet_prod_udam_s = energiekv * Q_årmedtapBruks_s_u    #(kwh/sommer)
forventet_prod_udam_v = energiekv * Q_årmedtapBruks_v_u    #(kwh/vinter)

forventet_prod_udam = (forventet_prod_udam_s
                       + forventet_prod_udam_v)            #(kWh/år)

print(forventet_prod_udam)
print(forventet_prod_udam_s)
print(forventet_prod_udam_v)
```

```
306895.2003397257
113664.88901471323
193230.3113250125
```

```
In [427]: #Vannmengde utifra brukstimer på sommer - MED DAM

brukstimer_s_D = 2500    #21 dager mer med dam

Q_årmedtapBruks_s_D = Q_timemedtap * brukstimer_s_D    #(m3/sommer)

print(Q_årmedtapBruks_s_D)
```

```
259200.00000000003
```

```
In [428]: #Vannmengde utifra brukstimer på vinter - MED DAM
#mars, april, september, oktober, november
#(fryst desember, januar, februar)

brukstimer_v_D = 3648    #10 dager mer med dam

Q_årmedtapBruks_v_D = Q_timemedtap * brukstimer_v_D    #m3/vinter

print(Q_årmedtapBruks_v_D)
```

```
378224.64
```

```
In [429]: #Forventet produksjon - MED DAM

forventet_prod_dam_s = energiekv * Q_årmedtapBruks_s_D    #(kwh/sommer)
forventet_prod_dam_v = energiekv * Q_årmedtapBruks_v_D    #(kwh/vinter)

forventet_prod_dam = (forventet_prod_dam_s +
                      forventet_prod_dam_v)                #(kWh/år)

print(forventet_prod_dam)
print(forventet_prod_dam_s)
print(forventet_prod_dam_v)
```

```
349405.8688312285
142081.11126839157
207324.75756283695
```

E Økonomiske utregninger

15.05.2024, 12:00

Økonomiske-beregninger - Jupyter Notebook

```
In [34]: import numpy as np
```

```
In [35]: #Vannmengde og slukeevne fra Tekniske beregninger
```

```
Nedbørsfelt = 2.5          #(km**2)
Årlig_middel = 12.2       #(L/s*km**2)

Q = Årlig_middel * Nedbørsfelt * 0.001 #(m3/s) Vannmengde
                                     #(0.001=m3/L)

Q_turbin = 2 * Q          #(m3/s) Turbinens slukeevne

print(Q_turbin)
```

0.061

```
In [36]: #Kraftstasjon pris
```

```
kraftstasjon_300m = ((0.1063 * Q_turbin**3) - (0.8868 * Q_turbin**2)
                    + (3.2627 * Q_turbin) + 1.238) #(mill. kr)

print(kraftstasjon_300m)
```

1.4337490452803

```
In [37]: #Effekt sommer fra Tekniske beregninger
```

```
P_t_s = 101.07499430784563
```

```
In [38]: #Elektromekanisk utrustning pris
```

```
elektropris = 3857 * Q_turbin**(-0.144) #(kr/kw)

elektropris_tot = elektropris*P_t_s      #(kr)

print(elektropris)
print(elektropris_tot)
```

5769.8183773289875

583184.3596458305

```
In [39]: #Rørgrøft pris
```

```
pris_perlengde = 700
lengde = 1256.36

grøftpris_tot = pris_perlengde * lengde

print(grøftpris_tot)
```

879451.9999999999

In [40]: *#Rør pris*

```
pris_rørlengde = 242  #(kr/m)
totalpris_rør = 242 * 1256

print(totalpris_rør)
```

303952

In [41]: *#Inntakskonstruksjon pris*

```
pris_inntak = -0.0038 * Q**2 + 0.1399 * Q + 0.4057  #(mill. kroner)

print(pris_inntak)
```

0.40996341505

In [42]: *#Dam pris*

```
damhøyde = 2.5

pris_dam = (61.877 * (damhøyde**3) - 434.99 *
            (damhøyde**2) + 11845 * damhøyde + 7650.2)  #(kr/Løpemeter)

dambredde = 15

totalpris_dam = pris_dam * dambredde

print(pris_dam)

print(totalpris_dam)
```

35510.840625
532662.609375

In [43]: *#Vedlikeholdskostnader - MED DAM*

```
forventet_prod_1 = 349405.8688312285  #(kwh/år)
vedlikekost = 0.02  #kr/kwh

pris_vedlikehold_1 = forventet_prod_1 * vedlikekost  #(kr/år)

print(pris_vedlikehold_1)
```

6988.11737662457

In [44]: *#Driftskostnader - MED DAM*

```
driftkost = 0.03  #kr/kwh

pris_drift_1 = forventet_prod_1 * driftkost  #(kr/år)

print(pris_drift_1)
```

10482.176064936855

In [45]: *#Vedlikeholdskostnader - UTEN DAM*

```
forventet_prod_2 = 306895.2003397257  #(kwh/år)
vedlikekost = 0.02  #kr/kwh

pris_vedlikehold_2 = forventet_prod_2 * vedlikekost  #(kr/år)

print(pris_vedlikehold_2)
```

6137.904006794514

In [46]: *#Driftskostnader - UTEN DAM*

```
driftkost = 0.03  #(kr/kwh)

pris_drift_2 = forventet_prod_2 * driftkost  #(kr/år)

print(pris_drift_2)
```

9206.85601019177

F Regnskap

ØKONOMIANALYSE	PRIS
Anleggsdel	
Kraftstasjon	150 000
Elektromekanisk utrustning	523 184
Rør	303 952
Rørgrøft m/montasje	940 242
Terskel	10 000
Inntakskontruksjon	409 963
Dam	532 663
Adkomst til kraftstasjon og inntak (1%)	23 273
Kraftlinje til gård (5%)	116 367
Adm., kontrakter og planlegging + byggeledelse (7%)	162 914
SUM alt. 1 (dam)	3 162 558
SUM alt. 2 (ikke dam)	2 639 895
PRODUKSJON (kWh/år) alt. 1	349 406
PRODUKSJON (kWh/år) alt. 2	306 895
ENERGIKOSTNAD FOR INVESTERING alt. 1 (øre/kWh)	30
ENERGIKOSTNAD FOR INVESTERING alt. 2 (øre/kWh)	29
Inntekter (årlige)	
Solgt strøm (80 øre/kWh) alt. 1	219 525
Solgt strøm (80 øre/kWh) alt. 2	185 516
SUM inntekt alt. 1	219 525
SUM inntekt alt. 2	185 516
Utgifter (årlige)	
Driftskostnader alt. 1	10 482
Driftskostnader alt. 2	9 207
Vedlikeholdskostnader alt. 1	6 988
Vedlikeholdskostnader alt. 2	6 137
Eiendomsskatt (7‰) alt. 1	22 138
Eiendomsskatt (7‰) alt. 2	18 479
Energileddet alt. 1	13 720
Energileddet alt. 2	11 595
Kjøpt strøm (desember, januar og februar)	24 000
Nettleie kjøpt strøm (20 øre/kWh)	6 000
SUM utgifter alt. 1	83 328
SUM utgifter alt. 2	75 418
Årlig overskudd alt. 1	136 197
Årlig overskudd alt. 2	110 098
Nåverdi - 30 år - 7% avkastningskrav - alt. 1	-1 472 484
Nåverdi - 30 år - 7% avkastningskrav - alt. 2	-1 273 685

G Forslag fra Fossingkraft

Brænden Olsen, Frida Marie

Skisseforslag mikrokraftverk

I mitt forslag har jeg lagt følgende data og forhold til grunn:

Vernestatus: Vassdraget er ikke vernet mot kraftutbygging.
Vanninntak og kraftstasjon etter markering på tilsendte kart.
Ønsket effekt: 75 kW

Vanninntak: kote 765
Nedbørfeltets areal oppstrøms vanninntak: 2,3 km²
Nedbørfeltets isohydatverdi: 12,2 l/s pr. km²
Middelvannføring ved vanninntak: 28 l/s (gjennomsnittlig vannføring over året)
Kraftstasjon: Kote 515
Brutto fallhøyde: 250 m
Rørlengde: 1260 m.

Forslag til utbygging:

Jeg foreslår en Ecowatt Pelton turbin med asynkron generator type TPA041 med utstyr for helautomatisk drift etter nivåsignal fra vanninntak og en maks. slukeevne på turbinen på 42 l/s som tilsvarer 150% av middelvannføringen. Som turbinrør foreslår jeg PE-rør i aktuelle trykklasser med en utvendig diameter på 250 mm.

Anlegget vil kunne få følgende hoved-data:

Brutto fallhøyde: 250 m
Maks. slukeevne turbin: 42 l/s (reguleres automatisk i 6 trinn fra 7 – 42 l/s)
Antall dyser turbin: 6
Rørdiameter: 250 mm
Rørlengde: ca 1260 m
Trykktap i rør ved 42 l/s: 10 m
Netto fallhøyde ved 42 l/s: 240 m
Netto generatoreffekt ved 42 l/s: **74 kW** (reguleres automatisk i 6 trinn fra 12 – 74 kW)
Generator: 75 kW som motor
Påregnelig årsproduksjon: **290.000 kWh** (ca. 45% kapasitetsutnyttelse)

Prisindikasjon turbinrør:

Kr. 850.000,- + mva.

Forholdet til vannressursloven:

I og med at vassdraget ikke er vernet, er en utbygging verken konsesjonspliktig eller meldepliktig til NVE for vurdering av konsesjonsplikt, med mindre det iverksettes vassdragstiltak «...som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for noen allmenne interesser i vassdraget» slik det er formulert i vannressursloven § 8. Det er utbyggerens ansvar å vurdere dette. Det har betydning om anlegget helt ut ligger på utbyggerens egen eiendom.

Diverse forhold:

Gjennomsnittlig vintertemperatur i området er -8 grader noe som krever at røret graves ned for å hindre frost.

Når det gjelder nettilkoplingen kan den gjøres slik det går frem av vedlagte skisse.

Vurdering av prosjektet:

Prosjektets lønnsomhet er jo avhengig av totalkostnaden og ikke minst fremtidige kraftpriser. For et par år siden, da spotprisen lå på rundt 30 øre/kWh, regnet bransjen en maks. kostnad på Kr. 4 pr. kWh årsproduert. I dag burde det være realistisk å regne 90 øre/kWh som fremtidig kraftpris. Jeg tror anlegget kan bygges innenfor en ramme på 2,5 mill, og i så fall vil jeg betegne lønnsomheten som brukbar. Med i regnestykket bør det legges inn at 100.000 kWh i eget forbruk på gården vil ha størst verdi pr.kWh ved at en slipper både nettleie og forbruksavgift ved å legge privat kabel fra generatoren til gården.

UA 14.05.2024

FOSSINGKRAFT AS

ECOWATT turbingenerator med Pelton turbin og asynkron generator, type TPA024, TPA041, TPA082, TPA082M og TPA123

Teknisk beskrivelse:

Peltonhjul

Løpehjulsskivene er av presisjonsstøpt rustfritt stål som sikrer stor nøyaktighet og god finish. Skivene er festet til hjulet med TIG-sveising uten tilsatt materiale.

Bredden på skivene er avhengig av dysediameteren. Diameteren på løpehjulet er avhengig av netto fallhøyde.

Vanligvis er det direkte kopling mellom turbin og generator, dvs løpehjulet er festet direkte på generatorakselen. (TPA082M har tannremsutveksling mellom turbin og generator).

Hjulet, navet og festeboltene er av rustfritt stål.

Alle roterende deler er dynamisk avbalansert og turbingeneratoren tåler friløpshastighet (ca. dobbelt turtall) over lang tid.

Turbinhus

Huset er av sveiset stål og består av et trykkammer som fordeler trykkvannet til dysene. Dysene er av spesialplast med lang levetid og er skrudd på fordelingsrørene fra trykkammeret. En sylinder, som er en forlengelse av trykkammerets innervegg, har til oppgave å samle og lede vannet til utløpet og til å feste turbingeneratoren til en nedstøpt fundamentring ved hjelp av braketter som er sveiset på sylinderens ytterside.

Vannmengde/effektregulering

Maks. antall dyser er 6.

TPA024 og TPA041 har vanligvis 3 faste dyser og 3 dyser som kan åpnes/stenges med ventiler.

TPA082, TPA082M og TPA123 har vanligvis 2 faste dyser og 4 dyser som kan åpnes/stenges med ventiler.

Vannmengde/effektregulering foregår ved at 1 eller flere ventiler stenges helt eller åpnes helt. I tillegg til å åpne/stenge ventilene kan vannmengde/effekt reguleres ytterligere ved å skifte til dyser med annen strålediameter eller ved å skifte til dyser som er blokkert.

Derved kan turbingeneratoren tilpasses store variasjoner i den tilgjengelige vannmengde og med god virkningsgrad over et stort effektområde.

Turbingeneratorene kan også leveres for helautomatisk vannmengde/effektregulering.

Inspeksjon/service/vedlikehold

På generatoren er det montert en løftebøyle med øye i senter av tyngdepunktet (unntatt TPA024)

For inspeksjon av dyser og løpehjul og evt. skifte av dyser (dyseskift foregår ved hjelp av en medfølgende spesialnøkkel), kan generatoren med løpehjul løftes i øyet i løftebøylen etter at mutterne som fester generatoren til turbinhuset er løsnet.

Generatoren er vanligvis 4-polet (1500 RPM) og for generatorer med dette omdreiningstall anbefales lagerbytte hvert 4-5 år ved kontinuerlig drift, eller etter hver 40.000 driftstimer.

De største generatorene har smørenippel til hvert lager. De minste har engangssmørte lagere.

Det benyttes standard kulelagere.

