

Sondre Hatlø Kvello
Henrik Walderhaug Jørgensen

Energigjenvinning med turbiner i landbasert oppdrett

Energy recovery with turbines in land based fish farming

Mai 2023

NTNU

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.

Fakultet for ingeniørvitenskap

Institutt for havromsoperasjoner og byggteknikk

Bacheloroppgave

2023



Sondre Hatløy Kvello
Henrik Walderhaug Jørgensen

Energigjenvinning med turbiner i landbasert oppdrett

Energy recovery with turbines in land based fish farming

Bacheloroppgave
Mai 2023

NTNU
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for havromsoperasjoner og byggteknikk



INSTITUTT FOR HAVROMSOPERASJONER OG
BYGGTEKNIKK

FENA2900 - BACHELOROPPGAVE FORNYBAR ENERGI

Energigjenvinning med turbiner i landbasert oppdrett



Kandidater:
Henrik Walderhaug Jørgensen
Sondre Hatlø Kvello

Vår 2023

Forord

Denne bacheloroppgaven markerer slutten på våre bachelorstudier i fornybar energi ved NTNU.

Gruppen består av to ingeniørstudenter fra NTNU i Ålesund. Begge studerer fornybar energi. Det har vært en lærerik prosess å skrive bacheloroppgave innen energigjenvinning og effektivisering i landbasert oppdrett. Vi har opparbeidet mye ny tverrfaglig kompetanse i feltene vannkraft og akvakultur. Vi håper denne oppgaven kan være et positivt bidrag til den landbaserte oppdrettsnæringen ved å redusere energibehovet for fremtidige gjennomstrømningsanlegg.

Vi ønsker å takke vår hovedveileder Ann Rigmor Nerheim ved NTNU, bedriftsveileder Knut Eilert Røsvik i Hofseth, og faglig veileder Andres Thyri i Artec Aqua for god veiledning og konstruktive innspill rundt problemstillingen i oppgaven. Vi setter pris på engasjementet og åpenheten dere har vist til oss som studenter. Vi vil også takke Tor Hennem for ekstra hjelp og gode ideer, informanter for nyttig informasjon, samt venner og familie for god støtte. Til slutt vil vi gi en stor takk til hverandre for godt samarbeid gjennom hele semesteret, evnen til å motivere motparten og vilje til å lære av hverandre.



Henrik Jørgensen
Fornybar energi NTNU



Sondre Kvello
Fornybar energi NTNU

21.05.2023

Sammendrag

Økende befolkning i verden øker behovet for næringsrik mat, som i tillegg er bærekraftig og miljøvennlig. Derfor satser oppdrettsnæringen på å dekke dette økende matbehovet. Oppdrettsnæringen idag står derimot ovenfor noen utfordringer. Noen av disse utfordringene er lakselus, rømming av fisk, opphopning av avfall, og utslipp av klimagasser under operasjoner med karbonbaserte fartøy tilknyttet fiskemerdene. Dette danner grunnlaget for at Hofseth International AS velger å satse på landbasert oppdrett i en nedlagt olivingruve i Røbbervika

Anlegget som Hofseth planlegger å bygge, er et gjennomstrømningsanlegg hvor vannet i fiskekarene kontinuerlig skal utskiftes med vann direkte fra fjorden. Vannet pumpes inn i karene, for deretter å renne fritt ut igjen i fjorden. I denne oppgaven har det blitt undersøkt muligheter for å gjenvinne energi i vannutløpet med turbiner. Oppgaven har sett på hvor mye av pumpeenergien som kan gjenvinnes, hvordan dette kan løses, og hvordan tap kan reduseres. I tillegg har den økonomiske og bærekraftsmessige lønnsomheten av turbininstallasjon, blitt analysert.

Hovedresultatene i denne oppgaven er at uten turbiner kreves det en gjennomsnittlig pumpeeffekt på 33,8 MW, som gir et årlig energibehov på 296 GWh. Gjennomsnittlig produsert effekt for turbinene er 17,0 MW, med en årlig energiproduksjon på 149 GWh. Dermed blir netto energibehov for å pumpe sjøvannet opp i fiskekarene 16,7 MW. Dette gir et årlig pumpebehov på 148 GWh. Tidevannet i Sunnylvsfjorden påvirker energibehovet for pumping, og førte i 2022 til en variasjon i effekt på maks 0,8 MW. Totalt for systemet vil det være mulig å gjenvinne omtrent 50 % av energien brukt for å pumpe vannet opp til fiskekarene.

For å optimalisere energiproduksjonen må friksjon og tapskoeffisienter reduseres, og rørdiameteren bør være så stor som mulig. 1 m tapshøyde for rørsystemet er en grei antagelse.

Den økonomiske analysen viser at det ikke nødvendigvis er lønnsomt å investere i turbiner. Med økt strømpris, øker lønnsomheten av å investere i turbiner. Med en rente på 8 %, levetid på 100 år, og en investeringskostnad på 300 millioner norske kroner, kreves det en strømpris på 15 øre for at investeringen skal lønne seg.

Energigjenvinning i landbasert oppdrett vil derimot være lønnsomt for lokal- og storsamfunnet, og bidrar til å nå bærekraftsmålene. Derfor anbefales det at Hofseth installerer turbiner i det landbaserte anlegget i Røbbervika. I tillegg kan dette være et eksempel for fremtidige landbaserte fiskeoppdrettsanlegg som benytter seg av et gjennomstrømnings-system, hvor muligheten for å redusere energiforbruk med turbiner bør vurderes.

Abstract in English

An increasing global population has led to a growing demand for nutritious food that is also sustainable and environmentally friendly. As a result, the aquaculture industry is focusing on meeting this increasing food demand. However, the industry currently faces several challenges, including sea lice, escape of fish, waste accumulation, and greenhouse gas emissions from carbon-based vessel operations. These challenges form the basis for Hofseth International AS's decision to invest in land-based aquaculture in a decommissioned olivine mine in Røbbervika.

The facility planned by Hofseth is a flow-through system where the water in the fish tanks will be continuously renewed with water directly from the fjord. The water is pumped into the tanks and flows freely back into the fjord. This study has investigated the possibilities of harnessing energy in the water outlet using turbines. The study has examined how much of the pumping energy can be recovered, how this can be achieved, and how losses can be reduced. The economic and sustainable profitability of turbine installation has also been analyzed.

The main findings of this study indicate that without turbines, an average pumping power of 33.8 MW is required, resulting in an annual energy demand of 296 GWh. The average power generated by the turbines is 17.0 MW, with an annual energy production of 149 GWh. Thus, the net energy requirement for pumping seawater into the fish tanks is 16.7 MW, resulting in an annual pumping demand of 148 GWh. Tidal variations in Sunnøylvsfjorden affect the pumping energy requirement, with a fluctuation of 0.8 MW observed in 2022. Overall, it is possible to recover approximately 50% of the energy used for pumping water to the fish tanks.

To optimize energy production, friction and loss coefficients need to be minimized, and the pipe diameter should be as large as possible. Assuming a 1-meter loss height for the pipe system is a reasonable assumption.

The economic analysis shows that investing in turbines may not necessarily be profitable. The profitability of turbine installation increases with higher electricity prices. With an interest rate of 8%, a lifespan of 100 years, and an investment cost of 300 million Norwegian kroner, a electricity price of 15 øre is required for the investment to be profitable.

However, energy recovery in land-based aquaculture is beneficial for the local and larger community and contributes to achieving the sustainability goals. Therefore, it is recommended that Hofseth installs turbines in the land-based facility in Røbbervika. Additionally, this can serve as an example for future land-based fish farming facilities utilizing a flow-through system, where the potential for reducing energy consumption through turbines should be considered.

Innhold

| | |
|--|------------|
| Forord | i |
| Sammendrag | ii |
| Abstract in English | iii |
| Forklaringer og programvare | vii |
| 1 Innledning | 1 |
| 1.1 Bakgrunn | 1 |
| 1.2 Hofseth International AS | 2 |
| 1.3 Beskrivelse av det planlagte anlegget | 2 |
| 1.4 Oppgavebeskrivelse | 4 |
| 1.5 Bidragsyttere | 4 |
| 2 Vannkraft | 5 |
| 2.1 Oppbygning av et vannkraftverk | 5 |
| 2.2 Turbin | 5 |
| 2.2.1 Impulsturbin | 6 |
| 2.2.2 Reaksjonsturbiner | 7 |
| 2.2.3 Energiberegninger for turbin | 10 |
| 2.2.4 Turbinvirkningsgrad | 11 |
| 2.3 Pumpe | 12 |
| 2.3.1 Energiberegninger for pumpe | 12 |
| 2.3.2 Pumpevirkningsgrad | 12 |
| 2.4 Tap i rør | 13 |
| 2.5 Vannstand | 14 |
| 2.6 Kavitasjon | 14 |
| 2.7 Korrosjon | 15 |
| 2.8 Vedlikehold av kraftverk | 16 |
| 3 Fiskeoppdrett | 17 |
| 3.1 Hvordan drives fiskeoppdrett? | 17 |
| 3.2 Havbasert oppdrett av laks | 17 |
| 3.2.1 Miljøkonsekvenser, fiskehelse og dyrevelferd | 18 |
| 3.2.2 Forebyggende tiltak | 19 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.2.3 | Klimaavtrykk | 20 |
| 3.3 | Landbasert fiskeoppdrett | 20 |
| 3.3.1 | Resirkulerende akvakultursystem (RAS) | 21 |
| 3.3.2 | Flow Through System (FTS) | 22 |
| 3.3.3 | Hybrid flow through system (HFS) | 22 |
| 3.3.4 | Temperatur | 23 |
| 3.3.5 | Filtere og rensing | 23 |
| 3.3.6 | Lufting og oksygenering | 23 |
| 3.3.7 | Fiskehelse og dyrevelferd | 24 |
| 4 | Økonomi | 25 |
| 4.1 | Nåverdiberegninger | 25 |
| 4.2 | Strømpriser | 25 |
| 4.3 | Laksepriser | 26 |
| 4.4 | Besparelser ved landbasert oppdrett | 26 |
| 4.5 | Rørdiameterens påvirkning på kostnader | 27 |
| 5 | Metode | 28 |
| 5.1 | Datainnnsamling | 28 |
| 5.2 | Kvalitetssikring | 28 |
| 5.3 | Programvare | 28 |
| 5.4 | Fremgangsmåte og antagelser for anlegget | 28 |
| 5.4.1 | Overblikk over anlegget | 29 |
| 5.4.2 | Rørsystemer og beregning av tap | 30 |
| 5.4.3 | Turbinsystemet | 32 |
| 5.4.4 | Pumpesystemet | 33 |
| 5.4.5 | Drift og vedlikehold av fiskekar og kraftverk | 33 |
| 5.4.6 | Vannstand i Sunnylvsfjorden | 34 |
| 5.4.7 | Kavitasjon - Antagelser | 35 |
| 5.4.8 | Netto nåverdi - Antagelser | 35 |
| 6 | Resultat og diskusjon | 37 |
| 6.1 | Vurderinger for turbin | 37 |
| 6.1.1 | Valg av turbin | 37 |
| 6.1.2 | Antall turbiner | 37 |
| 6.1.3 | Energiproduksjon for Dive-turbiner | 38 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 6.2 | Vurderinger for pumpe | 39 |
| 6.2.1 | Valg av pumpe | 39 |
| 6.2.2 | Energibehov for pumpene | 40 |
| 6.3 | Netto pumpebehov etter energibesparelse med turbin | 40 |
| 6.4 | Systemets virkningsgrad | 42 |
| 6.5 | Vurderinger for høydetap | 43 |
| 6.6 | Videre diskusjon rundt dimensjonering av rør | 45 |
| 6.7 | Drift og Vedlikehold av anlegget | 45 |
| 6.8 | Hvordan unngå kavitasjon | 45 |
| 6.9 | Vurderinger for nåverdiberegninger | 46 |
| 6.10 | Bærekraftsmessige vurderinger | 48 |
| 6.11 | Anleggets påvirkning på samfunnet | 49 |
| 7 | Konklusjon | 51 |
| 8 | Anbefaling til videre arbeid | 52 |
| | Litteraturliste | 53 |
| | Vedlegg | I |
| A | Tapskoeffisienter | I |
| B | Saltvann - egenskaper | II |
| C | Moody-diagram | III |

Forklaringer og programvare

Symbolliste

E : Energi [kWh]

Q : Volumstrøm [m^3/s]

V : Vannhastighet [m/s]

L : Lengde [m]

f : Friksjonsfaktor [-]

Re : Reynolds-tall [-]

T : Temperatur [$^{\circ}\text{C}$]

μ : Viskositet [Ns/m^2]

z : Høyde [m]

α : Korreksjonsfaktor for kinetisk energi [-]

P : Trykk [Pa]

P_v : Damptrykk [Pa]

ϵ : Ruhet [mm]

K_L : Tapskoeffisient [-]

ρ : Tetthet [kg/m^3]

g : Tyngdeakselerasjon [m/s^2]

H_{netto} : Høyde [m]

W_{el} : Effekt [W]

η : Virkningsgrad [%]

D : Diameter [m]

G : Investeringskostnad [NOK]

N_e : Levetid [år]

t : Første driftsår [år]

t_{drift} : Antall timer med arbeid i året [h]

a_t : Innbetalingsoverskudd første driftsår [NOK]

r : Kalkulasjonsrente [-]

k : Pris [NOK]

Begrepsliste

Smolt - Ung laks modnet i ferskvann

Postsmolt - Laks i første saltvannsstadie

Merd - Nett som holder oppdrettsfisk i sjøen

Brønnbåt - Skip som frakter fisk

Biomasse - Mengde fisk

Rensefisk - Mindre fisk som spiser lus

RAS - Resirkulerende akvakultursystem

FTS - Flow Through System

HFS - Hybrid Flow System

Trommelfilter - Mekanisk roterende filter som fjerner slam

Biofilter - Filter bestående av bakterier

Oksygenering - Tilsettelse av ekstra oksygen i vannet

Vannspeil - Vannoverflate

Kavitasjon - Dannelse av gassbobler grunnet trykkforskjeller

Damptrykk - Trykket i gassen i en lukket beholder

Korosjon - Oppløsning av metallisk materiale

Skovler - Mottar og absorberer energien i vannstrømmen

Ledehjul - Styrer vannstrømmen inn mot skovlene eller turbinbladene

Løpehjul - Bevegelige del i en turbin, utstyrt med skovler eller turbinblader

Viskositet - Væskes motstand mot bevegelse

BEP - "Best efficiency point"

NPSH: "Net Positive Suction Head"

Spring - Brukt om tidevann når sol og måne trekker i samme retning

Nipp - Brukt om tidevann når sol og måne motvirker hverandre

Sjøkartnull - Laveste astronomiske tidevann

Nåverdiberegninger - Viser til verdien av et beløp i dag og på andre tidspunkt

Programmer

Excel - Utregninger og grafer

PowerPoint - Figurer og skisser

Python, Jupyter Notebook (anaconda 3) - Utregninger og grafer

L^AT_EX, Overleaf - Skriveprogram

1 Innledning

Landbasert oppdrett er en raskt voksende industri med stort potensiale for nye løsninger. Hofseth har planer om å bygge et landbasert fiskeoppdrettsanlegg av laks med årlig produksjon på 100 000 laks, i en nedlagt gruve i Røbbervika, hvor det tidligere ble hentet ut olivin. Anlegget vil være et gjennomstrømnings-anlegg som betyr at vannet i fiskekarene, kontinuerlig fornyes med vann direkte fra fjorden, som videre strømmer tilbake til fjorden, dette er vist i figur 3. Vannet pumpes inn i fiskekarene, og for vannet som renner ut, skal det være et selvføll [85]. I denne oppgaven skal det sees nærmere på muligheter for å gjenvinne energien i dette vannutløpet, for å redusere netto energiforbruk for systemet. Det skal videre undersøkes ulike løsninger for turbiner, pumper, rørgater og se på tapene i systemet. I tillegg til kostnads- og klimavurderinger for dette. Gjenvinning av energi i landbasert oppdrett med turbin er lite forsket på, men prinsippene bak å gjenvinne energi er derimot kjent. Derfor vil datainnsamling og litteraturstudier være en stor del av denne oppgaven. Landbaserte fiskeoppdrettsanlegg vil trolig bli mer og mer vanlig fremover. Denne oppgaven skal derfor se nærmere på muligheter for energigjenvinning med turbin i landbaserte fiskeoppdrettsanlegg med gjennomstrømming av vann. Både fra et generelt perspektiv, samt prosjektspesifikt med utgangspunkt i anlegget som skal bygges i Røbbervika



Figur 1: Røbbervika er markert med rød sirkel [65].

1.1 Bakgrunn

Med en økende befolkning, følger et økende behov for mat. I tillegg til dette skal klimautslipp reduseres. Ifølge en forskningsartikkel av J. Poore and T. Nemecek, er klimagassutslippet knyttet til kjøttkveg 99,48 CO₂-ekvivalenter pr. kg produkt. Klimagassutslippet knyttet til oppdrettslaks er 13,63 CO₂-ekvivalenter pr. kg produkt [78]. Dette tallet vil variere basert på hvilket anleggenes avstander og produksjonsmetoder, men forskjellen i CO₂-ekvivalenter viser at fiskeoppdrett generelt er en mer bærekraftig og miljøvennlig proteinkilde. Likevel er det muligheter for å redusere utslippet av klimagassutslipp i fiskeoppdrettsnæringen.

Fiskeoppdrett er Norges nest største eksportnæring, og Norge er verdens største eksportør av atlantisk laks [25]. DNV har gjennomført en undersøkelse på hvordan maritim akvakultur vil utvikle seg mot 2050. Denne rapporten konkluderte med at verdens samlet produksjon fra havbruk vil i 2050 være dobbelt så stor som den er idag, og oppdrett vil bli like stort som villfangst er idag [77]. I Norge er kystbasert oppdrett mye utviklet. En av de største utfordringene med oppdrettsnæringen i Norge er lakselus. For å unngå dette, blir det vurdert alternative muligheter for oppdrett. Det forskes blant annet på å flytte næringen til land, lengre ut til havs, eller å lage lukkede konstruksjoner. Dette er utgangspunktet for at det i denne oppgaven skal undersøkes et landbasert oppdrettsanlegg. En av utfordringene knyttet til landbasert oppdrett, er behovet for stort areal ved kystlinjen.

Anlegget i Røbbervika har en gunstig plassering i dalsiden av Sunnylvsfjorden, noe som sikrer tilknytning til kystlinja. I tillegg viser utførte temperaturmålinger at temperaturene er godt egnet for fiskeoppdrett året rundt, uten behov for ekstra oppvarming. Fjordens beliggenhet sikrer også høy utskiftning av vann i fjorden noe som er gunstig for oppdrett [85]. Dette danner grunnlaget for at Hofseth International AS satser på et nytt norsk lakseeventyr.



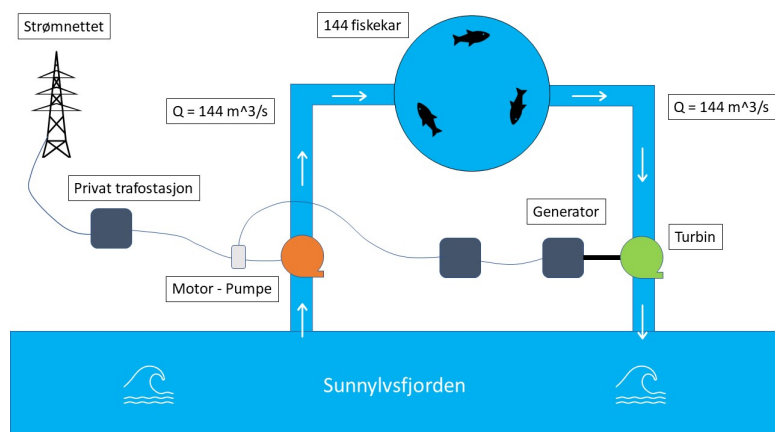
Figur 2: Utsikt fra anleggesområdet, innover i Sunnylvsfjorden hvor temperaturmålebøyen er plassert.

1.2 Hofseth International AS

Hofseth International AS er et norsk selskap stiftet i 2005 med 500 ansatte som jobber med produksjon og distribusjon av 60.000 tonn sjømat i året. Selskapet har det siste tiåret hatt en årlig vekst på 25%. Hovedsakelig produseres laks og ørret, hvor 100% av fisken utnyttes. Selskapet opererer innenfor hele verdikjeden, fra smolt, postsmolt og oppdrett, til prosessering, markedsføring og salg av det ferdige produktet som distribueres til 23 land. Hofseth holder til på Sunnmøre med hovedkontor i Ålesund, de har et smoltanlegg i Tafjord, seks ulike posisjoner med merder i Storfjorden, et slakteri i Ålesund, og planlegger nå et fremtidig oppdrettsanlegg i Røbbervika, hvor prosjektet har fått navnet World Heritage Salmon [37].

1.3 Beskrivelse av det planlagte anlegget

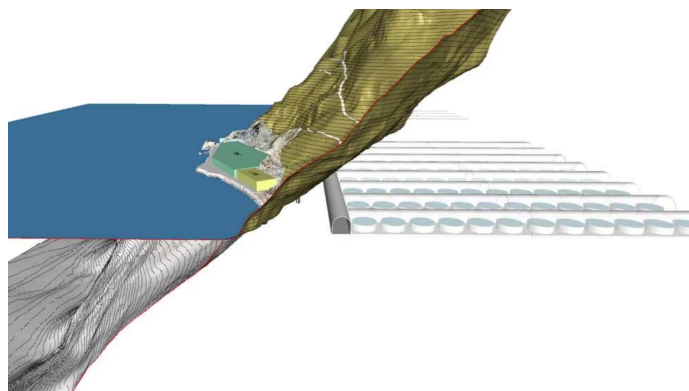
World Heritage Salmon er selskapet som planlegger å bygge det landbaserte oppdrettsanlegget i Røbbervika. World Heritage Salmon og Hofseth har samme eier, og det planlegges at Hofseth skal kjøpe opp World Heritage Salmon når anlegget er bygget [85]. Derfor er Hofseth den veiledende bedriften i denne oppgaven.



Figur 3: Enkel skisse av gjennomstrømningsanlegget.

Anlegget skal bygges inni fjellet hvor det tidligere har vært gruvedrift av olivin, men for å romme anlegget må det sprenges ut fjellhaller. Anlegget ligger like ved fjorden hvor det er tilgang på sjøvann med ideelle temperaturer for fiskene året rundt. Derfor er det ikke behov for oppvarming av vannet. For å sikre at vannets temperatur er ideell, vil vannet hentes fra to forskjellige dyp, trolig 40 og 80 meter under overflaten, avhengig av årstid [85]. Figur 3 viser en forenklet skisse av anlegget.

Anlegget skal være et “gjennomstrømningsanlegg” hvor fiskekarene blir kontinuerlig fornyet med sjøvann fra fjorden, som også renner tilbake ut i fjorden. Vannstrømmen er $144 \text{ m}^3/\text{s}$, og fallhøyden er 16 m, som er relativt liten i vannkraftsammenheng [38]. Vannmengden er derimot stor. Derfor skal det i denne oppgaven vurderes om det er mulig å gjenvinne energien i returvannet med turbiner [7]. Anlegget skal bestå av 144 fiskekar, med 12 fjellhaller innover i fjellet. Figur 3 viser energiflyten i anlegget. Pumpen henter i utgangspunktet energi fra strømnettet. Turbinen i vannutløpet er koblet på en generator som omgjør energien til elektrisk energi. Mellom pumpe og generator er det på figur 3, tomme bokser. Riktig elektronikk for å omforme frekvensen er nødvendig, men dette er ikke fokus i denne oppgaven. Strømmen fra generator sendes direkte inn på pumpen. Dette reduserer netto energiforbruk. Et tidlig bilde fra prosjekteringsfasen av anlegget kan ses nedenfor.



Figur 4: Sideblikk av anlegget fra tidlig stadie i prosjekteringsfasen [36].

Foreløpig ventes det på konsesjon for å få lov til å bygge anlegget. Området grenser til et verdensarvområde. Eiendommen til WHS ble holdt utenfor verdensarvområdet da det ble definert, trolig på grunn av mange år med gruvedrift [85].

1.4 Oppgavebeskrivelse

Denne rapporten vil være en utredning av ulike aspekter rundt energigjenvinning med turbin i landbasert oppdrett, og vil i hovedsak dreie seg om dette spesifikke anlegget. Det er ønskelig å gi en god antagelse for systemets virkningsgrad, og finne ut hvor mye av energien forbrukt i pumpene, som kan gjenvinnes i turbinene. For å finne ut hvordan denne virkningsgraden kan optimaliseres, blir det gjennomført analyser for turbinene, pumpene og tap i systemet. For turbinen skal det undersøkes hvilke turbintype som lønner seg, hvor mange turbiner som lønner seg, og hvordan turbinen bør plasseres for å unngå kavitasjon. I tillegg skal det undersøkes hvordan tidevannet påvirker systemet, energibehov og energiproduksjon. Det er ønskelig å gi et innblikk i hvilke utfordringer som er knyttet til landbasert oppdrett og turbinsystemer, og ikke minst hvilke løsninger som finnes. Målet med oppgaven er i hovedsak å undersøke om det lønner seg å installere turbiner i strømningsutløpet av anlegget, basert på økonomiske og miljømessige vurderinger.

Oppgaven starter med å gjennomgå relevant teori for å forstå oppgavens omfang. Rapporten inneholder teori om vannkraft, fiskeoppdrett, og økonomiske aspekter knyttet til disse to. Deretter kommer en metodedel som inneholder informasjon om hvordan arbeidet med oppgaven er gjennomført og kvalitetssikret. I metodedelen er det en grundigere gjennomgang av anlegget og hvilke antagelser som er tatt knyttet til dimensjoner, spesifikasjoner og beregninger. Deretter blir resultater og diskusjon presentert, hovedsakelig rettet mot anlegget i Røbbervika. Mot slutten av rapporten blir fokuset utvidet og det blir diskutert hvordan konseptet med turbingjenvinning vil påvirke samfunnet, samt hvordan det kan implementeres i lignende prosjekter. Avslutningsvis blir de viktigste momentene knyttet sammen i en konklusjon.

1.5 Bidragsytere

En stor takk rettes til alle som har vært behjelpelig med å svare på spørsmål og dele kunnskap fra sine fagområder. Alle i listen under har bidratt med verdifull hjelp til oppgaven.

Tabell 1: Bidragsytere.

| Navn | Stilling | Firma |
|--------------------|-------------------------------------|--------------------|
| Knut Eilert Røsvik | SVP Projects & Business Development | Hofseth |
| Andres Thyri | Prosjektleder | Artec Aqua |
| Anders Beitnes | Konsulent | Beitnes Consulting |
| Christian Winkler | Sales & Project Manager | DIVE-Turbinen GmbH |
| Idun Østgård | Energiingeniør | Tafjord |
| Tor Hennum | Stipendiat | NTNU |

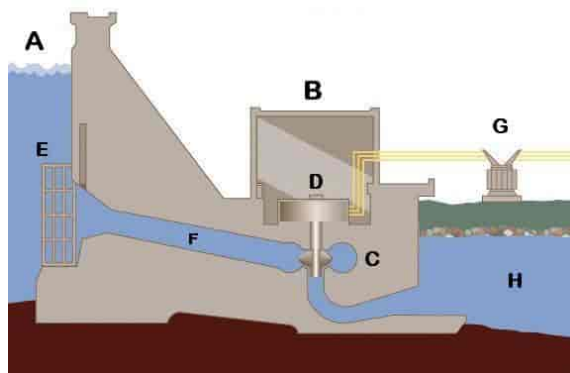
2 Vannkraft

Vannkraft utnytter den potensielle energien lagret i høytliggende vannreservoar eller den kinetiske energien i en elv. Ofte er reservoaret demmet opp for å øke trykket og fallhøyden. Energien høstet har historisk blitt brukt til mekanisk arbeid, mens moderne kraftverk omgjør energien til elektrisitet. I Norge har vannkraften dominert kraftproduksjonen og stått for over 95 % av energimiksen i lang tid. Globalt har vannkraften en andel på ca. 16 %. Hvor Øst-Asia og Sør-Amerika markerer seg [38].

Den planlagte energigjenvinningsløsningen med turbiner i strømningsutløpet har store likheter til et vannkraftverk. Derfor vil det bli beskrevet ulike komponenter i et vannkraftverk, og beregninger som må gjennomføres før utbygging av et kraftverk.

2.1 Oppbygning av et vannkraftverk

Et vannkraftverk består av ulike komponenter og deler. Figur 5 viser oppbygningen av et typisk vannkraftverk.



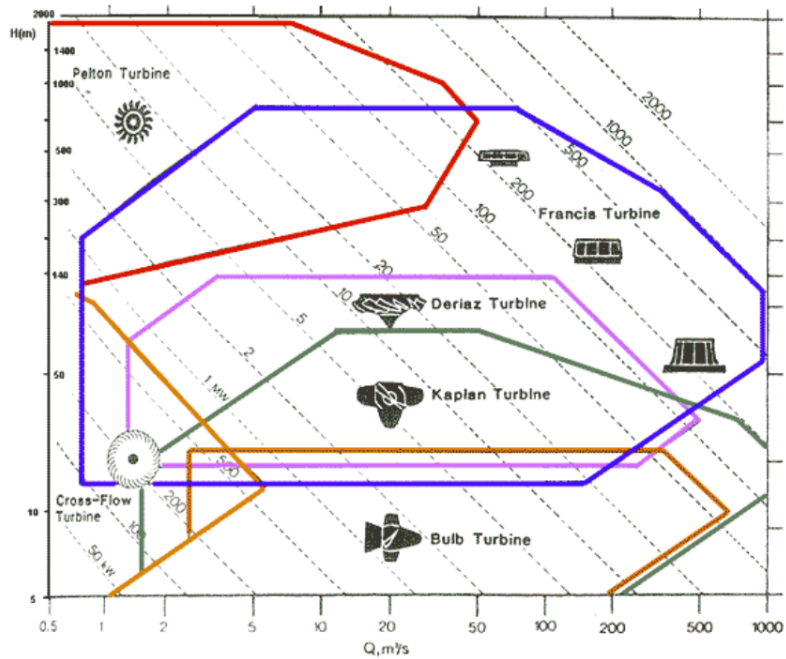
Figur 5: Oppbygningen av et typisk vannkraftverk. A: Vannmagasin/ inntaksdam, B: Kraftverks-hall, C: Turbin, D: Generator, E: Luke og grind, F: Trykksjakt, G: Transformator, H: Undervann/ avløp [83].

De viktigste punktene ved et vannkraftverk er vist på figuren. Vannet lagres i et magasin som er avgrenset av en demning. Når det er ønskelig å produsere strøm, blir en luke åpnet. Dermed strømmer vannet inn i et vanninntak, og videre i en rørledning med en trykksjakt, for så å strømme inn i en turbin. Rotasjonen fra turbinen blir omgjort til elektrisitet av en generator. Deretter blir spenningen tilpasset i en transformator [83].

2.2 Turbin

Vannkraftmaskiner eller hydroturbiner er maskiner som omgjør energien i en vannføring til elektrisk effekt. Når det skal velges riktig turbintype, må blant annet vannhøyden og vannstrømmen tas hensyn til. I norske vannkraftverk er det hovedsakelig tre ulike typer turbiner som blir benyttet. Disse er impulsturbinen Pelton og reaksjonsturbinene Francis og Kaplan. Hvis vannhøyden er stor og vannstrømmen er liten, brukes typisk en Pelton-turbin. Kaplanturbin brukes typisk med høy vannmengde og lav fallhøyde. Francisturbin brukes for vannstrømmer og vannmengder mellom dette. Figur 6 viser en oversikt over ulike turbintyper og hvilke bruksområder de har [34].

Ledeskivene styres mekanisk og benyttes til regulering av vannmengden inn på løpehulet [82] og påvirker selve pådraget inn på løpehulet som er den bevegelige delen i turbinen hvor skivene tar imot energien i vannet. Løpehulet er koblet til en aksel som leverer rotasjonsenergi til for eksempel en generator [81].



Figur 6: Anvendelsesområde for ulike turbiner ut fra fallhøyde og vannmengde [75].

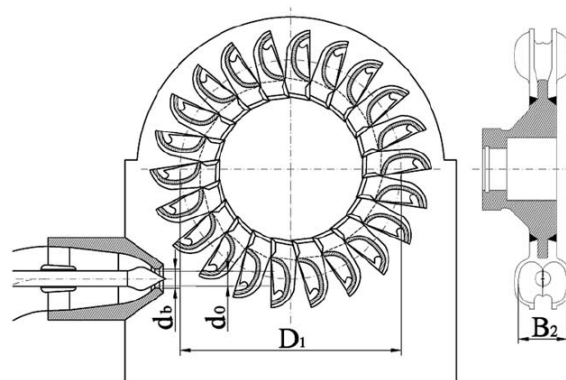
Ulike turbintyper for impulsturbiner og reaksjoner vil bli videre forklart, med fordeler og ulemper for hver. Formlene som kreves for å regne på energi og virkningsgrader blir også forklart.

2.2.1 Impulsturbin

Impulsturbiner er fristråleturbiner som bruker hastigheten og den kinetiske energien i vannet for å bevege skovlene [34].

Pelton

Den mest brukte impulsturbinen er Pelton-turbinen som ble utviklet midt på 1800-tallet, av den amerikanske oppfinneren Lester Pelton. Den brukes for store kraftverk, og benyttes ved fallhøyder på 400–2000 m. Virkningsgraden ligger typisk i området 91–93 % [34].

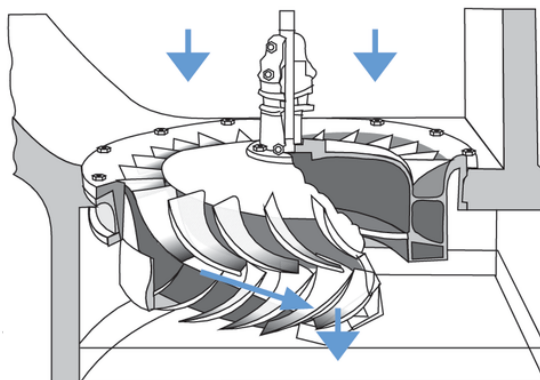


Figur 7: Peltonturbin [74].

Pelton-turbinen er en fristråleturbin, hvor vannet ledes gjennom én eller flere dyser og treffer skovlene ytterst på løpehjulet med høy kinetisk energi. Trykkenergien transformeres til kinetisk energi i det det føres gjennom dysene. Vannet har en intens akselerasjon ettersom trykket blir omdannet til et atmosfærisk nivå [34].

2.2.2 Reaksjonsturbiner

Reaksjonsturbiner består av justerbare ledevinger som fører strømmen av vann radiale inn i vannføringsmekanismen og aksiale ut av løperen [28]. Vannstrømmen entrer med høyt trykk inn på skovlene og momentet overføres til løpehjulene og skaper et trykkfall. Slik at disse turbinene utnytter både trykket inn på turbinen og undertrykket som oppstår på vei ut fra turbinen. Siden reaksjonsturbinene er nedsenket oppnår de bedre utnyttelse av høyden og opererer med en høyere virkningsgrad enn impulsturbiner i samme dimensjoner [34].

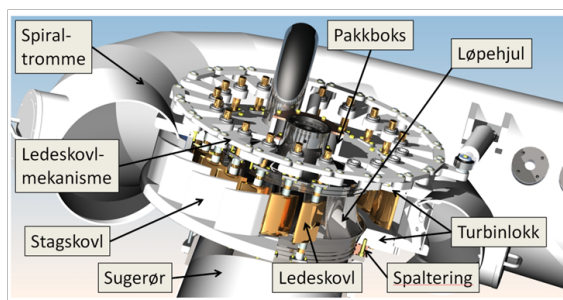


Figur 8: Vertikal, aksial fallturbin [34].

Det finnes ulike typer reaksjonsturbiner. Noen av disse er Francisturbin, Kaplansturbin, Dive-turbin, Bulbturbin, Strafloturbin.

Francisturbin

Francisturbinen er den mest brukte i norske kraftverk og operer på fallhøyder mellom 40 og 700 meter. Typisk ligger virkningsgradene på 90-96%. Francisturbinen er en radial fullturbin som har løpehjulet liggende innenfor ledehjulet, som vist på figur 9 [34].



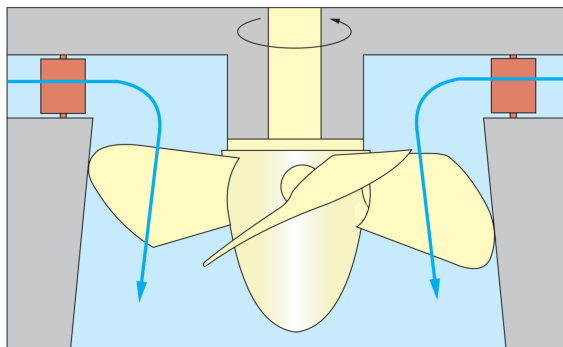
Figur 9: Francisturbin [91].

Francisturbinen anvendes når det er både høyt trykk og hastighet i vannstrømmen. Turbinen er nedsenket og utnytter fallhøyden helt ned til undervannsspeilet. Vannet føres inn på skovlene via spiralformede ledere som regulerer hastigheten og jevnt fordeler vannstrømmen. Vannet avbøyes så i aksial retning og skaper en sugeeve på undersiden.

Francisturbinene kan både monteres horisontalt og vertikalt. Små francisturbiner er det ofte vanlig å montere med horisontal aksling [34].

Kaplanturbin

Kaplanturbinen ble utviklet i 1912, av den østerrikske ingeniøren Viktor Kaplan og brukes ved fallhøyder opp til 50 m. Den benyttes hovedsakelig i scenarier med lav fallhøyde og høy vannføring.



Figur 10: Kaplanturbin [80].

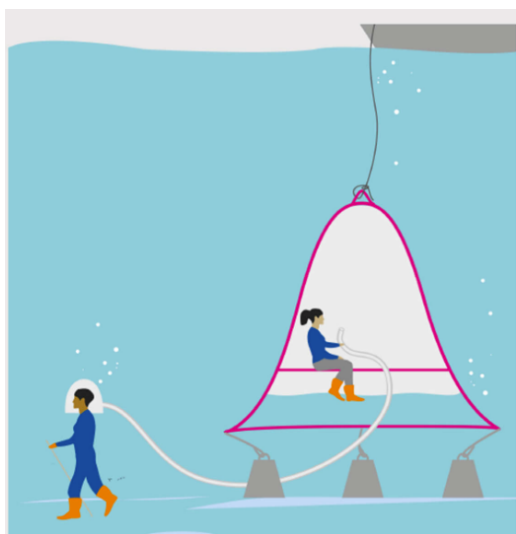
Kaplanturbinen er en radial fullturbin. Vannstrømmen avbøyes aksialt og føres ved hjelp av vridbare ledehjul rundt hele løpehjulet. Vannstrømmens retning vris ned, treffer skovlene og driver løpehjulet rundt. Utløpsarealet kan justeres og er derfor effektiv over et stort pådragsområde. Virkningsgradens maksimale verdi kan være 92–93 %. En moderne kaplanturbin kan operere med fallhøyder opptil 80 meter. Løpehjulet må nedsenkes under vannspeilet for å unngå kavitasjon [34].

Dive-turbine

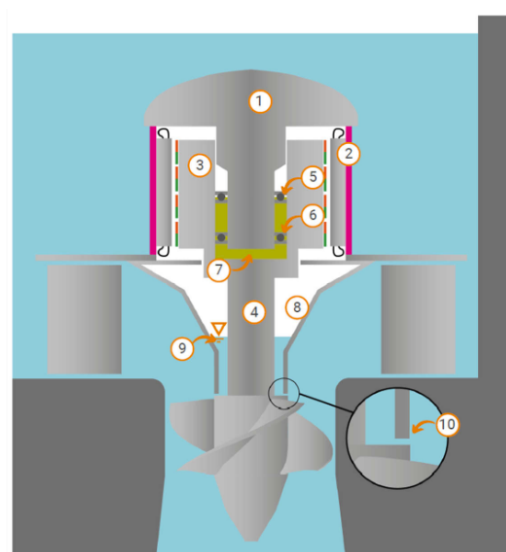
Dive-turbinen er en type reaksjonsturbin. All informasjonen om denne turbinene er hentet fra deres hjemmesider og fra et møte med DIVE Turbinen GmbH & Co. KG, og er påstander fra dette selskapet om hvilke fordeler som gjelder for denne turbinen. DIVE Turbinen GmbH & Co. KG ønsker å selge produktet sitt, derfor bør denne informasjonen sees på med et kritisk blikk.

Selskapet DIVE Turbinen GmbH & Co. KG leverer en propell-turbintype som de påstår har en høy levetid under saltvannspåvirkning. Bladene er festet på løpehjulet og reguleres ved justerbare ledeskovler som varierer hastigheten i vannstrømmen.

Turbinløsningen har en permanentmagnetgenerator, som betyr at det ikke er behov for en mekanisk girkasse. Permanentmagnetgeneratoren (PMG) er direkte koblet til turbinen, og kan operere på ulike hastigheter, som de fleste andre turbiner.

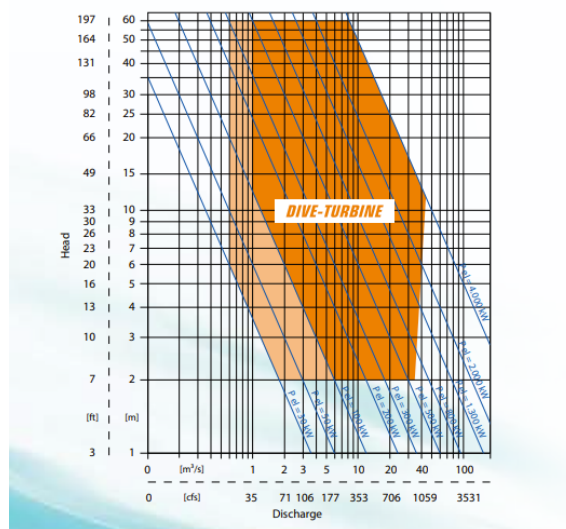


Figur 11: Dykkerklokkeprinsippet [14].



Figur 12: Nedsenket Dive-turbin [14].

Turbinen er nedsenket med et dykkerklokkeprinsipp [11], hvor en luftbøle holder mekaniske deler tørre og et trykk fjerner all fukt i “dykkerklokken”. Tetningskonsept skal ifølge GmbH & Co. KG minimere turbinens vedlikehold[101]. Turbinen operer i feltet 5% til 100% av installert kapasitet og ved flere nivåer av fallhøyder [14].



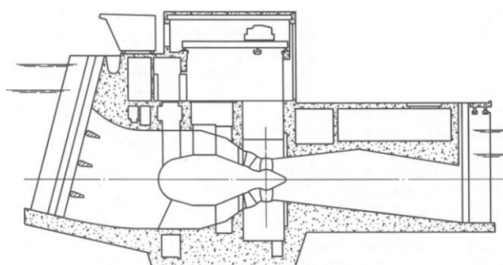
Figur 13: Anvendelsesområde for Dive-turbinen [15].

Turbinen er i stand til å starte på nytt av seg selv uten noen form for tilleggs- eller hjelpeutstyr. Lagerenheten og tetningssystemet til DIVE-Turbinen er i stand til å håndtere fri vanngjennomstrømning uten risiko for å skade noen deler av turbinen. På grunn av egenskapen til å håndtere fri vanngjennomstrømning, er det ikke nødvendig å installere en nødventil eller en ekstra rømmingsvei for vannstrømmen. Dette reduserer kostnader for konstruksjon.

Om det er unormalt høyt nivå av sedimenter i vannstrømmen så har designet, mekanikken og materialene til DIVE-Turbinen betydelig høyere motstand mot slitasje som følge av partiklene i vannet. Derfor kan DIVE-Turbinen håndtere større partikler i vannstrømmen og kravene til filterene er mindre spm kan spare plass og gi en kostnadsbesparelse.

Bulbturbin

Bulbturbin er en reaksjonsturbin variant av en Kaplan-modell som blir brukt i tilfeller med lave fallhøyder under 15 meter og betydelig vannføring. Hovedforskjellen fra en vanlig Kaplan-turbin er at bulbturbinen monteres horisontalt istedenfor vertikalt, og at vannstrømmen renner i en blandet aksial-radial retning inn i ledevingekaskaden og ikke gjennom et rullehus. Bulb turbinene har i tillegg som regel en laverere kostnad, og opererer ved en høyere effektivitet ved lave fallhøyder [11].



Figur 14: Bulb turbin [11].

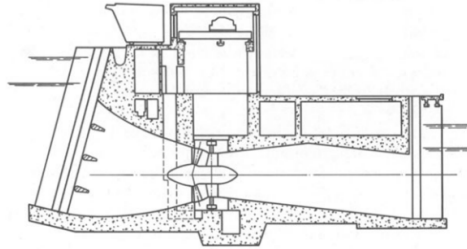
Strafloturbin

I 1919 kom Leroy F. Harza med ideén om en “Straight Flow turbine”, som dermed fikk navnet Straflo. Strafloturbinen er en horisontalt montert maskin med generatoren festet uten drivaksel på løperens utkant. Dette resulterte i et optimert hydraulisk design med minimale dimensjoner. Med den fullstendige aksiale strømmingen gjennom hele turbinen kunne kapasiteten økes med 10% i forhold til Kaplanturbinen [11].

Turbinen og generatoren danner en enkel enhet i det vertikale planet, som er lett tilgjengelig for oppheisning og vedlikehold. Mye av de kompliserte designene fra andre turbiner erstattes her med en rett kanal som ledes rett inn på løpehjulet [11].

Fordelene begrunner seg i fraværet av en drivaksel, det kompakte designet og en treghet i turbinen som kan holde igjen vannstrømmer og minke kraftvariasjoner, som er et spesielt ønsket trekk i større enheter. Disse fordelene er dessverre dirkede koblet til noen av ulempene, i form av lageret, kontakten mellom løpehjulet og kanten av sylindren [11].

Det spekuleres i om Strafloturbinen var forut sin tid, da designet ble sidesatt kort tid etter introduksjonen i et marked dominert av kaplanturbinen. Kaplanturbinen ble lansert 6 år før straflosturbinen, og hadde allerede klart å etablere seg på markedet [11].



Figur 15: Strafloturbin [12].

2.2.3 Energiberegninger for turbin

For å beregne elektrisk effekt produsert av turbinen, blir formelen 1 benyttet. I formelen er ρ [kg/m³] er massetetthet, g [m/s²] er tyngdeakselerasjon, Q [m³/s] er volumstrøm, og H_{netto} [m] er fallhøyden inkludert tap i systemet [103].

$$\dot{W}_{el} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{netto} \cdot \eta_{tot,turbin} \quad (1)$$

For å beregne $\eta_{tot,turbin}$ blir formel 2 benyttet, hvor η_{turbin} er virkningsgraden til turbinen, $\eta_{generator}$ er virkningsgraden til generatoren, og $\eta_{inverter}$ er virkningsgraden til inverteren [103].

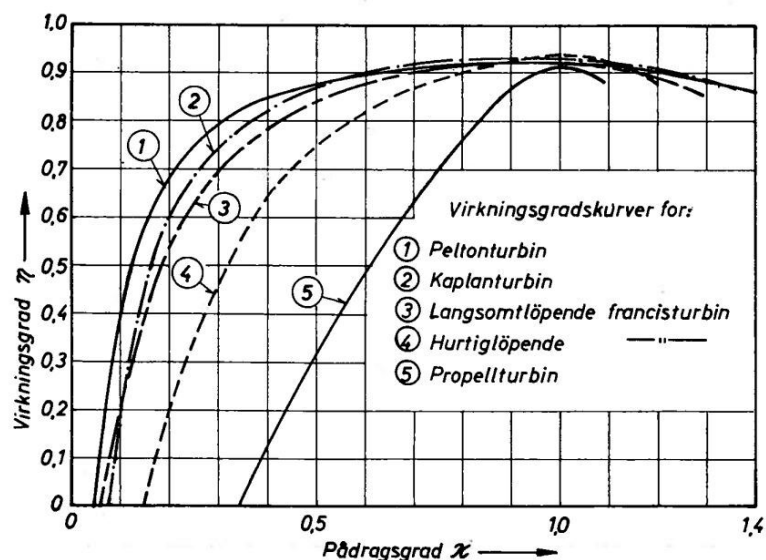
$$\eta_{tot,turbin} = \eta_{turbin} \cdot \eta_{generator} \cdot \eta_{inverter} \quad (2)$$

For å beregne H_{netto} , blir formel 3 benyttet, hvor H_{brutto} er høydeforskjellen mellom vannspeilet i karet og i fjorden, og H_{tap} er den tapte trykkehøyden. Formelen for H_{tap} er gitt i kapittel 2.4 [103].

$$H_{netto} = H_{brutto} - H_{tap} \quad (3)$$

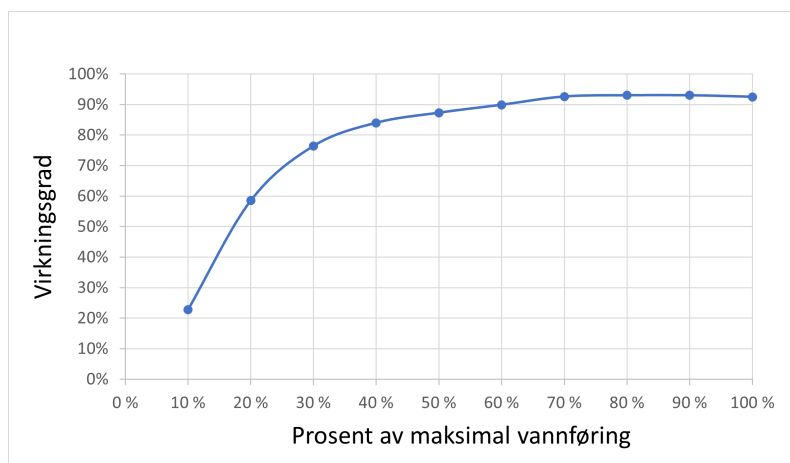
2.2.4 Turbinvirkningsgrad

Virkningsgrad er definert som forholdet mellom utnyttbar effekt og tilført effekt. Virkningsgraden forteller noe om hvor effektiv en maskin eller prosess er [46]. Figur 16 viser virkningsgraden for ulike turbintyper, som funksjon av pådraget, eller vannstrømmer.



Figur 16: Virkningsgrader som funksjon av pådrag [49].

Punktet hvor pådraget er 1, er det optimale driftspunktet for turbinene. Alt over eller under 1, reduserer virkningsgraden i ulik grad. Virkningsgraden til Dive-turbinen ble oppgitt av DIVE Turbinen GmbH & Co. KG under et møte, for 10 prosentvise vannstrømmer fra 10 % til 100 %. Figur 17 viser et plot av virkningsgradkurven som DIVE Turbinen GmbH & Co. KG påstår at turbinen deres kan oppnå.



Figur 17: Virkningsgradkurve for en Dive-turbin ved ulike vannføringer [101].

Virkningsgraden for Dive-turbinen er størst mellom 70-90 % av maksimal vannføring, hvor virkningsgraden er 93 %.

2.3 Pumpe

Pumper er maskiner som øker trykknivåer i væsker [45]. Pumper benyttes til å forflytte væsker fra et sted eller nivå til et annet. Avhenging av trykkehøyde, vannstrøm og viskositet eksisterer det et stort utvalg typer pumper designet for å best håndtere de ulike tilfellene. Pumper kan deles inn i to hovedkategorier. Disse er fortreningspumper og dynamiske pumper [103].

Fortreningspumper eller såkalte “Positive-displacement pumps” lukker et fluid inn i et avgrenset volum, for så å presse fluidet ut av utløpet i pumpa. En sykkelpumpe fungerer på denne måten [13].

Dynamiske pumper fungerer ved at roterende blader overfører energi til fluidet. Fordi den bruker kinetisk energi til å pumpe væsken, er en dynamisk pumpe også kjent som en kinetisk pumpe. Dynamiske pumper brukes i situasjoner der det kreves en konstant strømningshastighet. Bernoullis prinsipp, fra formel 11, forklarer denne konverteringen av kinetisk energi til trykk. De mest brukte dynamiske pumpene er aksielle eller sentrifugale [45].

Aksielle pumpene består i prinsippet av en propell, og er konstruert for å pumpe inkompressible væsker ved høye strømningshastigheter ved vesentlig lavere pumpehøyder enn sentrifugalpumpene [45].

Sentrifugalpumpene er de mest brukte i verden og konverterer mekanisk energi til hydraulisk energi ved hjelp av sentrifugalkraften fra en motor. Den har et skovlhjul som roterer innenfor et lukket pumpehus. Væsken tilføres i hjulets sentrale innløpsparti og forlater hjulet ved periferien med økt trykk og hastighet [45].

2.3.1 Energiberegninger for pumpe

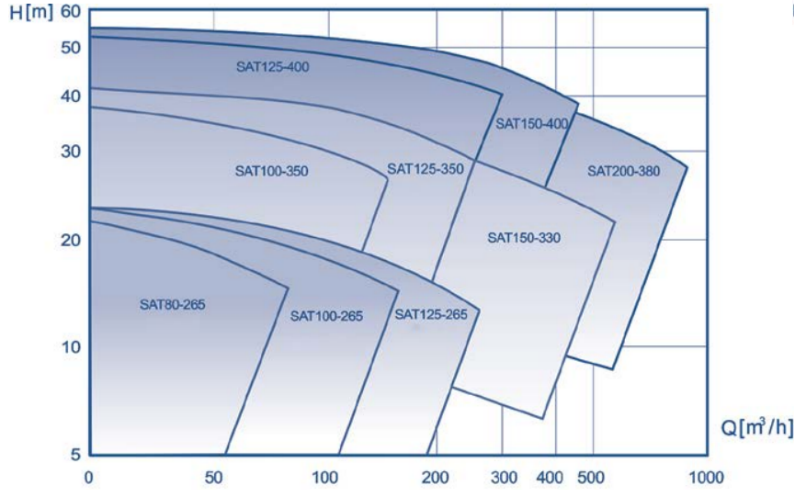
Formelen for elektrisk energi som kreves for pumpen, kan ses i formel 4, hvor ρ er massetetthet, g er tyngdeakselerasjon, Q er volumstrøm, og H_{netto} er netto fallhøyde, som beregnes etter å ha funnet høydetapet i rørene. η_{pumpe} er den totale virkningsgraden til pumpen [103].

$$\dot{W}_{el,pumpe} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{netto}}{\eta_{pumpe}} \quad (4)$$

2.3.2 Pumpevirkningsgrad

Pumpers virkningsgrad avhenger ofte for ulike størrelser. Da små kan ligge i sjiktet 50-70 %, medium og store sentrifugalpumper mellom 75% og 93% og de største over 85 % [72]. Pumper bruker naturligvis mindre strøm når de opererer mer effektivt. Men effekt er også proporsjonal med volumstrøm [92]. Alle pumper har et “BEP”, hvilket vil si et punkt hvor de flytter mest volum med minst mulig effekt.

Figur 18 viser forenklet hvordan en finner det optimale operasjonsvinduet “BEP” for en pumpe avhengig av høyde og volumstrøm. I det en skal velge pumpe vil ofte en produsent henviser til en katalog, hvor en kan få et større overblikk av operasjonsprofilene til de tilgjengelige punktene som vist i figuren, ofte med “BEP” poengtert.



Figur 18: Pumpeprodusenten Azcue demonstrerer pumpevariasjon, hvor “BEP” ligger langs toppkurven av hver pumpes figur [5].

2.4 Tap i rør

For å beregne rørdiameter, brukes formel 5 som viser forholdet mellom diameter D , vannhastighet V , og volumstrøm Q [103].

$$D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi V}} \quad (5)$$

Totalt høydetap i rørsystemet kan beregnes med formel 6, hvor f er friksjonsfaktoren for røret, L er lengden til røret, D er diameteren til røret, V er den gjennomsnittlige hastigheten på vannstrømmen gjennom røret, g er tyngdeakselerasjonen, og K_L er tapskoeffesienten i røret [103].

$$h_{L,TOT} = \sum_i f_i \frac{L_i}{D_i} \frac{V_i^2}{2g} + \sum_j K_{L,j} \frac{V_j^2}{2g} \quad (6)$$

Denne formelen er delt opp i to deler, “major losses” og “minor losses”. Første del av formelen er “major losses” som fanger opp tap i rør grunnet friksjon. Andre del av formelen er “minor losses” som fanger opp tap i rør grunnet blant annet beslag i røret, bøyninger, ventiler, innløp, utløp, utvidelser og forminskning av rør. Disse komponentene kan forstyrre strømmingen og føre til tap [103].

For å beregne første del av formelen, “major losses”, må friksjonsfaktoren beregnes. Friksjonsfaktoren kan finnes med bruk av Colebrook’s likning eller Moody-diagrammet fra vedlegg C. Colebrook’s likning er vist i formel 7, hvor ϵ er ruheten til rørmaterialet, og Re er Reynolds-tallet på vannstrømmingen [103].

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log \left(\frac{\epsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (7)$$

Reynolds-tallet forteller hvordan strømmingen i røret oppfører seg. Det forteller om strømmingen er laminær eller turbulent, og i hvor stor grad strømmingen er turbulent. For å beregne Reynolds-tallet, Re , blir formel 8 benyttet, hvor ρ er massetettheten på vannet, V er den gjennomsnittlige hastigheten på vannstrømmen gjennom røret, D er diameteren på røret, og μ er vannets dynamiske viskositet som kan leses av fra tabellen i vedlegg B [103].

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (8)$$

Nederst til venstre på Moody-diagrammet er det oppgitt ulike overflateruheter for ulike materialer. For å finne relativ ruhet, blir overflateruheten delt på diameteren til røret. Ved hjelp av relativ ruhet og Reynolds-tallet, kan friksjonsfaktoren leses av Moody-diagrammet i vedlegg C. For å beregne “minor losses”, må tapskoeffisienten K_L beregnes. Tapskoeffisienter for ulike rørkomponenter kan leses av fra vedlegg A. Tapskoeffisientene og friksjonsfaktoren for de ulike rørstrekningene kan deretter benyttes i formel 6 for å finne det totale høydetapet i rørsystemet [103].

2.5 Vannstand

Tidevannet vil påvirke vannstanden hvor de landbaserte oppdrettsanleggene henter vann fra. Flo og fjære oppstår som følge av gravitasjonskreftene mellom jord, måne og sol. Månens betydning er omtrent tre ganger så stor av Solas betydning [47].

Gravitasjonskreftene som skaper tidevannet er relativt små, men påvirkningen på havet er likevel kraftige nok til å bevege vannmassene. Det er liten endring i tidspunktene tidevannsskiftene inntreffer, men høyden av tidevannsforskjellene øker ved ulike lokasjoner. I Norge er forskjellene mellom maksimal flo og fjære 0,72 m i Oslo, 0,50 m ved Mandal, 1,8 m i Bergen, 2,65 m i Kristiansund, 3,82 m i Narvik, 2,68 m i Harstad og 3,97 m i Vadsø [47].

Tidevannsforskjellene varierer i en månesyklus. Når Solen og Månen trekker i samme retning oppstår spring- flo og fjære. Når kreftene til Solen og månen motvirker hverandre oppstår nipp, hvor tidevannsforskjellene er mindre [47].

Utenom sol og måne vil været ha innvirkning på vannstanden. Variasjoner i lufttrykket, vindretning og endringer i temperatur- og saltinnhold er de viktigste årsakene. Blåser det mye fra en retning, for eksempel sørvest som er vanlig i Norge kan fenomenet stormflo oppstå, som er en blanding av lavt trykk, vann “dyttet” mot kysten og naturligvis flo [47].

Norske sjøkart benytter referansenivået sjøkartnull. Sjøkartnull er den minimale vannstanden et område kan oppleve som konsekvens av springfjære, høytrykk og vindretning. Denne høyden er hva nautikere forholder seg til for å unngå grunnstøtinger [48].

2.6 Kavitasjon

Kavitasjon er dannelsen av gassbobler i en væske. Dette fenomenet oppstår gjerne når en væske strømmer veldig raskt forbi et objekt som vil gjøre gjør Francis- og Kaplan-turbiner særlig utsatt. og kan gi opphav til mekaniske skader på objektet [35].

Kavitasjon oppstår når trykket i en væske synker under damptrykket. Da vil væsken gjennomgå et faseskift fra væske til damp og dermed vil gassbobler dannes. Boblene kan implodere og skape små jetstrømmer av vann. Disse strømmene kan skape trykktopper som vil erodere materialer og skade innretningen [103].

For å unngå kavitasjon bør en sørge for at det statiske trykket inne i turbinen er høyere enn damptrykket til den flytende væsken. Væsken bør ha lav temperatur for å redusere damptrykket, friksjon i rør bør reduseres, turtallet for pumpen bør reduseres, og en kan benytte flere turbinblader for å redusere støy [103].

For å unngå kavitasjon i turbin og pumpe, må som forklart, riktig høydeplassering beregnes. Parameteren “net positive suction head” (*NPSH*) blir benyttet. Denne er definert som forskjellen mellom statisk trykk-høyde ved innløpet til pumpen, eller utløpet til turbinen, og damptrykk-høyden. I formel 9 for *NPSH* er P er trykk i pumpe/turbin, V er hastighet, ρ er vannets tetthet, g er tyngdeakselerasjonen, og P_v er damptrykket som leses av tabellen i vedlegg B [103].

$$NPSH = \left(\frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} \right)_{Innløp} - \frac{P_v}{\rho g} \quad (9)$$

Det er vanlig at produsentene av pumpen eller turbinen tester når kavitasjon oppstår ved ulike vannstrømmer. Produsenten senker vannstrømmen til kavitasjon oppstår. Dermed kan produsenten vite minimum $NPSH$ nødvendig, for å unngå kavitasjon [103].

Så lenge $NPSH_{nyttbar}$ er større enn $NPSH_{nødvendig}$, vil kavitasjon være unngått. For å ta høyde for en sikkerhetsmargin, bør som en tommelfingerregel, $NPSH_{nyttbar}$ være minst 1,5 ganger større enn $NPSH_{nødvendig}$ [103] Dette kan ses i formel 10.

$$NPSH_{Nyttbar} > 1,5 NPSH_{Nødvendig} \quad (10)$$

$NPSH_{nyttbar}$ kan beregnes med formel 9. For å finne trykket i formel 9, blir formel 11 for bernoulli-likningen benyttet, hvor P er trykk i det aktuelle punktet, α er korreksjonsfaktoren for kinetisk energi, V er vannhastigheten i det aktuelle punktet, z er høyde, h_{pumpe} og h_{turbin} er høydeplasseringen til pumpe og turbin, og h_L er den totale tapshøyden i systemet [103].

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} + z_1 + h_{pumpe} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} + z_2 + h_{turbin} + h_L \quad (11)$$

Denne ligningen må snus om på slik at trykket ved innløpet til pumpen eller turbinen står for seg selv. Deretter settes det inn i formel 9 [103].

2.7 Korrosjon

Korrosjon er oppløsningen av metall, som foreksempel rust når jern korroderer. Hovedsakelig er korrosjon forårsaket av elektrokjemiske reaksjoner. Korrosjon oppstår når spenningsnivået til metaller vil jevne seg ut. Korrosjon har store konsekvenser i moderne samfunn. Derfor er det kritisk å benytte seg av gode løsninger innen korrosjonsbeskyttelse sammen med fornuftige materialvalg for å unngå unødvendige utfordringer [41].



Figur 19: Korrosjon i en LP-turbin [76].

Saltvann leder elektrisitet bedre enn ferskvann. Dette er fordi saltvann er en elektrolyttløsning og inneholder flere oppløste ioner enn ferskvann, hvilket som betyr at elektroner kan bevege seg lettere og korrosjonen vil oppstå raskere. Enkelte metallgjenstander som tilbringer mye tid nedsenket i saltvann, som turbinblader, ruster raskt uten beskyttelse. Gjenstander trenger imidlertid ikke være helt nedsenket i saltvann da fukt og vannsprut fortsatt kan komme i kontakt med metallet [87].

Det eksisterer i hovedsak to måter å hindre korrosjon på. Metode 1 kalles barrieremetoden som baserer seg på å fysisk skille metallet fra vann og oksygen. Her kan en benytte seg av maling, som på skip, smøre inn med olje, som i gir, eller til slutt en litt mer avansert løsning kalt elektroplating, som bruker elektrolyse til å dekke metallet i et tynt lag av et annet metall [87].

Metode 2 kalles offringemetoden som bruker et annet mer reaktivt stoff, slikt som aluminium eller sink i metallblandingen. Dette betyr at hvis objektet kommer i kontakt med oksygen vil det andre metallet "ofres" og bli oksidert, slik at hovedmetallet beskyttes [87].

Metodene kan kombineres, som for eksempel med galvanisering. Her kan et objekt dekkes i Sink som en beskyttende barriere, men om en skrape i laget oppstår og metallet eksponeres vil fortsatt Sink ta belastningen siden det er mer reaktivt [16].

En vanlig teknikk for reparasjon av vannkraftløpere er metallerstatning eller overlegg, for eksempel et beskyttende polymerbasert belegg. Dette er en tidkrevende prosess som introduserer høy temperatur og en risiko for dannelse av sprekker eller deformering av selve løpebladene [9].

2.8 Vedlikehold av kraftverk

Vanlig teknisk levealder til en turbin anslås til 50 år. Tilstanden til turbiner i norske kraftverk er ofte god og de varer derfor lengre enn dette. Når vannkraftverkene nærmer seg teknisk levealder er det vanlig å gjennomføre reinvesteringer på vannkraftverket. Dette kan være å bytte ut turbinblad, komponenter og redusere friksjonstap i vannvei [71]. Driftssystemet med girkasse og belter krever jevnlig vedlikehold med oljeskift og bytting av hjulager [73], som ifølge DIVE Turbinen GmbH & Co. KG byttes etter 20 år [101].

3 Fiskeoppdrett

I dette kapittelet ønskes det å gi leseren en innføring og oversikt om hvordan fiskeoppdrett drives idag. Dette er relevant for å gi leseren en bedre forståelse av driften, godene, utfordringene, konsekvensene, og det som kan føre til energitap i hovedoppgavens prosjekt om å utforske energigjenvinning i landsbasert oppdrett ved hjelp av turbiner. Etter flere litteraturstudier er det valgt å bruke Professor Bård Misund, fagansvarlig for havbruk ved Universitetet i Stavanger sine definisjoner.

Fiskeoppdrett er en form for akvakultur hvor man avler frem fisk i fangenskap. Flere produsenter inkluderer produsjon av rogn og smolt for å skape nye generasjoner [61]. Professor Bård Misund skriver videre at Produksjon av laks vokste med om lag 6,5 prosent årlig i perioden 1997–2017. I dag blir over halvparten av verdens oppdrettslaks produsert i Norge og har en omsetning på mer enn 80 milliarder kroner, som gjør Norge til verdens desidert største produsent av oppdrettslaks [61]. Tabell 2 viser mengde og verdi produsert av ulike oppdrettsarter i Norge.

Tabell 2: Fiskeoppdrett i Norge 2021 [62].

| Art | Mengde (tonn) | Verdi (millioner kroner) |
|----------------|---------------|--------------------------|
| Atlantisk laks | 1 546 121 | 76 316 |
| Regnbueørret | 88 831 | 3 772 |
| Rognkjeks | | 408 |
| Berggylt | | 182 |
| Torsk | 1 662 | 67 |
| Kveite | 2 716 | 267 |
| Røye | 501 | 31 |
| Andre arter | 350 | 29 |
| Totalt | 1 640 181 | 81 072 |

3.1 Hvordan drives fiskeoppdrett?

Oppdrett av fisk gjennomgår tre distinkte faser, her beskrevet av professor Bård Misund [61].

“1) Den første fasen er stamfiskproduksjon. Her bringes fisken frem til kjønnsmodning (gyting). Rogn fra hunnfisk og melke fra hannfisk samles fra gytemoden stamfisk, og rognkornene befruktes ved at rogn og melke blandes.

2) Etter klekking går fisken over i den neste fasen som yngel. Formålet med yngelproduksjon er å bringe fisken frem til en viss størrelse eller biologisk tilstand. I lakseoppdrett kalles denne fasen for settefiskproduksjon og foregår i ferskvann. Settefiskfasen er over når laksen har gått gjennom en endring slik at den kan tåle saltvann. Dette kalles smoltifisering, og settefisk av laks kalles smolt.

3) Den siste fasen, matfiskproduksjon, handler om å føre opp fisken til den når en størrelse som kan selges til kunder, for eksempel fiskehandlere, grossister eller butikkjeder. Laks og regnbueørret lever de to første fasene i ferskvann, mens marine arter som torsk lever hele livet i sjøvann. Rensefisk skal ikke spises av mennesker og fisken settes ut sammen med laksen når rensefisken har nådd en bestemt størrelse og er i stand til å beite på lakselusen [61].”

3.2 Havbasert oppdrett av laks

Oppdrett av laks i Norge foregår stort sett i havet. Smolten lever 8 til 18 måneder i ferskvann frem til de går over en vekt på 100 gram. Ved 100 gram er de smoltifisert og flyttes over i saltvann for resten av livet. Sjøstadiet varer i 12 til 18 måneder, frem til de veier fem kilogram, hvilket er den foretrukke vekten [62].



Figur 20: Merder i havet [57].

Merdene i sjøen tillater fri gjennomstrømming av vann som gir fisken et naturlig miljø. Som konsekvens kan de åpne merdene slippe inn lakselus og andre illebefinnende for laksen. I tillegg kan merdene slippe ut rømt laks som det ikke er ønskelig skal parre seg med villaks. Uspist fôr og andre avfallsstoffer fra fiskene kan og hope seg opp i områdene i og rundt merdene [62].

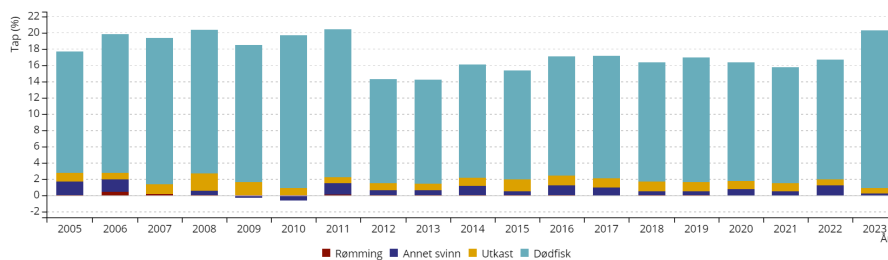
Store mengder fisk samlet på et begrenset område kan føre til rask spredning av lus. Disse utfordringene og konsekvensene har ledet til at flere ønsker å flytte produksjonen på land hvor en kan kontrollere hva som går inn og ut av fiskekarene [62].



Figur 21: Tradisjonelt oppdrettanlegg i sjø [61].

3.2.1 Miljøkonsekvenser, fiskehelse og dyrevelferd

Miljø og dyrevernsorganisasjoner, samt veterinærer har kritisert oppdrettsnæringen i en rekke år som følge av dyrevelferden, effekten på nærmiljøet og dens høye dødelighet og svinn på 15-20% av fisken og 6,9% av biomassen [6].



Figur 22: Svinn i lakseoppdrett [6].

Den historisk høye bruken av antibiotika har lenge vært kritisert av helsemyndigheter, spesielt i

utviklingsland som har ført til tiltak som effektive vaksiner og andre forebyggende grep som har redusert antibiotika bruken med 99 % siden 1987[50]. I dag brukes små mengder først of fremst til rensefisken [62].

I Norge peker havforskere som Misund [61], Håstein [42] og Havforskningsinstituttet [33] på flere problemer med sjøoppdrett, for eksempel:

1) Rømming, hvor laksen kan gå opp i de samme elvene som villaksen og gyte med de. Små lus kan feste seg på den ville laksesmolten.

2) Lakselus, som fester seg på huden og spiser på fisken som stresser dyret. Næringen bruker mye tid og minst 5–10 milliarder kroner per år på behandling og forebygging. Avlusningsbehandlingen er dessuten i mange tilfeller blitt kritisert, ettersom den kan ta livet av oppdrettslaksen. For å bekjempe lakselus bruker oppdrettere flere tiltak som luseskjørt, rensefisk og badbehandlinger som vil bli nærmere forklart.

3) Avfall, hvor blant annet fôr som ikke blir spist og avføring fra fisken kan samle seg under merdene. I områder med lav gjennomstrømming av vann kan dette lede til biologiske endringer i forholdene på havbunnen. Som tiltak holdes regelmessige undersøkelser av bunnforholdene i og området rundt merdene. Fiskeridirektoratet [27] og Havforskningsinstituttet har et trafikklyssystem for å bedre kontrollere områdene det avles fisk i [32]. I dag blir mer enn 90 % av områdene erkjent som gode, 6 % beskrevet som dårlige og 0,6 % som veldig dårlige. Ved ikke godkjente forhold kan Fiskeridirektoratet og fylkesmannens miljøvernavdeling vedta brakklegging inntil områdets tilstand blir god nok [61].

3.2.2 Forebyggende tiltak

Avlusningen kan deles inn i to kategorier: Forebyggende og aktiv.

Et effektivt forebyggende tiltak mot lakselus er luseskjørt, en fysisk barriere som stenger lusen ute fra oppdrettsanlegget. Lusen tiltrekkes av lys og holder seg oppe i den øverste delen av vannet, som er kjent som lusesjiktet. Det holder derfor å kun dekke til den delen av merden for å holde lusen ute. Dybden på luseskjørtene varierer oftest mellom 5 og 10 meter [39].



Figur 23: Luseskjørt [88].

Forskning viser at luseskjørt har en forebyggende effekt, men med noe varierende virkningsgrad. Noen finner at luseskjørt kan redusere antall lus med ca. 70-80% [54]. Andre finner effektivitet på ca. 50% [44].

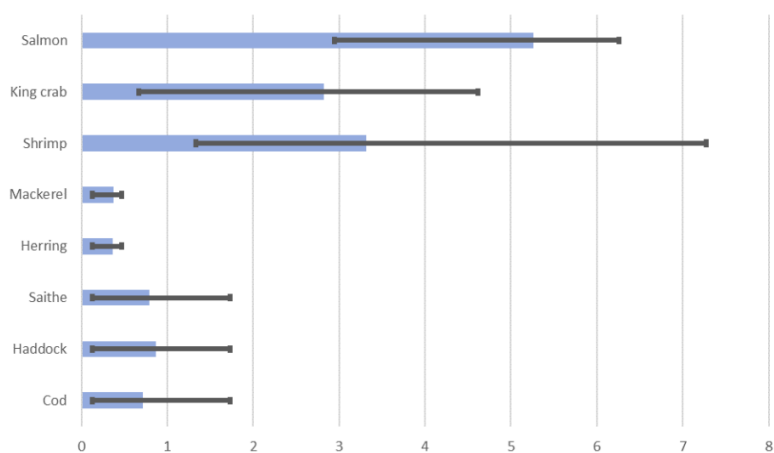
Rensefisk, som spiser lusen av laksens kropp er også hyppig benyttet. Rensefisk kan være fanget villt eller avlet frem og settes ut i merder i havet. Det brukes cirka 5-15 rensefisk per 100 laks i merdene [2]. I 2021 ble det satt ut 45 millioner rognkjeks og leppefisk i oppdrettsmerder. Rensefisk er effektive lusespisere, men veterinærer er bekymret for den høye dødeligheten og for trivselen til rensefisken [61]. Fiskeridirektoratet kom frem til at rensefisken har en daglig dødlighetsrate på 2,8 % [26].

Et annet forebyggende tiltak mot lakselus er såkalte badbehandlinger, som er et samlebegrep for behandlinger hvor laksen må svømme i en egen merd med medikamenter i en viss periode før laksen blir fraktet tilbake i sjøvann. Dette gjøres ved å enten tildekke merden med en duk, fjerne en del av vannet for å så tilsette riktig dose medikament. Alternativt, pumpes fiskene over i en brønnbåt hvor fisken blir behandlet [99].

3.2.3 Klimaavtrykk

Hvis aktiv behandling av lus behøves må et skip seile ut til merden, for så og pumpe opp fisken for renseprosessen. Ifølge Æsøy går 47 % av energien i brønnbåtoperasjonen til behandlingssyklusen med selve avlusningen, og 37 % til transit driften av selve skipet [104].

I figur 24 kan en se CO₂-ekvivalentene til produksjonen av havbasert oppdrett som innebærer lusebehandlinger, pumping og transit frem til slakteriet. Her inngår også utslipp relatert til transport av fôr, som vil være noe likt med landbasert oppdrett. En del av disse utslippene vil da unngås ved bruk av landbaserte systemer som i Norge vil drives av fornybar kraft.



Figur 24: CO₂ Utslipp i oppdrettnæringen (kg CO₂/kg fisk) [102].

3.3 Landbasert fiskeoppdrett

I landbasert oppdrett avles fisken frem i lukkede kar av ulike størrelser. Dette betyr at havet i utgangspunktet ikke belastes av produksjonen som ved sjøbaserte anlegg, hvor man som oftest ikke har mulighet til å samle opp avfall og fôrrester. I landbasert oppdrett har man både muligheten og plikt til å rense vannet som renner ut av karene. Vanninntaket har som regel flere former for rensing, filtrering og desinfisering, men lukkede oppdrettsanlegg har fortsatt en utfordring med kvaliteten i vannet og enkelte tilfeller av lakselus har blitt rapportert [59].

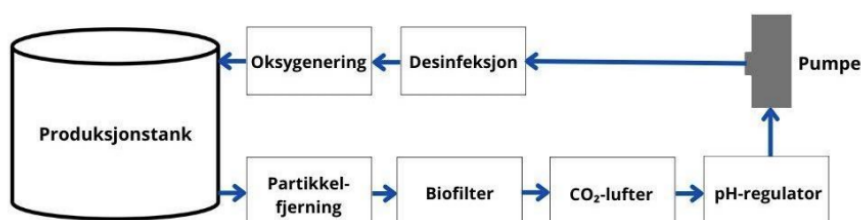
Fisken lever i karene på land frem til den når slakteklar vekt, hvor 5 kilogram fortsatt er ønsket. Denne prosessen krever mye areal, energi og store mengder vann om man ikke resirkulerer vannet [8]. Nærings- og fiskeridepartementet har strenge krav angående teknisk kompetanse, i tillegg til kontroll på fiskens velferd og beredskapsplaner for hvordan håndtere de ulike tekniske og biologiske krisescenarier som kan oppstå [24]. Det krever mye energi å frakte vann fra nærliggende ferskvannskilder og havområder. Kvaliteten på vannet kan også være forskjellig. Teknologiske løsninger vil da avgjøre størrelsen på vann- og energibehovet til anlegg. Landbaserte oppdrettsanlegg kan i teorien drives overalt i verden, så lenge eksisterende teknologi og industri er tilfredstillende utviklet og dermed ikke påvirker miljøet rundt. Landbaserte oppdrettsanlegg kategoriseres basert på andelen av vannet som resirkuleres.

3.3.1 Resirkulerende akvakultursystem (RAS)

I resirkulerende akvakultursystem sirkuleres vannet fra fiskekaret og går gjennom flere rensesteg før det er ferdig behandlet og går tilbake til tanken. Hvor stor andel av vannet som resirkuleres varierer fordi litt vann kan fordampe, men teoretisk er det mulig å resirkulere 100 % av vannet. I dag blir opp til 99,9 % av vannet resirkulert [59].

Vannet som renner ut av fiskekaret går gjennom et mekanisk trommelfilter som skiller ut avføring, fôr og resterende partikler fra karene. Deretter går vannet gjennom et biologisk filter med bakterier. Bakteriene i filteret fjerner ammoniumet som fisken selv skiller ut, som er giftig og omdannes til nitrat [84].

Deretter må karbondioksidet som fisken har produsert, luftes fra vannet før en ny runde filtrering med blant annet UV-lys og bestråling, som fjerner mikroorganismer [96]. Vannet vil også bli pH-regulert før det entrer pumpen som holder liv i syklusen. Videre tilsettes noe nytt vann om det skulle være nødvendig, før det til slutt tilsettes nytt oksygen.



Figur 25: RAS skisse [59].

En av utfordringene med lukkede anlegg er risikoen for spredning av virus, bakterier og parasitter via vannsystemet og over til andre kar. God hygiene er kritisk i slike anlegg. Noen sykdommer kan fisken bli vaksinert mot, men det er ikke alle ting det finnes vaksiner for. Et eksempel på dette er amøbegjellesykdom [59].

På grunn av at biofilteret i tankene består av levende bakterier, bør bruk av antibiotika unngås siden behandlingen også vil drepe de nødvendige bakteriene. I tillegg kan anleggene bli forurenset fra for eksempel fisk som hentes inn fra klekkeri, eller fra nytt vann som kommer inn [59].

Landbaserte oppdrettsanlegg med (RAS) har høye krav til vannkvaliteten, fôret og fiskehelsen i anleggene. I gjengjeld kreves lite tilgang på vann, lite energi og anleggene kan derfor plasseres nesten hvor som helst [59]. Miljøfotavtrykket er betraktelig mindre enn mange av alternativene i oppdrettsbransjen idag.

RAS-anlegg krever høy teknisk kompetanse for å garantere en sikker drift. Flere har opprettet landbaserte RAS-anlegg, slik som Atlantic Sapphire i Florida, men hvor det rapporteres om driftsutfordringer og en høy dødelighet [85].

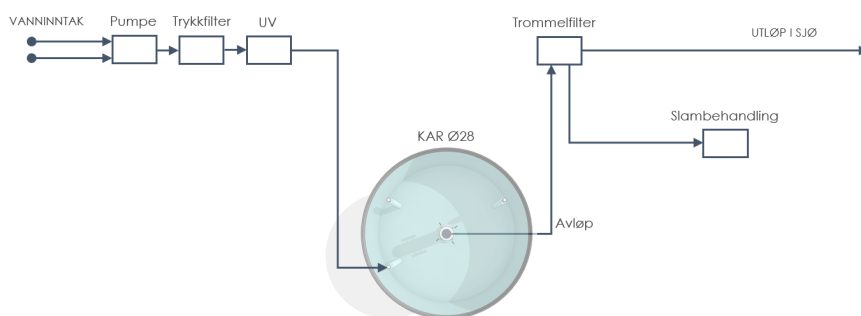
3.3.2 Flow Through System (FTS)

Såkalte gjennomstrømningsanlegg er de mest utprøvde og er den landbaserte oppdrettsløsningen som er biologisk nærmest “systemene” en finner i naturen. FTS er mindre komplekse enn RAS. Her pumpes en justerbar vannstrøm opp til et forhøyet vannkar og desinfiseres med hjelp av et trykkfilter og UV-stråler. Ved noen tilfeller tempereres vannet før det entrer karene. Avhenging av dimensjonene til karene tilbringer vannet omtrent 1 time i karet før det ved selvføll renner ut gjennom trommelfilterne, som er mekaniske mikroskjermfiltere hvor vannet renses til det er av god nok kvalitet til det kan renne tilbake ut i resipienten. I gjennomstrømningsanlegg brukes vannet kun én gang i prosessen [55], noe som krever betydelige mengder vann, men som også gjør at det ikke er behov for rensing av ammoniakk eller karbondioksid i karene som fisken produserer i gjellene når den puster [4].

En mulighet pumpene i et FTS gir, er at en kan hente inn vann fra forskjellige dyp. Da styres temperaturen via å regulere vannstrømmen fra de forskjellige inntakene på ulike dyp gjennom året for å holde en jevn temperatur. I tillegg mistrives lakselus ved dypere nivåer slik at FTS-anlegget unngår mye av den problematikken.

FTS er relativt ukomplekse, er enkle å operere og har en høy pålitelighet. På grunn av de naturlige forholdene i vannet forventes fiskedødeligheten å være mindre enn i et RAS-anlegg. For storskala systemer kan FTS være foretrukket siden det er færre tekniske komponenter å ta hensyn til og vedlikeholdsbehovet er potensielt mindre [59].

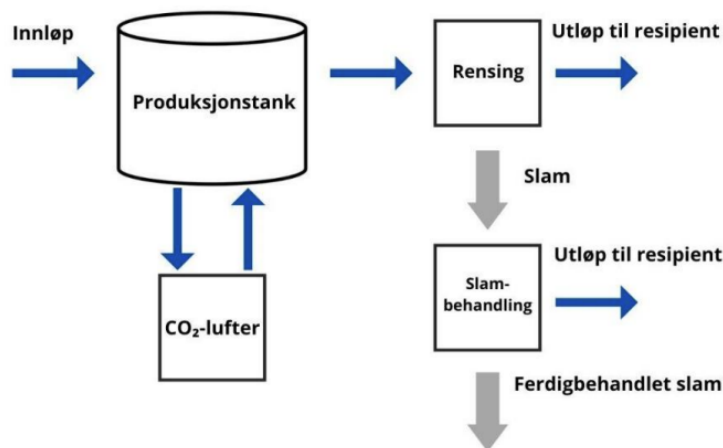
Haken med FTS er det enorme behovet for vann og energi som kreves for å pumpe vannet opp og gjennom systemet. Skal FTS-løsninger benyttes bør området ha rikelig med vann og fornybar kraft for å holde klimaavtrykket minimalt.



Figur 26: FTS skisse [4].

3.3.3 Hybrid flow through system (HFS)

En annen løsning er en blanding av RAS og 100 prosent gjennomstrømming - såkalt hybrid flow system [59]. HFS tar i bruk de beste delene fra RAS og FTS. Resirkuleringen er mindre enn i RAS, men større enn ved FTS. Løsningen skiller fra FTS ved at HFS har en CO₂-lufte i tillegg for å holde vannet under kravet på maks 15 mg/l [60]. Sammenlignet med FTS gir løsningen besparelser innen redusert behov av energi og vannstrøm. Sammenlignet med RAS er det mindre vann å rense og ikke like stort behov for kostbare komponenter. En kan utnytte forskjellige løsninger ved ulike faser av livet til fisken. Slikt som RAS i settefiskanlegget, HFS i postsmoltanlegget og FTS i matfiskanlegget [59]. Det har og vært utfordringer med HFS, som hos Salmon Evolution som rapporterte en dødelighet på 0,3 til 7,9 % [64].



Figur 27: HFS skisse [59].

3.3.4 Temperatur

Temperatur er en viktig del å ta hensyn til ettersom det påvirker hvor sulten laksen er [90]. Temperatur har også innvirkning på kjønnsmodningen til laksen, hvilket en ønsker å motvirke i oppdrett for å heller la laksen bruke energien på å vokse [59]. I RAS-anlegg vil vanntemperaturen ofte økes siden fisken og komponentene produserer en viss mengde varme. Blant annet friksjon i pumpene, fiskens fordøyelse, aktiviteten i filterene, kontakt med omgivelsene i anlegget og UV-lys i forbindelse med desinfisering [40]. I FTS kan dette kontrolleres ved hjelp av å justere dybdene en pumper opp vannet fra. Temperaturøkningen i selve karene er heller intet problem ettersom vannet hyppig skiftes ut. Høye temperaturer er spesielt utfordrende på sommerstid. Stress relatert til svingninger i temperatur kan lede til kroppslige deformiteter [95].

3.3.5 Filtere og rensing

I begynnelsen går vannet gjennom en filtrering hvor de største uønskede biproduktene som fôrrester og avføring blir fjernet. Ofte brukes trommelfiltre som er roterende mekaniske filtre som renses vannet og holder tilbake slammet som senere blir behandlet separat [52].

Fisk skiller ut nitrogen, som kan binde seg med hydrogen og skape ammoniakk, hvilket er giftig for fisken. I de biologiske filterne finnes bakterier som omsetter ammoniakk til mindre farlig nitrat. Laksen tåler nitrat bedre enn de øvrige nitrogenforbindelsene [84]. Bakteriene lever på små filmer hvor bakteriesamfunn er knyttet [56]. Hvor mye ammoniakk som tolereres er avhengig av temperaturen og pH-verdiene i vannet. Da høy pH og temperatur vil føre til en økning av ammoniakkkonsentrasjon [84].

En tredje måte å desinfisere vannet på er ved hjelp av UV-lys. Bølglengdene bestemmer kvaliteten av desinfiseringen, hvor de er best mellom 250 til 270 nanometer [53]. UV-lyset dreper organismene ved å deaktivere genetisk materiale. Kvaliteten på vannet har også effekt på hvor suksessfull strålebehandlingen er [59].

3.3.6 Lufting og oksygenering

Vannet brukt i landbasert oppdrett behøver ofte å behandles ettersom kvaliteten er vekslende. Dette forekommer naturligvis hyppigere i RAS enn FTS.

Om det registreres utilfredstillende mengder oksygen i vannet, kan det legges til mer oksygen frem til nivået igjen er tilstrekkelig. Dette er kjent som oksygenering og kan bidra til oksygenkonsentrasjoner over 100 %. Oksygennivået kan begrense veksten i lukkede anlegg siden for lave nivåer vil føre til redusert vekst og høyere dødelighet, samtidig som at høye nivåer av oksygen i vannet kan lede til oksidativt stress [79]. Oksygenering har selvsagt høye kostnader sammenlignet med gratis luft, men kreves ofte for å sikre vekst i anleggene. Konsentrasjonen av oksygen er anbefalt å ligge nær 100 % eller over til enhver tid, uansett art [60].

I motsetning, burde nitrogenkonsentrasjon holdes godt under 100 prosent ettersom Dødelighet og skader kan forekomme ved 102-103 % metning [3].

Karbondioksid luftes via såkalte luftere, her renner vannet via kolonner eller figurer i komponenter der vannet får en stor kontaktoverflate. Vannet sirkuleres rundt, slik at vannet utveksler karbondioksidet med materialene i lufteren. Luftere behøver energi, enten rent elektrisk eller produsert selv av den kinetiske energien i vannets utflod. Helst mer enn 2 meter fallhøyde er da foretrukket [52].

Som tidligere nevnt anbefaler Mattilsynet å holde karbondioksid-konsentrasjonen under 15 mg/l [60]. Fisken sliter med oksygeninntaket i blodet ved høyere verdier som kan forårsake forgiftning og død [42].

Ifølge mattilsynet er vannkvalitet relatert til fiskevelferd. Laksefisk er ikke like robust vedrørende oksygeninnhold som for eksempel torsk [60]. Tabell 3 viser Mattilsynets krav til oksygeninnhold for laks kontra torsk.

Tabell 3: Mattilsynets krav til oksygeninnhold.

| Art | Optimalt | Tålbart | Betinget | Uakseptabelt |
|-------|----------|---------|----------|--------------|
| Laks | 100% | 60% | 50% | <40% |
| Torsk | 100% | 56% | 34% | <30% |

3.3.7 Fiskehelse og dyrevelferd

Fiskehelsen i landbasert oppdrett avhenger av hvilken teknologi som er benyttet, men mye av problematikken ved den havbaserte oppdretten blir unngått, som lusebehandling og de tiltakene som blir satt i system som stresser fisken. Utfordringene ligger primært i RAS hvor vannkvaliteten kan øke dødeligheten og minke velferden til fisken om ikke håndtert riktig. I tillegg vil tettheten av fisk i landbasert oppdrett være betraktelig høyere, hvilket kan lede en utfordring vedrørende å føre all fisken. Dermed kan fisken ha vansker med å spise seg selv mett som igjen fører til stress og avmagring [20]. Fisken vil oppleve noe stress i det den blir sortert inn i kar hvor fiskene er like store og når den er slakteklar og fisken skal transporteres til slakteriet. Å pumpe laksen fra et sted til annen er utfordrene ettersom laks bestemt svømmer imot strømmen.

4 Økonomi

Relevant for oppgaven er å anskaffe en bedre forståelse for hvor gunstig prosjektet vil være. Derfor vil det her sees på ulike aspekter som vil påvirke prosjektets lønnsomhet.

4.1 Nåverdiberegninger

For å vurdere den økonomiske lønnsomheten av et prosjekt, er det nyttig å gjennomføre nåverdiberegninger. Positiv nåverdi betyr at investeringen er lønnsom og negativ nåverdi betyr at investeringen ikke er lønnsom. Formel 12 for nåverdi er gitt nedenfor, hvor G er investeringskostnaden, N_e er levetiden til turbinen, t er første år i drift, a_t er innbetalingsoverskudd fra driftsår t , og r er kalkulasjonsrenten [10].

$$NNV = -G + \sum_t^{N_e} \frac{a_t}{(1+r)^t} \quad (12)$$

Hvis innbetalingsoverskuddet a_t er konstant, kan formel 13 benyttes [10].

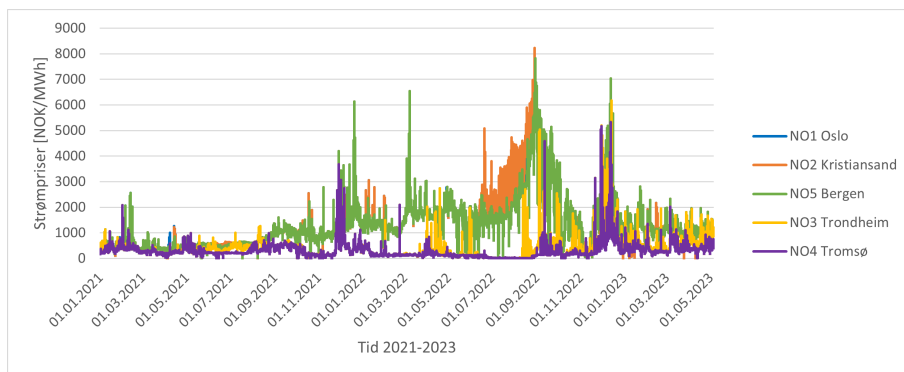
$$NNV = -G + a \cdot \frac{1 - (1+r)^{-N_e}}{r} \quad (13)$$

Innbetalingsoverskuddet kan beregnes med formel 14, hvor \dot{W}_{el} er gjennomsnittlig produsert elektrisk effekt, t_{drift} er antall timer i året med energiproduksjon, og k er strømpris.

$$a = \dot{W}_{el} \cdot t_{drift} \cdot k \quad (14)$$

4.2 Strømpriser

Strømpriser varierer over tid og er avhengig av posisjon. Det er 5 ulike prissoner i Norge for strøm [67]. Sone 1 er sør-øst, sone 2 er sør-, sone 3 er midt, sone 4 er nord, og sone 5 er vest. Utviklingen i strømpriser fra 1. januar 2021, til 1. mai 2023 er vist i figur 28.



Figur 28: Strømpriser for ulike prissoner fra 1. januar 2021 til 1. mai 2023 [66].

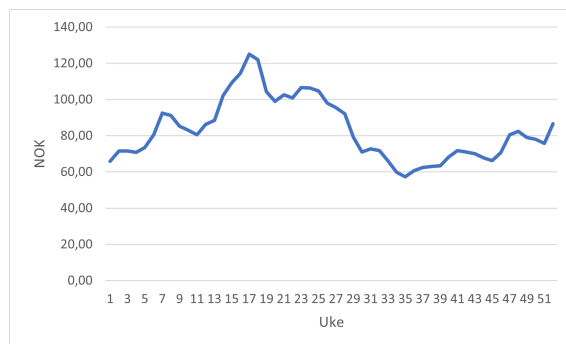
Grafen viser at det har vært en utvikling i strømpris siden 1. januar 2021. Mange nordmenn merket økte strømpriser på lommeboken spesielt i 2022. Utover i 2023 er det en trend som tilsier at strømprisene har jevnet seg ut.

For norsk energikrevende, men gunstig industri er fastavtaler på strøm hos de lokale leverandørene nokså vanlig. Tidligere har avtalene vært lange, men i fremtiden innføres muligens kortere kontrakter med større variasjon. På Sørlandet eksisterer allerede fastprisavtaler på 70 øre/kWh for

industrien i en region som har hatt store svingninger i strømprisene [22], slik en ser i figur 28. Det landbaserte fiskeoppdrettsanlegget til Salmon Evolution har en strømvtale på 8 øre/kWh [4].

4.3 Laksepriser

Kiloprisen for laks har økt stadig de siste årene. Fra ca. 30 kroner kiloen på tidlig 2000-tallet til nåtidens nivå på rundt 100 kroner per kilo som vist i figur 29. Med et slikt prisnivå åpner det opp for flere muligheter til produksjonsinvesteringer hvor salget av laks kompensere for kostnadene koblet til stort effektbehov og høye strømpriser.



Figur 29: Laksepriser 2022 [23].

4.4 Besparelser ved landbasert oppdrett

En annen faktor som appellerer til landbasert oppdrett, er kostnader knyttet til konvensjonell oppdrett.

Oppdrett av laks i havet krever at en eier konsesjoner [59]. Snittprisen for en matfiskkonsesjon var rundt 220 000 kroner per tonn ved forrige auksjonsrunde i 2020 [26].

Oppdrettsbransjen har hatt utfordringer knyttet til lakselus i lang tid. Et estimat viser at lakselus kostet norske oppdrettere i underkant av 5 milliarder kroner i 2016, opp fra i overkant av 1 milliard i 2011 [43]. Dette skyldes også økt produksjon av laks, men estimeringen gjort for kostnader fordelt på mengde produsert gir en utvikling fra i overkant av 1 krone per produserte kilo i 2011, til 4,25 kroner i 2016 [43].

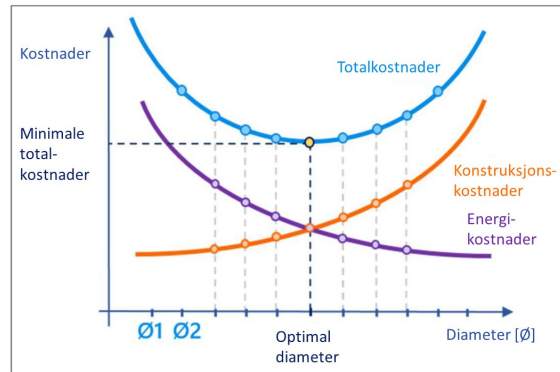
For hver 100. laks brukes og 5-15 rensefisk [63] Fiskeridirektoratet kom frem til en daglig dødlighetsrate på 2,8 %. Dette gjennomsnittet er 21,5 kroner per rensefisk [26]

Luseskjørt er og dyre og kan fort koste over 200 000 kroner hver. I tillegg kommer kostander knyttet til ekstra vedlikehold og bemanning [44].

For de fleste av behandlingene må laksen sultes, hvilket fører til en redusert vekst og høyere dødelighet. Det antas at fisk som slipper denne type behandling vokser 50 % raskere [85].

4.5 Rørdiameterens påvirkning på kostnader

Rørsystemer tilknyttet energiproduksjon eller energiforbruk med turbin eller pumpe, dimensjoneres ofte for å minimere kostnader. Økt rørdiameter øker konstruksjonskostnader, men reduserer høydetap [105], som øker inntjeningen. Dette viser figur 30.



Figur 30: Kostnader som funksjon av rørdiameter i et pumpesystem. Krysningen av grafene viser optimalisering av rørdiameter for å redusere kostnader. Økt diameter gir økte konstruksjonskostnader, men høydetapet reduseres. Kilden er hentet nett og oversatt til norsk [58].

Konstruksjonskostnaden er kostnaden ved konstruksjon av røret som øker med økt diameter. Energiforbruket er kostnaden av å pumpe vannet, denne reduseres med økt diameter. Totalkostnaden er summen av disse. Punktet hvor totalkostnaden er lavest, gir den optimale rørdiameteren som reduserer kostnader. Dette er også punktet hvor konstruksjons- og energikostnadene krysser. Dette prinsippet vil også gjelde for rørene knyttet til turbinen.

5 Metode

I denne oppgaven er det blitt forsøkt å utføre god kildekritikk med troverdige data som er kvalitetsikret. I tillegg er det blitt gjort antagelser i dette prosjektet rundt spesifikasjoner for anlegget og ulike beregninger. Den tyske turbinprodusenten DIVE Turbinen GmbH & Co. KG har gjort en rask vurdering for dette prosjektet og delt sine antagelser, beregninger og vurderinger iløpet av et møte med Artec Aqua. Disse vurderingene er utgangspunkt for flere av antagelsene som er blitt gjort i dette prosjektet. Disse antagelsene er likevel blitt etterprøvd gjennom andre kilder og data.

5.1 Datainnsamling

Informasjonen innhentet til oppgaven er hovedsaklig samlet inn fra bøker, rapporter og forskrifter. Flere av de kildene er hentet gjennom NTNU sitt universitetsbiblioteket, Sciencedirect, Store norske leksikon eller Google scholar. Kunnskapen har i tillegg blitt opparbeidet gjennom samtaler med fagpersoner innen relevante områder. Disse er listet opp i kapittel 1.5.

5.2 Kvalitetssikring

For å sikre at kildene er troverdige, har kildekritikk vært i fokus. Det er ønskelig å kun bruke kilder hvor forfatter er oppgitt, og forfatteren har en bakgrunn som virker troverdig. I tillegg har det vært ønskelig å hente kilder som er kvalitetssikret og publisert. Hvis det er usikkerhet rundt hvor troverdig kilder er, har det blitt forsøkt å finne samme informasjon fra andre kilder, eventuelt at andre kilder oppgir annen informasjon.

For å sikre at beregninger er riktig, er beregningene blitt kvalitetssikret av begge studentene, og sammenlignet mer resultater fra andre kilder. Det har vært fokus på å være nøytral i forhold til resultatene for å ikke påvirke fremgangsmåte og antagelser i en retning som gir ønsket resultat.

5.3 Programvare

For beregninger har både Excel og Python blitt benyttet. Python ble benyttet for å regne på energibehov, produksjon og virkningsgrader over tid avhengig av tidevannet. Excel ble brukt for de andre beregningene. For å lage figurer, har PowerPoint blitt benyttet som et tegneverktøy. Overleaf i \LaTeX er skriveprogrammet brukt for denne rapporten.

5.4 Fremgangsmåte og antagelser for anlegget

Dette kapittelet vil gå grundigere inn på spesifikasjoner for anlegget, turbiner, pumper, hvordan det vil driftes og vedlikeholdes, hvordan tidevannet påvirker vannstanden i området, og hvordan rørsystemet vil se ut.

I beregninger blir det tatt utgangspunkt i saltvann ved 10 °C. Ulike parametere og de respektive verdiene er oppgitt i tabell 4.

Tabell 4: Verdier for ulike parametere for saltvann, hentet fra vedlegg B.

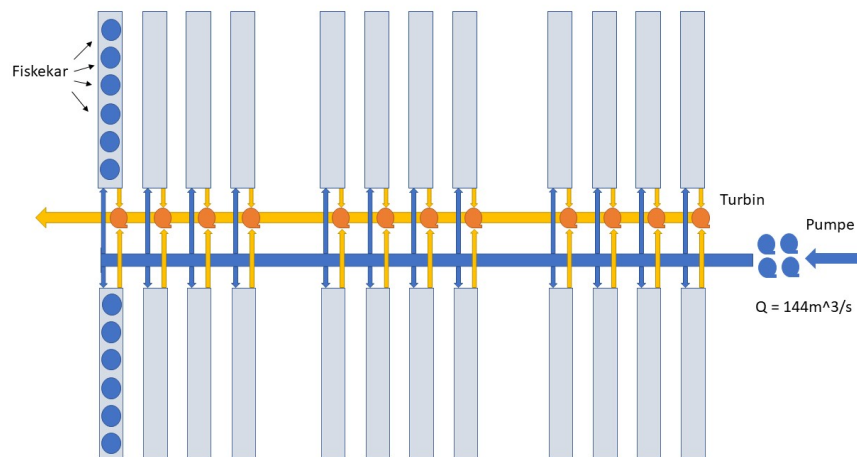
| Parameter | Symbol | Verdier | Enhet |
|---------------------|--------|---------|-------------------|
| Temperatur | T | 10 | °C |
| Massetetthet | ρ | 1027 | kg/m ³ |
| Dynamisk viskositet | μ | 0,00141 | Ns/m ² |
| Damptrykk | P_v | 1203 | Pa |

Det er i tillegg antatt at tyngdeakselerasjonen er $9,81 \text{ m/s}^2$ [103]. Ved hjelp av disse verdiene kan beregninger utføres.

Prosjektet World Heritage Salmon er enda i en tidlig fase av prosjekteringen. Det er derfor usikkerheter knyttet til verdier, parametere, og anleggets oppbygning. Alle systemskissene består av 12 turbiner fordi Artec Aqua har kommet frem til at det er mest hensiktsmessig. Dette er også gjort for å redusere oppgavens omfang.

5.4.1 Overblikk over anlegget

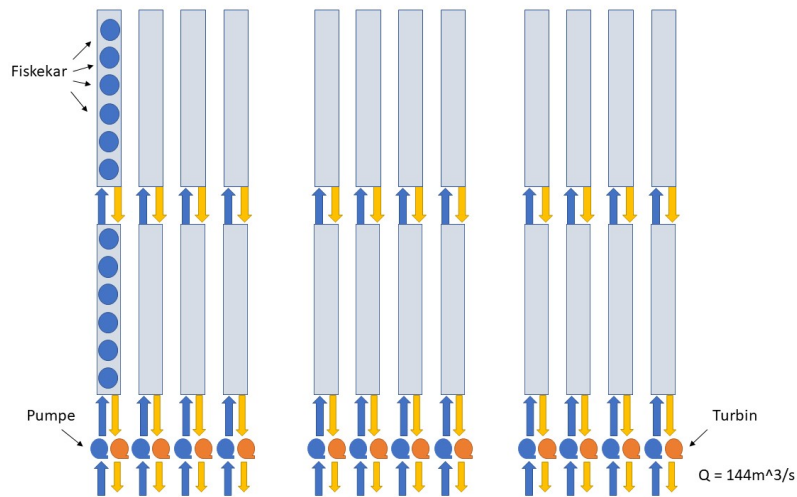
Anlegget som er beskrevet består av 144 kar og 12 turbiner. I denne oppgaven er en “fjellhall”, definert som en hall med 12 fiskekar. Figur 31 viser en tidlig skisse over hvordan det var antatt at anlegget ville se ut.



Figur 31: Tidlig skisse av anlegget sett ovenfra. De blå pilene viser vannstrømmingen fra fjorden til kar. De oransje pilene viser vannstrømmingen fra kar til fjorden. Skissen er basert på en skisse av Anders Beitnes [7].

Anlegget er delt inn i tre byggefaser, med 4 fjellhaller i hver byggefase. Figuren viser at vannet samles i det felles blå røret etter pumpene, og deretter fordeles i karene. Det er antatt at det egentlig vil være flere separate rør som leder til fjellhallene, men det er usikkerhet rundt hvor mange som er gunstig. Dette er derimot ikke vesentlig for oppgaven. Det blir ikke regnet på tap mellom pumpen og karene fordi det er stor usikkerhet rundt dette tapet.

Figuren viser også at vannet samles i et felles orange rør etter turbinen. Det er også her antatt at det egentlig vil være flere separate rør for at rørdiameteren ikke skal bli for stor. Figur 31 viser at turbinen er plassert i midten av fjellhallen, men det vil trolig være mer fornuftig å plassere dem i enden av fjellhallene som vist på figuren nedenfor, slik at turbin og pumpe er i nærheten av fjorden.



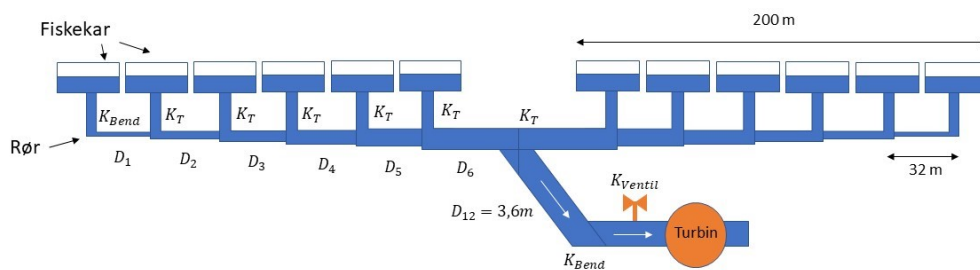
Figur 32: Oppdatert skisse av anlegget sett ovenfra. De blå pilene viser vannstrømningen fra fjorden til kar. De oransje pilene viser vannstrømningen fra kar til fjorden. Skissen er basert på en skisse av Anders Beitnes [7].

Denne nyere skissen viser at pumpe og turbin ligger samlet i enden av fjellhallene. Det er antatt at systemet vil likne mest på denne skissen. Selv om figuren viser at det er én pumpe på 12 kar, vil det være flere pumper for å oppnå fleksibilitet hvis pumper slutter å fungere, eller trenger vedlikehold.

De to ulike systemskissene vil for oppgaven sin del, påvirke hvordan rørsystemet vil se ut og hvor mye tap det vil være i systemet. Det antas at systemet fra figur 32 ligner mest på det ferdige anlegget. Skissen fra figur 31, er basert på en tidlig skisse for systemet og det ble gjennomført analyser basert på denne skissen, men siden dette er et prosjekt i endring, ble det under nye samtaler med Artec Aqua oppgitt at pumpe og turbin er plassert i nærhet av hverandre. Dermed ble det behov for en annen skisse og nye analyser. Selv om den siste skissen trolig vil ligne mest på det ferdige anlegget, blir begge disse systemene sammenlignet for å vise hvordan rørtapet endres.

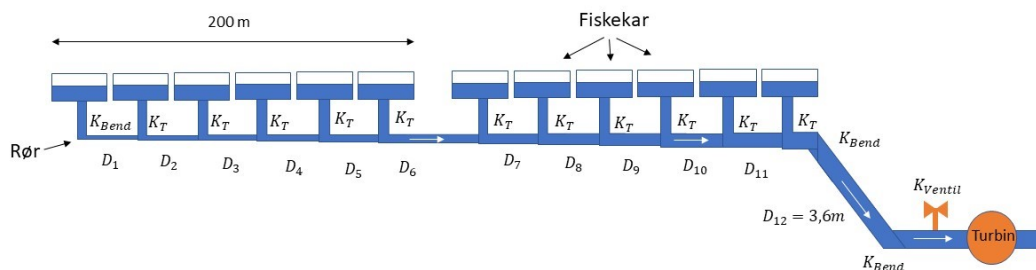
5.4.2 Rørsystemer og beregning av tap

For å kunne beregne høydetap er det nødvendig med en forståelse for hvordan rørsystemet vil se ut. Det regnes kun på tapet etter karet, gjennom turbin, og ut i fjorden. Figur 33 viser hvordan det i denne oppgaven er antatt at rørsystemet tilknyttet turbinen vil se ut, med utgangspunkt i systemet fra figur 31.



Figur 33: Tidlig skisse av rørsystemet fra fiskekar til turbin. D viser rørdiameteren for de ulike rørstrekene, hvor det indekserede tallet betyr hvor mange kar som er tilknyttet. K viser tapskoeffisientene.

De to rørene med diameter D_6 møtes til et felles rør, D_{12} , som leder inn på en turbin. Lengden på røret med diameter D_{12} , er antatt å være 250 m for dette rørsystemet. Dette inkluderer lengden ut i fjorden. Det er usikkerhet knyttet til denne antagelse. Denne verdien påvirker det totale rørtapet litt, men ikke spesielt mye. Figur 34 viser hvordan rørsystemet vil se ut hvis det tas utgangspunkt i systemet fra figur 32.



Figur 34: Opdatert skisse av rørsystemet fra fiskekar til turbin. D viser rørdiameteren for de ulike rørstrekkene, hvor det indekserte tallet betyr hvor mange kar som er tilknyttet. K viser tapskoeffisientene.

Denne figuren viser at det er et felles rør for alle 12 karene som øker i diameter med økt vannmengde. Lengden på røret med diameter D_{12} , er antatt å være 50 m for dette rørsystemet siden det er kortere ut til fjorden. Det er usikkerhet knyttet til denne verdien.

For begge rørskissene er det oppgitt at en halv fjellhall bestående av 6 kar er ca 200 m lang. $200 \text{ m}/6 \text{ kar}$ er 33,33 m. Dette rundes ned til en rørlengde på 32 m siden røret ikke strekker seg fra ende til ende.

Det er oppgitt at diameter på innløpet til turbinen er 3,6 m. Derfor antas det at diameteren på røret som leder inn på turbinen med diameter D_{12} , også er 3,6 m. Dette gjelder for begge rørskissene, og resulterer i en vannstrøm på 1,18 m/s. Det blir antatt at dette er vannhastigheten for hele rørsystemet, fra D_1 til D_{12} , og rørene dimensjoneres ut i fra det. Det blir derimot gjennomført beregninger for ulike vannhastigheter. Hvis diameteren for rør D_{12} , er større eller mindre enn 3,6, er det behov for å ekspandere eller forminke røret ved turbininnløpet.

Det er i tillegg usikkerhet knyttet til tapskoeffisientene. K_{Bend} er tapene ved rørbendene som antas å være mellom 0,2 og 1 avhengig av vinkel og avbøyningen på rørbendet. K_T er tap hvor to strømninger møtes. Det er antatt at rørene har en slags T-form som ligner på "Tee (line flow)" i vedlegg A. Det blir gjort analyser på verdier mellom 0,2 og 1 på K_T . K_{Ventil} er tapskoeffisienten ved en ventil. Det er antatt at denne er en åpen ventil, "Gate valve, fully open", hentet fra vedlegg A. K_{Ventil} er antatt å være 0,2. Tabell 5 viser antagelsene som er gjort for tapskoeffisientene, og de tre ulike casene som blir undersøkt. Disse blir brukt videre for å beregne tapshøyde.

Tabell 5: Tapskoeffisienter for tre ulike caser som blir analysert i dette kapitlet.

| Tapskoeffisienter | Case 1 | Case 2 | Case 3 |
|-------------------|--------|--------|--------|
| K_{Bend} | 0,2 | 0,6 | 1 |
| K_T | 0,2 | 0,6 | 1 |
| K_{Ventil} | 0,2 | 0,2 | 0,2 |

Siden det er et spenn mellom største og minste tapskoeffisient som er antatt å være mulig, blir det undersøkt tre ulike caser med tapskoeffisienter fra antatt lave til høye verdier.

For å beregne høydetap i systemet blir formel 6 benyttet. Det er antatt at røret skal sprenge i fjellet. Friksjonsfaktoren er hentet fra tabellen nede til venstre i Moody-diagrammet i vedlegg C. Det blir antatt at ruheten i røret vil være relativt høy. Det blir tatt utgangspunkt i betong som

har ruhet fra 0,9-9 mm. Det er et stort spenn i disse verdiene, derfor blir det gjort beregninger for den høyeste og laveste verdien, med ulike rørdiametere.

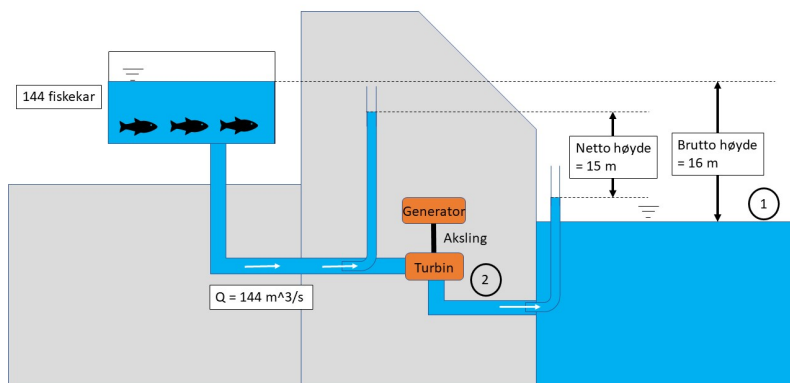
Figur 33 og 34 viser at vannet renner direkte ut av bunnen på karane, men i realiteten vil vannet strømme opp til et trommelfilter med samme vannspeil som fiskekarene [85]. Det er antatt at det er et høydetap ved trommelfilteret, men dette neglisjeres i videre beregninger. Friksjonstap i det vertikale rørstrekket mellom kar og det felles rørsystemet, blir neglisjert. Det er antatt at dette rørstrekket ikke vil påvirke det totale høydetapet i stor grad.

Skissen er kun laget for å illustrere hvordan rørene vil være koblet sammen, med omtrentlige lengder og tapskoeffisienter. Det vil være mulig å optimalisere dette systemet for å redusere tap. Dette bør det gjøres videre undersøkelser på, men for denne oppgaven er det ikke ønskelig å gå inn på detaljnivå på hvordan rørkonfigurasjoner vil se ut. En av grunnene til dette er at prosjektet er i en tidlig planleggingsfase hvor mange endringer kan skje.

5.4.3 Turbinsystemet

Etter samtaler med Artec Aqua er det eneste reelle alternativet for dette prosjektet, å undersøke 12 turbiner. Artec Aqua har gjennomført undersøkelser og det er kommet frem til at 12 turbiner er det høyeste antallet turbiner som er mulig å gjennomføre [97]. Grunnen til at det ikke kan være flere turbiner, er plassmangel. Rørledning og kraftstasjon med turbin skal sprenges i fjellet. Det er begrenset hvor mye som kan sprenges og samtidig opprettholde god bergstruktur. Derfor antas det at 12 turbiner blir benyttet.

Artec Aqua startet samtaler med den tyske turbinprodusenten DIVE Turbinen GmbH & Co. KG, og vil mest sannsynlig installere deres Dive-turbiner. Derfor er dette den mest relevante turbintypen for dette prosjektet, og det er denne turbinen det gjennomføres beregninger for. Det diskuteres likevel rundt fordeler og ulemper med ulike typer turbiner. Figuren nedenfor viser en enkel skisse av hvordan det totale turbinsystemet ser ut og hvilke fallhøyder som blir benyttet for å beregne energiproduksjon.



Figur 35: Skisse over netto fallhøyde for turbin.

DIVE Turbinen GmbH & Co. KG, gjennomført en analyse av energiproduksjonen. I denne analysen ble det benyttet 1 m høydetap. Dette vil være utgangspunkt i videre beregninger. Egne analyser for høydetap blir presentert i kapittel 6.5. Disse resultatene varierer en del avhengig av antagelser, men det blir antatt at 1 m er en grei antagelse så tidlig i prosjekteringsfasen.

For å beregne turbinens effekt, blir formel 1 benyttet. Anlegget består av 144 kar, med en total vannstrøm på $144 \text{ m}^3/\text{s}$. Dermed er vannstrøm i utløpet av hvert kar, $1 \text{ m}^3/\text{s}$. Hvis det er 12 turbiner, er det 12 kar per turbin. Den totale vannstrømmen per turbin er dermed $12 \text{ m}^3/\text{s}$.

Netto fallhøyde er 15 m, som vist i figur 35. Det er gjennomført beregninger for ulike vannstrømmer og det er blitt antatt en forenkling hvor høydetapet avtar lineært med redusert vannmengde, slik

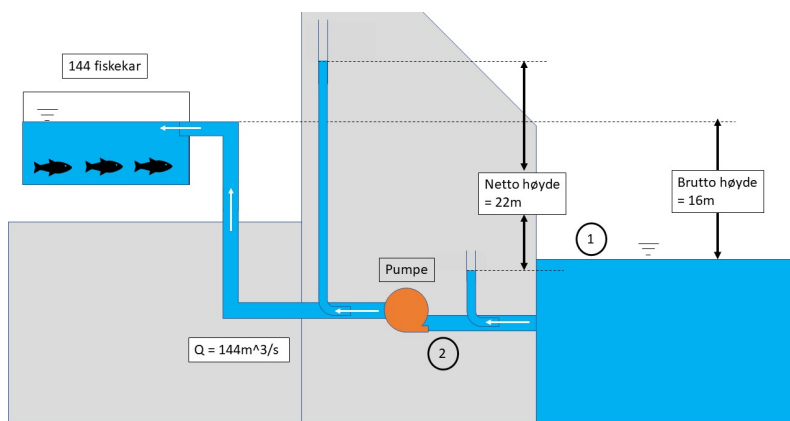
at høydetapet er 0,1 m ved 10 % vannstrøm og 0,5 m ved 50 % vannstrøm, og 1 m ved 100 % vannstrøm. Netto fallhøyde er altså 15,1 ved 90% vannstrøm og 15,9 ved 10% vannstrøm.

Virkningsgraden for turbinen er oppgitt av DIVE Turbinen GmbH & Co. KG og kan leses av i figur 17. DIVE Turbinen GmbH & Co. KG har oppgitt virkningsgraden ved 10 ulike prosentvise vannstrømmer, fra 0-100%. Interpolering blir benyttet for å finne virkningsgraden for verdier mellom dette.

For å beregne den elektriske effekten produsert av hver turbin, blir det tatt hensyn til virkningsgradene til en generator og en inverter. På 100% vannstrøm blir begge disse antatt å være 97%. Dette er data hentet fra selskapet DIVE Turbinen GmbH & Co. KG. Siden DIVE-turbinen er i en posisjon hvor de ønsker å selge produktet sitt, blir det tatt hensyn til at disse tallene er maksverdier i ytterkanten av hva som er realistisk å forvente for slike komponenter. Likevel blir 97 % benyttet ved utregninger. Det anbefales at det gjennomføres videre analyser for disse verdiene.

5.4.4 Pumpesystemet

Energibehovet for pumpesystemet blir beregnet for å kunne gi en total virkningsgrad for systemet. Det blir derimot ikke gjort grundige analyser for tap og optimalisering av pumpesystemet. Figur 36 viser pumpesystemet fra fjord til kar. Netto høyde viser den reelle pumpehøyden.



Figur 36: Skisse over pumpehøyden.

Verdiene er hentet fra samtaler med Artec Aqua [97]. Siden det er usikkerhet knyttet til tapene i komponenter som trykfilter og UV-filter, blir ikke det gjort egne analyser for tap i rørsystemene, men 22 m er antatt netto pumpehøyde.

For å beregne energien som kreves for å pumpe vannet fra fjorden til karene, blir formel 4 benyttet. Q er antatt å være 90 % av maks vannstrøm, hvor maks vannstrøm er $12 \text{ m}^3/\text{s}$ for hver fjellhall. H_{brutto} er 16 m, H_{tap} er antatt å være 6 m og H_{netto} er antatt å være 22 m, som vises i figur 36. Det antas at pumpevirkningsgraden vil ligge på 85 % ved maks vannstrøm, basert på litteraturstudier vist i kapittel 2.3.2, og samtaler med pumpeprodusenten Fuglesangs [51]. Det er usikkerhet knyttet til denne virkningsgraden. Derfor blir det i tillegg gjennomført beregninger for ulike virkningsgrader på 80 % og 90 %.

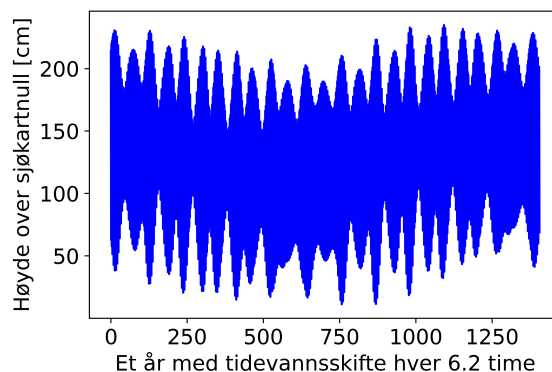
5.4.5 Drift og vedlikehold av fiskekar og kraftverk

Fra anlegget er ferdig utbygget er det forventet at anlegget vil være kontinuerlig i drift. Dette betyr at det vil være en kontinuerlig vannstrøm som strømmer gjennom anlegget. Etter samtaler med Hofseth og Artec Aqua er det forventet at rundt 90 % av karene vil være i drift til enhver tid. Dette tilsvarer omtrent at ett kar per fjellhall + to kar, er ute av drift. Det er en usikkerhet knyttet til denne antagelsen, men den blir benyttet i videre beregninger.

Som nevnt i kapittel 2.8 er teknisk levetid for turbinen 50 år, men ofte lenger. Siden levetiden kan variere for turbiner, blir det gjort analyser med ulike levetider. Hjulager og oljeskift skjer vanligvis etter 20 år [101]. Det er usikkerhet rundt vedlikeholdsperioden til turbinene. Siden turbinene skal stå i saltvann, vil det nok være behov for vedlikehold oftere enn for turbiner som kjører på ferskvann. DIVE Turbinen GmbH & Co. KG påstår derimot at turbinene deres er godt egnet for saltvann med lite påvirkning av korrosjon.

5.4.6 Vannstand i Sunnlyvsfjorden

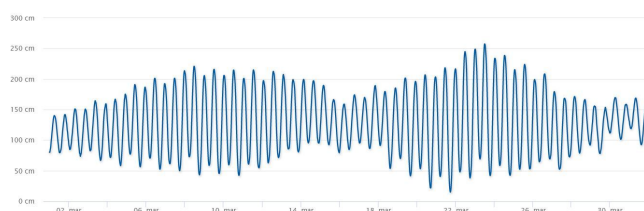
Røbbervika ligger ved Sunnlyvsfjorden, i Fjord kommune. I fjorden er det variasjoner i tidevann som vil påvirke energiproduksjonen og energibehovet i anlegget. Figur 37 viser variasjoner i vannstand gjennom 2022.



Figur 37: cm over sjøkartnull i Sunnlyvsfjorden gjennom 2022 [47].

Figuren viser flo- og fjære-målinger av vannstanden i Sunnlyvsfjorden gjennom 2022. Vannstanden er som nevnt i kapittel 2.5, summen av tidevann og værpåvirkninger. Det 6 timer og $12\frac{1}{2}$ minutt mellom flo og fjære [93], som tilsvarer omtrent 6,2 timer. Det er rundt 2 meter forskjell mellom høyeste og laveste vannstand, og variasjoner på hvor store høydeforskjellene er gjennom året. Gjennomsnittlig vannstand gjennom året er 1,28 m over sjøkartnull, som er laveste astronomiske tidevann. Det er antatt at Artec Aqua tar utgangspunkt i denne gjennomsnittshøyden som referansepunkt ved antagelser om høyder. Det blir antatt at vannspeilet i fiskekarene er 16 m over vannspeilet i fjorden. I forhold til sjøkartnull vil vannspeilet i fiskekarene være $16\text{ m} + 1,28\text{ m} = 17,28\text{ m}$ over sjøkartnull. Dermed er netto fallhøyde over sjøkartnull 16,28 m. Tidevannshøyden blir deretter trukket fra denne verdien, ved beregninger for årlig energiproduksjon. Samme prinsippet gjelder for energibehovet for pumpen.

Punkt 0 på figuren er 1. januar 2022, og siste punkt er 31. desember. Figuren viser at vannstanden er jevnt over lavere om sommeren enn om vinteren. Tidevannet har faste sykluser, og er relativt lik fra år til år. Derfor er det i disse analysene kun tatt utgangspunkt i år 2022. Det er disse vannstandene som er utgangspunkt i videre beregninger over årlig energiproduksjon og behov. Figur 38 viser variasjoner i vannstand i mars 2023. Dette brukes ikke i videre beregninger, men gir en forståelse for tidevannsvariasjoner iløpet av en måned i Sunnlyvsfjorden. Det er ca 2 tidevannstopper per dag, og varierende tidevannstopper gjennom måneden.



Figur 38: Vannstand Sunnlyvsfjorden i mars 2023 [47].

5.4.7 Kavitasjon - Antagelser

For å bestemme pumpens og turbinens plassering, må kavitasjon tas hensyn til. For å unngå kavitasjon må $NPSH$ beregnes med formel 9. For å finne trykket, blir Bernoulli-ligningen benyttet, som kan ses i formel 11.

Kavitasjon blir undersøkt for pumpe og turbin. Figur 36 og 35 viser hvor punkt 1 og 2 er plassert for de respektive systemene. Punkt 1 er ved vannspeilet i fjorden, og punkt 2 er ved innløpet til pumpen, og utløpet til turbinen. For dette systemet er det mulig å gjøre noen antagelser. Vannstrømmen er konstant, væsken er inkompressibel, vannstrømmen ved pumpeinnløpet er turbulent, hvor $\alpha = 1,05$. P_1 er det samme som det atmosfæriske trykket P_{atm} , som er 101,3 kPa [103]. Massettheten for saltvann antas igjen å være 1027 kg/m^3 ved 10° C . Hastigheten V_1 er 0 ved vannoverflaten i fjorden, V_2 antas å være 1 m/s i punkt 2 for både pumpen og turbinen. Denne hastigheten har liten betydning på resultatet. h_{pumpe} og h_{turbin} kan ses bort i fra siden det ikke er en pumpe eller turbin mellom punkt 1 og 2. Høydetapet h_L er 6 m for pumpe-systemet og 1 m for turbin-systemet. z_1 er høyden til vannspeilet i fjorden som er 0. z_2 er høydeposisjonen til pumpen og turbinen. Denne velges å være 0 i beregningene, men hvis det viser seg at $NPSH_{Nyttbar}$ er lavere enn $NPSH_{Nødvendig}$, bør turbin eller pumpe senkes lavere. $NPSH_{Nødvendig}$ er som nevnt i kapittel 2.6, en verdi som blir testet av produsenten av pumpen, som er ukjent i denne oppgaven. Det er heller ikke ønskelig å gjøre usikre antagelser på $NPSH_{Nødvendig}$ for pumpen og turbinen fordi det er kritisk med riktige verdier for å unngå kavitasjon. Det er derfor gjort grundigere undersøkelser på $NPSH_{Nødvendig}$ som kan sammenlignes med $NPSH_{Nyttbar}$.

5.4.8 Netto nåverdi - Antagelser

For å vurdere den økonomiske lønnsomheten av prosjektet, er det blitt gjennomført nåverdi-beregninger i Excel. Nåverdiberegningen er en sammenligning mellom å installere en turbin og ikke installere en turbin. Formelen for nåverdi kan ses fra formel 13. Det antas at innbetalingsoverskuddet a_t er konstant gjennom turbinens levetid.

I denne formelen er det fire ukjente parametere, grunninvesteringen G , innbetalingsoverskuddet a , kalkulasjonsrenten r , og levetiden N_e . Det er blitt gjort ulike antagelser for disse verdiene.

Innbetalingsoverskuddet a beregnes med formel 14. Antall timer med energiproduksjon gjennom året er 8760 timer. Ut i fra samtaler med Artec Aqua, har den landbaserte oppdretteren Salmon Evolution en innkjøpspris på strøm på 8 øre per kWh. Denne strømprisen gir en årlig besparelse på ca. 12 millioner norske kr for energigjenvinning i dette anlegget, hvis man antar at systemet har en drift på 90 % av maks produksjon gjennom året med kontinuerlig drift. 90 % er lagt inn for å ta høyde for at det må gjøres vedlikehold av kar, slakting av laks, og vedlikehold av turbiner. Når det årlige innbetalingsoverskuddet beregnes, blir ikke vedlikeholds og driftskostnader av turbinen tatt hensyn til siden det er stor usikkerhet knyttet til disse tallene og det antas at de vil være en liten del av årlig besparelse. Det antas at det vil være vanskelig for Hofseth å skaffe samme strømprisavtale idag på 8 øre, grunnet en økning i strømpris de siste årene, som figur 28 viser. Det blir derfor gjennomført beregninger med ulike strømpriser.

For å beregne investeringskostnaden har det blitt tatt utgangspunkt i verdier som ble oppgitt av den tyske turbinleverandøren, DIVE Turbinen GmbH & Co. KG. Det ble oppgitt at prisen for hver turbin var ca 2 millioner euro. På nåværende tidspunkt tilsvarer 1 euro, 11,7 norske kroner. Det skal installeres 12 turbiner, som gir en investeringskostnad på rundt 280 millioner norske kroner. Dette blir det rundet opp til at investeringskostnadene er 300 millioner norske kroner. Dette blir gjort for å ta hensyn til at det er kostnader knyttet til blant annet frakt, installasjon, sprenging av fjell, rør, og kraftstasjon. Det er stor usikkerhet knyttet til investeringskostnadene, men 300 millioner norske kroner brukt i videre beregninger. I tillegg blir det gjort undersøkelser med ulike investeringskostnader.

Kalkulasjonsrenten er bestemt av avkastningskravet som settes av en bedrift. Det er usikkert hvilke kalkulasjonsrente som er realistisk for dette prosjektet. Ifølge en masteroppgave om kalkulasjonsrenten i offentlige sektorer, er kalkulasjonsrenten som blir brukt i offentlige investeringer, typiske

4%. Kalkulasjonsrenten i private investeringer er som regel høyere enn dette [30]. Det blir gjort analyser med ulike kalkulasjonsrenter som gir positiv nåverdi.

Levetiden til systemet er også et usikkerhetsmoment. Ifølge Christian Winkler i DIVE Turbinen GmbH & Co. KG, er turbinen godt egnet mot saltvann og vil ikke bli særlig påvirket av korrosjon. Etter ca. 20 år må hjullagrene på turbinene byttes ut. DIVE Turbinen GmbH & Co. KG har ikke data på levetiden til turbinen, annet enn at det er nødvendig med vedlikehold hvertfall hvert 20. år. Teknisk levetid er typisk 50 år, som nevnt i kapittel 2.8, men det blir gjort analyser på ulike levetider.

6 Resultat og diskusjon

Resultatene fra utregningene blir systematisk presentert og analysert i dette kapitlet. Diskusjonen rundt vil gi en detaljert oversikt av hvordan ulike scenarier og antagelser påvirker resultatene. Det blir diskutert hvilken betydning resultatene har og hvilke feilkilder som eksisterer.

6.1 Vurderinger for turbin

Dette delkapitlet vil gjennomgå valget av turbin. Basert på de innsamlede dataene vil det diskuteres hvilken type turbin, hvor mange turbiner som lønner seg, og forventet energiproduksjon avhengig av antall kar i drift og hvordan tidevannet påvirker energiproduksjonen til turbinene.

6.1.1 Valg av turbin

Turbintypene det står mellom er reaksjonsturbinene presentert i kapittel 2.2, Kaplan-, Francis-, Bulb-, Dive-, og Straflo-turbiner. Basert på erfaring med saltvannspåvirkning, er de mest reelle alternativene for dette kraftverket, en bulb-turbin eller en Dive-turbin, som begge har vist seg å tåle påvirkningen av saltvann [101] [86]. Virkningsgradkurven til Dive-turbinen kan ses fra figur 17 og virkningsgradkurven til Bulb-turbinen er antatt å likne mer på virkningsgradkurven til en propellturbin, som kan ses fra figur 16. Det er antatt at Bulbturbinen har en spissere virkningsgradkurve som er egnet for en veldig konstant vannstrøm. Det antas at vannstrømmen til hver turbin som regel ligger på 92 % av maks, som er vannstrømmen til turbinen hvis ett kar er ute av drift. Den kan derimot reduseres til 83 %, som er vannstrømmen med 2 kar ute av drift, eller 75 % hvis 3 kar er ute av drift. Det vil nok være litt variasjon i vannstrømmen, og dermed vil Dive-turbinen være best egnet, siden den opererer godt på lavere vannstrømmer. Det finnes nok flere turbintyper som kan egne seg i dette prosjektet, men den største utfordringen er at turbinen skal tåle saltvannspåvirkningen. Dette er hovedårsaken til at Dive-turbinen blir undersøkt. Selskapet DIVE Turbinen GmbH & Co. KG, presenterte en løsning på hvordan turbinen kan vedlikeholdes. Siden turbinen er en vertikal turbin, vil det være mulig å løfte hele turbinen opp når den skal vedlikeholdes. Dette kan gjøre vedlikeholdsoperasjoner enklere og mer effektiv. Dette vil ikke være mulig for Bulb-turbinen som er en horisontal turbin.

Siden Artec Aqua allerede har startet samarbeid med DIVE Turbinen GmbH & Co. KG, er det egentlig kun reelt å undersøke en Dive turbin for dette prosjektet, og det er kun denne turbinen det er gjort utregninger for. Utregningene vil også gjelde for andre typer turbiner, men virkningsgradkurven vil variere.

6.1.2 Antall turbiner

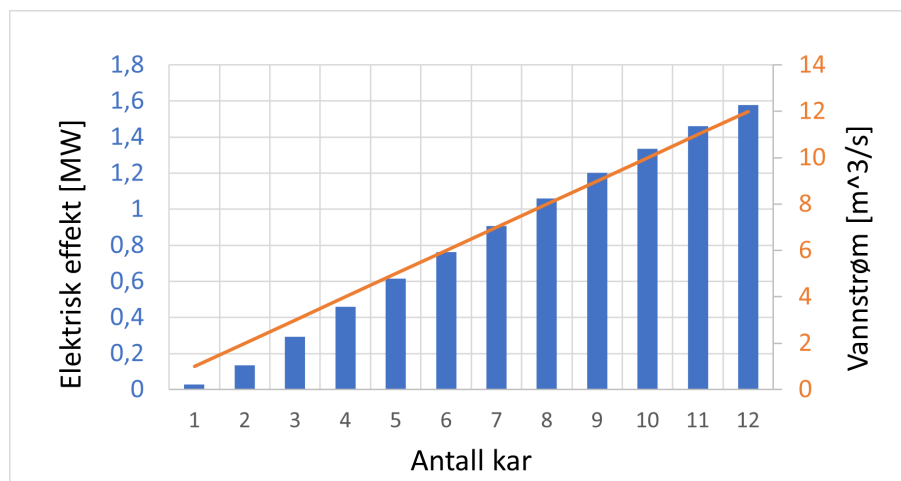
Som nevnt tidligere skal det installeres 12 turbiner. Det kan ikke installeres flere turbiner på grunn av plassmangel i fjellet. Grunnen til at det ikke velges å installere færre store turbiner er for å gjøre systemet fleksibelt. Hvis 1 turbin krever vedlikehold, er det bedre å gjøre vedlikehold på 1 av 12 mellomstore turbiner, enn foreksempel 1 av 6 store turbiner. Hvis vedlikehold tar like lang tid uavhengig av turbinstørrelsen, kreves det dobbelt så mye vedlikehold med 12 turbiner, enn med 6 turbiner. Energiproduksjonen vil derimot være den samme uavhengig av antall turbiner. Flere turbiner vil derimot gi en jevnere energiproduksjon, men som nevnt i kapittel 2.8, krever turbiner generelt lite vedlikehold. Derfor er dette egentlig ikke en viktig faktor for valg av turbinantall. Det som gjør at flere turbiner kan lønne seg, er at en ødelagt turbin fører til mindre tap av energiproduksjon, enn hvis mengden turbiner er lav.

En annen grunn til at 12 turbiner er bedre enn 6 for dette anlegget, er at det skal bygges i ulike byggetrinn. Det er usikkert hvor mange byggetrinn det er, men det blir antatt at det er tre byggetrinn. I første fase skal 1/3 av anlegget bygges. For et 12-turbins system er det dermed fire turbiner i første byggefase. I et 6-turbins system vil det være to turbiner i første byggefase. Det

vil være en fordel å ha fire turbiner kontra to turbiner. Det vil være lettere å sikre en forutsigbar energiflyt med fire turbiner, enn to turbiner.

6.1.3 Energiproduksjon for Dive-turbiner

Figur 39 viser elektrisk effekt per turbin, som funksjon av mengden kar. I dette tilfellet er det 12 turbiner for anlegget.

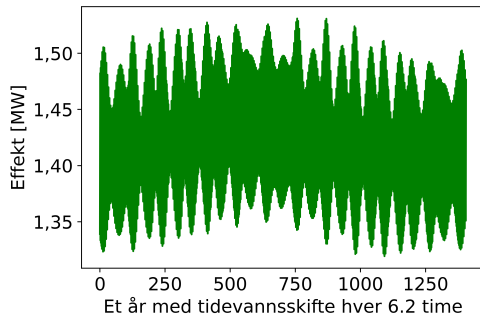


Figur 39: Elektrisk effekt per Dive-turbin som funksjon av antall kar, plottet sammen med vannstrømmen som oppstår med de ulike mengdene kar. Det er antatt at det er 12 kar per turbin.

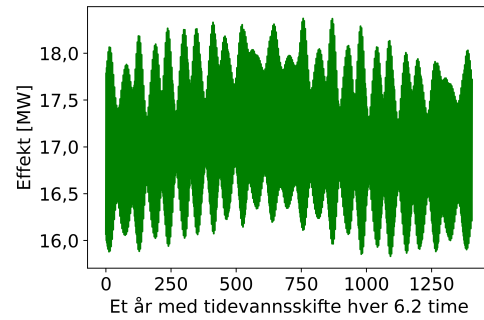
De blå søylene viser turbinens elektriske effekt som funksjon av antall kar. Som vist i figuren øker elektrisk effekt når antall kar i drift øker. Sammenhengen er derimot ikke helt lineær, og det er tydelig at turbinen er mest effektiv når antall kar er mellom 8 og 12. Med færre kar i drift, blir turbinen mindre effektiv. Den oransje linjen viser vannstrømmen i turbininnløpet som funksjon av antall kar. Den oransje linjen tydeliggjør de andre faktorene enn vannstrøm som påvirker effektuttaket til turbinen. Redusert vannstrøm gir lavere høydetap, men også lavere virkningsgrad. Dette er grunnen til at sammenhengen mellom elektrisk effekt og antall kar, ikke er helt lineær. Virkningsgradkurven fra figur 17 viser at turbinen har ganske høy effekt for lavere vannføringsprosent. Selv på 60% prosent av maks vannføring, er virkningsgraden 90%, men virkningsgraden daler raskt ved lavere vannføringer enn dette.

Om alle karene benyttes samtidig vil en oppnå 100 % drift som gir en gjennomsnittlig elektrisk effekt på 18,9 MW med 16 m fallhøyde. Dette gir en årlig produksjon på 166 GWh. 90 % drift gir en gjennomsnittlig elektrisk effekt på 17,2 MWh. Dette fører til en årlig produksjon på 151 GWh. Det er den sistnevnte som antas å være mest realistisk. For å sette dette i perspektiv, produserer vannkraftstasjonen Tafjord 2 142 GWh, med en effekt på 29,5 MW [94]. Haram vindkraftverk i Ålesund kommune, består av 8 vindturbiner med rotordiameter på 136 m. Dette kraftverket har en årsproduksjon på 113 GWh, med en total effekt på 34 MW [31]. Begge disse kraftverkene har en høyere installert effekt enn anlegget i Røbbervika vil ha, men i Røbbervika vil kraftproduksjonen foregå kontinuerlig gjennom året, derfor er årsproduksjonen større. I tillegg sendes all energien tilbake på pumpene, slik at det er lite energitap i systemet.

Figur 41 viser effekten generert av 1 enkelt turbin og av hele systemet gjennom et år. Den varierende energiproduksjonen kommer hovedsakelig som følge av høydevariasjoner for flo og fjære. Grafene tar utgangspunkt i 90 % kar i drift, og inkluderer tap som forklart i kapittel 5.4.2. Gjennomsnittsproduksjonen holder seg nokså stabil gjennom året, men vil ha spriker under springflo og fjære. Det er tatt utgangspunkt i år 2022.



Figur 40: Effekt 1 turbin i 1 år.



Figur 41: Effekt 12 turbiner i 1 år.

Det observeres at effekten produsert for hele systemet svinger med i underkant av 2,5 MW. Det vises en litt høyere snittproduksjon gjennom våren og sommeren enn på høsten og vinteren. Det er tatt utgangspunkt i at 16 m fallhøyde er gjennomsnittshøyden, som øker og minker med tidevannet. Med gjennomsnittshøyden på 16 m, er produsert effekt 17,2 MW. Ved å sammenligne dette med grafen til høyre over hele systemet, vises det at produksjonen veksler over og under gjennomsnittet på 17,2 MW.

6.2 Vuderinger for pumpe

Pumpene er ikke direkte en del av oppgaven, men er interessant å se på for å få et overblikk over systemets virkningsgrader på hvor stor turbinbesparelsen blir i forhold til effektbehovet til pumpene.

6.2.1 Valg av pumpe

Valg av pumpe og pumpekonfigurasjon er ikke en viktig del av oppgaven, men en kjapp analyse av potensialet i markedet av pumper har blitt gjennomført. Den største utfordringen med valg av pumpe blir å transportere den betydelige og kritiske mengden vann inn og fordele på de 144 forskjellige karene. Systemet krever solide sikringer for å sikre at vannstrømmen forblir kontinuerlig. Siden anlegget bygges i tre separate faser, er det også viktig at hver fase bestående av 4 fjellhaller kan operere selvstendig.

Valget av hvilke pumper som skal benyttes baserer seg på hvordan anlegget er konfigurert. Siden anlegget er delt i tre faser ganger fire haller, totalt tolv haller med en turbin i hver hall, er det naturlig å koble pumpene inn mot disse tolv turbinene, hvor strømmen produsert fra turbinene skal gå rett inn i pumpene.

Produsenten Andritz påstår en virkningsgrad over 90% på deres pumper, og en vannføring på 40 000 m³/h for de største pumpene [1]. Disse leverer akkurat ikke nok vannføring til å håndtere behovet i én fjellhall. Tatt i betraktning er det risikabelt å basere seg på en pumpe per fjellhall, da en er avhengig av en gigantisk reservepumpe skulle noe gå galt. En mulig løsning hadde vært om alle pumpene monteres på et og samme sted og pumpe hele vannstrømmen. Da kunne en benyttet seg av 13 pumper av Andritz-typen og hatt 1 eller to pumper i backup.

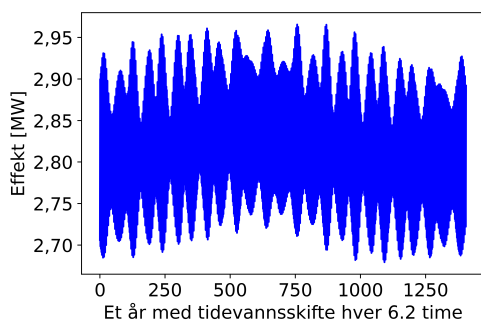
Azcues “LD VP/EP Self Priming Split Casing Centrifugal Pump” kan forflytte 6000 m³/h [5] og åtte slike pumper ville holdt til å forsyne hver fjellhall med vann. Det ville da holdt med kun en ekstra liten turbin som backup skulle de andre behøve vedlikehold eller slutte å fungere. Negativt med slike konfigurasjoner, er at det er plassmangel, lavere virkningsgrader og en potensielt høyere investeringskostnad ettersom man totalt vil behøve opp mot 108 pumper, 96 pumper i drift pluss 12 i backup.

En potensielt bedre løsning er å bruke 3 pumper med 22 000 m³/h kapasitet i hver hall, slik som Depon-pumps, “double suction pump” [17]. Med denne løsningen er det to pumper i drift og en i backup, per fjellhall. Dette sparer noe plass.

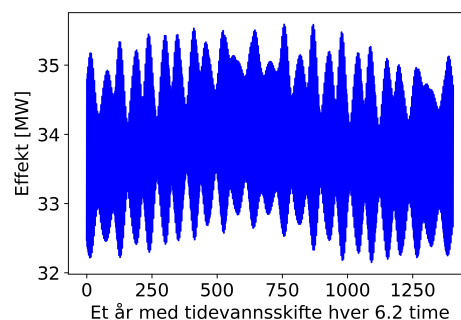
Det presiseres at dette ikke er hovedomfanget i rapporten, men har vært interessant å diskutere.

6.2.2 Energibehov for pumpene

For å regne på en virkningsgrad for dette systemet, har pumpenes energibehov blitt vurdert. Figuren nedenfor til venstre viser nødvendig pumpeeffekt for én fjellhall gjennom året, og figuren til høyre viser nødvendig pumpeeffekt for hele systemet med 12 fjellhaller gjennom året. Det er tatt utgangspunkt i at pumpevirkningsgraden er 85 %, og høydedataene er hentet fra år 2022.



Figur 42: Pumpebehov 1 fjellhall i 1 år.



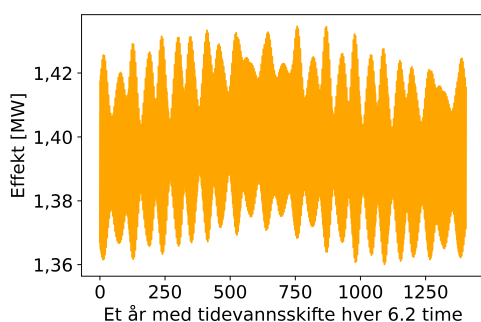
Figur 43: Pumpebehov 12 fjellhaller i 1 år.

Effektbehovet varierer med omtrent 3 MW for hele systemet. Dette er en større variasjon enn for turbinenes gjenvinning, som varierer med omtrent 2,5 MW. Grunnen til denne variasjonen, er lavere virkningsgrader for pumpene og en større pumpehøyde ettersom vannet må igjennom et trykkfilter og et UV-filter på veien opp til karene.

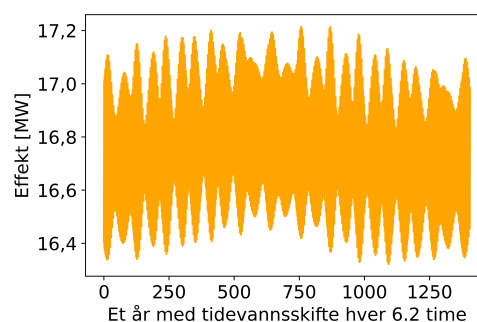
Det gjennomsnittlige effektbehovet for anlegget er 33,8 MW med utgangspunkt i 22 m fallhøyde. Figur 43 viser at effektbehovet svinger over eller under dette, ettersom tidevannet varierer. Det årlige energibehovet for pumping av sjøvann uten turbiner er 296 GWh.

6.3 Netto pumpebehov etter energibesparelse med turbin

Netto effektbehovet som kreves for å pumpe sjøvannet fra fjorden opp i fiskekarene, etter gjenvinning av energi med turbiner, er vist i figur 44 og 45. Figurene viser henholdsvis effektbehovet for én fjellhall, og effektbehovet for hele systemet med 12 fjellhaller.



Figur 44: Behov etter besparelse for én fjellhall i ett år.

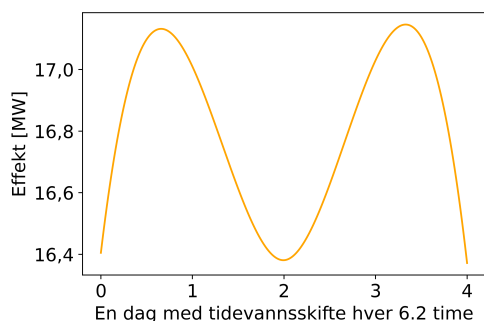


Figur 45: Behov etter besparelse for hele systemet i ett år.

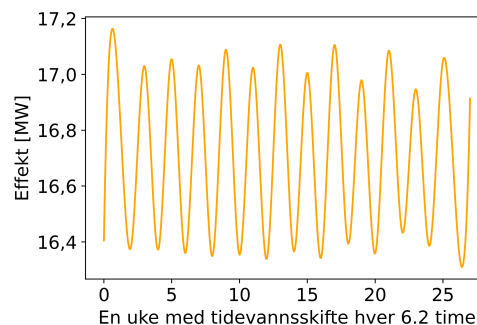
Figur 45 viser at netto effektbehov svinger med omtrent 0,8 MW. Før energigjenvinning med turbin, var svingningen i pumpeeffekt omtrent 3 MW. Dette viser at energigjenvinning vil utjevne svingninger i netto effektbehov. Dette kan være gunstig for en strømleverandør.

Gjennomsnittlig netto effektbehov for hele systemet med energigjenvinning er 16,7 MW. Dette er omtrent en halvering av brutto effektbehov uten energigjenvinning. Årlig energibehov for hele systemet er 147 GWh, med gjenvinning. Dette er en stor reduksjon fra 296 GWh.

For å gi et bedre inntrykk av tidevannspåvirkningen på effektbehovet over ulike tidsperspektiver, inkluderes det her i figur 46 og 47, henholdsvis den daglige og ukentlige effektkurven for systemet med turbinbesparelsen inkludert. Datoen i figur 46 er 1. januar og uken i figur 47 er uke 1. Dette er ikke et gjennomsnitt, men det viser hvordan effekten varierer daglig og ukentlig for en periode med relativt store forskjeller i effektbehov.

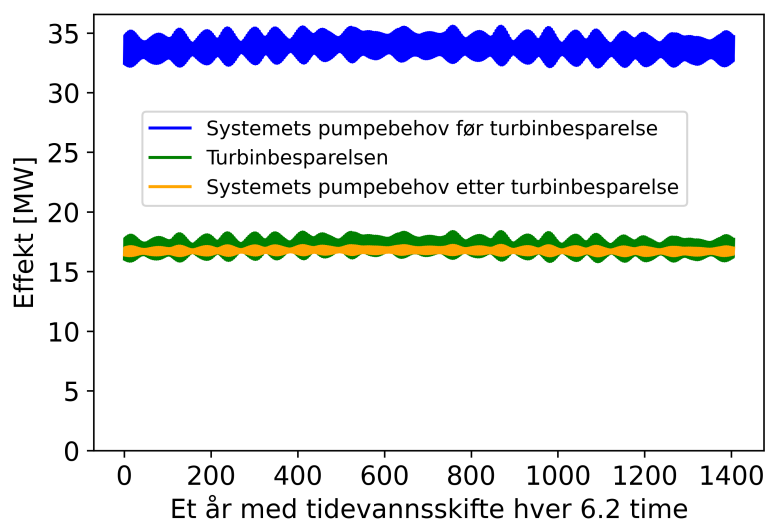


Figur 46: Behov etter turbinbesparelse 1. januar.



Figur 47: Behov etter turbinbesparelse gjennom den første uken i året.

Figur 48 viser alle utregninger samlet i en og samme figur for å gi en tydelig indikasjon av de ulike besparelsene og resultatene.



Figur 48: Netto og brutto effektbehov for pumping, og effekt produsert av turbin gjennom 2022.

Dette tydeliggjør at effektbehovet omtrent halveres med energigjenvinning med turbiner. Det blir også tydeliggjort at svingningene i effektbehov er relativt små i forhold til den totale effektmengden. Grafen viser også hvordan effektbehovet for pumpen svinger litt mer enn effektuttaket fra turbinen. Når effekten produsert med turbin trekkes fra effektbehovet for pumpen, utligner svingningene hverandre. Dette kan forklares med at når tidevannet er lavt, vil pumpen kreve høyere effekt, men turbinen vil ha større energiproduksjon. Når tidevannet er høyt, vil effekten for pumping og produksjon være lavere. Den gule grafen viser dermed at netto effektbehov er relativt jevn, med forskjeller som nevnt på ca. 0,8 MW. En oppsummering med tallverdier for de viktigste resultatene så langt, er oppgitt i tabell 6.

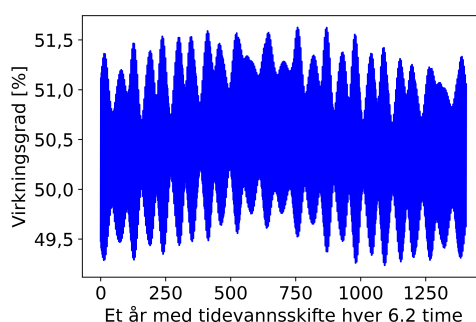
Tabell 6: Oppsummering av de viktigste resultatene.

| | Effekt, gjennomsnittlig [MW] | Energi, årlig [GWh] |
|------------------|------------------------------|---------------------|
| Pumpebehov | 33,8 | 296 |
| Turbinproduksjon | 17,0 | 149 |
| Netto pumpebehov | 16,7 | 148 |

Når disse resultatene er på plass er det mulig å gjøre en antagelse for den totale virkningsgraden for dette systemet.

6.4 Systemets virkningsgrad

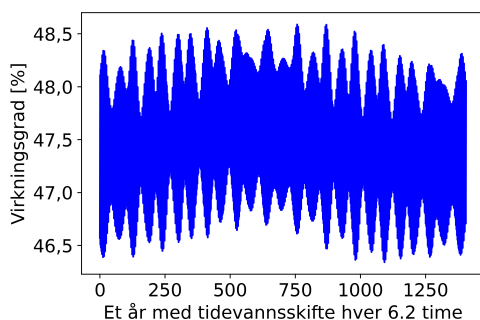
Figur 49 viser virkningsgraden for det totale systemet på hvor mye av energien forbrukt i pumpene, som gjenvinnes i turbinene. Grafen viser utviklingen av virkningsgraden gjennom år 2022, med pumpevirkningsgrad på 85 %.



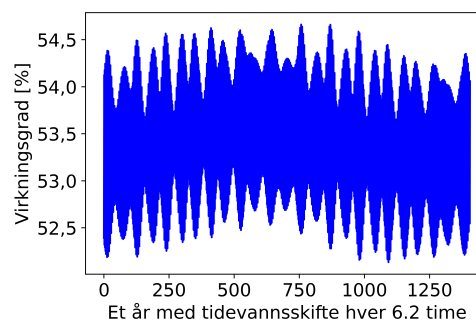
Figur 49: Total virkningsgrad med pumpevirkningsgrad 85 %.

Virkningsgraden svinger med omtrent 2 prosentpoeng, fra rundt 49,5 % til 51,5 %. Den gjennomsnittlige virkningsgraden gjennom året er 50,4 %.

En potensiell feilkilde er antagelsene knyttet til pumpenes virkningsgrad. I beregningene frem til nå er virkningsgraden 85 % benyttet. For å illustrere forskjellen på en mindre eller mer effektiv pumpe er det blitt gjennomført beregninger for pumpevirkningsgrader på 80 % og 90 %. Figurene 50 og 51 viser hvordan disse pumpevirkningsgradene påvirker den totale virkningsgraden for dette systemet.



Figur 50: Total virkningsgrad med pumpevirkningsgrad 80 %.



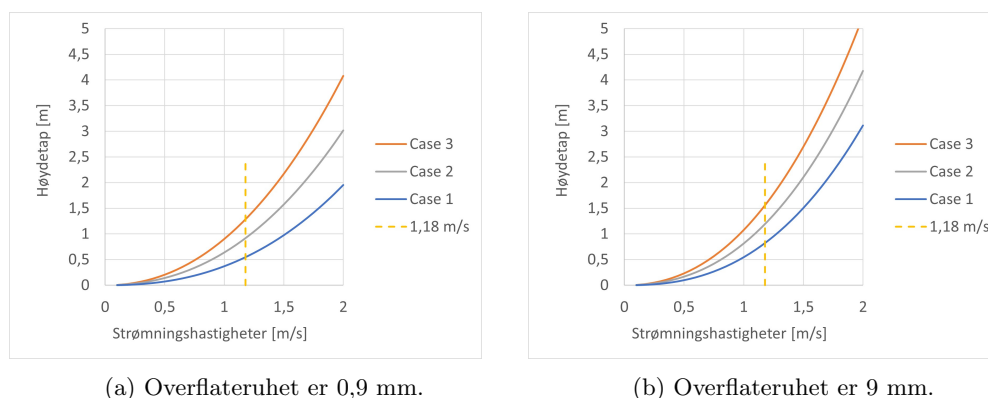
Figur 51: Total virkningsgrad med pumpevirkningsgrad 90 %.

Med 80 % pumpevirkningsgrad er den gjennomsnittlige virkningsgraden for systemet 47,4 %. Med 90 % pumpevirkningsgrad er den gjennomsnittlige pumpevirkningsgraden 53,4 %. Selv om det er usikkerhet knyttet til pumpevirkningsgradene, er det antatt at 85 % er en grei antagelse, og dette gir en gjenvinningsprosent på omtrent 50 %.

Faktorer som påvirker denne virkningsgraden er pumpevirkningsgraden, den totale turbinvirkningsgraden, fallhøyden, og pumpehøyden. Disse høydene er avhengige av høydetapene, som er antatt å være 1 m for turbinrøret, og 6 m for pumperøret. Siden dette kan påvirke den totale gjenvinningsprosenten, blir det gjennomført grundigere analyser for høydetapene.

6.5 Vurderinger for høydetap

Energiproduksjonen vil avhenge av høydetapet i rørsystemet. Derfor er det viktig å redusere disse tapene. I kapittel 5.4.1 ble det presentert to ulike skisser for rørsystemet, 33 og 34. Høydetapet i rørsystemet for den første skissen, figur 33, er vist i figur 52 for to ulike overflateruheter i røret.



Figur 52: Tapshøyde basert på den gamle rørskissen fra figur 33, som funksjon av vannhastigheter med varierende tapskoeffisienter. Tapskoeffisientene er oppgitt i tabell 5.

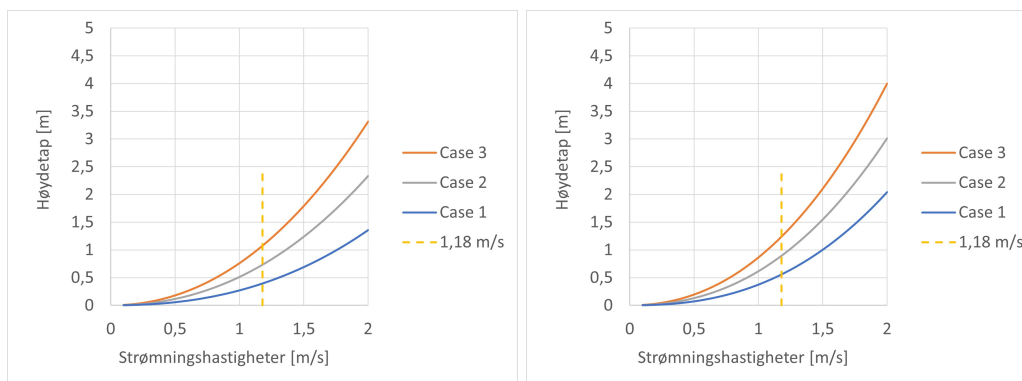
Den gule stiplede linjen viser hva rørtapet er hvis hastigheten er 1,18 m/s i hele rørsystemet, som er hastigheten i innløpet til turbinen. Forskjellen mellom de to figurene viser at overflateruheten på røret har litt påvirkning på rørtapet. Høydetapet vist i figur 52, for case 1, med strømningshastighet 1,18 m/s, og overflateruhet 0,9 mm, er 0,55 m. Når overflateruheten er 9 mm, er høydetapet 0,82 mm. Overflateruheten har altså litt påvirkning på høydetapet som gir et ekstra tap på 0,27 m. Videre følger et effekttap på 308 kW ved 90 % vannstrøm, for hele systemet. Hvilket gir et årlig energitap på 2,7 GWh. Med en strømpris på 0,08 øre, tilsvarer dette en årlig ekstra kostnad på 216 tusen norske kroner. En overflateruhet på 0,9 mm er ment for glatt betong, og 9 mm er for ganske ruglete betong. Dette er en kunstig sammenligning, mellom to ytterpunkter for hva som er å forvente som realistisk overflateruhet, men det illustrerer hvordan en reduksjon i overflateruhet kan redusere høydetap, og dermed kostnader.

Beregnet høydetap, med utgangspunkt i det oppdaterte rørsystemet fra figur 34, er presentert i figur 53.

Høydetapene for den oppdaterte rørskissen, fra figur 34, er lavere enn for den gamle skissen fra figur 33. Grunnen til dette er at rørstrekningene er kortere. Det er i tillegg totalt større diameter på rørene, fordi rørene ikke møtes på midten. Det er altså større diameter og kortere rørlengder.

Høydetapet vist i figur 53, for case 1, med strømningshastighet 1,18 m/s, og overflateruhet 0,9 mm, er 0,39 m. Når overflateruheten er 9 mm, er høydetapet 0,55 mm. Dette gir et ekstra tap på 0,16 m. Med de samme antagelsene gir dette en årlig ekstra kostnad på 128 tusen norske kroner. Dette er lavere enn kostnaden på 216 tusen nok, for figur 52, men det er fortsatt en betydelig kostnad som det kan lønne seg å redusere.

Tapskoeffisientene for de ulike casene kan ses i tabell 58. Case 1 og case 2 fra figur 53a, hvor ruheten er 0,9 mm og hastigheten er 1,18 m/s, blir sammenlignet med tanke på høydetap. For case 1 er høydetapet 0,39 m, og for case 2 er høydetapet 0,73 m. Dette gir et høydetap på 0,34 m. Igjen med de samme antagelsene, fører dette til at det årlig må kjøpes strøm for 270 tusen norske kroner på grunn av høydetapet. Det er derfor viktig at det tas hensyn til å redusere tap i alle ledd i rørsystemet, fra friksjon i rør, til komponenter som rørsammenslåinger, rørbend, og ventil.

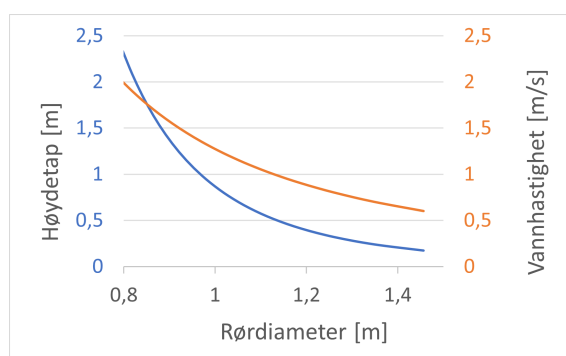


(a) Overflateruhet er 0,9 mm.

(b) Overflateruhet er 9 mm.

Figur 53: Tapshøyde basert på den oppdaterte rørskissen fra figur 34, som funksjon av vannhastigheter med varierende tapskoeffisienter. Tapskoeffisientene er oppgitt i tabell 5.

Siden DIVE Turbinen GmbH & Co. KG tar utgangspunkt i 1 m tap, er det trolig at case 2 eller case 3 bruker de mest realistiske tapskoeffisientene, siden dette er det nærmeste 1 m tapshøyde, med vannhastighet 1,18 m/s. Figur 54 viser hvordan forholdet er mellom høydetap, rørdiameter, og vannhastighet. Det er tatt utgangspunkt i høydetap beregnet for hele rørsystemet basert på den nyeste skissen fra figur 34. Ruheten er 0,9 mm, og tapskoeffisientene er hentet fra case 2. Rørdiameteren som er oppgitt på x-aksen, er den minste rørdiameteren D_1 , hvor vannstrømmen er $1 \text{ m}^3/\text{s}$.



Figur 54: Vannhastighet og høydetap som funksjon av rørdiameter.

Figuren viser hvordan økt diameter gir redusert vannhastighet og redusert høydetap. Økt vannhastighet samsvarer med økt høydetap og redusert diameter. Når vannhastigheten er 1,18 m/s, er rørdiameteren D_1 ca. 1,04 m, og høydetapet er 0,79 m for hele rørsystemet. Poenget med grafen er hovedsakelig for å illustrere sammenhengen mellom diameter, trykktap, og vannhastighet.

Ved prosjektering av anlegget vil det være mulig å planlegge hva strømningshastigheten skal være, ved å dimensjonere rørdiameteren. Grafen viser hvordan den dimensjonerte strømningshastigheten påvirker høydetapet i rørsystemet.

Det bør gjennomføres analyser for kostnadene ved økte rørdiameterer, kontra besparelse av strøm. Siden rørene skal sprenge i fjellet er det derimot begrenset hvor stor diameter kan være.

I realiteten er det antatt at 16 m fallhøyde er en optimistisk antagelse. Det vil trolig oppstå et lite høydetap i trommelfilteret. Som vist tidligere i kapittel 6.5, kan et lite høydetap, bety store tapte verdier.

6.6 Videre diskusjon rundt dimensjonering av rør

Hofseth og Artec Aqua har bygget opp kompetanse innen landbasert oppdrett gjennom blant annet deres smoltanlegg i Tafjord. Dette anlegget er også et gjennomstrømningsanlegg, hvor vann pumpes inn i fiskekarene, for å så strømme med et selvfall tilbake ut i fjorden. Vannstrømmen som renner ut er dimensjonert for en viss hastighet, ved en bestemt rørdiameter. En utfordring som har oppstått er at det ikke er mulig å oppnå en høyere vannstrøm ved utløpet fordi rørdiameteren er begrensende. Røret ved utløpet blir en slags flaskehals som hindrer for en større vannstrøm enn den dimensjonerte vannstrømmen [85]. Dette kan bli et problem hvis det foreksempel er behov for kjapp utskiftning av vannet i karene, eller det pumpes inn for mye vann. For å unngå at dette blir et problem for anlegget i Røbbervika, bør rørene dimensjoneres for en høyere vannstrøm enn $1 \text{ m}^3/\text{s}$. Trommelfilterene kan også ende opp med å bli en flaskehals, derfor bør også de dimensjoneres for en vannstrøm større enn $1 \text{ m}^3/\text{s}$. Som nevnt tidligere, vil dette ha en annen positiv effekt ved at tapene i rørene reduseres fordi diameteren øker. For å kunne regulere vannstrømmen kan det benyttes en ventil.

6.7 Drift og Vedlikehold av anlegget

Når anlegget er ferdig bygget, og turbinen produserer strøm, kan ulike tiltak gjøres for å optimalisere energiproduksjonen. Et tiltak kan være å planlegge vedlikehold av turbinen slik at turbin og kar vedlikeholdes samtidig. Eventuelt at turbinen vedlikeholdes samtidig som fisk skal slaktes. Dette vil redusere energitapet når turbinen først skal vedlikeholdes.

Som nevnt tidligere vil anlegget stort sett driftes på 90 % av maks kapasitet. Hvis man antar at 1 kar vedlikeholdes per fjellhall med hver sin turbin, er driften 92 %. Dette fører til en total effekt på 17,54 MW. Hvis derimot 11 turbiner er i 100 % drift, mens 12 kar på samme turbin vedlikeholdes, vil det også oppnås 92 % drift. Dette fører til en total elektrisk effekt på 17,36 MW. Forskjellen er ikke spesielt stor, og det er altså et fleksibelt system med mulighet for å driftes på ulike måter, med stort sett samme resultat. Hvordan systemet driftes mest optimalt i forhold til energiproduksjon vil være avhengig av hvordan turbinen sitt "Best Efficiency Point" er designet. Ifølge virkningsgradkurven til Dive-turbinen på figur 17, opererer turbinen best mellom 90 % og 70 %. Det er altså en fleksibel turbin som opererer godt for varierende vannstrømmer. Dive-turbinen sin virkningsgrad er høyere for 90 %, enn 100 % drift. Dette er grunnen til at energiproduksjonene er høyere hvis et kar tas ut per fjellhall, enn om alle karene i samme fjellhall tas ut. Forskjellen i effekt er derimot i underkant av 200 kW, som er lite i forhold til den totale energiproduksjonen. Den totale energiproduksjonen blir derfor ikke påvirket i stor grad av måten kar vedlikeholdes og fiskene slaktes på.

6.8 Hvordan unngå kavitasjon

Analyser og beregninger av kavitasjon er viktig for å unngå skader på turbin og pumpe.

$NPSH_{nyttbar}$ for pumpen er beregnet å være 15,9 m. Hvis man regner med sikkerhetsfaktoren 1,5, må $NPSH_{nødvendig}$ være mindre enn 10,6 m. Dette gjelder når pumpen er plassert på samme høydenivå som vannivået i fjorden. Ved å plassere pumpen 1 m under vannivået, må $NPSH_{nødvendig}$ være mindre enn 16,9 m uten sikkerhetsfaktoren, og mindre enn 11,3 m, medregnet sikkerhetsfaktoren.

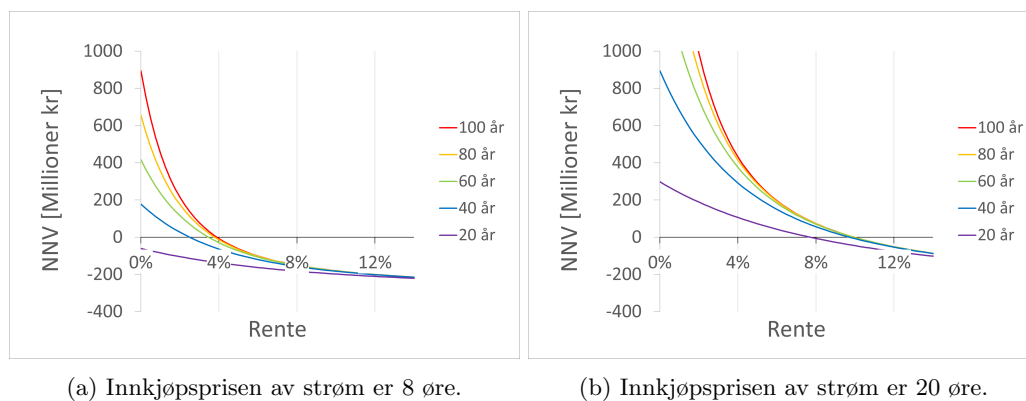
$NPSH_{nyttbar}$ for turbinene er blitt beregnet å være 10,9 m. Med sikkerhetsfaktor må $NPSH_{nødvendig}$ være mindre enn 7,3 m. Hvis turbinen senkes én meter, er $NPSH_{nyttbar}$ 11,9 m, og med sikkerhetsfaktor må $NPSH_{nødvendig}$ være mindre enn 7,9 m.

Det er usikkerhet knyttet til pumpehøyden på 22 m med tap inkludert. Denne bør undersøkes videre slik at pumpe og turbin kan plasseres i riktig høyde for å unngå kavitasjon. Det må i tillegg tas hensyn til tidevannet og varierende vannstand. Det bør tas utgangspunkt i sjøkart null med laveste vannstand når pumpen skal plasseres. Videre undersøkelser bør gjennomføres når $NPSH_{nødvendig}$ er kjent. Denne bør sammenlignes med $NPSH_{nyttbar}$ som er beregnet.

6.9 Vurderinger for nåverdiberegninger

For å regne på den økonomiske lønnsomheten av prosjektet, gjennomføres det nåverdiberegninger ved å installere en turbin, kontra å ikke installere en turbin. Som nevnt i kapittel 5.4.8 er det fire ukjente parametere i NNV-beregninger, grunninvesteringen G , innbetalingsoverskuddet a , kalkulasjonsrenten r , og levetiden Ne . Årlig innbetalingsoverskudd, er den strømmen som Hofseth slipper å kjøpe fra strømmettet gjennom året ved installasjon av turbin. Videre blir det presentert resultater og diskusjon rundt hvordan disse fire parameterene påvirker investeringen og hvilke verdier som gir positiv netto nåverdi.

Figur 55a og 55b viser nåverdien som funksjon av kalkulasjonsrenten, ved ulike levetider for turbinen, for en innkjøpspris av strøm på 8 øre og 20 øre. Punktet hvor kurvene krysser x-aksen, hvor nåverdien er null, viser internrenten for investeringen. Investeringskostnaden er 300 millioner kr.

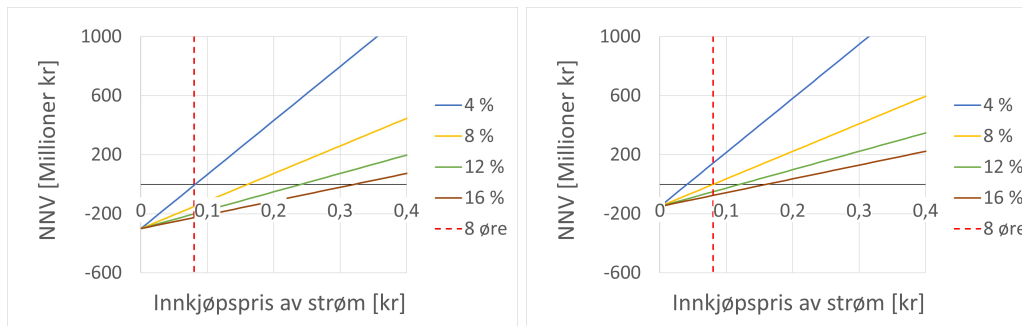


Figur 55: Netto nåverdi som funksjon av kalkulasjonsrenten for ulike levetider. Investeringskostnad er 300 millioner norske kroner.

Grafene viser at høyere kalkulasjonsrente gir lavere NNV, og høyere levetid gir høyere NNV. Med en innkjøpspris på 8 øre, fra figur 55a, må kalkulasjonsrenten være i underkant av 4% for at investeringen skal gi positiv netto nåverdi. Med en innkjøpspris av strøm på 20 øre, fra figur 55b, krysser grafene med levetid 40 år og oppover, x-aksen på omtrent samme sted, som er 10 %. Med 20 øre innkjøpspris på strøm er altså kalkulasjonsrenter lavere enn 10 % lønnsom. Levetiden har ikke en betydelig påvirkning på internrenten. Grafene viser at jo høyere levetiden er, jo mindre påvirkes internrenten. Grafene tydeliggjør rentens og innkjøpsprisens påvirkning på investeringen. Totalt for hele systemet er det gunstig for Hofseth med lav innkjøpspris, men med lav innkjøpspris kan det være mer gunstig for Hofseth å kjøpe strømmen fra nettet, enn å produsere den selv. Det kan derfor være hurt å få på plass en avtale om strømpris før det investeres i turbiner.

Innkjøpsprisen av strøm, har som sagt en viktig betydning på hvorvidt investeringen er lønnsom eller ikke. Derfor viser graf 56a og 56b hvilke innkjøpspriser som fører til positive netto nåverdier. NNV er plottet som funksjon av innkjøpsprisen, ved ulike kalkulasjonsrenter, for to ulike investeringskostnader. Det blir antatt at levetiden er 100 år.

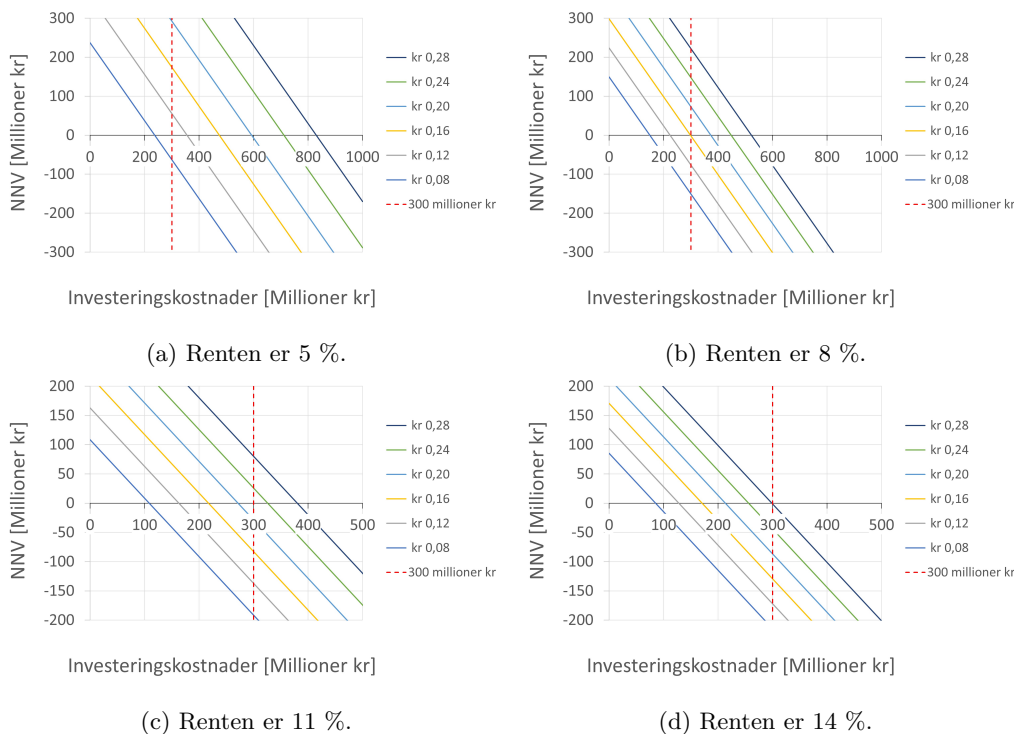
Grafene viser at økt innkjøpspris, øker NNV. Jo høyere innkjøpsprisen er, jo mer lønnsom vil investeringen av turbin være. Grafene viser i tillegg at økte kalkulasjonsrenter gir lavere NNV. Den røde stiplede linjen viser innkjøpsprisen på 8 øre, som er strømvartalen til Salmon Evolution sitt landbaserte anlegg. Med en investeringskostnad på 300 millioner norske kroner, fra figur 56a, og en strømpris på 8 øre, vil renter over 4 % gi en negativ NNV. Dette er samme funn som for figur 55a. Det antas at 8 % rente er en realistisk rente. Hvis investeringskostnaden er 300 millioner kr og renten er 8 %, kreves det en innkjøpspris rundt 16 øre for at investeringen skal lønne seg. Hvis renten er 12 % må innkjøpsprisen være i underkant av 25 øre, og for 16 % må den være over 30 øre. Med en halvert investeringskostnad på 150 millioner norske kroner, fra figur 56b, og innkjøpspris på 8 øre, vil renter lavere enn 8 % gi positiv NNV. Det vil nok kreve økonomisk støtte for å kutte denne investeringskostnaden i så stor grad at investeringen vil lønne seg. Grafene viser altså at investeringskostnaden har betydning på om investeringen lønner seg. Det er derimot usikkerhet knyttet til denne kostnaden, derfor har det i figur 57a, 57b, 57c, og 57d blitt gjennomført



(a) Investeringskostnaden er 300 millioner kr. (b) Investeringskostnaden er 150 millioner kr.

Figur 56: Netto nåverdi som funksjon av innkjøpspris av strøm med ulike kalkulasjonsrenter. Levetiden er 100 år. Den røde vertikale linjen viser hvor på x-aksen, en innkjøpspris på 8 øre ligger.

undersøkelser for NNV som funksjon av investeringskostnaden ved ulike innkjøpspriser av strøm, for 4 ulike renter, 5 %, 8 %, 11 %, og 14 %.



Figur 57: Netto nåverdi som funksjon av investeringskostnaden med ulike innkjøpspriser for strøm. Levetiden er 100 år. Den røde stiplede linjen viser investeringskostnaden på 300 millioner.

NNV reduseres lineært med økende investeringskostnader, og økt strømpris gir høyere NNV. Hvis renten er 5 %, fra figur 57a og innkjøpsprisen er 8 øre, kreves det en investeringskostnad i overkant av 200 millioner kr. Hvis renten er 8 %, fra figur 57b og strømprisen er 8 øre, kreves det en strømpris i underkant av 150 millioner kr. Med rente 11 % og 14 %, henholdsvis figur 57c og 57d, og strømpris 8 øre, gir en investeringskostnad på rundt 100 millioner kr en lønnsom investering. For at NNV skal øke, må enten strømprisen øke, eller kalkulasjonsrenten reduseres. Hvis strømprisen er for eksempel 20 øre og renten er 8 %, vil investeringen lønne seg med investeringskostnad i underkant av 400 millioner kr.

Det er som sagt usikkerhet knyttet til hvilke verdier som er realistiske. Noen optimistiske antagelser, som også kan være realistisk, er en rente på 8 % eller mer, en innkjøpspris på 12 øre eller mer, levetid på 100 år, og en investeringskostnad på 250 millioner norske kroner. Beregnet NNV med disse verdiene er negativ. Hvis renten derimot reduseres til 7 % er NNV positiv. Hvis renten forblir

8 %, kreves det en innkjøpspris på 14 øre for at investeringen skal lønne seg. I tillegg er egentlig en investeringskostnad på 250 millioner antatt å være lav i forhold til hva som er forventet. 300 millioner kr er medregnet prisen for turbiner og installasjon, men installasjonskostnaden er det usikkerhet rundt. Hvis det antas at investeringskostnaden er 300 millioner kr, må enten renten reduseres eller strømprisen øke, for at investeringen skal lønne seg. Hvis investeringskostnaden er 300 millioner kr, vil rente på 8 %, og strømpris 15 øre, akkurat gi positiv NNV. Det er små marginer som skiller en lønnsom og en ulønnsom investering. Derfor er det vanskelig å konkludere om installasjon av turbin vil lønne seg i dette anlegget. Hvis Hofseth derimot får strømprisavtale på 8 øre, slik som Salmon Evolution, er det vanskelig å se for seg at investeringen kan lønne seg uten økonomisk støtte.

lønnsomheten til prosjektet er avhengig av hvor lavt det er mulig å presse investeringskostnadene, og hvilke risiko det er knyttet til investeringene og dermed hvilke rente som er gunstig. I tillegg er det avhengig av hvilke strømvavtale Hofseth får, og hvor mange år turbinen opererer i et korroderende miljø. I disse beregningene er det ikke tatt hensyn til at turbinene krever vedlikehold, som det er kostnader knyttet til, i tillegg til at det reduserer strømproduksjonen. Det er som nevnt i kapittel 5.4.8, antatt 90% drift av kar, som en forenkling. Denne driften kan være mindre eller mer, og kan variere gjennom året, men hovedresultatene i analysen vil fortsatt gjelde. Disse resultatene kan brukes som en veiledning for investeringen, men de ulike faktorene i nåverdiberegningene bør bestemmes grundigere ved videre arbeid.

6.10 Bærekraftsmessige vurderinger

Det skal i dette kapitlet vurderes hvor i livsløpet klimagassutslippene er størst, fra vugge til grav. Livsløpet starter ved utvinning av råmaterialer, produksjon, installasjon, drift, vedlikehold, avfallshåndtering, og frakt mellom ulike ledd. For å vurdere hvor bærekraftig det er å installere en turbin, er det tatt utgangspunkt i ulike bærekraftstudier for lignende systemer.

Norsk institutt for bærekraftsforskning, NORSUS, har gjennomført livsløpsanalyser for ulike norske vannkraftverk og konkludert med at utslippet fra et typisk norsk vannkraftverk er 3,3 g CO₂-ekvivalenter per kWh. Disse livsløpsanalysene tar for seg hele livsløpet til de ulike vannkraftverkene helt tilbake til råmaterialer [29]. Dette inkluderer demning og rørgate som ofte er laget i betong. Uansett om det skal installeres en turbin eller ikke i Røbbervika, er det behov for et rørsystem for vannet som skal renne ut. Derfor vil ikke utslipp knyttet til rørsystemet være en del av bærekraftsanalysen for turbinene. Siden det i tillegg ikke skal bygges en demning, kan det antas at utslippet for turbinene i Røbbervika har et lavere utslipp enn 3,3 g CO₂-ekvivalenter per kWh.

Utslipet knyttet til installasjon av turbin i Røbbervika vil være avhengig av materialvalg, frakt, sprengningsarbeid, og utslipp fra underleverandører, som er vanskeligere å kontrollere. Hvis det for eksempel skal brukes mye betong, vil utslipp øke [89]. Siden anlegget vil være plassert inni fjellet, vil det ikke være behov for store mengder betong. En annen utslippspost er de elektriske komponentene med turbin, transformator og generator [19]. Dette kan ikke unngås, men det kan stilles krav til produsent av slike komponenter om å oppgi utslipp. Det vil også være utslipp knyttet til frakt. Det planlegges å benytte seg av en tysk turbinprodusent. Utslipet knyttet til frakt er vanskelig å unngå, men det kan reduseres, og det kan velges mest mulig lokale samarbeidspartnere, underleverandører og arbeidskraft.

Ifølge NVE var klimagassutslippet knyttet til det norske strømmettet 8 g CO₂-ekvivalenter per kWh [70]. I området rundt Røbbervika er det stort sett vannkraft som produserer strøm. Siden utslippet knyttet til vannkraft er 3,3 g CO₂-ekvivalenter per kWh, antas det at strømmen som sendes til Røbbervika, vil ligge mellom dette en plass. Det er altså dette utslippet som anlegget må konkurrere mot, men som nevnt tidligere er det mindre ekstra infrastruktur for turbiner i dette anlegget, enn for et vanlig vannkraftverk. Dermed vil CO₂-ekvivalenter per kWh være lavere enn det som kan skaffes fra strømmettet. Dermed vil det lønne seg i lengden med egenprodusert strøm. Hvor lang tid det tar før utslippene er tilbakebetalt, er derimot ikke sikkert.

Anbefaling til videre arbeid kan være å gjennomføre en livsløpsanalyse for å kartlegge utslippene og finne ut av en tilbakebetalingstid på CO₂-ekvivalenter. Det kan være krevende å kartlegge utslipp

for materialer knyttet til foreksempel en turbin som er produsert i Tyskland. Uavhengig av hvor fort det vil lønne seg for klimaet, vil det derimot være gunstig for samfunnet rundt.

6.11 Anleggets påvirkning på samfunnet

Som nevnt i kapittel 6.1.3, kan turbinene produsere 151 GWh gjennom året. Dette er en betydelig energimengde og er som sagt mer energi en vindparken på Haram. En vindpark krever store areal. Dette er et av de største argumentene mot fornybar energi. For anlegget som skal bygges i Røbbervika vil ikke dette være et problem siden det skal bygges i fjell.

Lokalsamfunnet vil være mer villig til å bygge ut ny industri i området hvis det ikke går utover egne strømpriser. Figur 28, viser utviklingen over strømpriser i Norge. Grafen viser økningen i strømpriser, spesielt i 2022. Årsaken til de økte strømprisene har vært kraftunderskudd. Den generelle befolkning har gjennom denne perioden blitt mer oppmerksom på strømpriser og bevisst på hvordan strøm brukes. Derfor vil nok lokalsamfunnet sette pris på at energi gjenvinnes med turbiner. I tillegg vil en slik industri skape arbeidsplasser langs kysten og i distriktet. Strømprisene vil ha flere påvirkninger på hvor gunstig et landbasert oppdrettsanlegg vil være. Om tilgjengeligheten av energi i området er sparsommelig kan lokalbefolkningen potensielt ikke ønske næringen velkommen om det viser seg at det vil påvirke deres egne strømpriser i for stor grad.

Røbbervika ligger per dags dato i et gunstig område med tanke på tilgjengeligheten av strøm. Området blir forsynt med strøm fra Tafjord og andre mindre kraftverk i dette området [85]. Det har vært tilfeller hvor Tafjord har sett seg nødt til å la vannet renne over magasinene fordi de ikke får lov til å produsere mer. Dette skjedde i august 2022 [18]. Når det er kraftoverskudd på Sunnmøre, er det lønnsomt, spesielt for kraftselskapene, med industri som har behov for strømmen.

Avhengig av pris og tilgjengelighet endres anbefalt teknologisk løsning. Hvis lokasjonen har rikelig med fornybar energi i området og lav strømpris kan en FTS-løsning være foretrukket. Om energien ikke er så lett tilgjengelig vil en heller dra i RAS-retningen.

Det er som nevnt lave klimagassutslipp knyttet til energien i den norske strømmiksen. Det er likevell viktig å redusere strømforbruket der det er lar seg gjøre. En av grunnene til at energiforbruk bør reduseres i industrien og andre sektorer, er at Norge skal gjennomgå et grønt skifte. For at foreksempel transportsektoren skal ha mulighet til å fase ut bensin og diesel, er det behov for tilgjengelig strøm. Det vil altså lønne seg for samfunnet at energiforbruket reduseres i dette anlegget, fordi energien kan brukes på foreksempel omstilling mot nye energibærere som kan kutte ut CO₂-basert drivstoff.

Mye av bakgrunnen for oppgaven baserer seg på energibesparelsen til slike prosjekter på nasjonal basis. Grunnrenteskatten vil ikke berøre landbaserte anlegg slik det ser ut i dag [85]. Det kan derimot gjøre konvensjonell sjøbasert oppdrett mindre lønnsom, som vil gjøre landbasert oppdrett mer attraktivt å satse på.

For å vurdere hvorvidt anlegget lønner seg for samfunnet kan det være nyttig å sammenligne effektene som anlegget påfører samfunnet med FNs bærekraftsmål. De mest relevante bærekraftsmålene for dette prosjektet, som denne rapporten har vært innom, er målene som omhandler “livet i havet”, “stoppe klimaendringene”, og “ren energi til alle” [98].

Bærekraftsmål 14 om “livet i havet” handler om at havet og marine ressurser skal brukes og bevares på en bærekraftig måte [98]. En av grunnene til å utvikle nye oppdrettsanlegg til land, handler om å redusere lakselus, unngå opphopning av avfall i nærheten av oppdrettsanleggene, og unngå rømming av fisk, som forklart i kapittel 3.2.1. Dette er faktorer som kan unngås med landbasert oppdrett. Derfor er bærekraftsmålet om “livet i havet” relevant.

Bærekraftsmål 13 om å “stoppe klimaendringene” handler om å beskjempes klimaendringer umiddelbart [98]. Samtidig som klimaendringer skal beskjempes, er det behov for å produsere mer næringsrik mat. For å kombinere disse utviklingene, er det viktig å redusere utslipp knyttet til oppdrettsnæringen. Med utviklingen mot landbasert oppdrett er det viktig at energigjenvinning er i fokus, hvor andre oppdrettsanlegg bør se på muligheten for å benytte seg av et “Flow-through

system” med energigjenvinning med turbin.

Bærekraftsmål 7 om å skaffe “ren energi til alle” er relevant for landbaserte oppdrettsanlegg fordi, som vist i rapporten, kreves det store energimengder for å pumpe vannet opp i fiskekarene. For at “ren energi”, og billig energi skal være tilgjengelig for alle, spesielt i områder med underskudd på strøm, er det viktig å gjenvinne så mye som mulig av energi i slike anlegg. I denne oppgaven er det kun blitt undersøkt energigjenvinning med turbin, men det vil også være andre prosesser hvor energi kan gjenvinnes. Røbbervika er et område med gode temperaturer året rundt, mens det i andre områder kan være behov for ekstra oppvarming vannet. Da kan det lønne seg å gjenvinne denne varmen. Det viktigste er å gjenvinne energi for å oppfylle bærekraftsmål nummer 7 om “ren energi til alle” [98].

7 Konklusjon

Landsbasert oppdrett vil etter alt å dømme være et satsingsområde for norsk industri i årene som kommer. Fiskens helse og velferd har fått en større prioritering og den havbaserte oppdrettsnæringen står ovenfor mange utfordringer, regelverk og potensialet for en ny lakseskatt som kan påvirke lønnsomheten.

Fordeler med den landsbaserte lakseoppdretten er at veksten av laksen er større enn for konvensjonell fiskeoppdrett i sjø, som følge av at avlusningsbehovet nærmest er eliminert. I tillegg har næringen kontroll på alt avfall produsert i prosessen, og muligheten for at laks rømmer er borte. I tillegg er det lettere tilgang på fornybar energi. Ved landbasert oppdrett vil mye av utslippene fra CO₂-baserte fartøy i tilknytning til merdene kuttes.

Ulemper med landbasert oppdrettsanlegg er at investeringskostnadene er betydelig større, det krever mye energi å pumpe vannet opp i fiskekarene, og FTS-systemer krever mye plass ved kysten. RAS-systemer kan bygges innlands, men krever tekniske løsninger hvor mye kan gå galt.

Landbasert oppdrett kan være en god løsning, hvis det bygges i riktig lokasjon med lite interessekonflikter, god tilgang på fornybar energi, og gjerne gode temperaturer for fisken. Landbasert oppdrett har bærekraftige og miljømessige fordeler som kan bidra til å nå FNs bærekraftsmål. Landbasert oppdrett er som sagt en dyr investering, men næringen satser på at økt produksjon veier opp for dette.

Anlegget i Røbbervika vil være et gjennomstrømningsanlegg med en kontinuerlig fornyelse av vannet i fiskekarene som skal pumpes fra Sunnlyvsfjorden. Det undersøkes om det er lønnsomt å gjenvinne energi med en turbin ved vannutløpet som går ut igjen i fjorden. Anlegget skal bygges inni en nedlagt gruve hvor store mengder stein skal sprenges. I Sunnlyvsfjorden er det tilgang på vann med riktig temperatur for fisken året rundt. Røbbervika ligger også i et område med god tilgang på energi. I tillegg ligger anlegget i nærheten av Hofseth sine sjøbaserte anlegg, slik at infrastruktur med brønnbåter allerede eksisterer. Dette danner grunnlag for lokasjonen til anlegget.

Landbasert oppdrett krever som sagt store mengder energi, og for dette spesifikke anlegget som skal bygges i Røbbervika, er det beregnet at gjennomsnittlig pumpeeffekt uten turbiner er 33,8 MW, som gir et årlig energibehov på 296 GWh. Gjennomsnittlig produsert effekt for turbinene er 17,0 MW, som gir en årlig energiproduksjon på 149 GWh. Dette fører til at gjennomsnittlig netto pumpeeffekt med energigjenvinning blir 16,7 MW. Dette gir et årlig netto pumpebehov på 148 GWh. Tidevannet førte til en variasjon i pumpebehov på maks 0,8 MW i 2022, siden tidevannet følger faste sykluser kan det forventes en lignende variasjon fremover. Disse resultatene viser at det vil være mulig å gjenvinne ca. 50 % av energien som ble brukt for å pumpe vannet inn i fiskekarene.

Beregninger for høydetap i rørsystemet viser at høydetapet avhenger av diameteren som settes på rørene, overflateruheten, og tapskoeffisienten i ulike komponenter. Alle disse faktorene påvirker høydetapet, og det bør etterstrebtes å redusere disse. Analysene viser at antagelsen om 1 m høydetap, er en grei antagelse på nåværende tidspunkt hvor ulike dimensjoner og konfigurasjoner er ukjente.

Nåverdberegningene over den økonomiske lønnsomheten, viser at investeringen ikke nødvendigvis vil lønne seg med de antagelsene som er gjort, som er en rente på 8 %, levetid på 100 år, og en investeringskostnad på 300 millioner norske kroner. Investeringen viser seg å ikke være lønnsom med en fast strømpris på 8 øre, og det kreves en strømpris på 15 øre for at investeringen skal lønne seg. Det er små marginer som skiller en lønnsom og ulønnsom investering, så dette krever mer undersøkelse. Det må gjennomføres en avveining på hva som er viktigst, det økonomiske eller det bærekraftige aspektet.

Selv om det er god tilgang på energi i Røbbervika vil det lønne seg samfunnsmessig med energigjenvinning her, siden det er snakk om store energimengder som kan gjenvinnes. For at investeringen skal lønne seg økonomisk bør det gjøres videre undersøkelser, og for å optimalisere energiproduksjonen bør det være fokus på å redusere tap i alle ledd. Det konkluderes med at energigjenvinning med turbin i landbaserte fiskeoppdrettsanlegg som benytter seg av et gjennomstrømnings-system, er en god løsning som det er verdt å undersøke videre.

8 Anbefaling til videre arbeid

Gjennom arbeidet med rapporten er det blitt avdekket ulike problemstillinger som kan være aktuell og interessant å se videre på. Flere av disse har blitt presentert i løpet av metodekapittelet, og resultat- og diskusjonskapittelet, og avslutningsvis samlet i dette kapittelet, sammen med andre anbefalinger til videre arbeid.

For å unngå kavitasjon, har det blitt beregnet hvilke høyder som $NPSH_{N\ddot{o}dvendig}$ må være lavere enn. Det bør derfor gjøres grundigere undersøkelser på hva $NPSH$ er, slik at dette kan sammenlignes med beregnet $NPSH$.

Det er også mulig å gjennomføre livsløpsanalyser for turbinen. Dette kan vise grundigere hvor bærekraftig det faktisk vil være å installere en turbin for dette systemet. Dette kan vise livsløpet fra råmaterial til endt levetid for turbinen, og hvor i livsløpet utslippet er størst. Dette kan være nyttig for å redusere utslipp i prosessene og leddene hvor utslipp er størst.

I tillegg anbefales det at det gjøres grundigere analyser på hvordan rørsystemet kan se ut. Det kan gjøres analyser på hvordan tap i rør kan reduseres, spesielt med tanke på å redusere “minor losses”. Det bør altså undersøkes hvordan å redusere tapskoeffisientene i rørbend, sammenslåing av rør, utvidelser og komprimering av rør, i tillegg til andre tap i røret.

I denne rapporten er det primært fokusert på FTS-teknologien. Som motpart til FTS er det meget relevant å sammenligne energibruken i RAS-teknologien. Det foreslås å gjøre en livsløpsanalyse av RAS for å finne ut av klimagassutslipp, og hva som kreves av energi for å drifte hver komponent, infrastrukturen og hvordan potensialet er for å effektivisere systemet

Håndteringen av de elektriske systemene bør også undersøkes. Hente inn strøm ved høyere spenning kan gi lavere pris, men krever installasjon av trafo-stasjon. Se på sikringer, generatorer og hvordan strømmen vil flyte fra turbin til pumpe. Finnes det mer effektive løsninger? Det kan være interessant å undersøke Waterlift AS, som utvikler systemer med mekanisk overføring fra turbin til pumpe [100].

Mange av antagelsene har vært koblet til konfigurasjon og virkningsgrader på pumpene til systemet. En nærmere undersøkelse bør gjennomføres for å avdekke hvilke løsninger som er egnet.

Lokasjonen for dette anlegget ligger i et område med overflod av fornybar kraft og vil derfor ikke påvirke strømprisene lokalt i noen særlig grad. En interessant problemstilling ville vært å sett på et scenario hvor tilgangen på kraft ikke er like lett tilgjengelig og hva installering av et lignende prosjekt ville gjort med samfunnets strømpriser, sammenlignet med hva eiende bedrift gir i retur i form av økonomiske gevinster.

World Heritage Salmons konstruksjon er per dags dato ikke igangsatt. Derfor er mange av resultatene basert på antagelser og dimensjoner som flere ganger har blitt endret. Derfor anbefales det å bygge videre på denne rapporten når anlegget til slutt står ferdig for å sammenligne resultatene.

Anlegget inne i fjellet vil ha flere energiforbrukere enn kun pumpene. Av interesse er det da å utvide analysen av energisystemet for hele anlegget. Det vil si å se nærmere på ventilasjonen, avfallshåndteringen og transporter og sortering av laksen.

Andre vannkraftverk i Norge må forholde seg til et kostnadsgrunnlag. Det anbefales derfor å undersøke om en turbinproduksjon av dette omfanget omfavnes av slike vedtekter eller om de er untatt siden kraften generert kun brukes til en netto reduksjon i effektbehov [68] [69].

Litteraturliste

- [1] Andritz AG. *Split case pumps*. URL: <https://www.andritz.com/pumps-en> (sjekket 10.05.2023).
- [2] M. Aldrin mfl. «A stage-structured Bayesian hierarchical model for salmon lice populations at individual salmon farms – Estimated from multiple farm data sets». I: *Ecological Modelling* 359 (10.09.2017), s. 333–348. ISSN: 0304-3800. DOI: 10.1016/j.ecolmodel.2017.05.019. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0304380017300352> (sjekket 08.05.2023).
- [3] Norse aqua. *Nitrogenovermetning - NorseAqua*. URL: <https://norseaqua.no/nitrogengassovermetning/> (sjekket 20.05.2023).
- [4] Artec Aqua - *Flow-through system – FTS*. URL: <https://www.artec-aqua.no/technologies-ol-d/flow-through-system--fts1/> (sjekket 09.05.2023).
- [5] Azcue LD *Self Priming Split Case Pump & Double Suction Centrifugal Pump - Castle Pumps*. URL: <https://www.castlepumps.com/pumps/pump/bombas-azcue-sp-ld-self-priming-vertical-inline-centrifugal-pump/> (sjekket 10.05.2023).
- [6] Barentswatch. *Fiskedødelighet og tap i produksjonen - Bærekraft i havbruk - BarentsWatch*. URL: <https://www.barentswatch.no/havbruk/fiskedodelighet-og-tap-i-produksjonen> (sjekket 12.05.2023).
- [7] Anders Beitnes. *WHS Matfisk i fjellhaller*. 2022.
- [8] Bjørndal, Holte, Hilmarsen, Tusvik. *analyse-lukka-lakseoppdrett-landbasert-og-sjo*. URL: <https://fisk.no/docs/2018/10/analyse-lukka-lakseoppdrett-landbasert-og-sjo.pdf> (sjekket 12.05.2023).
- [9] Steve Bowditch. *Combating Corrosion in Hydropower Facilities with Protective Coatings*. Reliability Matters. 10.09.2017. URL: <https://blog.chesterton.com/wear-protection/industrial-coatings/coating-corrosion-hydropower-facilities/> (sjekket 05.05.2023).
- [10] Bakshi BR. *Sustainable Engineering: Principles and Practice*. Cambridge: Cambridge University Press. 2019.
- [11] M. Braikevitch. *Straight flow turbine*. URL: https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-1-4613-4592-3_18.pdf (sjekket 09.05.2023).
- [12] Prof. Hermod Brekke. *kompedium "Pumper og Turbiner"*. NTNU. Kap. KAP 1.7.
- [13] Britannica. *Pump engineering Britannica*. URL: <https://www.britannica.com/technology/pump> (sjekket 12.05.2023).
- [14] DIVE Turbinen GmbH & Co.KG. *DIVE-Turbine - Hydropower for Low Head and Medium Head, Advantages*. URL: <https://www.dive-turbine.de/hydropower/advantages> (sjekket 08.05.2023).
- [15] DIVE Turbinen GmbH & Co.KG. *Field of application DIVE-Turbine*. URL: https://www.dive-turbine.de/hydropower/range-of-application_diagram (sjekket 13.04.2023).
- [16] *Cognito Resources - Past Papers, Mark Schemes and Resources*. URL: <https://cognitoresources.org/home> (sjekket 05.05.2023).
- [17] Depon. *Double Suction Pump Factory Manufacturers and Factory China - Price List - DEPON*. Shijiazhuang Depon Pump Limited Company. URL: <https://www.deponpump.com/water-pump/double-suction-water-pump/double-suction-pump-factory.html> (sjekket 12.05.2023).
- [18] DN.no. *Kraftverk på Sunnmøre må slippe ut vann – ber om flere strømkabler*. Section: Nyheter. 08.2022. URL: <https://www.dn.no/kraftverk-pa-sunnmore-ma-slippe-ut-vann-ber-om-flere-stromkabler/2-1-1287331> (sjekket 15.05.2023).
- [19] Ecoinvent. «Ecoinvent Database». I: (2022). URL: <https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/>.
- [20] T. Ellis mfl. «The relationships between stocking density and welfare in farmed rainbow trout». I: *Journal of Fish Biology* 61.3 (2002), s. 493–531. ISSN: 1095-8649. DOI: 10.1111/j.1095-8649.2002.tb00893.x. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1095-8649.2002.tb00893.x> (sjekket 20.05.2023).

-
- [21] Engineeringtoolbox.com. *Seawater - Properties*. URL: https://www.engineeringtoolbox.com/sea-water-properties-d_840.html (sjekket 13.04.2023).
- [22] Finansdepartementet. *Tiltak for bedre fastprisavtaler på strøm*. Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. 15.02.2023. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/tiltak-for-bedre-fastprisavtaler-pa-strom/id2963351/> (sjekket 15.05.2023).
- [23] Fishpool.eu. *Price History – Fish Pool*. URL: <https://fishpool.eu/price-history/> (sjekket 04.05.2023).
- [24] Fiskeridepartementet. *Forskrift om krav til teknisk standard for landbaserte akvakulturanlegg for fisk - Lovdata*. URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-19-941> (sjekket 19.05.2023).
- [25] Nærings- og fiskeridepartementet. *Norsk havbruksnæring*. Redaksjonellartikkel. Publisher: regjeringen.no. 10.2021. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/mat-fiske-og-landbruk/fiskeri-og-havbruk/1/oppdrettslaksen/Norsk-havbruksnaring/id754210/> (sjekket 12.05.2023).
- [26] Fiskeridirektoratet. *Akvakulturstatistikk: rensefisk*. Fiskeridirektoratet. URL: <https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Tall-og-analyse/Akvakulturstatistikk-tidsserier/Rensefisk> (sjekket 08.05.2023).
- [27] Fiskeridirektoratet. *Kapasitetsjustering / trafikklyssystemet*. Fiskeridirektoratet. URL: <https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Tildeling-og-tillatelser/Kapasitetsjustering-trafikklyssystemet> (sjekket 12.05.2023).
- [28] Forster. *Structure and performance of reaction turbine*. URL: <https://fstgenerator.com:443/news/20220511/> (sjekket 18.05.2023).
- [29] Hafslund. *Klimautslipp og klimarisiko*. nb. URL: <https://hafslund.no/b%C3%A6rekraft/vart-samfunnsansvar/baerekraftig-forbruk-og-produksjon> (sjekket 14.05.2023).
- [30] Susanne Høines og Hamed Murady. *Masteroppgave, Kalkulasjonsrente på offentlige investeringer*. Høgskolen i Molde. 2016.
- [31] *Haram vindkraftverk*. nb. Page Version ID: 22336255. 03.2022. URL: https://no.wikipedia.org/w/index.php?title=Haram_vindkraftverk&oldid=22336255 (sjekket 15.05.2023).
- [32] Havforskningsinstituttet. *Dette er trafikklyssystemet*. Havforskningsinstituttet. URL: <https://www.hi.no/hi/nyheter/2020/februar/trafikklys> (sjekket 12.05.2023).
- [33] Havforskningsinstituttet. *Lakselus*. Havforskningsinstituttet. URL: <https://www.hi.no/hi/temasider/arter/lakselus> (sjekket 12.05.2023).
- [34] Ragnar Heggstad, Leif Lundby og Knut A. Rosvold. *vannkraftmaskin*. I: *Store norske leksikon*. 25.01.2023. URL: <https://snl.no/vannkraftmaskin> (sjekket 01.05.2023).
- [35] Lars Egil Helseth. *kavitasjon*. I: *Store norske leksikon*. 22.01.2023. URL: <https://snl.no/kavitasjon> (sjekket 20.05.2023).
- [36] Hofseth. *Cost leadership through sustainable salmon farming*. URL: https://www.fjord.kommune.no/_f/p51/ia1b295c1-3e8d-4412-b40e-2ec37c07db5c/whs-informsjonsmote-18-jan.pdf (sjekket 01.2021).
- [37] Hofseth. *Responsible Farming*. URL: <https://www.hofseth.no/operations/farming/> (sjekket 13.05.2023).
- [38] Knut Hofstad, Jo Halvard Halleraker og Tor Haakon Bakken. *vannkraft*. I: *Store norske leksikon*. 25.01.2023. URL: <https://snl.no/vannkraft> (sjekket 01.05.2023).
- [39] Astrid Buran Holan mfl. *Beste praksis for medikamentfrie metoder for lakseluskontroll (MEDFRI) - Faglig sluttrapport*. Accepted: 2017-05-26T13:07:32Z Publication Title: 110. Nofima AS, 2017. ISBN: 978-82-8296-498-2. URL: <https://nofima.brage.unit.no/nofima-xmlui/handle/11250/2443555> (sjekket 08.05.2023).
- [40] Trygve Holtebekk. *ultrafiolett stråling*. 01.2023. URL: https://snl.no/ultrafiolett_str%C3%A5ling (sjekket 13.05.2023).
- [41] Geir Martin Haarberg. *korrosjon*. I: *Store norske leksikon*. 16.09.2022. URL: <https://snl.no/korrosjon> (sjekket 05.05.2023).
- [42] Tore Håstein. *fiskesykdommer*. I: *Store norske leksikon*. 20.01.2021. URL: <https://snl.no/fiskesykdommer> (sjekket 20.05.2023).
-

-
- [43] Audun Iversen mfl. *Kostnadsutvikling i lakseoppdrett – med fokus på fôr- og lusekostnader*. Accepted: 2018-02-01T14:47:27Z Journal Abbreviation: Cost development in farming of Norwegian Salmon Publication Title: 47. Nofima AS, 2017. ISBN: 978-82-8296-522-4. URL: <https://nofima.brage.unit.no/nofima-xmlui/handle/11250/2481501> (sjekket 08.05.2023).
- [44] Johansen. *Luseskjørt: Dokumentasjon av praktisk bruk og nytteverdi*. URL: <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/900834/> (sjekket 08.05.2023).
- [45] Dag G. Johnson. *pumpe*. I: *Store norske leksikon*. 24.01.2023. URL: <https://snl.no/pumpe> (sjekket 12.05.2023).
- [46] Riiser Kristiansen Jostein. *virkningsgrad*. 01.2023. URL: <https://snl.no/virkningsgrad> (sjekket 06.05.2023).
- [47] Kartverket. *Hvorfor er ikke tidevannet likt over alt?* Kartverket.no. 06.10.2020. URL: <https://kartverket.no/til-sjos/se-havniva/lar-om-tidevann-og-vannstand/hvorfor-er-ikke-tidevannet-lik-over-alt> (sjekket 01.05.2023).
- [48] Kartverket2. *Hva er et referansenivå?* Kartverket.no. 01.02.2021. URL: <https://kartverket.no/til-sjos/se-havniva/referanseniva/hva-er-et-referanseniva> (sjekket 01.05.2023).
- [49] Arne Kjølle. *Vannkraftmaskiner*. 1980. URL: file:///C:/Users/henri/Downloads/124629_FULLTEXT01.pdf (sjekket 16.05.2023).
- [50] Laksefakta.no. *Hvor frisk er oppdrettslaksen?* 13.03.2023. URL: <https://laksefakta.no/lakseoppdrett-i-norge/hvor-frisk-er-oppdrettslaksen/> (sjekket 12.05.2023).
- [51] Frank Larsen. *Privat samtale*. Fuglesangs. 2023.
- [52] Lekang. *Teknologi for akvakultur. 9788252917895. Heftet - 1997 — Akademika.no*. URL: <https://www.akademika.no/skoleboker/videregaende/teknologi-akvakultur/9788252917895> (sjekket 16.05.2023).
- [53] Odd-Ivar Lekang. *Aquaculture Engineering*. John Wiley & Sons, 07.01.2020. 543 s. ISBN: 978-1-119-48901-6.
- [54] Mattias Bendiksen Lind. «Fluidpermeabelt luseskjørt (SalGard™) og fiskevelferd i oppdrett av atlantisk laks (Salmo Salar L.) i Nord-Norge». Accepted: 2015-06-12T13:26:39Z. Master thesis. UiT The Arctic University of Norway, 15.05.2015. URL: <https://munin.uit.no/handle/10037/7749> (sjekket 08.05.2023).
- [55] Lomnes. *KUNNSKAPSGRUNNLAG FOR RENSING AV UTSLIPP FRA LANDBASERT AKVAKULTUR*. URL: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1568/m1568.pdf> (sjekket 20.05.2023).
- [56] Jessica Lönn-Stensrud. *biofilm*. I: *Store medisinske leksikon*. 27.01.2023. URL: <https://sml.snl.no/biofilm> (sjekket 16.05.2023).
- [57] Bravo Marine. *Coastal water and offshore fish farming – Bravo Marine*. URL: <https://bravomarine.no/en/coastal-water-and-offshore-fish-farming/> (sjekket 26.04.2023).
- [58] Araceli Martin-Candilejo mfl. «Optimization of the Design of Water Distribution Systems for Variable Pumping Flow Rates». I: *Water* 12:2 (02.2020). Number: 2 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, s. 359. ISSN: 2073-4441. DOI: 10.3390/w12020359. URL: <https://www.mdpi.com/2073-4441/12/2/359> (sjekket 03.05.2023).
- [59] Skullerud og Martinussen. *Landbasert oppdrett av atlantisk laks (Salmo salar)*. URL: <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/3027243/SkullerudMartinussen2022.pdf?sequence=1> (sjekket 16.05.2022).
- [60] *Mattilsynet - Rapport om vannkvalitet og fiskevelferd (2004) — Mattilsynet*. URL: https://www.mattilsynet.no/fisk_og_akvakultur/fiskevelferd/mattilsynet_rapport_om_vannkvalitet_og_fiskevelferd_2004.5943 (sjekket 16.05.2023).
- [61] Misund. *Landbasert Fiskeoppdrett RAS*. URL: <https://www.hi.no/hi/temasider/akvakultur/landbaserte-oppdrettsanlegg-lukkede-anlegg> (sjekket 20.04.2023).
- [62] Bård Misund. *fiskeoppdrett*. I: *Store norske leksikon*. 21.01.2023. URL: <https://snl.no/fiskeoppdrett> (sjekket 26.04.2023).
- [63] Bård Misund og Annichen Kongsvik Sæteren. *rensefisk*. I: *Store norske leksikon*. 26.01.2023. URL: <https://snl.no/rensefisk> (sjekket 08.05.2023).
-

-
- [64] NewsWeb. URL: <https://newsweb.oslobors.no/message/589146> (sjekket 19.05.2023).
- [65] Nordplan. *RH Investments AS Områderegulering med KU, Røbbervika i Fjord Kommune*. URL: https://www.fjord.kommune.no/_f/p51/id1ab0db5-5d5e-4c9d-85f1-207cd8287946/plan-program-for-robbervika.pdf (sjekket 21.10.2020).
- [66] Nordpool. *See market data for all areas*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/> (sjekket 15.05.2023).
- [67] Norgesenergi. *Historiske strømpriser - se gjennomsnittspris — NorgesEnergi*. URL: <https://norgesenergi.no/hjelp/strompriser/historiske-strompriser/> (sjekket 18.05.2023).
- [68] NVE. *Kostnader for kraftproduksjon - NVE*. URL: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (sjekket 16.05.2023).
- [69] NVE. *Kostnadsgrunnlag for vasskraftverk - NVE*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisytem/vannkraft/kostnadsgrunnlag-for-vasskraftverk/> (sjekket 16.05.2023).
- [70] NVE. *Lavt klimagassutslipp knyttet til norsk strømforbruk i 2020 - NVE*. no. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/lavt-klimagassutslipp-knyttet-til-norsk-stromforbruk-i-2020/> (sjekket 15.05.2023).
- [71] NVE. *Vi forklarer - opprusting og utvidelse av vannkraftverk*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisytem/vannkraft/reinvesteringsbehov-opprusting-og-utvidelse/> (sjekket 01.05.2023).
- [72] PumpsandSystems. *Pump Efficiency—What Is Efficiency?* 20.01.2012. URL: <https://www.pumpsandsystems.com/pump-efficiency-what-efficiency> (sjekket 20.05.2023).
- [73] Renewablesfirst.co.uk. *How long do hydropower systems last ? - Renewables First*. URL: <https://www.renewablesfirst.co.uk/hydropower/hydropower-learning-centre/how-long-will-hydropower-systems-last/> (sjekket 01.05.2023).
- [74] Researchgate. *Figure 1. Schematic view of the single jet Pelton turbine*. ResearchGate. URL: https://www.researchgate.net/figure/Schematic-view-of-the-single-jet-Pelton-turbine_fig1_259811328 (sjekket 02.05.2023).
- [75] Researchgate. *Figure 1. Turbine application range chart of different turbine types [15]*. URL: https://www.researchgate.net/figure/Turbine-application-range-chart-of-different-turbine-types-15_fig1_334901089 (sjekket 16.05.2023).
- [76] Researchgate. *What is the cause of 330 MW Steam turbine blades fails?* ResearchGate. URL: https://www.researchgate.net/post/What_is_the_cause_of_330_MW_Steam_turbine_blades_fails (sjekket 05.05.2023).
- [77] Per Wiggo Richardsen. *Ny rapport: Havbruksproduksjon i 2050 – dobbelt så stor som i dag*. 06.2021. URL: <https://www.dnv.no/news/ny-rapport-havbruksproduksjon-i-2050-dobbelt-sa-stor-som-i-dag-202367> (sjekket 12.05.2023).
- [78] Hannah Ritchie, Pablo Rosado og Max Roser. «Environmental Impacts of Food Production». I: *Our World in Data* (12.2022). URL: <https://ourworldindata.org/environmental-impacts-of-food> (sjekket 12.05.2023).
- [79] Rosten. *Oksygen i vann - hva er det beste for fisken? — vannforeningen*. URL: https://vannforeningen.no/wp-content/uploads/2015/06/2009_794726.pdf (sjekket 16.05.2023).
- [80] Knut A. Rosvold. *kaplanturbin*. I: *Store norske leksikon*. 22.01.2023. URL: <https://snl.no/kaplanturbin> (sjekket 16.05.2023).
- [81] Knut A. Rosvold. *ledeskovler*. I: *Store norske leksikon*. 09.03.2019. URL: <https://snl.no/ledeskovler> (sjekket 18.05.2023).
- [82] Knut A. Rosvold. *løpehjul*. I: *Store norske leksikon*. 26.01.2023. URL: <https://snl.no/l%C3%B8pehjul> (sjekket 18.05.2023).
- [83] Knut A. Rosvold og Jo Halvard Halleraker. *vannkraftverk*. no. 01.2023. URL: <https://snl.no/vannkraftverk> (sjekket 16.05.2023).
- [84] Rusten. URL: https://vannforeningen.no/wp-content/uploads/2015/06/1987_31520.pdf (sjekket 12.05.2023).
- [85] Knut Eilert Røsvik. *Privat samtale*. Hofseth. 2023.
-

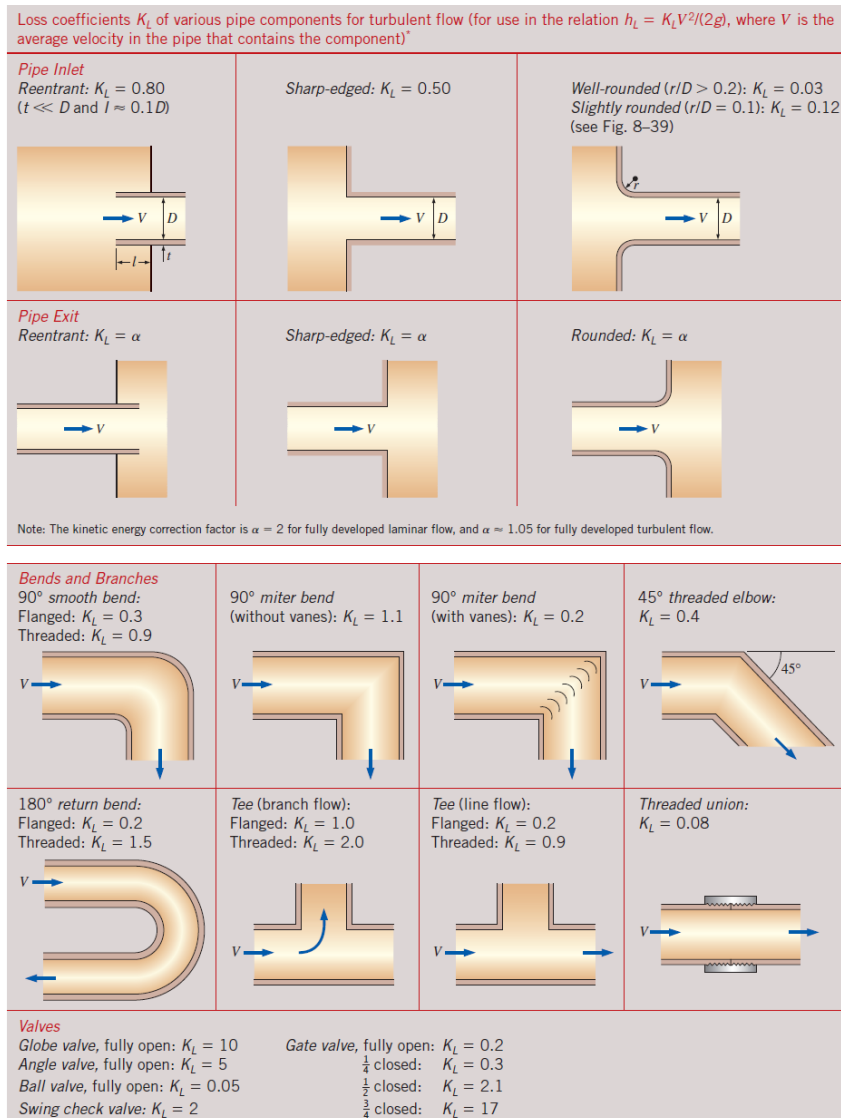
-
- [86] Science-direct. *Bulb Turbines - an overview — ScienceDirect Topics*. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/bulb-turbines> (sjekket 14.05.2023).
- [87] Sciencing. *How Does Salt Water Rust Metals?* Sciencing. URL: <https://sciencing.com/salt-water-rust-metals-5150093.html> (sjekket 05.05.2023).
- [88] Selstad. *Luseskjørt og Strømmenrør*. Selstad. URL: <https://selstad.no/produkter/akvakultur/luseskjort-og-strommenror/> (sjekket 08.05.2023).
- [89] Sintef. *Betong er en del av klimaløsningen*. no. 04.2020. URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/-betong-er-en-del-av-klimalosningen/> (sjekket 14.05.2023).
- [90] Viktor A. Solbakken, Tom Hansen og Sigurd O. Stefansson. «Effects of photoperiod and temperature on growth and parr-smolt transformation in Atlantic salmon (*Salmo salar* L.) and subsequent performance in seawater». I: *Aquaculture*. Salmonid Smoltification IV 121.1 (15.03.1994), s. 13–27. ISSN: 0044-8486. DOI: 10.1016/0044-8486(94)90004-3. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0044848694900043> (sjekket 12.05.2023).
- [91] Spetalsverk. *Francisturbin*. Spetals verk. URL: <https://spetalsverk.no/vannkraft/fransisturbin> (sjekket 08.05.2023).
- [92] EP Editorial Staff. *The Importance Of Best Efficiency Point (BEP)*. 15.05.2013. URL: <https://www.efficientplantmag.com/2013/05/the-importance-of-best-efficiency-point-bep/> (sjekket 20.05.2023).
- [93] Odd Henrik Sælen og Jan Erik Weber. *tidevann*. 05.2023. URL: <https://snl.no/tidevann> (sjekket 14.05.2023).
- [94] *Tafjord 2 kraftverk*. Page Version ID: 21686739. 07.2021. URL: https://no.wikipedia.org/w/index.php?title=Tafjord_2_kraftverk&oldid=21686739 (sjekket 14.05.2023).
- [95] Harald Takle mfl. «The effect of heat and cold exposure on HSP70 expression and development of deformities during embryogenesis of Atlantic salmon (*Salmo salar*)». I: *Aquaculture* 249.1 (12.09.2005), s. 515–524. ISSN: 0044-8486. DOI: 10.1016/j.aquaculture.2005.04.043. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0044848605002048> (sjekket 12.05.2023).
- [96] Taranger. *Fiskeoppdrett*. URL: <https://snl.no/fiskeoppdrett> (sjekket 24.04.2023).
- [97] Andres Thyri. *Privat samtale*. Artec Aqua. 2023.
- [98] Tjernshaugen. *bærekraft*. URL: <http://snl.no/b%C3%A6rekraft>.
- [99] Zsolt Volent. «Strategi lakselus 2017: Luseskjørt som ikke-medikamentell metode for forebygging og kontroll av lakselus – Utvikling av kunnskap om miljøforhold for økt effekt og redusert risiko (SKJERMTEK)». I: ().
- [100] Waterlift. *Energieffektiv pumping*. URL: <https://engasjert.sbm.no/naringsliv/energieffektiv-pumping/> (sjekket 19.05.2023).
- [101] Christian Winkler. *Privat samtale*. DIVE Turbinen GmbH & Co. KG. 2023.
- [102] Ulf Winther mfl. «Greenhouse gas emissions of Norwegian seafood products in 2017». I: ().
- [103] John M. Cimbala Yunus A. Cengel. *Fluid Mechanics*. McGraw-Hill Education, 2018.
- [104] Lene Æsøy. *Privat samtale*. Energibruk i havbasert oppdrett. 2023.
- [105] Idun Østgård. *Privat samtale*. Tafjord Kraft. 2023.

Vedlegg

A Tapskoeffisienter

(side 1 av 2)

8. Loss coefficients K_L for different minor losses



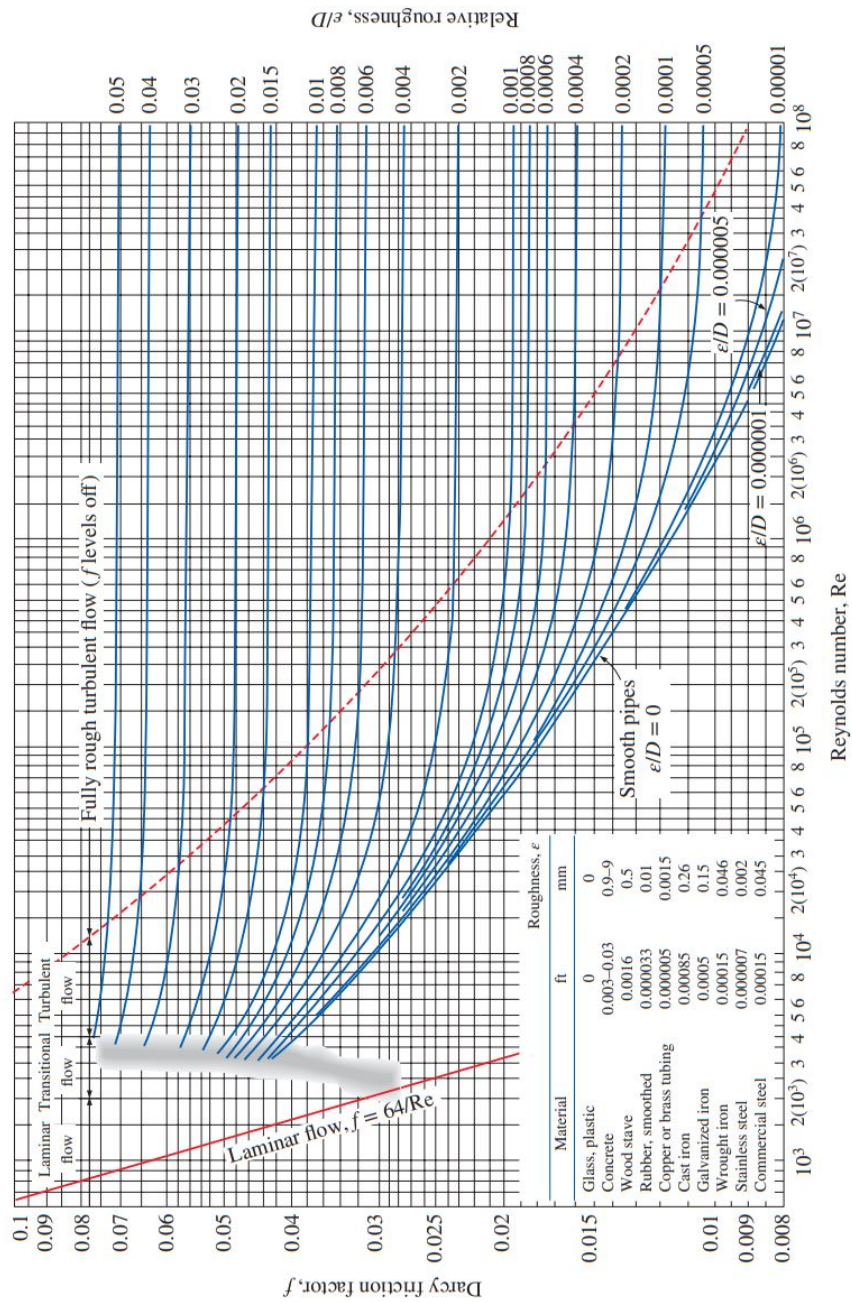
Figur 58: Tapskoeffisienter for ulike r orkomponenter, hentet fra l reboken "Fluid Mechanics Fundamentals and Application" [103].

B Saltvann - egenskaper

| Temperature (°C) (deg F) | Saturation Pressure (bar) (psi) | Density - ρ - (kg/m ³) (lb/ft ³) | Specific Heat - c_p - (kJ/(kg K)) | Absolute (Dynamic) Viscosity - μ - (Ns/m ² , Pa s) | Electrical Conductivity (S/cm) |
|--------------------------------|---------------------------------------|--|---|---|--------------------------------------|
| 0 | 0.00599 | 1028 | 4.000 | 0.00189 | 0.029048 |
| 1 | 0.00644 | 1028 | 4.000 | 0.00183 | |
| 2 | 0.00692 | 1028 | 4.000 | 0.00177 | |
| 3 | 0.00743 | 1028 | 4.000 | 0.00172 | |
| 4 | 0.00797 | 1028 | 4.001 | 0.00167 | |
| 5 | 0.00855 | 1028 | 4.001 | 0.00161 | 0.033468 |
| 6 | 0.00916 | 1028 | 4.001 | 0.00157 | |
| 7 | 0.00982 | 1027 | 4.002 | 0.00153 | |
| 8 | 0.01051 | 1027 | 4.002 | 0.00149 | |
| 9 | 0.01125 | 1027 | 4.002 | 0.00145 | |
| 10 | 0.01203 | 1027 | 4.003 | 0.00141 | 0.038103 |
| 11 | 0.01286 | 1027 | 4.003 | 0.00139 | |
| 12 | 0.01374 | 1027 | 4.003 | 0.00133 | |
| 13 | 0.01467 | 1026 | 4.004 | 0.00129 | |
| 14 | 0.01566 | 1026 | 4.004 | 0.00126 | |
| 15 | 0.01671 | 1026 | 4.005 | 0.00122 | 0.042933 |
| 16 | 0.01781 | 1026 | 4.005 | 0.00120 | |
| 17 | 0.01898 | 1026 | 4.006 | 0.00117 | |
| 18 | 0.02022 | 1025 | 4.006 | 0.00114 | |
| 19 | 0.02153 | 1025 | 4.007 | 0.00111 | |
| 20 | 0.02291 | 1025 | 4.007 | 0.00109 | 0.047934 |
| 21 | 0.02437 | 1025 | 4.007 | 0.00105 | |
| 22 | 0.02591 | 1024 | 4.008 | 0.00103 | |
| 23 | 0.02753 | 1024 | 4.008 | 0.00101 | |
| 24 | 0.02924 | 1024 | 4.009 | 0.00098 | |
| 25 | 0.03104 | 1023 | 4.009 | 0.00097 | 0.053088 |
| 26 | 0.03294 | 1023 | 4.009 | 0.00094 | |
| 27 | 0.03494 | 1023 | 4.010 | 0.00092 | |
| 28 | 0.03705 | 1022 | 4.010 | 0.00090 | |
| 29 | 0.03926 | 1022 | 4.011 | 0.00088 | |
| 30 | 0.04159 | 1022 | 4.011 | 0.00087 | 0.058373 |
| 35 | | 1020 | | | |

Figur 59: Egenskaper for saltvann, hentet fra "The Engineering ToolBox" [21].

C Moody-diagram



Figur 60: Moody-diagrammet viser friksjonsfaktoren for sirkulære rør [103].