



NTNU

Kunnskap for en bedre verden

Bacheloroppgave

Nytt reversibelt pumpekraftverk ved Vassli

Prosjektgruppe:

Fredrik Leonardie Bratland
Lars Andreas Sørum
Fredrik Høiland
Hanne Krakeli
Jonas Skaadel

Veileder:

Dr.-Ing. Steve Völler
Førsteamanuensis
Institutt for elkraftteknikk
NTNU Trondheim

Oppdragsgiver:

Kjetil Stene
Senioringeniør
Avdeling Drift og Vedlikehold
TrønderEnergi AS

20. mai 2020

Sammendrag

Energiforbruket i Europa er i stadig økning, samtidig som det jobbes mot at fornybar energi skal erstatte fossile energikilder. Ifølge analyser av kraftmarkedet utført av Norges vassdrags- og energidirektorat og Statnett vil det oppstå mer kortsiktige prissvingninger grunnet flere kabelforbindelser til utlandet og stadig utbygging av sol- og vindkraft. Med forutsetninger om et mer volatil marked grunnet utbyggelse av fornybar energi, vil et reversibelt pumpekraftverk være et verktøy for å forbedre fleksibiliteten i den raskt endrende etterspørselen og forbruk av kraft. Vannkraft er en stabil energikilde som egner seg godt til å regulere effektbehovet på en rask og billig måte. Norge har potensialet til å fungere som Europas grønne batteri og kan bidra til å utjevne lastvariasjoner i Europa.

Forholdene mellom Gjevillvatnet og Ångardsvatnet er egnet for etablering av et pumpekraftverk. Gjevillvatnet er allerede regulert som en del av Driva kraftverk og Ångardsvatnet har fastsatte grenser for høyeste og laveste reguleringsvannstand. Fallet fra Gjevillvatnet og ned til Ångardsvatnet er på 74 m og avstanden er på ca. 4,5 km.

Utbyggingskostnadene og dimensjoneringene for Vassli pumpekraftverk er beregnet ved hjelp av NVEs “Kostnadsgrunnlag for vannkraft” utgitt i 2016 og “Pumpekraft i Noreg” utgitt i 2011. Kostnadene gjelder for utbygging av pumpekraftverk med størrelser på 28,5 MW, 40,1 MW og 13,7 MW, og en nåverdianalyse har blitt utført for de tre ulike alternativene.

Den største utgiftsposten for Vassli pumpekraftverk er utbyggingskostnadene for en ny tunnel. Avstanden mellom de to magasinene er lang i forhold til fallhøyden. Det er gjort simuleringer i Matlab og SHOP, med norske og tyske priser. Lave døgnvariasjoner, lite flomtap og høye investeringskostnader gjør at det å bygge et nytt reversibelt pumpekraftverk i Vassli ikke anses som økonomisk forsvarlig.

Abstract

Energy consumption in Europe is steadily increasing, while efforts are being made to replace fossil fuels with renewable energy sources. According to analyses of the power market conducted by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) and Statnett, more short-term price fluctuations will arise due to several cable connections to foreign countries and the constant expansion of solar and wind power. With the assumption of a more volatile market-based renewable energy development, a pumped storage hydropower plant (PSHP) can be used as a tool for improving the flexibility of the rapid change in demand and supply of power. Hydropower is a stable source of energy that is well suited for regulating the power demand in a fast and inexpensive way. Norway has the potential to act as Europe's green battery and can contribute to smoothing load variations in Europe.

Relations between Gjevillvatnet and Ångardsvatnet are suitable for the establishment of a PSHP. Gjevillvatnet is already regulated as part of Driva power plant and Ångardsvatnet has already fixed limits for the highest and lowest regulatory water levels. From Gjevillvatnet down to Ångardsvatnet the available head is 74 meters and the distance between is approximately 4,5 km.

The development costs and dimensions for Vassli PSHP have been calculated using NVE's "Kostnadsgrunnlag for vannkraft" published in 2016 and "Pumpekraft i Noreg" published in 2011. The costs apply for the development of PSHPs with sizes of 28,5 MW, 40,1 MW and 13,7 MW. A present value analysis has been carried out for the three different alternatives.

The largest expenditure part for Vassli PSHP is the development costs for a new tunnel. The distance between the two magazines is a long distance in relation to the available head. There are simulations done in Matlab and SHOP, with Norwegian and German prices. Low daily variations, low flood losses and high investment costs means that building a new pumped storage hydropower plant in Vassli is not considered financially beneficial.

Forord

Denne rapporten er avsluttende arbeid for bachelorgraden i elektroingeniør studieretning elkraft. Bacheloroppgaven er gjennomført ved Norges teknisk- naturvitenskaplige universitet (NTNU) i samarbeid med TrønderEnergi Kraft. Arbeidet er utført våren 2020 og er tilsvarende 20 studiepoeng.

Vi vil rette en takk til vår interne veileder Steve Völler, førsteamanuensis ved institutt for elkraftteknikk ved NTNU, for god veiledning og tilbakemeldinger som har hjulpet oss stort gjennom prosjektet. Vi vil også rette en takk til TrønderEnergi Kraft (TEK) og ekstern veileder Kjetil Stene, senioringeniør ved TEK, for å ha gitt oss muligheten til å skrive om et fremtidsrettet og interessant prosjekt.

Etter å ha utført denne oppgaven har vi tilegnet oss nyttig kunnskap om oppbyggingen og virkemåten av et vannkraftverk, og i tillegg fått et innblikk i dimensjonering og økonomiaspektet rundt dette. Vi setter veldig pris på at vi får ta med oss dette videre.

Fredrik Høiland

Fredrik Høiland

Lars Andreas Sørum

Lars Andreas Sørum

Fredrik Leonardie Bratland

Fredrik Leonardie Bratland

Hanne Krakeli

Hanne Krakeli

Jonas Skaadel

Jonas Skaadel

Trondheim, 19. mai 2020

Innhold

1	Innledning	1
2	Bakgrunn	4
2.1	Driva kraftverk og Vassli pumpestasjon	4
3	Teori	6
3.1	Vannkraft	6
3.1.1	Utnyttelse av energi fra vannet	6
3.2	Generelt om pumpekraftverk	8
3.2.1	Reversible pumpeturbiner	9
3.2.2	Francis RPT	11
3.2.3	Ternære aggregater	12
3.2.4	Oppstartsmetoder	13
3.2.5	Lønnsomhet	13
3.3	Vannvei	14
3.3.1	Oppbygging av vannveien	14
3.3.2	Inntaket	16
3.3.3	Sandfang	16
3.3.4	Svingesjakt	16
3.3.5	Luker og varegrinder	16
3.3.6	Kavitasjon	17
3.4	Anleggsdeler	18
3.4.1	Generator	18
3.4.2	Transformator	19
3.4.3	Frekvensomformer	20
3.4.4	Andre anleggsdeler	20
4	Dimensjonering	22
4.1	Prinsipp	22
4.2	Rekkefølge på utregninger	22
4.3	Tre alternative løsninger	22
4.4	Slukeevne	23
4.5	Fysisk plassering av kraftverk	24
4.5.1	Plassering av stasjon	25
4.6	Logistikk	26
4.7	Vannveien	27
4.7.1	Tunnel og sjakt	27
4.8	Kabelforbindelse/linjekapasitet	29
4.9	Valg av turbin	29
4.10	Valg av generator og oppstartsmetode	30
5	Energitap	31
5.1	Falltap i vannveien	31
5.2	Turbin- og elektriske tap	32
5.3	Totale tap	32

5.4	Installert effekt ved nytt reversibelt pumpekraftverk	33
6	Utbyggingskostnader	35
6.1	Byggekostnader	36
6.2	Elektro- og maskintekniske kostnader	36
7	Kraftmarkedet	37
7.1	Kraftmarkedets virkemåte	37
7.2	Viktige faktorer for den historiske norske spotprisen	37
7.3	Døgnvolatilitet	40
7.4	Fremtidig spotpriser	42
8	Inntjening	45
8.1	Erstatte pumpe	45
8.2	Inntjeningsberegning 1	46
8.2.1	Resultat	49
8.3	Inntjeningsberegning 2 - Døgnvariasjon	50
8.3.1	Resultat	52
8.4	Simulering med økt prisvolatilitet	54
8.4.1	Resultat	55
8.5	SHOP-simulering	56
9	Økonomi	58
9.1	Nåverdi	58
9.2	Start-/stoppkostnader	60
9.3	Driftsstans	60
10	Diskusjon	61
10.1	Dimensjonering	61
10.2	Inntektsberegninger	63
10.3	Kostnadsberegninger	64
10.4	Inntekten fremover	64
11	Konklusjon	66
11.1	Videre arbeid	66
12	Vedlegg	70
Vedlegg 1	Turbinberegninger	70
Vedlegg 2	Kostnadsberegninger	73
Vedlegg 3	Virkningsgradberegninger	76
Vedlegg 4	Effektberegninger	78

Figurer

1	Oversiktsbilde Driva og Vassli. Kilde: Google Maps	4
2	Her har vi illustrert et vannkraftverk med to magasiner	6
3	Førbruk(TWh), produksjon (TWh) og pris (NOK/MWh) for elektrisk energi over en tredagers periode i september 2019	8
4	Skisse av francisturbin	10
5	Oppbyggingen til en reversibel pumpeturbin. Figur hentet fra Andritz.com	11
6	Oppbyggingen til et ternært aggregat. Figur hentet fra Andritz.com	12
7	To hovedtyper arrangement for et vannkraftverk	14
8	Kraftverksarrangement av den alpine typen	15
9	Francisturbin med kavitasjonsskader	17
10	Områdebilde Vassli. Kilde: NVE Atlas ²	24
11	Alternativer til plassering av vannvei. Kilde: NVE Atlas ²	25
12	Vassli pumpekraftverk med tilhørende anleggsdeler	27
13	Høydeprofil, med forslag til plassering av tunnel	28
14	Tilsigsvariasjoner i det norske vannkraftsystemet. Hentet fra NVE sine nettsider	38
15	Priskurver for kraftsystemer dominert av ulike kilder	38
16	Prisforskjell mellom Trondheim og Oslo. Prisdata hentet fra Nordpool.	39
17	Kraftproduksjonen til 28 medlemsland i EU. Data hentet fra International Energy Agency	39
18	Oversikt over utenlandskabler	40
19	Spotpris, pumpedrift og vannstander i Vassli. X-aksen er gitt i timenummer i året	41
20	Døgnvariasjon på et gjennomsnittsdøgn i 2008, 2009 og 2018	42
21	Varighetskurve for hvor store deler av året vannverdien har avvik fra kraftverdien	43
22	Sammenligning av energikostnader	43
23	Hvordan Statnett så for seg at kabler til Tyskland og Storbritania ville påvirke prisene i Sør-Norge	44
24	Statnett sin analyse om fremtidens volatilitet	44
25	Flytskjema for inntektsimulering 1	47
26	Inntekt i 2010	48
27	Resultater fra simulering 1 (alternativ 1) - Tyske priser er omgjort fra EUR til NOK med omtrentlig kurs fra det gjeldende året	50
28	Flytskjema for døgnsimulering	51
29	Resultater fra simulering 2 (alternativ 1) - Tyske priser er omgjort fra EUR til NOK med omtrentlig kurs fra det gjeldende året	53
30	Flytskjema for økning av volatilitet	54
31	Et eksempel på hvordan prisene ville vært med dobbelt og trippelt så mye volatilitet	54
32	Vannstand i Ångardsvatnet for simulering med norske og tyske priser	56
33	Peripheral velocity	72

Tabeller

1	Magasindata for Gjevillvatnet og Ångardsvatnet	5
2	Kraftverksdata for Driva kraftverk og Vassli pumpe-stasjon	5
3	Beskrivelse av funksjoner i francis RPT	10
4	Dimensjonerte tunneltverrsnitt	28
5	Dimensjonering av turbin	30
6	Virkningsgrader for anlegget	33
7	Installert effekt for Vassli pumpekraftverk	33
8	Totalt kostnader for Vassli pumpekraftverk	35
9	Årlig timeantall pumpe- og turbindrift	46
10	Resultater fra simulering 1	49
11	Resultater fra simulering 2	52
12	Resultater fra simulering 1 med økt volatilitet	55
13	Resultater fra simulering 2 med økt volatilitet	55
14	Inntjeningsresultat ved simulering i SHOP	57
15	Nåverdi med bruk av norske priser	58
16	Nåverdi med bruk av tyske priser	59
17	Nåverdi med bruk av norske priser som har dobbel prisvolatilitet	59
18	Nåverdi med C_t som ukjent	60
19	Resultater fra simulering 2, med pumpeeffekt satt lik turbineffekt	62
20	Resultater fra simulering 2, med pumpe-effekt lik turbin-effekt	62
21	Oversikt over installert effekt sammenlignet med MNOK/MW	64
22	Symboler og beskrivelser for turbinberegninger	70
23	Totalt kostnader for Vassli pumpekraftverk	73
24	Bygningsmessige kostnader	74
25	Elektro- og maskintekniske kostnader	75

1 Innledning

Kraftmarkedet er i endring. Fossil kraftproduksjon i Europa skal erstattes av uregulerbar fornybar kraftproduksjon, som vindkraft og solkraft. I følge NVEs kraftmarkedsanalyser vil kortsiktige prissvingninger i kraftmarkedet bli mer vanlig på grunn av flere kabelforbindelser til kontinentet og stadig mer utbygging av vind- og solkraft. Sol og vind må utnyttes når det er tilgjengelig, og kraftteterspørselen samsvarer ikke nødvendigvis med tilbudet. Økt andel av vindkraft i Midt-Norge vil sannsynligvis føre til at prissvingningene i dette området også vil øke de kommende årene. En metode for å utnytte prissvingningene er bruk av reversible pumpekraftverk, det vil si kraftverk som pumper vann tilbake til et øvre magasin når det er overskudd av energi i markedet. Med et reversibelt pumpekraftverk kan man produsere og selge vannkraft når kraftprisen er høy, og kjøpe kraft og lagre energi når prisen er lav. På denne måten kan man dra nytte av billig overskuddsenergi fra vindkraft, og ha økt kapasitet i perioder med lite vind, kraftunderskudd og høye strømpriser.

For å etablere et pumpekraftverk må man ha et sted som er egnet for dette formålet. TrønderEnergi¹ er et kraftselskap med mye vann- og vindkraft i Midt-Norge. De har vurdert muligheten for å bygge reversible pumpekraftverk på sine områder. Et av stedene som har blitt vurdert som egnet er Vassli, som ligger mellom Ångardsvatnet og Gjevillvatnet, i Oppdal kommune. Her har TrønderEnergi Kraft allerede en pumpestasjon som pumper vann for produksjon i Driva kraftverk.

Det er skrevet flere rapporter om muligheten for å gjøre om det eksisterende anlegget til et reversibelt pumpekraftverk. I denne oppgaven skal vi se på muligheten for å etablere et helt nytt reversibelt pumpekraftverk med ny vannvei. Fordelen med dette er at det ikke vil påvirke produksjonen i Driva kraftverk under anleggsperioden. I tillegg er Vassli pumpestasjon moden for oppgradering og et nytt pumpekraftverk vil kunne overta for den eksisterende pumpen og samtidig benyttes til å utnytte prisvariasjoner. Problemstillingen for oppgaven blir derfor:

- Vil det være lønnsomt å etablere et nytt reversibelt pumpekraftverk for å utnytte fremtidige prisvariasjoner i kraftmarkedet?

For å svare på dette vil det i denne bacheloroppgaven bli gjort beregninger for hva det kan koste å bygge et nytt kraftverk, og hva det er mulig å tjene med dagens og fremtidige kraftpriser ved hjelp av simuleringer. Dette er gjort ved hjelp av data om kraftpriser tilsendt fra TEK. Rapporten starter med å beskrive nødvendig teori om pumpekraftverk. Videre skal anlegget dimensjoneres og kostnadsberegnes før vi benytter ulike simuleringsmodeller for å beregne inntjeningspotensialet. Til slutt vil det gjøres økonomiske beregninger for å anslå hvor stor den årlige inntjeningen må være for at prosjektet skal være økonomisk forsvarlig å gjennomføre. Metodene som er brukt i oppgaven vil beskrives i innledningen til hvert kapittel.

¹<https://tronderenergi.no/>

Tegnforklaring

Liste over symboler

Symbol	Enhet	Beskrivelse
A	m^2	Areal
C_0	kr	Investeringsutgift
C_t	kr	Innbetalingsoverskudd
d	m	Diameter
E	J	Energi
f	Hz	Frekvens
g	m/s^2	Tyngdeakselerasjon
h	m	Høyde
I	A	Strøm
k	-	Kapasitetsfaktor
l	m	Lengde
M	$m^{1/3}/s$	Mannings tall
m	kg	Masse
n	-	Antall aggregater
P	W	Effekt
P_n	W	Nominell effekt
p	-	Antall polpar
Q	VAr	Reaktiv effekt
Q_s	m^3/s	Volumstrøm
r	m	Radius
R	$\%$	Rente
S	VA	Tilsynelatende effekt
T_B	<i>timer</i>	Brukstid
t	s	Tid
U	V	Spenning
V	m^3	Volum
v	m/s	Hastighet
α	-	Utnyttelsegrad
$\cos \phi$	-	Aktiv effektfaktor
η	-	Virkningsgrad
ρ	kg/m^3	Massetetthet

Der hvor symbolene har indekser i teksten er det forklart, eller selvforklarende.

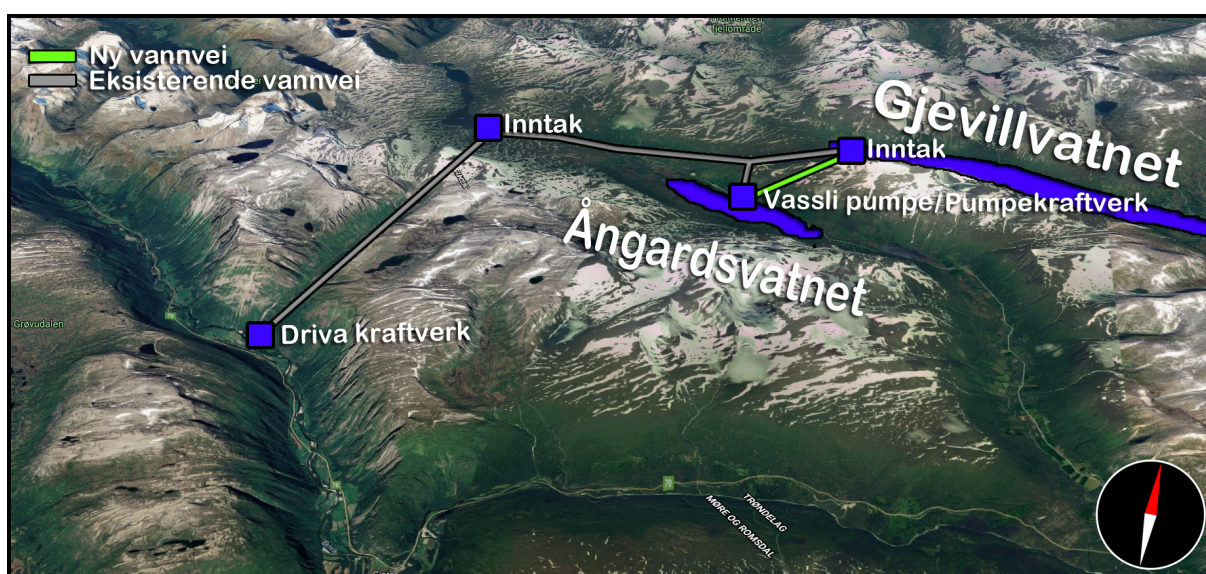
Liste over forkortelser

Forkortelser	Beskrivelse
<i>CPU</i>	Central Processing Unit
<i>ETS</i>	Emission Trading System
<i>EU</i>	Den europeiske union
<i>EUR</i>	Euro
<i>GWh</i>	Gigawattimer
<i>GWh/år</i>	Gigawattimer per år
<i>H.R.V</i>	Høyeste regulerte vannstand
<i>kr</i>	Kroner
<i>kW</i>	Kilowatt
<i>LCOE</i>	Levelized Cost of Energy
<i>L.R.V</i>	Laveste regulerte vannstand
<i>MEUR</i>	Million Euro
<i>Mm³</i>	Millioner kubikkmeter
<i>MNOK</i>	Million norske kroner
<i>MNOK/MW</i>	Million norske kroner per megawatt
<i>MVA</i>	Megavoltampere
<i>MW</i>	Megawatt
<i>m.o.h</i>	Meter over havet
<i>NOK</i>	Norske kroner
<i>NOK/kW</i>	Norske kroner per kilowatt
<i>NOK/MWh</i>	Norske kroner per megawattimer
<i>NTNU</i>	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
<i>NV</i>	Nåverdi
<i>NVE</i>	Norges vassdrags- og energidirektorat
<i>PSHP</i>	Pump storage hydropower plant
<i>rpm</i>	Revolutions per minute
<i>RPT</i>	Reversibel Pumpeturbin
<i>TEK</i>	TrønderEnergi Kraft
<i>TWh</i>	Terrawattimer
<i>t/år</i>	Timer per år

2 Bakgrunn

2.1 Driva kraftverk og Vassli pumpestasjon

Driva kraftverk ligger i Sunndal kommune i Møre og Romsdal og er eid av TrønderEnergi Kraft (75%) og Istad Kraft (25%). Driva kraftverk har to aggregater på 80 MVA og utnytter en brutto fallhøyde på 565 m fra Gjevillvatnet i Oppdal kommune. Kraftverket har en årsproduksjon på 655 GWh. Med to like francisturbiner har Driva til sammen en maksimal ytelse på 150 MW. Kraftverket ble satt i drift i 1973 og utnytter et nedbørsfelt på 411 km². Fra Gjevillvatnet går det en tunnel på omtrent 20 km som fører vannet til Driva kraftverk som ligger inne i fjellet ved Lillefale i Møre og Romsdal fylke. En rekke delfelter ledes via sjakter og tunneler inn på tilløpstunnelen [1]. Figur 1 viser en oversikt over vannveien og magasinene Driva kraftverk henter vannet fra.



Figur 1 – Oversiktsbilde Driva og Vassli. Kilde: Google Maps

I Storlidalen står Vassli pumpestasjon og pumper vann fra Ångardsvatnet, inn på tilløpstunnelen fra Gjevillvatnet, for produksjon i Driva kraftverk (se figur 1). Vassli pumpestasjon har en francisturbin på 10 MW og en midlere løftehøyde på 74 m. Årlig forbruker pumpen 20-25 GWh og har en brukstid på 2500-2800 timer. Pumpen er viktig for produksjonen i Driva. Ved å utnytte et tilsigsareal på 82 km² står Vassli pumpestasjon for omtrent 20 % av vannet som benyttes av Driva kraftverk [1]. Hovedandelen av pumpingen skjer om sommeren på grunn av krav om høy vannstand i Gjevillvatnet i sommermånedene. Årlig pumpevolum er på omtrent 88 Mm³/år. Vanntap grunnet flom er lavt i både Ångardsvatnet og Gjevillvatnet.

Tabell 1 – Magasindata for Gjevillvatnet og Ångardsvatnet

	Gjevillvatnet	Ångardsvatnet
Tilsigsfelt	228 km ²	81,7 km ²
Gjennomsnittlig tilsig	11,3 m ³ /s	2,8 m ³ /s
Magasinkapasitet	280 Mm ³	5 Mm ³
Reguleringshøyde	15 m	1,5 m
HRV	660,80 m.o.h	582,75 m.o.h
LRV	645,80 m.o.h	581,25 m.o.h

Tabell 1 viser grunnleggende data om Gjevillvatnet og Ångardsvatnet. Som man kan se er kapasiteten i Gjevillvatnet betydelig større en Ångardsvatnet.

Tabell 2 – Kraftverksdata for Driva kraftverk og Vassli pumpestasjon

	Driva kraftverk	Vassli pumpestasjon
Vannføring turbin	2x16 m ³ /s	10 m ³ /s
Midlere fall/løftehøyde	564 m	74 m
Turbintype	2xFrancis	Francis
Installert effekt	2x70 MW	10 MW
Produksjon/forbruk	615 GWh/år	25 GWh/år
Brukstid	ca. 4500 t/år	2500-2800 t/år

Tabell 2 gir informasjon om Driva kraftverk og om Vassli pumpestasjon slik situasjonen er i dag. Vassli pumpestasjon begynner å bli gammel og TEK ønsker å undersøke forskjellige løsninger for å forbedre dagens situasjon. Flere studentoppgaver er skrevet om Vassli. Blant annet er det sett på løsninger ved å benytte eksisterende vannvei og installere en reversibel pumpeturbin for pumping og kraftproduksjon. I denne oppgaven skal det undersøkes om det kan være lønnsomt å etablere et nytt reversibelt pumpekraftverk med ny vannvei for å erstatte Vassli pumpestasjon. Dette skal gjøres ved å estimere kostnad for å bygge et nytt kraftverk og å beregne inntjeningspotensialet for kraftverket. Som man kan se i tabell 2 har Vassli en relativt lav årlig brukstid og den resterende tiden kan potensielt brukes til å utnytte prisvariasjoner i kraftmarkedet. Grønn linje i figur 1 viser et forslag til hvor den nye vannveien kan gå.

3 Teori

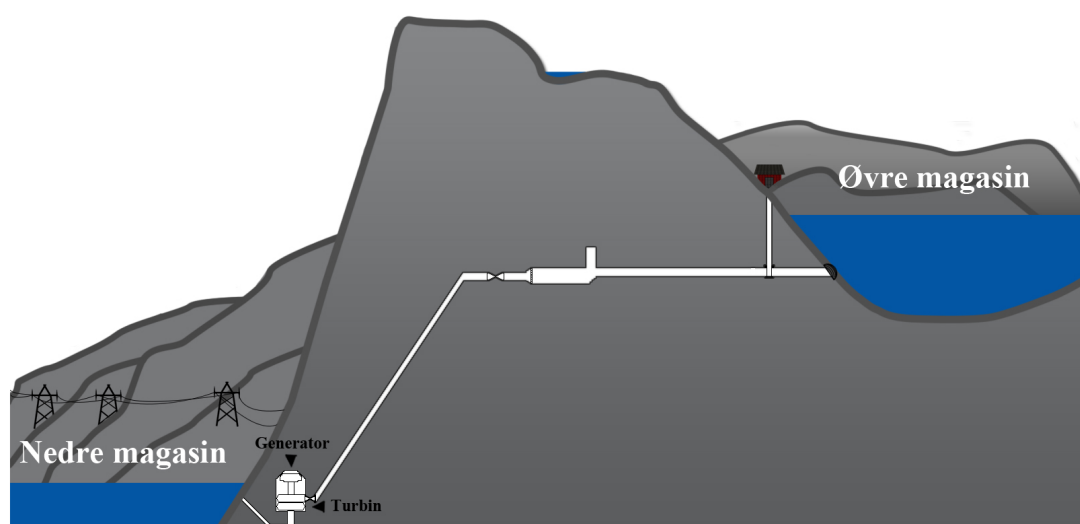
I dette kapitlet tar vi for oss vesentlig grunnkunnskap om vannkraft som trengs for å forstå virkemåte og oppbygningen til et pumpekraftverk.

3.1 Vannkraft

Norge er en vannkraftnasjon. Omtrent 94 % av den norske kraftproduksjonskapasiteten kommer fra vannkraft og det finnes over 1600 vannkraftverk i Norge. Lagringskapasiteten til de 1000 vannmagasinene som finnes i landet tilsvarer 70 % av det totale årlige energiforbruket [2].

3.1.1 Utnyttelse av energi fra vannet

Bevegelsesenergien i strømmende vann omformes til elektrisk energi i et vannkraftverk. Vannet føres fra et vannmagasin eller en oppdemmet elv, gjennom rør og tunneler, ned til en turbin som driver en generator. I figur 2 ser vi en skisse av et magasinkraftverk. Når turbinen roterer dreies akslingen, og i den andre enden av akslingen står generatoren. Generatoren omgjør energien i vannmassene til elektrisk energi ved hjelp av induksjon.



Figur 2 – Her har vi illustrert et vannkraftverk med to magasiner

Hvor mye av den potensielle energien som kan omgjøres til elektrisitet og leveres ut på nettet avhenger av vannets fallhøyde, slukeevnen til turbinen, tapene i vannvei, turbin og generator. Effekten kan beregnes fra følgende formel

$$P = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H_{netto} \cdot \eta_{tot} \quad (1)$$

Q = slukeevne [m^3/s]

ρ = vannets massetetthet = 1000 [kg/m^3]

g = tyngdeakselerasjon = 9,81 [m/s^2]

H_{netto} = fallhøyde fratrukket friksjonstap i vannvei [m]

η_{tot} = virkningsgraden i turbin, generator og transformator

Mengden energi som produseres ved et vannkraftverk er lik produktet av gjennomsnittseffekten og tiden. Energien er ofte oppgitt i GWh/år.

$$E = \bar{P} \cdot t \quad (2)$$

Kapasitetsfaktoren for et kraftverk er definert som forholdet mellom faktisk produksjon og den maksimale produksjonen en ville hatt dersom kraftverket produserte ved maksimal effekt i alle årets timer. Typisk kapasitetsfaktor for et vannkraftverk er mellom 0,3 og 0,5. Forhold som gjør at kapasitetsfaktoren ikke er lik 1 kan være variert kraftteterspørsel eller reparasjon/vedlikehold som medfører driftstans. Lite nedbør er også en faktor som gjør at det ikke er mulig å produsere for fullt hele året.

$$k = \frac{E}{E_n} = \frac{\bar{P} \cdot t_{periode}}{P_n \cdot t_{periode}} = \frac{\bar{P}}{P_n} \quad (3)$$

Brukstiden til et kraftverk er forholdet mellom den faktiske produksjonen og den installerte effekten til kraftverket. Dette forteller oss hvor mange fullast-timer kraftverket har gjennom året. For eksempel vil to timer ved halv produksjon tilsvare en fullast-time.

$$T_B = \frac{E}{P_n} = \frac{\bar{P} \cdot t_{periode}}{P_n} = k \cdot t_{periode} \quad (4)$$

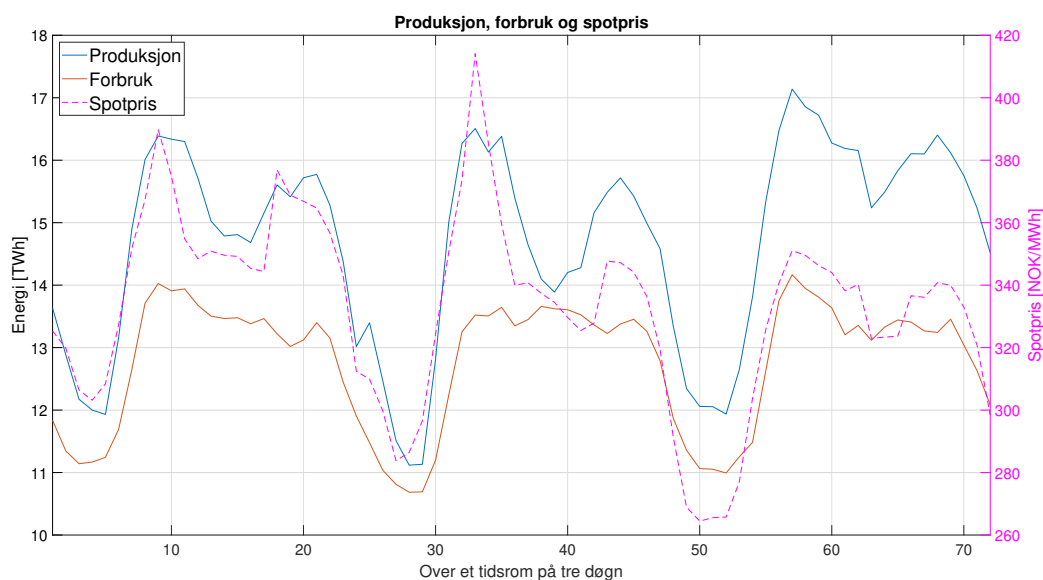
For å utnytte vannressursene på best mulig måte er kunnskap om hydrologien i vassdraget et naturlig utgangspunkt for de som planlegger å bygge et kraftverk. Ved å studere hydrologien får en informasjon om hvor mye vann som er tilgjengelig, hvordan vanntilsiget varierer gjennom året og hvor mye av vannet som kan lagres. Tilgjengelig vannmengde V i vassdraget er avhengig av størrelsen på nedbørsfeltet A , nedbørsmengden i området N og utnyttelsesgraden α av regnvannet.

$$V[m^3/\text{år}] = \alpha \cdot N[m/\text{år}] \cdot A[m^2] \quad (5)$$

Nedbørsfeltet er det arealet som avgir vann til kraftverkets inntak. Utnyttelsesgraden forteller oss hvor stor andel av vannet som faktisk kan benyttes til kraftproduksjon. En vanlig utnyttelsesgrad er 0,7, men det er avhengig av forholdene i området. Vegetasjon, fordampning og grunnvann er faktorer som påvirker utnyttelsesgraden. Vannføringens naturlige variasjon gjennom året har betydning for lønnsomhet og drift til et kraftverk. I tillegg til fallhøyde er det forholdene i vassdraget som legger føringer for dimensjonering og valg av tekniske løsninger for kraftverket. Informasjon om formlene beskrevet i dette delkapittelet er hentet fra pensumheftet "Vannkraft" i faget TFNE3007 [3].

3.2 Generelt om pumpekraftverk

Et pumpekraftverk er et vannkraftverk som fungerer som et oppladbart batteri. Det vil si at kraftverket både er i stand til å produsere energi som et vanlig vannkraftverk, og til å lagre energi ved å pumpe vann opp til et høyere nivå. Behovet for energi varierer i løpet av døgnet og gjennom året. Om vinteren er energibehovet høyt, samtidig som nedbøren ofte faller som snø og kan derfor ikke umiddelbart benyttes i kraftproduksjon. Om våren vil snøsmelting føre til store mengder vann i vassdraget og om sommeren kan det være lange perioder med tørke. Om natten er gjerne etterspørselen etter kraft lavere enn om dagen. I figur 3 kan man se hvordan forbruk, produksjon og spotpris varierer over tre forskjellige ukedager i september 2019. Man kan tydelig se at kraftforbruket er større om dagen enn om natten. Grafen viser spotpriser for Midt-Norge gitt av TEK. Produksjon og forbruk er data hentet fra Statnett² sine nettsider og viser den totale mengden elektrisk energi som blir produsert og forbrukt i Norge. Avviket mellom forbruk og produksjon skyldes krafteksport og energitap i overføringslinjer.



Figur 3 – Forbruk(TWh), produksjon (TWh) og pris (NOK/MWh) for elektrisk energi over en tredagers periode i september 2019

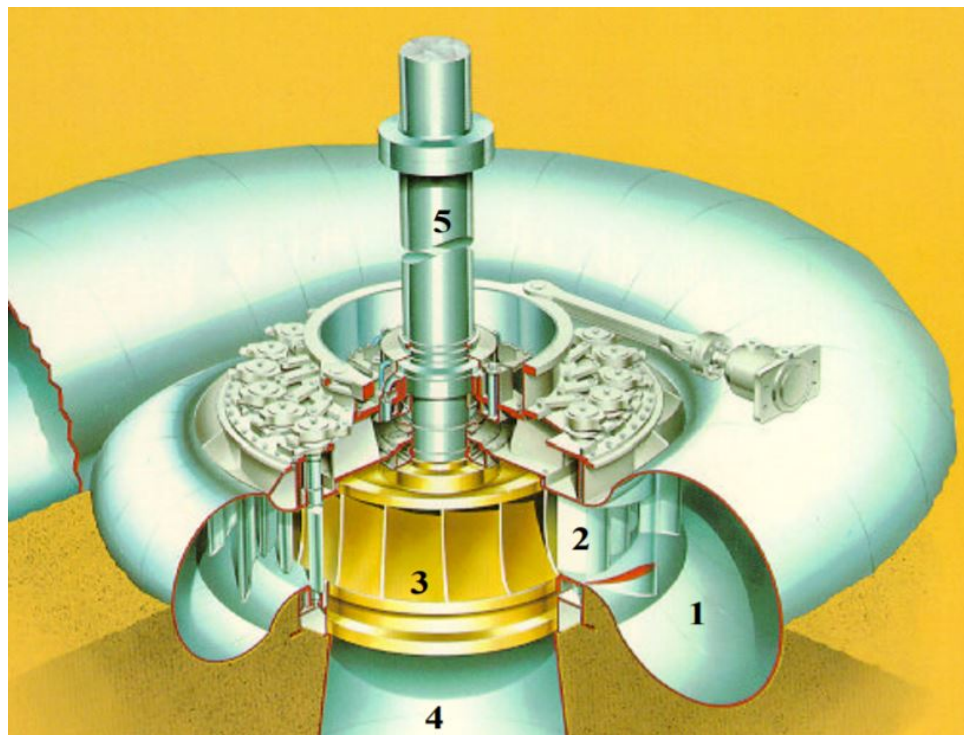
Med et pumpekraftverk kan man dra nytte av variasjoner i spotpris og forbruk ved å pumpe vann fra et lavtliggende magasin til et høytliggende magasin i perioder hvor kraftetterspørselen og prisen er lav. Dette vannet kan på nytt brukes til å produsere kraft når etterspørselen og prisen er høy. Hvis man ser på figur 3 kunne et reversibelt pumpekraftverk ha produsert kraft rundt pristoppen i time 33, for deretter å kjøpe kraft til å pumpe vann når prisen er på sitt laveste i time 50. Pumping av vann er den lagringsmetoden som er i stand til å lagre den største energimengden og samtidig ha den største effekten [4].

²<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/produksjon-og-forbruk>

3.2.1 Reversible pumpeturbiner

Francisturbinen er den turbinen som er mest brukt i vannkraftverk i Norge i dag. Turbinen brukes på fallhøyder fra 30-600m og kan ha en virkningsgrad på over 95 %. En god pumpeturbin har en virkningsgrad på 92-93 % i turbinmodus. I pumpemodus er virkningsgraden noe lavere enn i turbindrift (91-92 %). Løpehjulet har en svært kompleks utforming. Vannet ledes fra inntaket, inn på løpehjulet via justerbare lederskovler i turbinhuset (spirallhuset), og bøyes av aksialt gjennom løpehjulsbladene. Når vannet ledes inn på turbinen har det en rotasjonskomponent med løpehjulets rotasjonsretning. Vannet strømmer ut til sugerøret uten rotasjon, etter å ha gått gjennom løpehjulsbladene. På denne måten utnytter francisturbinen både bevegelsesenergien og trykkenergien i vannet. Med lederskovlene i spirallhuset, kan man regulere volumstrømmen ved å endre vinkelen på skovlene som sitter montert rett før løpehjulet. Figur 4 og tabell 3 viser beskrivelse av virkemåte og hovedkomponentene i en francis reversibel pumpeturbin (RPT) [5].

Flere moderne pumpekraftverk benytter seg av reversible pumpeturbiner. Da kan man ha drift som et konvensjonelt vannkraftverk og som et pumpeverk, med en og samme turbin, bare ved å skifte dreieretning på turbinen. For å endre retningen på turbinen fra produksjonsdrift til pumpedrift kreves det en motor. Da kan man enten ha en maskin som kan driftes både som motor og generator, eller man kan ha to separate maskiner. Har man to separate maskiner vil disse ha en høyere virkningsgrad enn en maskin, da de kan optimeres for hvert sitt formål, men det vil ta vesentlig lenger tid å bytte modus, med mindre man også har to separate turbiner. Reversible pumpeturbiner designes som pumper. Dette vil senke virkningsgraden på turbinen i produksjonsdrift, fordi en optimal turbin for kraftproduksjon ikke er lik en optimal pumpeturbin. Derfor vil en turbin som brukes til begge deler ha en lavere virkningsgrad enn om man hadde separat pumpe og turbin.



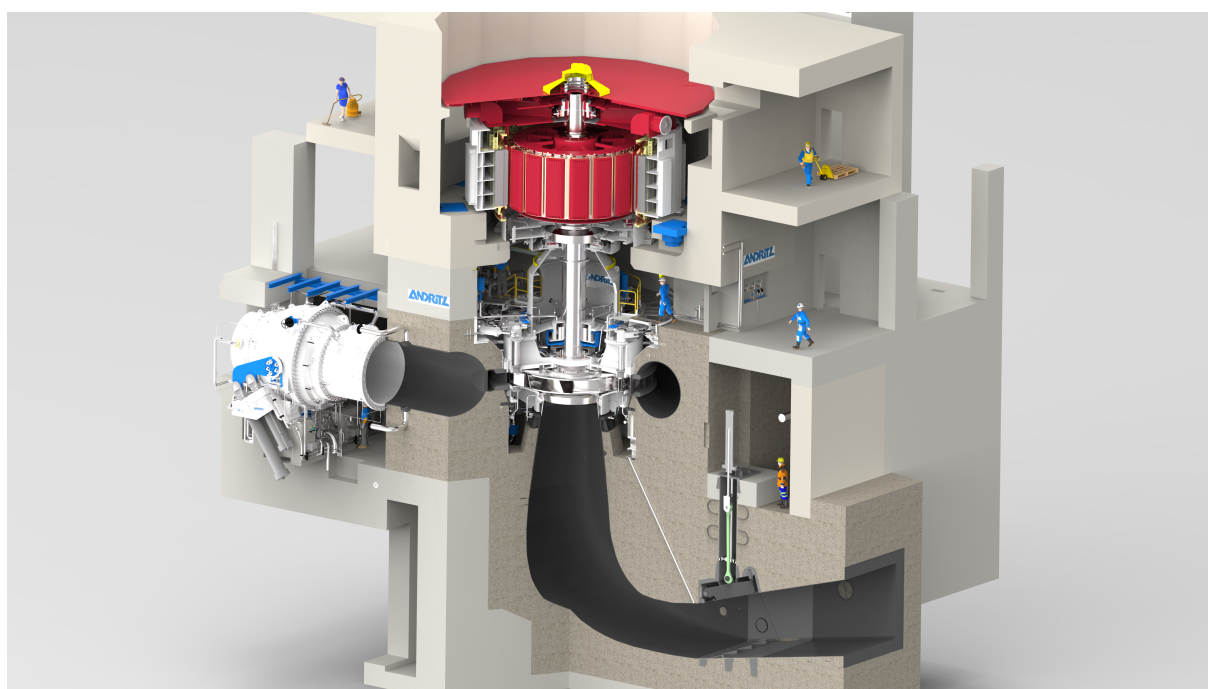
Figur 4 – Skisse av francisturbin
[6]

Tabell 3 – Beskrivelse av funksjoner i francis RPT

Komponent	Turbindrif	Pumpedrift
1. Spiraltromme	Fører vannet inn på ledeskovlene med jevnest mulig strømningsforhold	Rotasjonen til vannet ut av ledeskovlene blir omgjort til trykk
2. Ledeskovler	Regulerer vannføringen og sørger for at vannet har rotasjon med riktig strømningsvinkel inn på løpehjulet	Regulerer vannføringen ut av løpehjulet og inn i spiraltrommen
3. Løpehjul	Roterer grunnet energien i vannet. Her blir hydraulisk energi omgjort til mekanisk energi	Mekanisk energi fra en motor blir omdannet til oppstrøms bevegelse i vannet gjennom løpehjulet
4. Sugerør	Fører vannet vekk fra turbinen på en slik måte at minst mulig av nyttbar energi går tapt	Vannet blir løftet opp til løpehjulet, er innløpet til løpehjulet
5. Aksling	Forbinder løpehjulet og generatoren	Forbinder løpehjulet og generatoren

3.2.2 Francis RPT

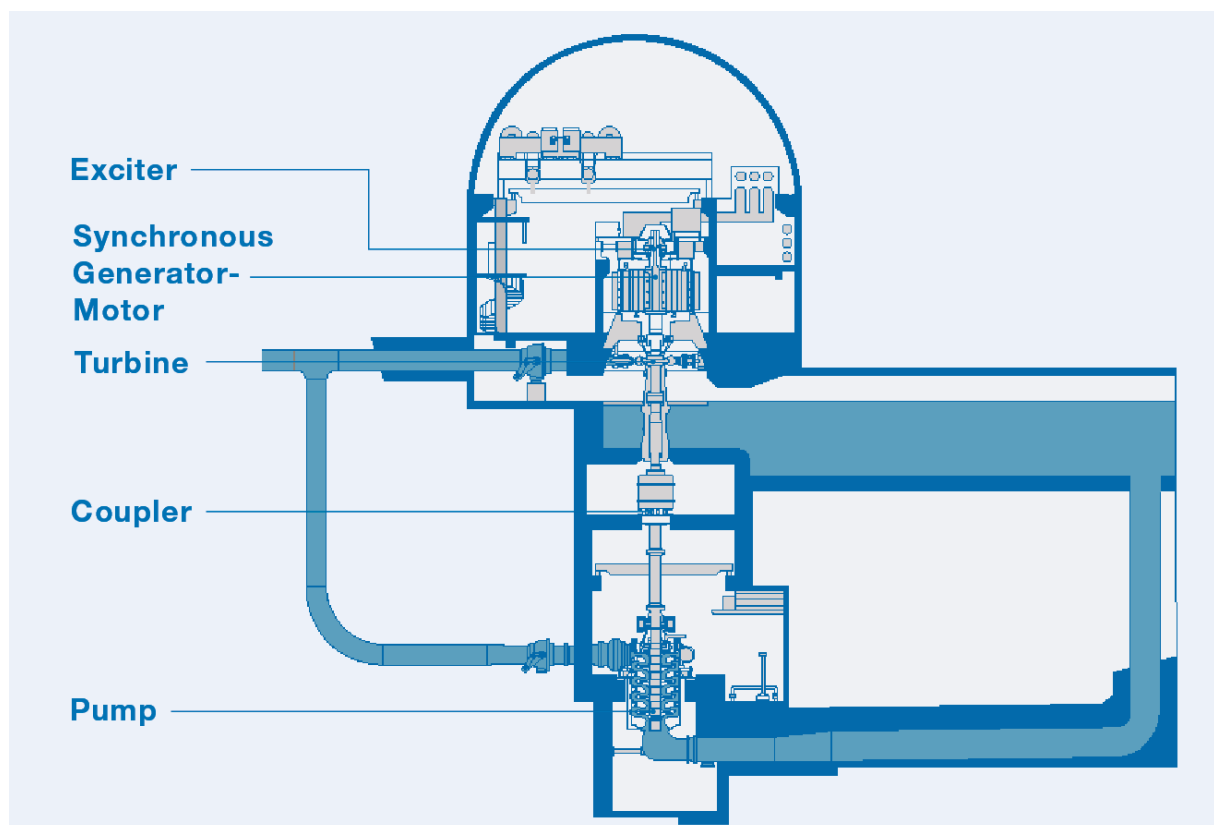
En francis RPT består av en motor-generator og en turbin som kan fungere som pumpe avhengig av rotasjonsretning på løpehjulet. Løpehjulsskovlen til en RPT er mer lik skovlen til en pumpe enn en turbin. Skovlens utløpsvinkel i pumpedrift er skråstilt bakover og dette er en forutsetning for å ha stabilitet når RPTen kjøres i pumpedrift [5]. Man må ofte inngå et kompromiss ved design av en RPT, som gir noe ekstra trykktap både i pumpe-modus og turbinmodus [7]. Dette reduserer i praksis brutto trykkehøyde i turbindrift, og øker brutto trykkehøyde i pumpedrift. Figur 5 viser et komplett oversiktsbilde av en RPT. På figuren ser man motor-generatoren i rødt som er festet øverst på akslingen. Nederst på akslingen finner man den reversible pumpeturbinen. Vannet strømmer inn gjennom ventilen i hvitt til venstre i bildet, og går ut via sugerøret nederst.



Figur 5 – Oppbyggingen til en reversibel pumpeturbin. Figur hentet fra Andritz.com

3.2.3 Ternære aggregater

Ternære aggregater består av en motor-generator med separat turbin og pumpesett. Når man har to separate hydrauliske maskiner, kan rotasjonsretningen på motor-generatoren være den samme ved turbin og pumpedrift. Man har altså et løpehjul, som er designet for pumping og et som er designet for turbindrift. Ternære aggregat er mest benyttet for pumpekraftverk med fallhøyde over 400 m. I figur 6 kan man se en skisse av et ternært aggregat hvor pumpen, merket "Pump", er plassert nederst i kraftverket. En turbin for kraftproduksjon står plassert under like under motor-generatoren. Separat pumpe og turbin gir bedre virkningsgrad, men vil ha en større kostnad enn en RPT.



Figur 6 – Oppbyggingen til et ternært aggregat. Figur hentet fra Andritz.com

3.2.4 Oppstartsmetoder

En vanlig francis RPT bruker ca. 4-6 minutter på å snu rotasjonsretning. Det er fire ulike metoder for å snu retningen på løpehjulet og starte aggregatet i pumpedrift. I dette underkapittelet utredes det kort om metodene, og fordeler og ulemper med disse. [8] [9]

Back-to-back

Denne metoden bruker en ekstra turbin som er elektrisk tilknyttet den reversible pumpe-turbinen. Når den vanlige turbinen starter, starter også den reversible pumpe-turbinen i motsatt retning, og begynner å pumpe. En slik løsning krever derfor at det er en ekstra turbin tilgjengelig. Løsningen er pålitelig og med denne metoden kan endring av retning skje med vann i sugerøret.

Frekvensomformer

Ved bruk av frekvensomformer kan pumpen startes med effekt direkte fra nettet uten at det fører til spenningsfall. Frekvensomformeren vil øke spenningen frem til pumpen er i synkron fart. Det er en god metode, men frekvensomformere er dyre og det er en del elektriske tap som kommer med å bruke det. Denne metoden kan brukes med og uten vann i sugerøret.

Kompressor

Det er også mulig å bruke en kompressor for å fjerne vannet fra sugerøret og fylle det med luft i oppstartsfasen. Det er fordelaktig fordi det minker dreiemomentet når turbinen skal endre retning. Det vil kreve en stor kompressor som kan fjerne vannet raskest mulig. Kompressoren brukes sammen med en frekvensomformer, eller en hjelpemotor.

Kompressor sammen med akkumulator

En annen løsning er å bruke en kompressor sammen med en akkumulator. Dette tillatter at det brukes en mindre kompressor. Kompressoren fyller akkumulatoren med luft, og akkumulatoren fjerner vannet i sugerøret. Ulempen med denne metoden er at dersom det mislykkes med å synkronisere første gangen kan det ta flere timer før man kan prøve på nytt.

3.2.5 Lønnsomhet

Et pumpekraftverk har to inntektskilder. Den ene er å utnytte prisdifferansen i markedet og den andre er systemtjenester. Systemtjenester handler om å holde frekvens og spenning i nettet stabilt, og utbetalingene vil komme gjennom avtaler med systemansvarlig i nettet. Å utnytte prisdifferansen går kort sagt ut på å kjøpe strøm når det er billig, og selge strøm når det er dyrt.

Et pumpekraftverk har en syklusvirkningsgrad, som er en total samlet virkningsgrad for pumpe og turbindrift. Virkningsgraden er definert av friksjonstap i vannvei, turbin, og tap i generator og transformator.

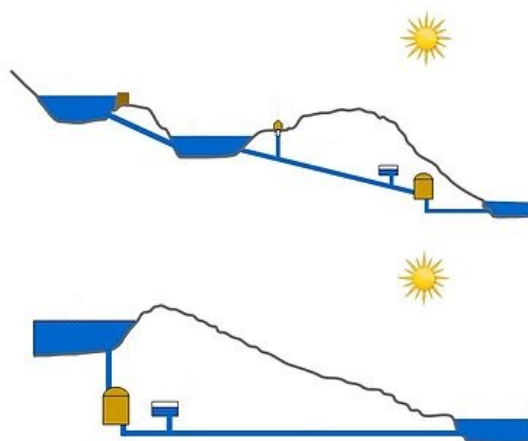
$$\eta_{syklus} = \eta_{turbindrift} \cdot \eta_{pumpedrift} \quad (6)$$

Det er syklusvirkningsgraden til kraftverket som avgjør hvor stor forskjell det må være mellom kraftprisen ved pumpe- og turbindrif. Har man en syklusvirkningsgrad på 70% og prisen ved pumping ligger på 200 NOK/MWh må kraftprisen være over 260 NOK/MWh i turbindrif for å gi avkastning. I tillegg kommer kostnader for start og stopp av anlegget, som gjør at prisforskjellen må være enda større.

3.3 Vannvei

3.3.1 Oppbygging av vannveien

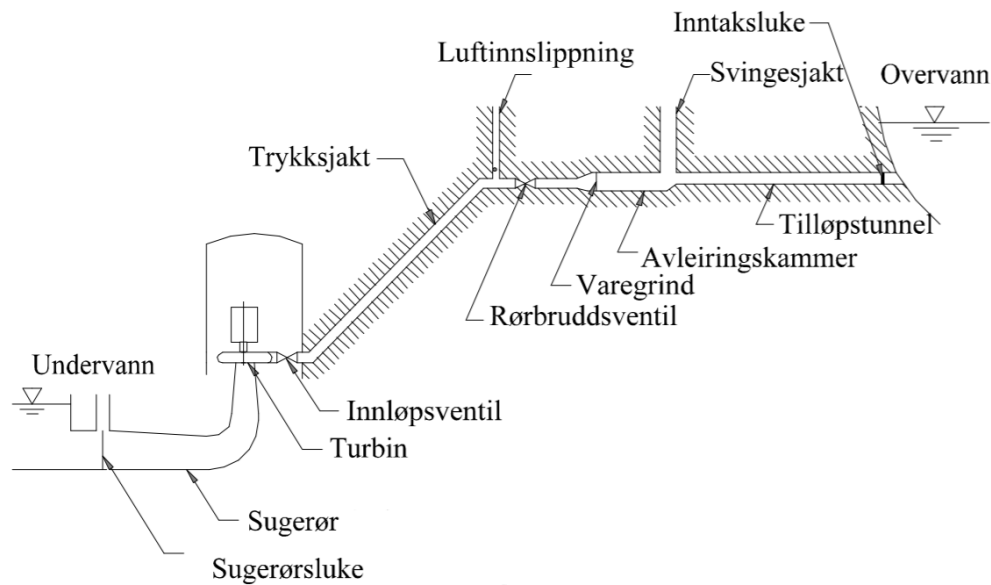
Vannveien til et kraftverk kan defineres som den strekningen vannet blir transportert fra inntak til kraftstasjonen og fram til utløpet i elv eller sjø. Kostnader knyttet til vannveien kan ofte utgjøre en stor del av kraftverkets total kostnad. Ved større vannføringer for et stort kraftverk er tunnel den mest hensiktsmessige løsningen. I et vannkraftsystem kan det være flere reguleringsdammer og inntaksdammer som bidrar til energiproduksjonen. I praksis skiller man mellom høytrykksanlegg og lavtrykksanlegg når man beskriver typiske kraftverksarrangement. Ved liten fallhøyde kalles anlegget for et lavtrykksanlegg.



Figur 7 – To hovedtyper arrangement for et vannkraftverk
[10]

I figur 7 er den øverste skissen kalt *den alpine typen* og representerer et lavtrykksanlegg. Dette anlegget kjennetegnes ved en lang, nesten horisontal vannvei med overgang til trykksjakten. Nedre skisse viser oppsett av den *svenske typen*. Denne kjennetegnes ved et høyt fall fra inntaksdammen og ned trykksjakten, som resulterer i en lang avløpstunnel.

For å få fraktet vannet til stasjonen er det i dag vanlig å sprengre sjakter og tunneler i fjellet. På grunn av faren for vannlekkasjer gjennom sprekker og svake punkter i fjellet er man forsiktig med å sette et for høyt vanntrykk i vannveien. Man oppnår mindre trykk ved å sprengre tunneler med et lite fall ut fra magasinene og føre vannet horisontalt så langt som mulig, for så å bruke en overgang til en stålforet sjakt med 45° helning ned til stasjonen. Dette gir mindre kostnader ettersom den kostbare stålforede sjakten blir kortest mulig. I tillegg vil vanntrykket avta, noe som minsker faren for lekkasjer og brudd.



Figur 8 – Kraftverksarrangement av den alpine typen
[11]

Figur 8 viser en skisse av et kraftverksarrangement av den alpine typen. Ved inntaket til tilløpstunnelen er det behov for ei inntaksluke av typen rulle- eller glideluke. Ei varegrind blir plassert i inntaket for å forhindre at fremmedlegemer kommer inn i vannstrømmen. Denne er normalt plassert i begynnelsen av overgangen til den stålførede sjakten. Ved lange tunneler må man sørge for å dempe trykkstigningen ved turbinen når vannføringen reguleres. Dette oppnås ved å lage en svingesjakt så nært turbinen som mulig og det naturlige stedet for dette blir på toppen av trykksjakten. På toppen av trykksjakten er det vanlig å installere en rørbruddsventil. Denne ventilen har som oppgave å stenge automatisk ved vannhastigheter over det normale og er som regel en spjeldventil.

Retten før inntaket til turbinen er det montert et avstengningsorgan og ved moderat trykk kan det brukes spjeldventil. Turbinen for et pumpekraftverk kan være en RPT eller ternært aggregat. Bak turbinen finner vi sugerøret som er av stål eller utstøpt betong, og en sugerørsluke som sørger for avstenging av turbin og sugerør ved revisjoner. Sugerøret er forbundet til det nederste magasinet i anlegget.

Ved planlegging av vannvei til et kraftverk er det flere faktorer som må vurderes [12]:

- Opptredende vanntrykk
- Konsekvenser ved brudd
- Fare for ras
- Fare for frysing av vannveien
- Investeringskostnader
- Vedlikeholdskostnader

3.3.2 Inntaket

Inntaket er inngangen til vannveien hvor vannets tilløp kommer fra inntaksdammen. Inntaket må gjøres strømlinjeformet og uten skarpe kanter. Dette for å unngå turbulens i forbindelse med trykktap og for at det ikke skal forekomme strømvirvler i inntaket. Strømvirvler kan føre til at luft blir med vannstrømmen og komprimeres i trykksjakten. Dette vil føre til at luften ekspanderer hurtig og skaper vannstrømninger som er skadelig for turbinen. Innløpet er ofte formet som enden på en trompet.

3.3.3 Sandfang

I første del av inntaket, hvor tilløpstunnelen er vannrett, er det mulig å lage et sandfang. Sandfanget er formet som en dyp renne og har som oppgave å fange stein, grus og sand som vil følge med i vannstrømmen inn i tunnelen. Dette for å unngå skade på turbinen. I løpet av de første driftsårene vil massene bevege seg i retning mot enden av tunnelen og for normale vannhastigheter vil massene utgjøre en lagtykkelse på 5-8 cm [13]. Man ønsker å unngå at disse løsmassene skal drive videre ned i vannveien da det kan forårsake store skader på turbinen. Bruk av varegrind for å stanse massene er en ugunstig løsning da denne kan gå tett og øke falltapet. Sandfang er derfor nødvendig for å ta unna massene. Forbi sandfanget bør hastigheten på vannet reduseres med 30-50 % slik at løsmassene faller ned i sandfanget [13].

3.3.4 Svingesjakt

På grunn av bevegelsesmengden som vannet har kan det oppstå store trykkrefter ved for eksempel ustabil regulering. Hensikten med svingekammeret er å avlaste trykket mot turbinen ved å føre vann inn i svingkammeret. Svingkammeret er luftfylt, og siden luft komprimeres ved økende trykk vil dette fungere som en demper for vannet. Store trykkstøt ved brått avslag og ustabil regulering er faktorer som bestemmer om det behøves svingesjakt.

3.3.5 Luker og varegrinder

Varegrinder blir benyttet for å unngå at greiner, løv og annet rusk skal komme inn i turbinen og skade denne. Dette kan føre til at partiklene kan kile seg mellom ledeskovlene og ødelegge disse. Avstanden mellom stålstavene i inntaksristen kan variere fra 30 mm for finvaregrinder til 200 mm grovvaregrinder. Denne blir normalt plassert rett før hovedventilen til turbinen. Når det er behov for inspeksjon og vedlikehold i vannveien må det monteres en inntaksluke i toppen av vannveien. Her vil det være lite trykk fra vannet som er i vannveien. For større installasjoner er rulleluke egnet for dette formålet. Rulleluker anvendes primært som inntaksluke i vannvei til turbinene. Når rulleluken har funksjon som inntaksluke, bør den være selvlukkende [14].

3.3.6 Kavitasjon

Kavitasjon oppstår når en væske strømmer i høy hastighet og trykket i væsken synker under damptrykket. Da vil det dannes bobler av damp i væsken. Når trykket igjen stiger kondenseres boblene og klapper sammen slik at det oppstår lokale og heftige trykkøkninger. Disse trykkøkningene treffer bladet på turbinen og skader overflaten. Disse skadene kan bli katastrofale og til slutt kunne ende opp med å havarere aggregatet. I figur 9 ser vi en francisturbin med tydelige kavitasjonsskader.

RPT design er som nevnt tidligere et kompromiss mellom turbindingen og pumpedesign. Kompromisset er færre blader, lengre blader og bladene er bøyd mer bakover. Alt dette gjør at det enklere oppstår kavitasjon, da det dannes flere dampbobler enn ved vanlig turbindingen. Løsningen for å unngå kavitasjon er at trykket ved turbinutløpet/pumpeinntaket må være høyere enn damptrykket. Dette gjøres ved å dykke turbinen til trykket er på et ønsket nivå. Dykkingen vil gi økt kostnader siden mer fjell må sprenges, men er et nødvendig hjelpemiddel for å unngå kavitasjon.



Figur 9 – Francisturbin med kavitasjonsskader

[15]

3.4 Anleggsdeler

3.4.1 Generator

Generatoren omgjør mekanisk energi til elektrisitet ved hjelp av induksjon. Som nevnt tidligere i delkapittel 3.1.1 er det den potensielle energien i vannet som drar i gang rotoren i generatoren og produserer energi. Rotoren er den roterende delen som er direkte knyttet til turbinen. Statoren er den stasjonære delen av generatoren. For å knytte rotoren til turbinen er det en aksling mellom. Dette er de mekaniske delene i en generator. De elektriske delene er ankeret, feltet og magnetiseringsutrustningen. Ankeret er arbeidsviklingen i generatoren. Det magnetiske feltet kan dannes med elektromagneter, eller permanentmagneter. For å magnetisere elektromagnetene har generatoren en magnetiseringsutrustning som sørger for å levere elektrisk strøm for å magnetisere.

Vi har to typer generatorene å velge mellom: synkron- og asynkrongenerator. I en synkrongenerator er frekvensen til spenningen proporsjonal med turtallet til rotoren. Stator og rotor er synkron, og derav navnet. Synkrongeneratoren har også behov for et separat DC-eksitasjonssystem for å magnetisere feltet. I en asynkrongenerator går det elektriske feltet i rotor og stator i ulik hastighet, og vil aldri være synkron grunnet sakking. Sakking er rotoren som beveger seg saktere enn magnetfeltet. Ved valg av generator i et vannkraftverk er det en rekke funksjonskrav som er med på å bestemme hvilken generator som blir valgt. Disse kravene er [7]:

- Primærkriterier (kW, $\cos \varphi$, turtall etc)
- Temperaturer (vikling og lager)
- Svingmasse
- Reaktanser
- Kapabilitetsdiagram (driftsdiagram/hattekurve)
- Robust utførelse med tanke på kortslutning og feil synkronisering
- Støy

Funksjonskravene gjør at generatoren blir skreddersydd til prosjektet, for maksimal utnyttelse av ressursene. Levetiden til en generator er ønsket å være 30-60 år med 4000-8000 drifttimer per år. Levetiden er også en av grunnene til at generatoren blir skreddersydd.

Synkrongenerator:

- 0-2000 MVA
- Drift på eget nett
- Behov for spenningsregulator som kan styre reaktiv effekt
- Brukes ved aggregat med fast turtall

Asynkrongenerator:

- 8-12 MVA
- Ikke drift på eget nett
- Forbruker reaktiv effekt
- Høy startstrøm
- Brukes ved aggregat med turtallsregulering

3.4.2 Transformator

En transformator omsetter vekselspanning fra et nivå til et annet. Den kan også brukes til måling, eller til å matche inngangsimpedanse med utgangsimpedanse. Enfase-transformatoren har to sett med viklinger, primærvikling og sekundærvikling. Trefase-transformatoren har tre sett med viklinger. Det skilles mellom to typer transformator-design. Den ene er en kjernetransformator hvor viklingene er viklet rundt en jernkjerne som er åpen. Den andre er en manteltransformator hvor viklingene også er viklet rundt en jernkjerne, men har et mer lukket design. Uansett hvilken type transformator det er de de samme grunnprinsippene. Ved å lage en krets av viklingene og tilføre strøm vil viklingene sammen med jernkjernen produsere en magnetisk fluks. Primærviklingens fluks vil påvirke sekundærviklingen fluks og ved å utnytte Faradays lov kan transformatoren endre spenning opp eller ned til et annet nivå.

Alle aggregatene er koblet til en hovedtransformator, som er plassert i et eget transformatorrom i kraftstasjonen. Når hovedtransformator skal velges er det flere ting å tenke på:

- Driftsbetingelser (virkningsgrad, impedans, tap)
- Vekt og dimensjonering
- Trefase transformator eller tre stk enfase transformatorer
- Kjøling
- Spenningsregulering
- Lokasjon

3.4.3 Frekvensomformer

En frekvensomformer kan omforme vekselspanning med en frekvens til vekselspanning med en annen frekvens og spenning. Frekvensomformeren var revolusjonerende når den kom på markedet, og er en avansert komponent innenfor fagfeltet kraftelektronikk. Frekvensomformeren består av en likeretter som konverterer vekselspanning til likespenning da det er enklere å manipulere spenningen når den ikke er sinusformet. Frekvensomformeren har også et filter (DC-bus) for å minke ripple-spenning og harmonisk forvrengning. Den har en input inverter og en output inverter og det er disse som inverterer spenningen og frekvensen. Alt dette til sammen gjør at man ved innstillinger kan regulere spenningen og frekvensen til den vi ønsker. Frekvensomformeren i en pumpekraftverk brukes til:

- Oppstart pumpemodus
- Bremsing ved energigjenvinning
- Turtallsregulering i turbin-/pumpedrift

Frekvensomformeren er tilpasset forskjellig ved aggregat med fast turtall, og aggregat med turtallsregulering. Ved fast turtall er frekvensomformeren tilpasset treighetsmomentet til turbinen og generatoren. Om det er turtallsregulering er frekvensomformeren tilpasset reguleringsområdet. Om det er turtallsregulering +/- 10 % krever det at omformeren leverer ca. 30 % av aggregateffekten [7] [16].

3.4.4 Andre anleggsdeler

Høyspentbrytere:

Hvert aggregat er utstyrt med høyspent brytersystem, dette inkluderer:

- Effektbryter generator
- Faseomkobler for å endre dreieretning på aggregatet
- Måletransformatorer

Noen få aggregat vil også ha elektrisk bremsekobling, dette er på plasser det er behov for hurtig stans av aggregatet. Plassering av brytere bestemmes av hvor stort anlegget er. Ved store anlegg kreves det et modulbasert skapsystem, som tar plass. Hver bryter er da avskilt i faser og er plassert i egne skap og koblet til en metallomsluttet generatorskinne.

Kontrollanlegg:

Kontrollanlegget overvåker systemet under drift, og styrer aggregatet under start og stopp. Et kontrollanlegg inneholder maskinværn som beskytter generator, transformator, magnetiseringstransformator og turbin. I tillegg manøvrering, fjernstyring og datalogging for aggregatet. Hovedkomponentene i et kontrollanlegg er CPU (Central Processing Unit) og desentraliserte målere.

Elektrisk vern:

De elektriske vernene skal verne om de mest verdifulle komponentene i kraftverket, nemlig generator og hovedtransformator.

Magnetiseringssystem:

I et kraftverk hvor det er brukt synkrongenerator er det behov for et magnetiseringssystem for å magnetisere feltviklingene, i motsetning til en asynkrongenerator som vil magnetisere seg selv. Systemet må magnetiseres separat i oppstart og bremsing av aggregatet.

Kompressor:

Kompressoren komprimerer luft som leveres ut til trykkluftsystemet. I et RPT kraftverk brukes denne trykkluften ved oppstart av pumpedrift. Luften fjerner vannet fra sugerøret slik at det er mindre friksjon under oppstarten av maskinen. Etter at pumpen er synkronisert evakueres luften og vannet slippes tilbake inn i sugerøret.

4 Dimensjonering

Dette kapitlet vil inneholde beregninger for de viktigste anleggsdelene og størrelsene i et pumpekraftverk. Beskrivelse av grunnlaget for valgene som blir tatt vil bli nevnt der det er nødvendig.

4.1 Prinsipp

En optimal økonomisk dimensjonering av et pumpekraftverk bestemmes av flere faktorer, hvor de viktigste er fallhøyde, størrelse på øvre og nedre magasin, vannstrømning, tilgjengelig arbeidsvolum og linjekapasiteten til nærliggende nett.

Mange av disse faktorene vil bli nevnt i senere kapitler, men dimensjoneringen vil ikke resultere i en optimal økonomisk dimensjonering for Vassli pumpekraftverk. I oppgaven er det foretatt forenklete tilnærminger med utregninger mellom slukeevne, fallhøyde og normale vannhastigheter. Dimensjonering er også basert på andre relevante studier på pumpekraftverk og rapporten “Pumpekraft i Noreg” utgitt av NVE i 2011 [7].

4.2 Rekkefølge på utregninger

Utregningene som blir gjort ved dimensjoneringen av et pumpekraftverk bygger på hverandre. Stegprosessen er beskrevet under.

- Steg 1: Utregning av slukeevnen (Kapittel 4.4)
- Steg 2: Dimensjonering tunnel (Kapittel 4.7.1)
- Steg 3: Turbindimensjonering (Kapittel 4.9)
- Steg 4: Utregning av nominell pumpeeffekt (Kapittel 5.4)

4.3 Tre alternative løsninger

Slukeevnen til et pumpekraftverk er med å bestemme dimensjonene til vannveien, turbindimensjonene og effekten til kraftverket. Slukeevnen er derfor en sentral faktor for å beregne investeringskostnader og mulig inntjening.

Det er derfor viktig å dimensjonere og bestemme slukeevnen tidlig i prosessen. Den første delen av dimensjoneringen er derfor å komme med grunnlag for tallene brukt i beregningen til slukeevnen. For å styrke den endelige konklusjonen er det valgt å se på tre ulike alternative slukeevner som beskrevet under.

- Alternativ 1: Slukeevnen man oppnår ved å ha samme tunnel-tversnitt som Driva
- Alternativ 2: Slukeevnen som kreves for å tømme nedre magasin på 24 timer.
- Alternativ 3: Slukeevnen som kreves for å tømme nedre magasin på 72 timer.

4.4 Slukeevne

Det vil bli lagt til grunn to beregningsgrunnlag for strømningshastigheten. Første utgangspunkt blir å anta at tverrsnittet på tilførselstunnelen er lik størrelsen til Driva ($20,5 \text{ m}^2$). Det vil i tillegg bli brukt en forenklet tilnærming for slukeevnen som tilsvarer å tømme det minste magasinet på 24 timer og på 72 timer. Dette er basert på NVEs metoder som er nevnt i "Pumpekraftverk i Noreg" [7].

For alternativ 1 med en vannhastighet på ca. $2,0 \text{ m/s}$ vil man få en strømningshastighet på:

$$Q_{\text{strømming1}} = v \cdot A = 2,0 \text{ m/s} \cdot 20,5 \text{ m}^2 = \underline{41,0 \text{ m}^3/\text{s}} \quad (7)$$

Hvor,

$Q_{\text{strømming1}}$ = strømningshastighet [m^3/s]

v = vannets hastighet [m/s]

A = Tverrsnittet av vannveien [m^2]

Ved å benytte tommelfingerregelen om å tømme det nederste magasinet på 24 timer får man for alternativ 2:

$$Q_{\text{strømming2}} = \frac{\text{Magasinvolum}}{24 \text{ t}} = \frac{5\,000\,000 \text{ m}^3}{24 \text{ t} \cdot 3600 \text{ s/t}} = \underline{57,9 \text{ m}^3/\text{s}} \quad (8)$$

For tømming av nederste magasin på 72 timer for alternativ 3:

$$Q_{\text{strømming3}} = \frac{\text{Magasinvolum}}{72 \text{ t}} = \frac{5\,000\,000 \text{ m}^3}{72 \text{ t} \cdot 3600 \text{ s/t}} = \underline{19,3 \text{ m}^3/\text{s}} \quad (9)$$

Vannføringen når vannet pumpes opp til Gjevillvatnet (pumpedrift) vil bli redusert med ca. 20 % [17] og dette vil bli tatt høyde for i videre beregninger.

4.5 Fysisk plassering av kraftverk

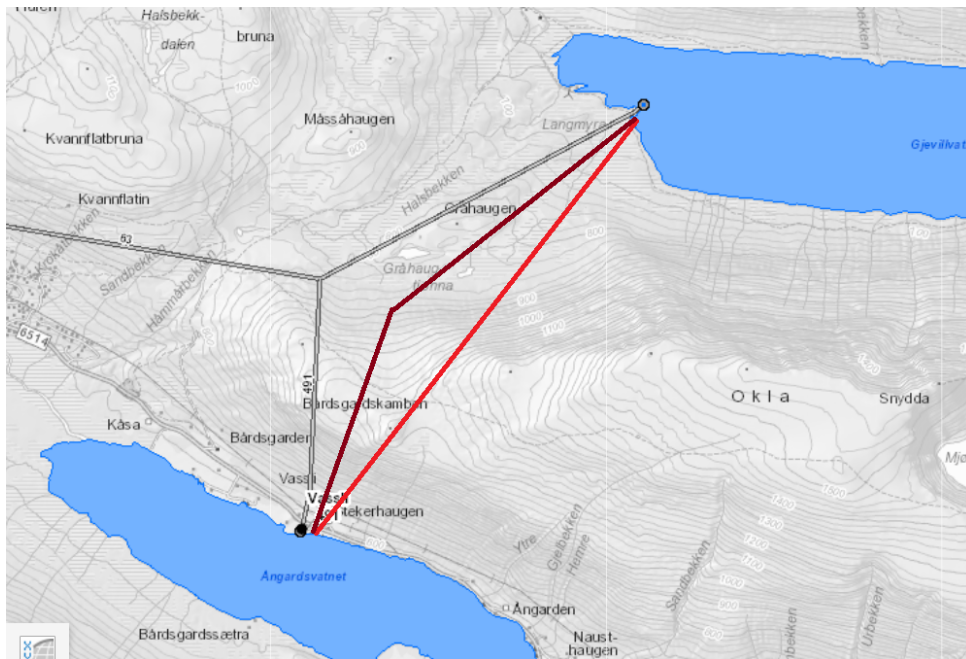
I Oppdal kommune i Trøndelag fylke ligger Gjevillvatnet (Øverst til høyre i figur 10). Denne innsjøen ligger nord for, og ca. 79 m over en annen innsjø, kalt Ångardsvatnet. Det finnes ingen naturlig vassdrag mellom disse innsjøene så her må det derfor konstrueres en vannvei.



Figur 10 – Områdebilde Vassli. Kilde: NVE Atlas²

Idag finnes det en eksisterende vannvei i forbindelse med Driva kraftverk. Ved Ångardsvatnet er det en 10 MW francispumpe som pumper vann opp fra Ångardsvatnet videre til tilkoblingspunktet som igjen fører vannet til Driva kraftverk. Mulige vannveier for et nytt reversibelt pumpekraftverk er skissert i figur 11. Dette er omtrentlige plasseringer av vannvei. En mer nøyaktig plassering må undersøkes nærmere. Vannveien anbefales å plasseres ut fra geografiske forhold som innebærer enklest mulig tilgang for anleggsmaskiner og byggemateriell. Lengden i luftlinjen mellom de to innsjøene er i følge NVE sitt kart 4363 m. I virkeligheten vil lengden av vannveien bli noe lengre da man har vinkler og fall på tunnelen, tillegg er det usikkert nøyaktig hvor inntaket og uttaket blir plassert.

²atlas.nve.no



Figur 11 – Alternativer til plassering av vannvei. Kilde: NVE Atlas²

Plassering av vannvei (merket mørk rød og rød i figur 11) er avhengig av geografiske fornuftige forhold og stabilitet i fjellet. De grå linjene på kartet viser eksisterende vannvei fra Gjevillvatnet og Ångardsvatnet som er forbundet til Driva kraftverk.

4.5.1 Plassering av stasjon

Kraftstasjon er den delen av anlegget hvor kraftverkets hovedkomponenter befinner seg. Det er en rekke faktorer som spiller inn når det velges plassering av stasjon:

- Stasjonen er anbefalt å ha minst 20-30 m overdekning.
- Adkomsttunnelen kan bli lang ved plassering langt inne i berg/fjell.
- Adkomsttunnelen må ikke være brattere enn $8,13^\circ$
- Dersom stasjonen plasseres nærmere utsiden vil deler av trykksjakten bli nødt til å stålføres
- Hvis stasjonen plasseres i et ustabil fjell vil det bli ekstra kostnader knyttet til sikringsarbeid og lekkasjetetting.

For Vassli er det brukt en enkel tilnærming og ikke tatt høyde for stålforing. Krav til overdekning er sikret ved å plassere vannveien tilnærmet lik 60 m inn i fjellet.

²atlas.nve.no

Størrelsen på stasjonshallen er beregnet i formel 10 gitt av NVE. Det er stor usikkerhet i denne formelen og anslag av volumstørrelse på stasjonen etter denne formelen vil være et grovt overslag. Det anbefales derfor at dette planlegges nærmere i detalj.

$$V = 78 \cdot h^{0,5} \cdot Q^{0,7} \cdot n^{0,1} \quad (10)$$

Hvor,

V = utsprengt volum [m^3]

h = brutto fallhøyde [m]

Q = slukeevne [m^3/s]

n = antall aggregater

For Vassli pumpekraftverk vil stasjonen ha et volum på:

Alternativ 1:

$$V_1 = 78 \cdot (74 \text{ m})^{0,5} \cdot (41 \text{ m}^3/\text{s})^{0,7} \cdot 1^{0,1} = 9029,4 \text{ m}^3 \approx 9030 \text{ m}^3 \quad (11)$$

Alternativ 2:

$$V_2 = 78 \cdot (74 \text{ m})^{0,5} \cdot (57,9 \text{ m}^3/\text{s})^{0,7} \cdot 1^{0,1} = 11497,02 \text{ m}^3 \approx 11500 \text{ m}^3 \quad (12)$$

Alternativ 3:

$$V_3 = 78 \cdot (74 \text{ m})^{0,5} \cdot (19,3 \text{ m}^3/\text{s})^{0,7} \cdot 1^{0,1} = 5328,45 \text{ m}^3 \approx 5330 \text{ m}^3 \quad (13)$$

Disse størrelsen vil gi grunnlag for kostnadberegningene for stasjonshallen.

4.6 Logistikk

Stasjonsområdet ligger like ved Storlidalsvegen som greines ut fra Rv 70 så adkomsten til Ångardsvatnet er uproblematisk. Men for inntaket i Gjevillvatnet er det ikke vei. Her er alternativene å bygge vei eller bruke helikoptertransport.

Vei:

Når man skal transportere utstyr og material opp til Gjevillvatnet anses det som unødvendig å bygge vei da inntaket til vannveien er et relativt lite prosjekt. Det vil ikke bygges store konstruksjoner som ved dambygging. Her vil helikoptertransport anses som et mer fornuftig valg for transport.

Helikoptertransport:

Når bygging av vei er utelukket for transport er helikoptertransport neste alternativ. Dette er en dyr transportmåte og man er avhengig av rimelig godt vær for å fly. Helikoptertransport gjør at man kommer til uten å gjøre store inngrep i naturen.

4.7 Vannveien

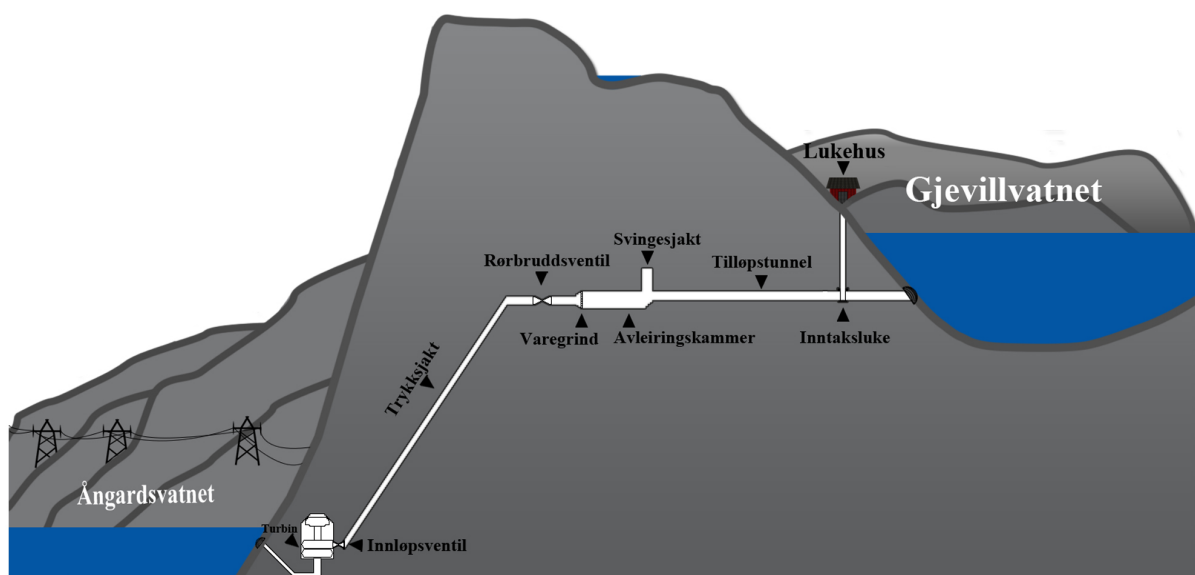
4.7.1 Tunnel og sjakt

Utforming og dimensjonering av konstruksjoner i vannveien er i utgangspunktet arbeidsoppgaver for bygningsingeniøren, men vi vil forsøke å gi en oversikt over de ulike komponentene vannveien består av.

Ved planlegging av vannvei er det ønskelig å finne billigst mulig løsning både ved utbyggingskostnader og driftskostnader. I første omgang vil det bli tatt enkle økonomiske betraktninger og utfra normer.

Når det gjelder tunneldrift vil fullprofildrift foretrekkes. Dette fordi vi antar at de fjelltekniske og geometriske forholdene ligger til rette. Fullprofilmaskiner er store og tunge og medfører store transport-, opp- og nedriggingskostnader. Dette medfører at fullprofildrift vil være økonomisk gunstig når vannveien har en så lang lengde. I tillegg kan også tunnelen drives i vinkler mellom $8,13^\circ$ og opptil 45° . For beregning av tidsforbruk og kostnader i forbindelse med fullprofilboring kreves det en ingeniørgeologisk kartlegging som er tilpasset formålet [18].

Område for Vassli pumpekraftverk med vannveien og de viktigste maskinkomponentene er illustrert i figur 12 (uten skala). Vannet føres fra Gjevillvatnet gjennom tilløpstunnelen, fram til trykksjakta, hvor vannet faller ned på turbinen og ut i Ångårdsvatnet. I pumpe-drift går vannet motsatt vei.



Figur 12 – Vassli pumpekraftverk med tilhørende anleggsdeler

Tabell 4 viser dimensjonerte størrelser på de ulike delene av vannveien. Tunnel, sjakt og rør er dimensjonert slik at hastigheten blir henholdsvis 2 m/s, 3 m/s og 6 m/s. Dette anses på som normale hastigheter. I NVEs “Pumpekraft i Noreg” er det foreslått at utløpstunnelen har en diameter 1,2 ganger større enn tilløpstunnelen. Det er antatt i dimensjoningene

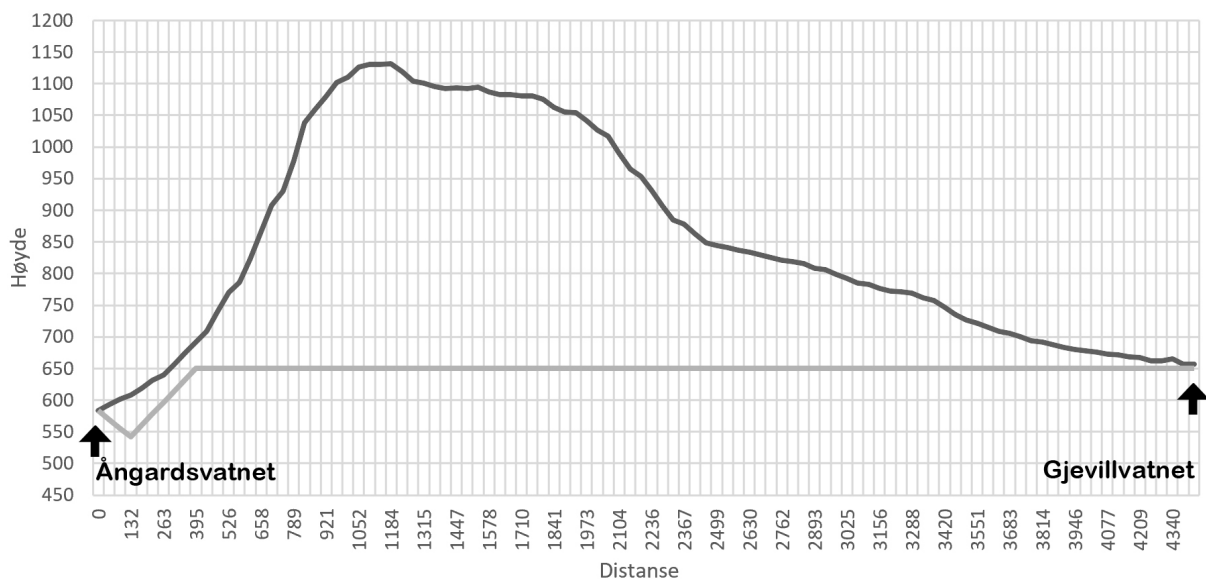
i denne oppgaven at utløpstunnelen er lik tilløpstunnelen i størrelse. Gjevillvatnet har god eksisterende regulering siden det benyttes for produksjonen i Driva kraftverk. Siden tilløpstunnelen er relativt lang, antar man at det blir behov for svingesjakt i vannveien. Størrelsen på tilløpstunnel, trykksjakt og rør kan beregnes ut fra formel 14

$$Q = v \cdot A \Rightarrow A = \frac{Q}{v} \quad (14)$$

Tabell 4 – Dimensjonerte tunnelverrsnitt

Vannveien				
Beskrivelse	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Lengde [m]
Vannstrømning [m ³ /s]	41,0	57,9	19,3	-
Tilløpstunnel [m ²]	20,5	28,9	9,6	3917
Trykksjakt [m ²]	13,6	19,3	6,4	150
Rør [m ²]	6,8	9,6	3,2	20
Avløpstunnel [m ²]	20,5	28,5	9,6	340
Total lengde	-	-	-	4427

Figur 13 illustrerer terrenget mellom Gjevillvatnet og Ångardsvatnet. Inkludert i figuren er høydemetere og en skisse av vannveien. Bakgrunnen for valgene som er tatt til skisseringen er beskrevet i teorien kapittel 3.3. Dykking av turbinen vil variere med 4,0 m for de ulike alternativene, men forskjellen vil ikke være synlig på figur 13 med disse dimensjonene.



Figur 13 – Høydeprofil, med forslag til plassering av tunnel

4.8 Kabelforbindelse/linjekapasitet

For å kunne dimensjonere et nytt aggregat på Vassli må vi vite kapasiteten på inngående linje. Dette vil sette en øvre grense på hvor høy effekt vi kan bruke som pumpe, og hvor mye effekt vi kan produsere som kraftverk.

Dagens linje er en luftlinje som går fra Vassli til Lønset. Dette er en linje av typen FeAl 50 6/1, med en lengde på 15,7 km. Denne linjen ble bygget i 1968. FeAl 50 6/1 er den gamle koden for linjetyperen, og den nye koden er 80-AL1/13-ST1A. Denne har en strømføringssevne på 416 A. Transformatoren som er installert til pumpe-stasjonen er en 40 MVA treviklingstrafo RT1 med omsetning 22/66/132 kV.

Den øvre grensen på hva vi kan overføre til og fra kraftverket er da:

$$S_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{th} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 416 \text{ A} \cdot 66 \text{ kV} = 47,555 \text{ MVA} \approx \underline{47,6 \text{ MVA}} \quad (15)$$

Hvor,

S_{max} = Maksimal tilsynelatende effekt [MVA]

I_{th} = Dimensjonerende termisk strømføringssevne [A]

U_n = Merkespenning [kV]

I denne oppgaven har vi valgt å se bort fra begrensning i overføringskapasitet. Oppgradering av linjer og Lønset transformator vil medføre økte utbyggingskostnader, men dette er ikke tatt høyde for i kostnadsestimeringen.

4.9 Valg av turbin

Turbiner designes fra grunnen av. Det kreves mye ingeniørarbeid for å lage en turbin som er best mulig tilpasset hvert enkelt kraftverk. Det er derfor vanskelig å estimere kostnad og design med stor nøyaktighet. Dimensjonering, dykking og kostnadsestimering som følger her er utført ved hjelp av mailkorrespondanse med Øyvind Holm (Voith Hydro) og "Estimating Reversible Pump-Turbine Characteristics" [19].

Det som ligger til grunn for valg og dimensjonering av turbin er vannføringen til turbinen og netto fallhøyde for kraftverket. Turbinen er designet ut fra en vannføring i pumpedrift som er 20 % lavere enn maksimal vannføring [17]. Metoden for beregning beskrives i Vedlegg 1.

Tabell 5 – Dimensjonering av turbin

Turbindimensjoner			
Beskrivelse	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Vannstrømning [m^3/s]	41,0	57,9	19,3
Dimensjonerende Vannføring [m^3/s]	34,16	48,25	16,10
Pumpeeffekt [MW]	26,95	38,10	12,70
Turbineffekt [MW]	26,48	37,40	12,47
Rotasjonshastighet [RPM]	375	300	500
Polpar Generator	8	10	5
Turbindiameter [m]	2,37	2,94	1,74
Minimum dykkedybde [m]	28,5	26,3	24,6
Kostnad turbin [$MNOK$]	40	50	25

Tabell 5 viser turbinspesifikasjoner som er beregnet for de ulike vannføringsalternativene. I tabellen finner man også turbinkostnad og minimum dykkedybde.

4.10 Valg av generator og oppstartsmetode

Kapittel 3.4.1 og 3.2.4 beskriver alternativene for generatortyper og de ulike oppstartsmetoder. For Vassli pumpekraftverk vil valgt generatortype være synkrongenerator med konstant turtall og det antas en $\cos\phi = 0,85$. Oppstartsmetoden som er valgt er frekvensomformer kombinert med kompressor. For de tre ulike slukeevner vil samme alternativ bli brukt. Dette er anbefalt av Voith og samme alternativ er benyttet på Tevla pumpekraftverk.

5 Energitap

I et kraftverk vil det være flere faktorer som fører til en totalt sett lavere virkningsgrad. Dette er tap i forskjellige former, enten det er friksjon, varmetap eller lignende. Disse tapene fører til en lavere turbineffekt enn det vi ville hatt hvis vi så bort ifra tapene. Her vil avgrensninger utføres og de sentrale tapene beregnes. Starten av kapittelet vil inneholde utregninger av falltapet som deretter blir brukt sammen med turbinutregningene fra 4.9 til å regne ut effekten til pumpekraftverket.

5.1 Falltap i vannveien

Med tanke på falltap er det ideelt i en vannvei at formen på tverrsnittet i tunnelen er sirkulært, da denne formen gir størst areal og minst omkrets. Friksjonen oppstår i omkretsen der vannet berører rørveggene i tunnelen. På grunn av friksjonen som oppstår i forbindelse med vannføringen har vi viskøse falltap og singulære falltap.

Viskøse falltap oppstår når vannet strømmer gjennom rør, trykksjakt, tilløpstunnel, luker og ventiler. Grunnet viskositeten har vannet som renner i tunnelen ingen hastighet helt inntil veggene i tilløpstunnelen, mens midt i tunnelens tverrsnitt har vannet full hastighet. Singulære falltap oppstår ved turbulente strømninger som er forårsaket av elementer ved et gitt sted i vannveien. Dette kan være når vannet passerer varegrinden, et bend, en spjeldventil eller andre elementer vannet måtte strømme gjennom.

Disse falltapene bidrar til at fallhøyden reduseres gradvis fra det trykket som er tilstede når vannet står i ro i vannføringen til det har oppnådd normal hastighet ved drift. Med andre ord vil det si at når turbinene startes i en kraftstasjon, vil dette føre til at trykket i vannføringen reduseres en del til turbinene har nådd fullt pådrag.

Falltapet i en tilnærmet sirkulær vannvei kan regnes ut etter Mannings formel som vist under.

$$H_L = \frac{Q^2 \cdot l}{M^2 \cdot A^2 \cdot \left(\frac{r}{2}\right)^{4/3}} \quad (16)$$

Hvor,

H_L = falltap [m]

Q = strømningshastighet [m^3/s]

l = lengden av tunnelen [m]

A = tunnelens tverrsnitt [m^2]

r = hydraulisk radius av tunnelen, definert som forholdet mellom væskefylt tverrsnittet delt på den våte periferien [m]

M = ruhekkoeffisienten, også kalt Mannings tall [$\text{m}^{1/3}/\text{s}$]

Avstanden mellom Gjevillsvatnet og Ångardsvatnet hvor vannveien vil plasseres er tilnærmet lik 4,5 km. Dette er avstanden i luftlinje, så faktisk verdi vil avvike noe fra dette. På grunn av friksjonen som oppstår i vannveien må dette tas med i beregningene. Falltapet

kan regnes ut etter Mannings formel. Singulære falltap ses bort ifra. Antar at vannveien fullprofilborres slik at $M \approx 70$.

Fra Mannings formel får vi et falltap lik:

Alternativ 1 ($A = 20,5 \text{ m}^2$):

$$H_{L1} = \frac{Q^2 \cdot l}{M^2 \cdot A^2 \cdot \left(\frac{r}{2}\right)^{4/3}} = \frac{(41,0 \text{ m}^3/\text{s})^2 \cdot 4427 \text{ m}}{70^2 \cdot (20,5 \text{ m}^2)^2 \cdot \left(\frac{2,555 \text{ m}}{2}\right)^{4/3}} = 2,61 \text{ m} \quad (17)$$

Alternativ 2 og 3 ($A = 28,9 \text{ m}^2$ og $9,6 \text{ m}^2$) :

$$H_{L2} = \frac{Q^2 \cdot l}{M^2 \cdot A^2 \cdot \left(\frac{r}{2}\right)^{4/3}} = \frac{(57,9 \text{ m}^3/\text{s})^2 \cdot 4427 \text{ m}}{70^2 \cdot (28,9 \text{ m}^2)^2 \cdot \left(\frac{3,033 \text{ m}}{2}\right)^{4/3}} = 2,08 \text{ m} \quad (18)$$

$$H_{L3} = \frac{Q^2 \cdot l}{M^2 \cdot A^2 \cdot \left(\frac{r}{2}\right)^{4/3}} = \frac{(19,3 \text{ m}^3/\text{s})^2 \cdot 4427 \text{ m}}{70^2 \cdot (9,6 \text{ m}^2)^2 \cdot \left(\frac{1,75 \text{ m}}{2}\right)^{4/3}} = 4,36 \text{ m} \quad (19)$$

Som utregningen viser minker falltaper i vannveien når tunneltverrsnittet økes.

5.2 Turbin- og elektriske tap

Tapene i en transformator er svært små. Man kan anta en virkningsgrad på 99,5 % for transformatorer og en virkningsgrad for generator på 98 %. Virkningsgraden til en turbin ved nominell fallhøyde er antatt å være 92 % for pumpedrift og 89 % for turbindrift.

5.3 Totale tap

For videre beregninger vil virkningsgraden bli satt til en totalvirkningsgrad, basert på effekt og de ulike komponentene. Generelt har små anlegg lavere virkningsgrad enn større anlegg, så den virkelige totalvirkningsgraden vil avvike noe fra antatt verdi. Detaljerte beregninger av virkningsgrader finnes i Vedlegg 3.

Virkningsgraden for turbin- og pumpedrift kan beregnes ut fra formel 20 og 21. Resultatene for beregningene finnes i tabell 6. Den totale virkningsgraden for når vannet pumpes opp i Gjevillvatnet og for så å kjøres ned gjennom turbinen igjen kan finnes ved bruk av formel 22.

$$\eta_{\text{turbindrift1}} = \frac{(h - \Delta h_{\text{tap}}) \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h} \quad (20)$$

$$\eta_{\text{pumpedrift1}} = \frac{h \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h + \Delta h_{\text{tap}}} \quad (21)$$

$$\eta_{\text{total1}} = \eta_{\text{turbindrift1}} \cdot \eta_{\text{pumpedrift1}} \quad (22)$$

Tabell 6 – Virkningsgrader for anlegget

Totale tap			
Beskrivelse	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Vannstrømning	41,0 m ³ /s	57,9 m ³ /s	19,3 m ³ /s
$\eta_{turbindrifft}$	0,840	0,843	0,820
$\eta_{pumpedrifft}$	0,870	0,873	0,850
η_{total}	0,73	0,736	0,697

Den totale virkningsgraden er best for alternativ 2, og det virker fornuftig da dette alternativet har det laveste tapet i vannveien.

5.4 Installert effekt ved nytt reversibelt pumpekraftverk

Magasinkapasiteten for Gjevillvatnet er på 280 Mm³. Magasinkapasiteten vil være avgjørende på hvor mye elektrisk energi som kan produseres, basert på det vannvolumet som magasinet inneholder innenfor H.R.V og L.R.V.

For å få utnyttet mest mulig effekt av tilsiget fra Gjevillvatnet er det ønskelig med størst mulig, men samtidig kostnadsfornuftig tverrsnitt på vannveien. Det antas først at tverrsnittet på vannveien er tilnærmet lik som for Driva kraftverk (20,5 m²). Deretter tas det utgangspunkt i tommelfingerregelen fra NVEs pumpekraftrapport [7], som foreslår tømning av minste magasin innen 24 og 72 timer som gir et tverrsnitt på 28,9 m² og 9,6 m².

For å beregne effekten ved de ulike strømningshastighetene har man tatt høyde for fallhøyden, slukeevnen, falltap i vannvei og tapene i turbin og generator. På grunn av lavere strømningshastighet i pumpedrifft vil slukeevnen for de tre alternativene reduseres med 20 %. Effekten kan da beregnes fra formel 23 og 24. Tabell 7 viser effekten for de ulike alternativene inkludert totale tap. Mer detaljerte beregninger finnes i Vedlegg 4.

$$P_{turbindrifft} = Q \cdot \rho_{vann} \cdot g \cdot H_{netto} \cdot \eta_{turb} \quad (23)$$

$$P_{pumpedrifft} = \frac{Q \cdot \rho_{vann} \cdot g \cdot H_{netto}}{\eta_{pump}} \quad (24)$$

Tabell 7 – Installert effekt for Vassli pumpekraftverk

Effektdimensjoner			
Beskrivelse	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Vannstrømning	41,0 m ³ /s	57,9 m ³ /s	19,3 m ³ /s
$P_{turbindrifft}$	25,0 MW	35,4 MW	11,5 MW
$P_{pumpedrifft}$	28,5 MW	40,1 MW	13,75 MW

Grunnet totale tap er inkludert i beregningene er effekten i pumpedrift den effekten anlegget henter fra strømmettet når det pumpes vann. Effekten i turbindrift er den effekten anlegget leverer ut på nettet når det produseres. Som formel 23 og 24 viser er det virkningsgraden og vannføringen som gir den avviket mellom turbineffekt og pumpe-effekt. Virkningsgraden gjør at effekten der er mulig å hente i turbindrift blir redusert, samtidig som det kreves mer effekt ved pumping for å kompensere for virkningsgraden.

6 Utbyggingskostnader

Ved dimensjonering av et vannkraftverk er tilsiget vesentlig for effektdimensjoneringen. Dimensjonerende faktorer i et pumpekraftverk er magasineringsmuligheter, linjekapasitet og strømmarkedet. For å kunne si om etablering av et nytt reversibelt pumpekraftverk er økonomisk gunstig gjøres det først et kostnadsgrunnlag for den effekten som er mulig å oppnå. For Vassli pumpekraftverk beregnes utbyggingskostnadene basert på en installasjonseffekt på 28,5 MW, 40,1 MW og 13,7 MW.

Prisene som er oppgitt i tabellene i vedlegg er basert på NVEs rapporter “Kostnadsgrunnlag for vannkraft” utgitt i 2016 og “Pumpekraft i Noreg” som er utgitt i 2011. I tillegg anvendes tidligere oppgaver for prosjektering av pumpekraftverk. Kostnadsgrunnlaget gir muligheten til å beregne omkostninger for anleggsdeler på et tidlig stadium i planleggingen og er delt inn i tre deler: bygningsmessige-, elektrotekniske-, og maskintekniske arbeider.

Elektrotekniske arbeider har ifølge kostnadsgrunnlaget fra NVE gitt en usikkerhet på $\pm 10\%$ til 20% , maskintekniske arbeider oppgis en usikkerhet på $\pm 30\%$. Bygningsmessige arbeider har en vesentlig større usikkerhet og det oppgis en usikkerhet på $+20\%$ til $+100\%$ og -20% til -70% . Kostnadsgrunnlaget forutsetter at brukeren har gode fagkunnskaper, særlig innenfor bygningsmessige arbeider. Med tanke på at bachelorgruppen har lite til ingen bygningsmessige fagkunnskaper er det sannsynligvis i beregning av byggekostnadene at usikkerheten er størst. Kostnadsestimeringen for bygningsmessige arbeider er derfor et svært grovt prisanslag.

Det har også blitt lagt til en uspesifisert kostnad på 10% av sum bygg, maskin og elektro. Uspesifisert kostnad kan være kostnader vi ikke har kunnskap om, eller uforutsette tilleggskostnader som kan oppstå. I tillegg har vi lagt til en antagelse om at prosjektering og administrasjon vil gi et kostnadstillegg på 10% .

En liten oversikt over totalkostnadene finnes i tabell 8. Mer detaljerte kostnadsberegninger ligger i Vedlegg 2 og vil ikke bli gjennomgått i detalj her. Noen kommentarer til kostnadsberegningene finnes i kapittel 6.1 og 6.2.

Tabell 8 – Totale kostnader for Vassli pumpekraftverk

Teknisk	Pris - A1	Pris - A2	Pris - A3
Bygg	191 277 000 kr	322 335 000 kr	144 839 000 kr
Elektro og maskin	146 811 000 kr	189 701 500 kr	76 742 400 kr
Sum bygg, elektro og maskin	338 088 000 kr	512 036 500 kr	221 581 400 kr
Uforutsett (10 %)	33 808 800 kr	51 203 650 kr	22 158 140 kr
Adm. og prosjektering (10 %)	33 808 800 kr	51 203 650 kr	22 158 140 kr
Sum totalt	405 705 600 kr	614 443 800 kr	265 897 680 kr

Alternativ 1 er det prosjektet hvor byggkostnaden er minst i forhold til totalkostnaden av alle alternativene. Det har også lavest kostnad/MW installert effekt.

6.1 Byggekostnader

Det er i kostnadsberegningene estimert pris på tilløpstunnelen, og den er basert på råsprengt sjakt i fjell. Denne vil bli noe dyrere grunnet fullprofilboring er lagt til grunn for prosjekteringen. Dette er på grunn av at falltapskostnaden antas å være betydelig for installert effekt. For den lange tilløpstunnelen som blir mellom Gjevillvatnet og Ångardsvatnet antas det at fullprofilboring kan forsvares med tanke på lengde og falltapskostnader. I utbygging av vannkraftanlegg må vannet ofte tappes forbi inntaket i anleggsperioden. Siden Gjevillvatnet allerede er regulert og en del av tilsiget til Driva kraftverk, vil man unngå vanntap som følge av forbitapping i dette prosjektet.

6.2 Elektro- og maskintekniske kostnader

Elektro- og maskintekniske kostnader er estimater vi har hentet fra grafer i NVEs rapporter “Kostnadsgrunnlag for vannkraft” og ved å se på eksempler i rapporten “Pumpekraft i Noreg”. Kostnadene er som sagt estimater da flere av komponentene vanligvis skreddersys til anlegget og er derfor vanskelig beregne nøyaktig på dette tidspunktet. I beregningene er antagelser gjort der det er nødvendig [7] [18].

7 Kraftmarkedet

Hovedformålet med oppgaven er å finne ut om det er økonomisk lønnsomt å bygge et pumpekraftverk mellom Gjevillvatnet og Ångardsvatnet. For å finne ut av dette er det viktig med en forståelse av hvordan inntjeningen fungerer. Dette kapitlet vil inneholde en beskrivelse av kraftmarkedets virkemåte, de sterkeste prispåvirkningene og hva dette betyr for inntjeningen til Vassli pumpekraftverk. Slutten av kapitlet vil gi innsikt i fremtidens trender, og gi et grunnlag for inntektssimuleringen senere i rapporten.

7.1 Kraftmarkedets virkemåte

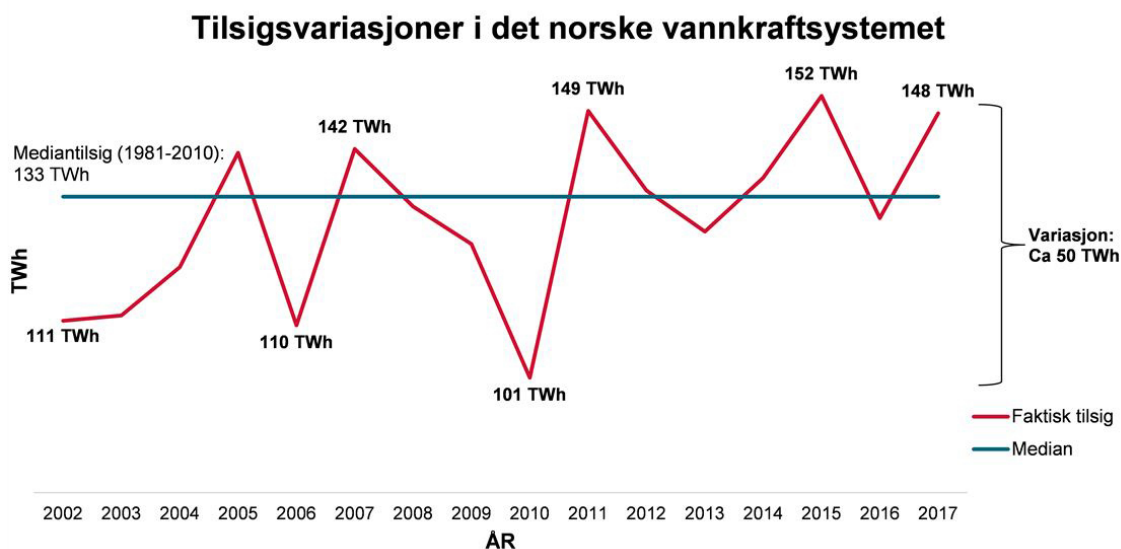
Den nordiske kraftbørsen Nordpool er styreorganet for kraftpris i Norden. Nordpool er en handelsplass for kraft hvor målet er å oppnå likevekt, og få fastsatt en pris til enhver tid på døgnet. Dette fungerer ved hjelp av to markeder. “Day-ahead market” [20] mottar tilbud fra kjøpere og selgere av kraft dagen før, og lager deretter en tilbudskurve for hver time dagen derpå. Denne tilbudskurven blir brukt til å danne spotprisene. For å gjøre opp for uregulerte avvik på kort sikt finnes “Intraday market” [21] som gir muligheten for produsenter å justere tilbudene sine på samme dag. Hvis balansen av etterspørsel og tilbud blir annerledes enn tilbudskurven til spotprisene vil prisen altså endres. Dette kan man dra nytte av med et pumpekraftverk som relativt raskt kan forbruke eller levere kraft. I denne oppgaven har vi valgt å kun bruke spotpriser for inntektsberegninger.

7.2 Viktige faktorer for den historiske norske spotprisen

Spotprisene er grunnlaget for inntjeningen til et pumpekraftverk. For å gi et innblikk i hva som bestemmer den norske prisdannelsen er noen faktorer valgt ut, som både har direkte og indirekte påvirkning. Faktorene er valgt ut fra to kriterier. Stor påvirkning på kortsiktig prisvolatilitet, og potensialet for endring.

1. Vannkraft/tilsig

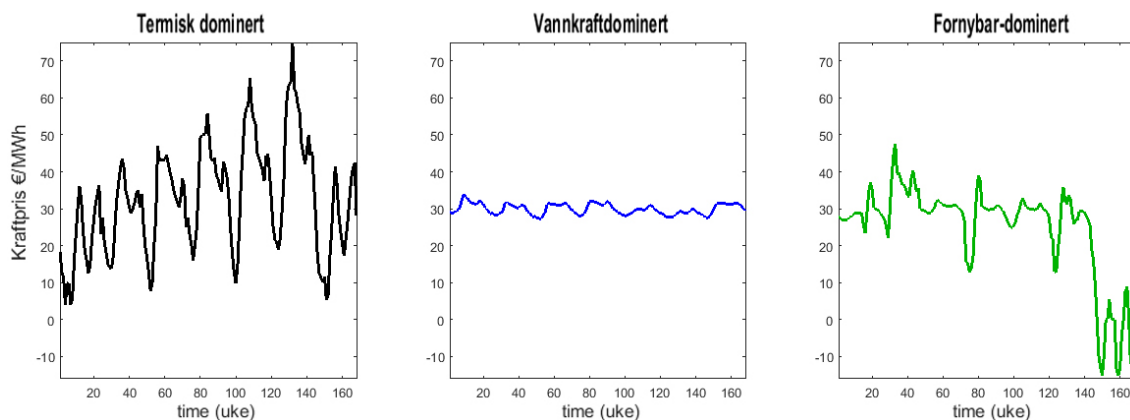
Norges landskap og klima (med høye daler, og mye regn) har vist seg å være gunstig for kraftproduksjon ved hjelp av vannkraft. Vannkraft har lenge vært lønnsomt, dette har gjort at 94 % [22] av Norges kraftproduksjon kommer fra vannkraft. Siden dette er relativt unikt for Norge er det lett å se at det er en sterk korrelasjon mellom fyllingsgraden og prisen. Figur 14 viser at variasjonen av tilgjengelig vann gitt av tilsig kan variere med hele 50 TWh fra år til år. Dette fører til store variasjoner i prisen fra år til år. En gjennomsnittlig kunde på Østlandet i 2012, med spotpriskontrakt betalte 7587 kr for sitt årlige strømforbruk. I 2010, som var et tørrår, lå tilsvarende pris på 13809 kr [23].



Figur 14 – Tilsigsvariasjoner i det norske vannkraftsystemet. Hentet fra NVE sine nettsider [24]

2. Ufleksibel/fleksibel produksjon

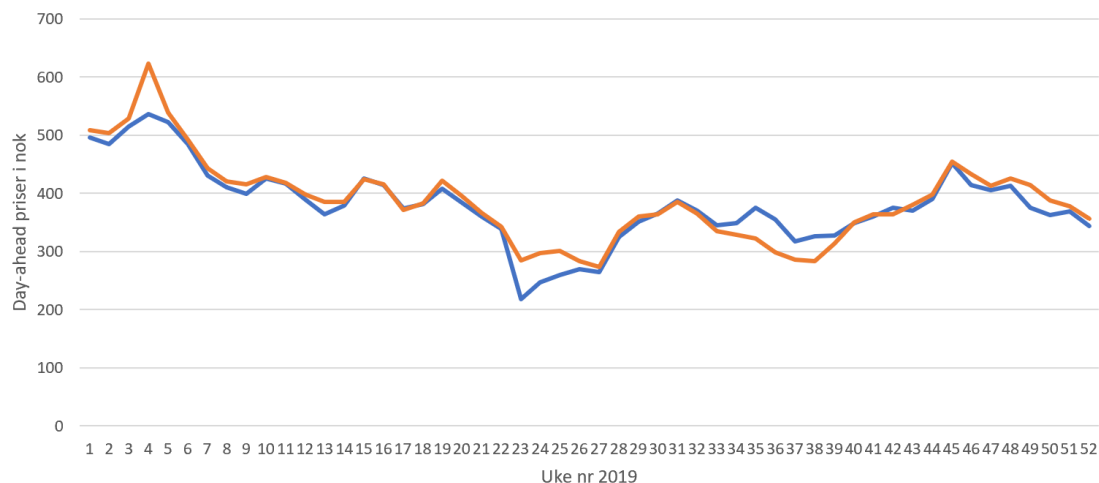
Kombinasjon av vannkraftsmuligheter til å justere mengden kraft som produseres, og lagringsegenskapene har ført til at Norge har hatt en lav døgnvolatilitet sammenlignet med andre land i Europa. Vindkraft og solkraft er typiske ufleksible kraftkilder der kraftproduksjonen er styrt av naturkrefter på hvert gitt tidspunkt. Termiske kraftverk som bruker termisk energi for produksjon pleier ofte å være veldig stabile i sin produksjon, men lite fleksible for umiddelbar endring. Det gjør at balansen er mye styrt av tilbudet. Figur 15 viser hvor stor denne effekten faktisk kan være hvis man har et kraftsystem som er dominert av en type kilde.



Figur 15 – Priskurver for kraftsystemer dominert av ulike kilder [25]

3. Flaskehals

En flaskehals oppstår når behovet for kraftoverføring er høyere enn overføringsgrensen. Mangel på kraft på en side av flaskehalsen, og overskudd på den andre vil føre til en prisdifferanse. I Norge så langt er det kun vanlig med kortvarige flaskehals, som danner kortvarige prisdifferanser mellom ulike soner. Figuren under viser kortvarige prisforskjeller mellom Oslo (blå) og Trondheim (oransje).



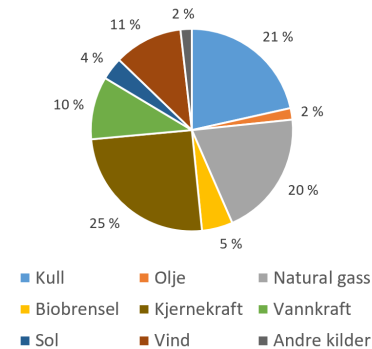
Figur 16 – Prisdifferanse mellom Trondheim og Oslo. Prisdata hentet fra Nordpool.

Mellom andre land og Norge er det derimot større flaskehals og heller ikke alltid direkte koblinger. Dette gjør at det ofte er permanente prisdifferanser.

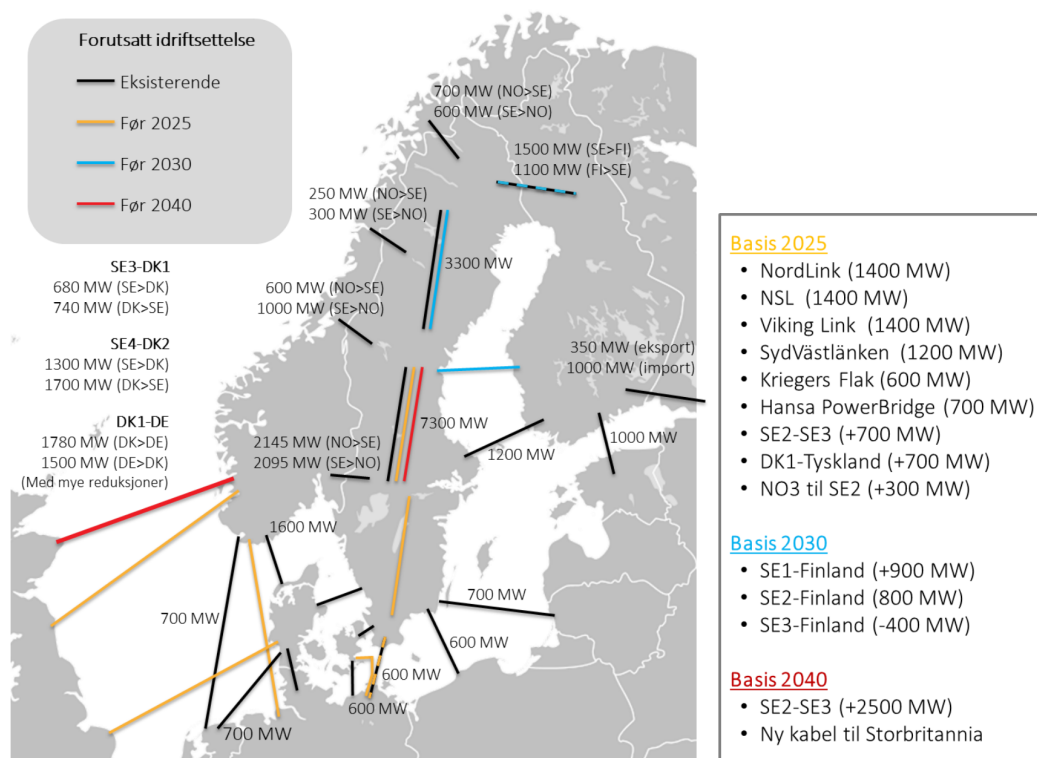
4. CO₂ priser og utenlandskabler

På grunn av utenlandskablene vil det nordiske kraftmarkedet bli påvirket av andre europeiske kraftmarkeder, for eksempel det tyske. Dette gjør at prisdrivere i andre europeiske land også har effekt på norske priser. Europeisk kraftproduksjon har en stor andel ikke-fornybare kilder (gass, olje, kull) som kan ses på figur 17. Priser på CO₂ kvoter, og prisene på olje og gass vil dermed påvirke prisene betydelig. Utenlandsforbindelser er kraftkabler mellom land som er laget for å utnytte og jevne ut prisdifferanser. På figur 18 er fremtidige og nåværende utenlandsforbindelser i Norden markert.

Kraftproduksjon EU per kilde 2017



Figur 17 – Kraftproduksjonen til 28 medlemsland i EU. Data hentet fra International Energy Agency [26]



Figur 18 – Oversikt over utenlandskabler
[27]

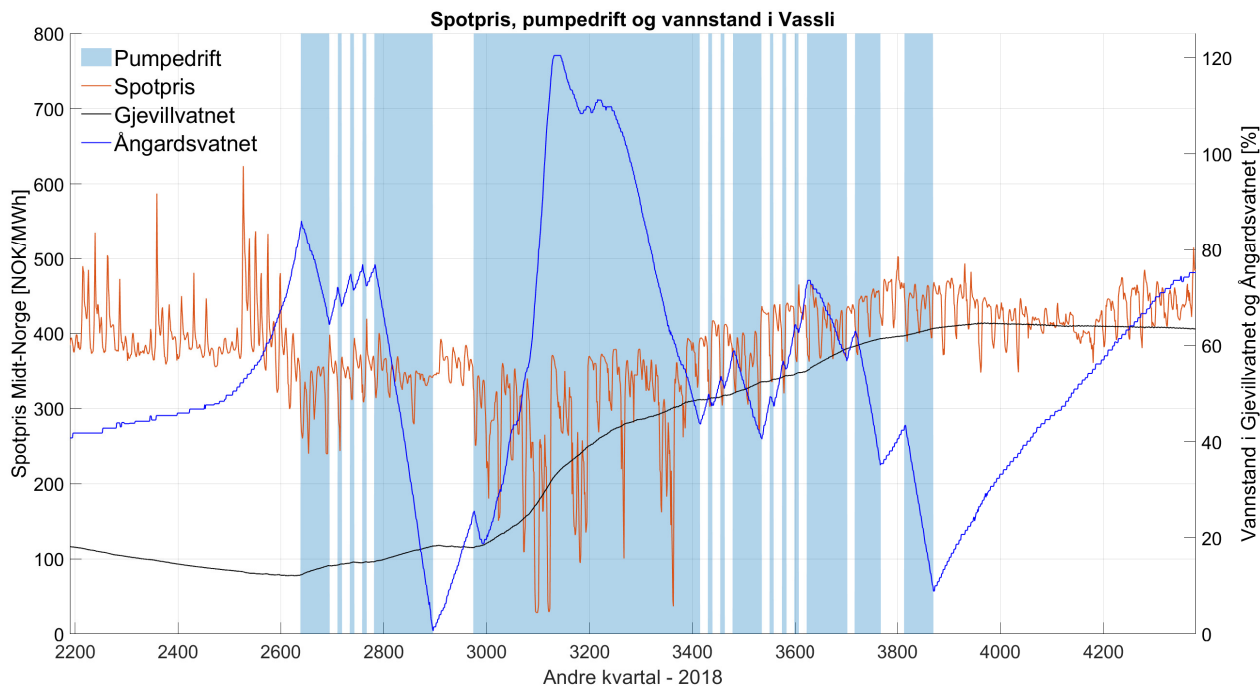
7.3 Døgnvolatilitet

De fleste reversible pumpekraftverkene i Norge brukes i dag til sesonglagring [28]. Sesonglagring er et virkemiddel for å sikre at det alltid er vann i magasinene som kan brukes i sesonger hvor det er naturlig mindre nedbør. Høy prisvariasjon fra produksjon til forbruk og høy brukstid kan øke inntekten for et pumpekraftverk.

For at et pumpekraftverk med denne lagringskapasiteten skal være lønnsomt må prisen døgnvolatilitet være høy. Grafen i figur 19 viser hvordan pumping påvirker vannstand i andre kvartal 2018. Dette var en periode med varierende tilsig. Grafen viser vannstanden i Gjevillvatnet og Ångardsvatnet, spotpriser og når pumpen var aktiv. Ved å studere grafen nøye kan man få med seg flere sammenhenger. Fra time 2800 til 2900 ser man at pumpen klarer å fjerne 70 % av fyllingsgraden i Ångardsvatnet. De ulike kraftverksalternativene vi har dimensjonert har større pumpekapasitet enn eksisterende pumpe i Vassli. Dette gjør at samme mengde vann kan pumpes på kortere tid.

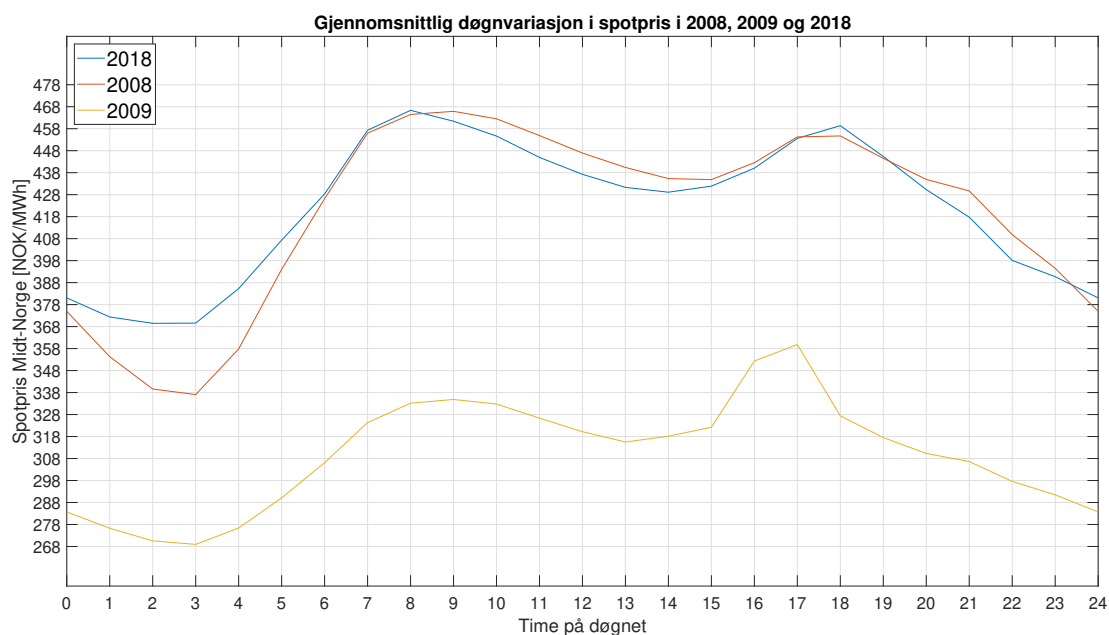
Fra time 3000-3400 ser man at vannstanden i Ångardsvatnet (blå linje) stiger selv om pumpen er aktiv. Tilsiget er altså større enn hva pumpen klarer å ta unna. Vannstanden fortsetter å stige til over 100% av magasin kapasiteten, som medfører at vann går tapt. Ideelt sett burde det pumpes på prisbunner. Dette er derimot vanskeligere å få til hvis man er nødt til å bruke pumpen kontinuerlig for å pumpe opp alt tilsiget. En større pumpe gir et potensial for å pumpe mer når prisen er lav. Man vil også kunne unngå at

vannstanden i Ångardsvatnet går over H.R.V, noe som kan føre til overspill og vanntap. Gjevillvatnet har mye større magasinkapasitet enn Ångardsvatnet og vannstanden holder seg derfor mye mer stabil.



Figur 19 – Spotpris, pumpedrift og vannstander i Vassli. X-aksen er gitt i timenummer i året

Grafen i figur 20 er laget ved å beregne gjennomsnittlig døgnvariasjon for spotprisen i Midt-Norge gjennom utvalgte år. De store variasjonene i pris fra år til år i Norge gjør det vanskelig å anta hva neste års prisvariasjon vil bli. Selv om Norges produksjon av vindkraft var ca. fem ganger høyere i 2018 enn i 2008 og 2009, ser det ikke ut til å ha hatt en betydelig innvirkning på døgnvariasjonen. Som man kan se er det stor forskjell i prisen fra 2008 til 2009. Dette kan skyldes at 2008 var år med mer nedbør enn 2009, og hadde sannsynligvis også overskudd av vann fra 2007, ser figur 14. I tillegg kan finanskrisen i 2008 ha ført til lavere kraftetterspørsel og lavere priser.



Figur 20 – Døgnavariasjon på et gjennomsnittsdøgn i 2008, 2009 og 2018

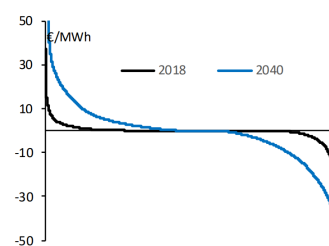
7.4 Fremtidig spotpriser

For å beregne den potensielle lønnsomheten er det viktig at man har et estimat for fremtidens spotpriser. Det tar tid fra planlegging til ferdigstilling og det er planlagt lang levetid. De fleste eksisterende kraftverk i Norge i dag er bygd på 60-tallet, så vi regner med et tidsperspektiv på minst 60 år [29]. Mye endringer skjer over så lange tidsperioder, og prisene på kraft har en tendens til å endre seg betydelig over tid.

Hvis det skal fremstilles et fullverdig estimat av fremtidens spotpriser brukes ofte kompliserte programmer som for eksempel samkjøringsmodellen til SINTEF [30]. Dette ser ikke vi på som en fornuftig bruk av tiden for å løse oppgaven vår og heller ikke nødvendig. Fremtiden er for uforutsigbar og for akkurat denne oppgaven mener vi det er mer nyttig med et pek i riktig retning. Det ligger allerede ute artikler med analyser av fremtidens spotpriser. Et eksempel på dette er Statnett sin Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2018–2040.

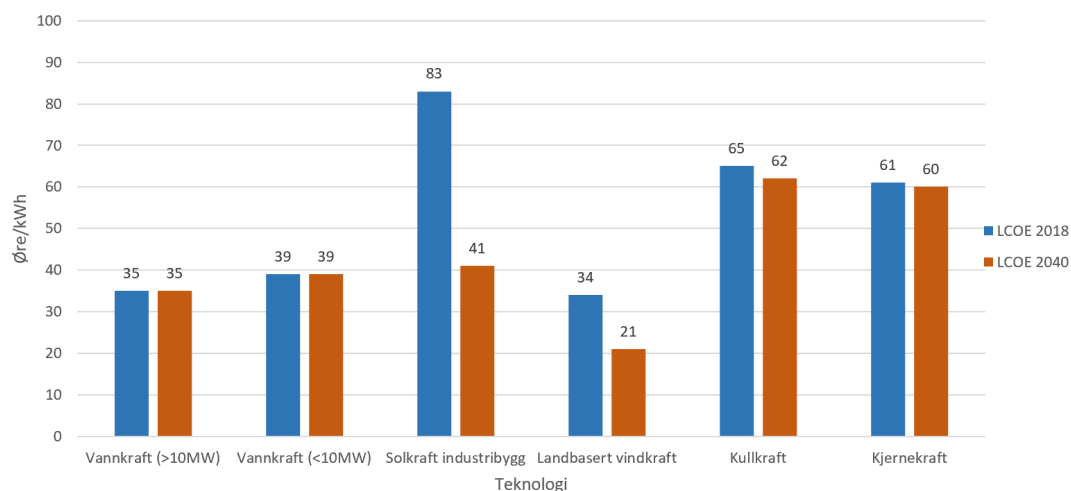
Fremtidens spotpriser er som nevnt tidligere en komplisert sammenslåing av mange faktorer. Det er allikevel mulig å komme med antagelser om hva som mest sannsynlig kommer til å skje. For å skape et frempek på hvordan spotprisene vil utvikle seg tar vi utgangspunkt i hva som har påvirket de historiske prisene. Det vanskeligste og kanskje det viktigste er at de forskjellige faktorene blir vektlagt riktig. Dette kan for eksempel være hvor mye et vindkraftverk vil øke den lokale prisvolatiliteten.

Vannkraften vil fortsette å være den største innflytelsen på norske priser en god stund frem i tid, men ifølge Statnett vil den bli mindre dominerende frem mot 2040. Figur 21 viser forskjellen på kraftprisen og vannverdien. Hvis kurven ligger på null blir den norske prisen styrt av vannkraft med magasinkapasitet. Statnett mener altså at ved 2040 vil det bli mindre styrt av vannkraft enn i 2018, og at andre kilder vil få større innflytelse, som for eksempel vindkraft.



Figur 21 – Varighetskurve for hvor store deler av året vannverdien har avvik fra kraftverdien [31]

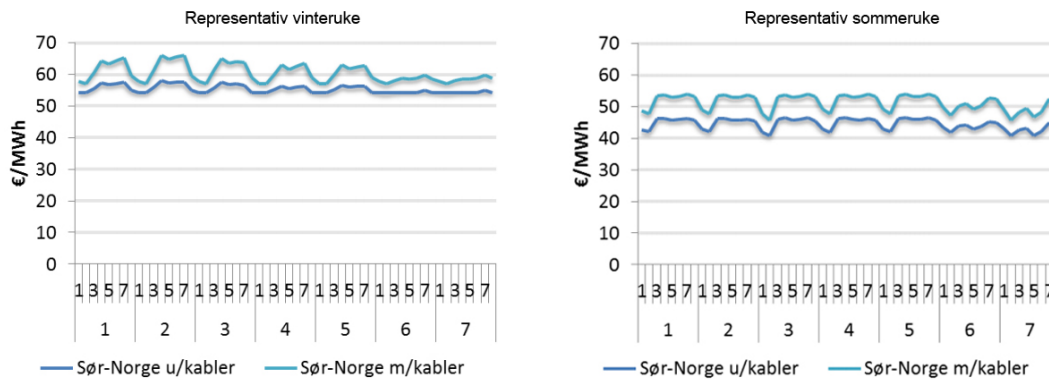
Figur 22 viser faktiske energikostnader over levetiden til en type kraftproduksjon, kalt LCOE. Dataene er hentet fra NVE sine nettsider, og baserer seg på det norske markedet. I år 2018 var landbasert vindkraft allerede den billigste kraften som kunne produseres i Norge, og det antas at denne trenden bare vil øke fremover til 2040. Søylediagrammet viser også at prisen på solkraft på industribygg vil synke ganske drastisk. Selv om det ikke blir det billigste kan det hende at den samfunnsøkonomiske nytten av lokal kraftproduksjon gjør at det fortsatt blir utbygd.



Figur 22 – Sammenligning av energikostnader [27]

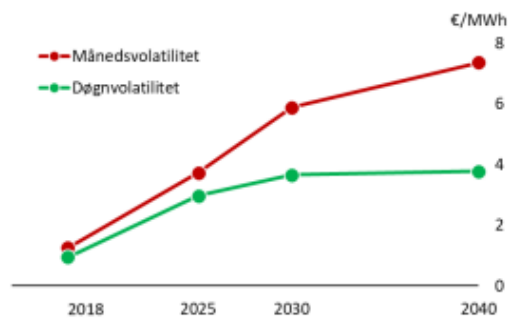
EU-land har som vist i figur 17 ikke like vannkraftdominert kraftproduksjon som Norge. Dette gjør at utenlandskabler er viktig å nevne, da disse også har en relativt stor overføringskapasitet i forhold til norsk produksjon. For eksempel har NordLink en overføringskapasitet på 1400 MW, noe som vil gjøre at det norske og tyske kraftnettet blir spleiset sammen (se også figur 18). Til sammenligning er totalt installert effekt av vannkraft i Norge på 32671 MW [24].

I Statnett sin rapport om virkningen av sjøkabler til Tyskland og Storbritannia blir også dette bemerket [32]. Figur 23 viser hvor mye de mener Sør-Norske priser blir påvirket av kablene alene. Siden prisene i Sør og Midt-Norge er relativt like som vist på figur 16 vil dette også påvirke Midt-Norge.



Figur 23 – Hvordan Statnett så for seg at kabler til Tyskland og Storbritannia ville påvirke prisene i Sør-Norge [33]

Hvis man bare ser på de utvalgte faktorene i kapittel 7.2 er trenden tydelig mot en økt døgnvolatilitet. Dette er også konklusjonen til Statnett som figur 24 indikerer. Spørsmålet nå er hvor mye prisvariasjonen må være for at et av de potensielle alternativene for Vassli pumpekraftverk skal være lønnsomt.



Figur 24 – Statnett sin analyse om fremtidens volatilitet [31]

8 Inntjening

For å finne mulig inntjening for de ulike alternativene har vi utført flere simuleringer. Disse har blitt utført i Matlab og SHOP. Kun resultatene fra Matlab vil bli brukt videre i økonomikapittelet til å beregne nåverdi. SHOP-resultatene vil bli brukt til sammenligning.

Det er mange variabler å ta høyde for ved simulering av inntjening i et reversibelt pumpe-kraftverk dersom man ønsker å oppnå presise resultater. Blant annet må man vite hvordan effekt, vannføring, fallhøyde og turbineffektivitetskurver vil variere i forhold til hverandre. I tillegg til at man til enhver tid må ha kontroll på hvor mye vann som er tilgjengelig i øvre og nedre magasin, må man også vite hvor mye tilsig det er forventet i hvert av de. Slik unngår man flomtap, og sikrer at riktig mengde vann pumpes for kraftproduksjon til Driva kraftverk. Hvordan simuleringene fungerer og hvilken variabler som blir tatt hensyn til vil bli beskrevet ved hver enkelt simulering.

Simuleringene som blir gjort i Matlab vil se på hvilke timer det vil være mest gunstig å produsere kraft, og hvilke det er mest gunstig å kjøpe kraft. Det vil bli benyttet historiske norske priser for å se hvilket inntektpotensial det har vært de siste 10 årene. Deretter vil de samme simuleringene bli gjort med tyske kraftpriser, da det antas at det framtidige norske kraftmarkedet vil bli mer likt det tyske. På grunn av at kraftverket er relativt grovt dimensjonert antas det at det er tilstrekkelig med forenklete inntjeningsberegninger.

8.1 Erstatte pumpe

Det årlige tilsiget til Ångardsvatnet må pumpes til Driva kraftverk. Per dags dato har Vassli pumpestasjon omtrent 2500 årlige driftstimer. Effekten er på 10 MW og vannføringen Q_p på ca. $10 \text{ m}^3/\text{s}$. Med større effekt og vannføring vil den samme mengden vann bli pumpet på kortere tid. Mengden vann som pumpes kan regnes ut fra følgende formel:

$$V = Q_p \cdot t \quad (25)$$

Innsatt med verdier

$$V = 10 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 2500 \text{ t} \cdot 3600 \text{ s/t} = 90 \text{ Mm}^3 \quad (26)$$

Antall timer med pumping til Driva finnes da ved

$$t = \frac{90 \text{ Mm}^3}{Q_p \cdot 3600 \text{ s/t}} \quad (27)$$

De timene som da er igjen kan brukes til å utnytte prisvariasjoner i kraftmarkedet. Det vil være en forskjell i hastigheten mellom pumpe og turbin som gjør at det kreves flere pumpetimer enn turbintimer for å opprettholde vannbalansen. Forskjell mellom pumpe og turbinhastighet:

$$\frac{Q_t}{Q_p} = 1,20 \quad (28)$$

Det vil si at for hver 5. time med turbindrift må det være 6 timer med pumpedrift for at det skal brukes like mye vann i pumpe og turbindrift.

Dette gir oss forholdet

$$\frac{t_p}{t_t} = 1,20 \quad (29)$$

Tabellen under viser antall timer per år som er tilgjengelig for å utnytte prisvariasjoner, og hvor mange timer kraftverket må bruke på å pumpe tilsiget til Driva.

Tabell 9 – Årlig timeantall pumpe- og turbindrift

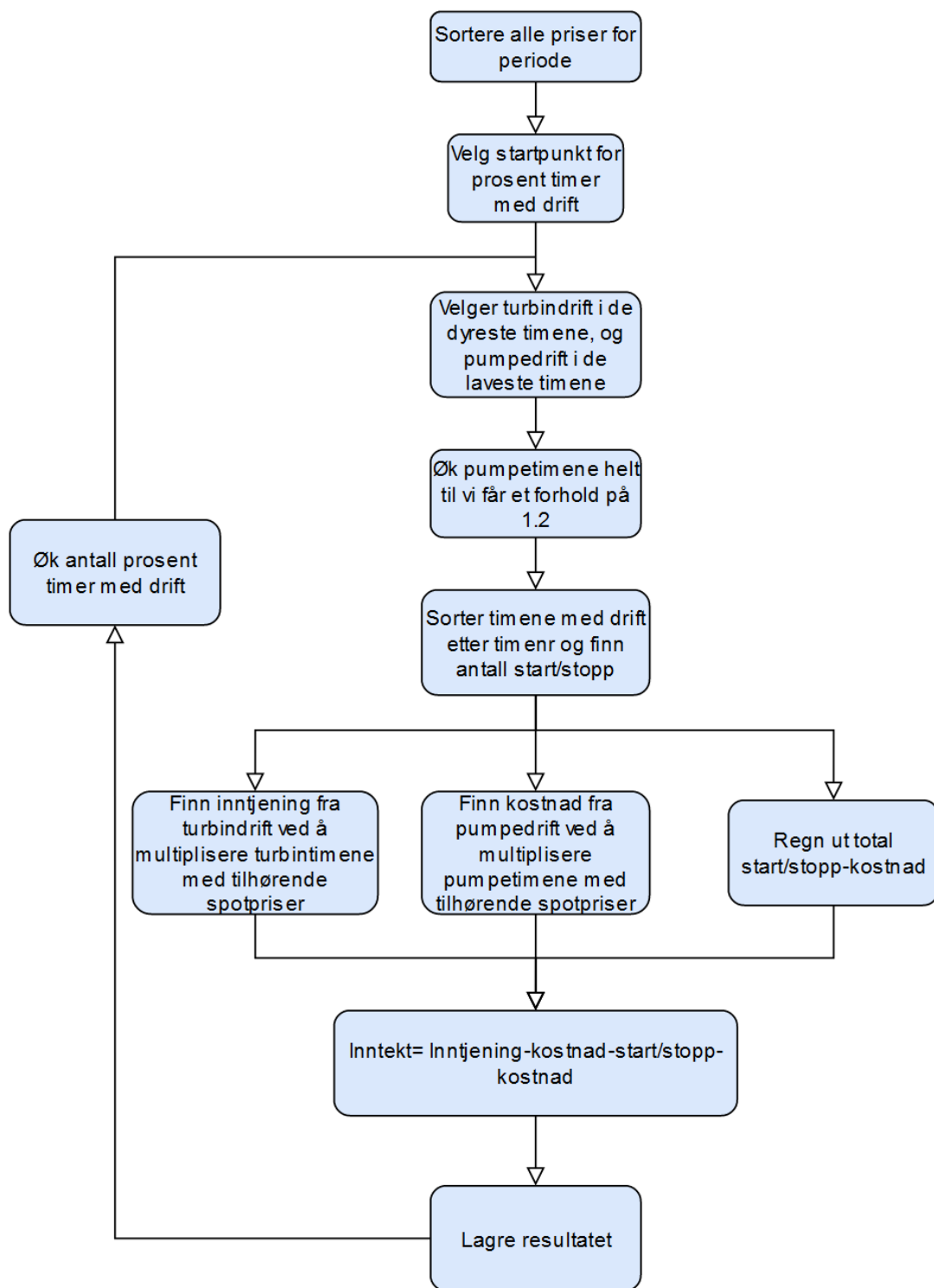
Beskrivelse	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Vannføring pumpedrift	34,16 m ³ /s	48,25 m ³ /s	16,10 m ³ /s
Timer med pumping til Driva	732 t	518 t	1553 t
Timer tilgjengelig	8028 t	8242 t	7207 t
Pumpetimer	4379 t	4496 t	3931 t
Turbintimer	3649 t	3746 t	3276 t

Økt vannføring medfører at det er flere timer tilgjengelig for å utnytte prisvariasjoner fordi man får pumpet tilsiget over til Driva på kortere tid.

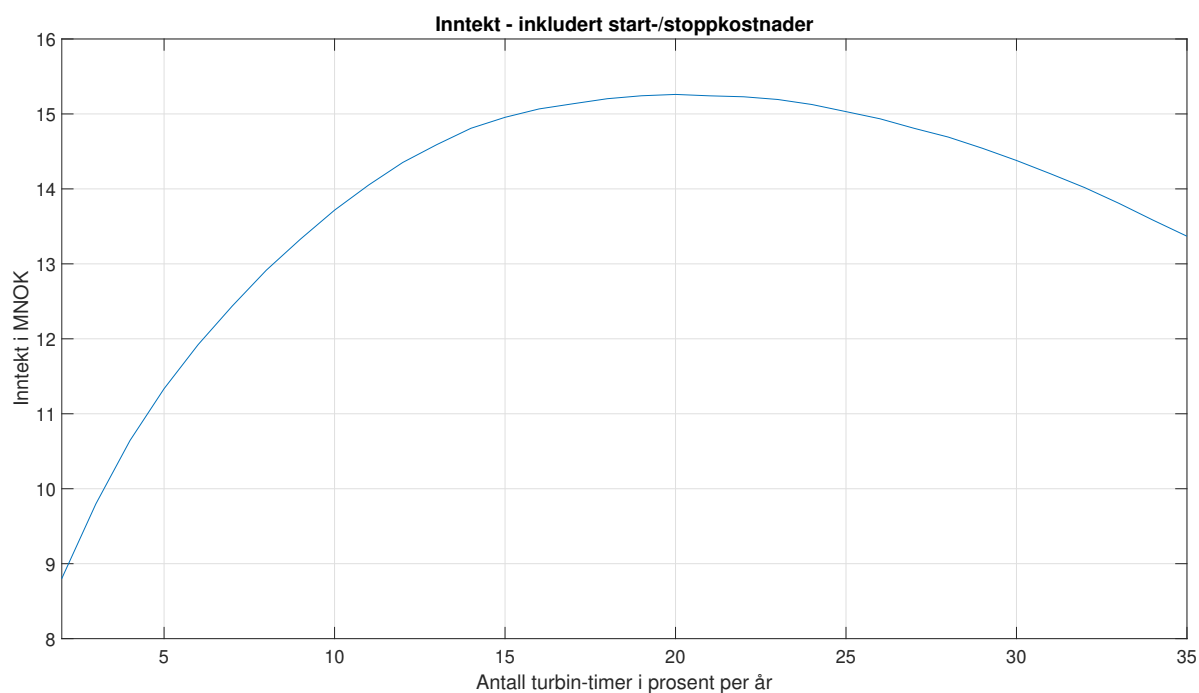
8.2 Inntjeningsberegning 1

Den første metoden for å beregne potensiell inntekt går ut på å sortere alle timesprisene i løpet av året fra høyest til lavest. Deretter vil det anbefales pumping i de billigste timene og turbindrift i de dyreste. Inntjeningen i turbintimene regnes ut med tilhørende spotpriser, og kostnadene for pumpetimer med sine priser trekkes fra. Simuleringen finner deretter antall timer med pumping og turbindrift som gir størst avkastning. Simuleringen kjøres med norske priser i perioden 2008-2018 og tyske priser i perioden 2011-2018. Start-/stoppkostnader trekkes fra den totale inntjeningen.

Når vi starter simuleringen vil den begynne å se på inntjening ved drift i de to billigste og de to dyreste prosentene av året. For å beholde forholdet mellom pumpedrift og turbindrift på 1,2 blir antall pumpetimer økt frem til det stemmer. For eksempel vil det ved 2 % drift være 175 timer med pumpedrift og 175 timer med turbindrift i løpet av året. Deretter legges det til timer i pumpedrift, helt til det er 210 pumpetimer. Ved å se på timenummeret til driftstimerne er det mulig å finne ut hvilke av timene som er sammenhengende. På den måten kan vi finne antall start og stopp, og beregne start-/stoppkostnad. I kapittel 9.2 blir dette forklart nærmere. I alle simuleringene hvor det er inkludert blir det brukt en start-/stoppkostnad på 1000 NOK. Etter at inntekten er beregnet for 2 % drift, kan vi gjenta prosedyren for 3 % drift, 4 % drift, og helt opp til inntekten begynner å synke. Som regel er det ikke hensiktsmessig å se på drift over 35-40 %, da dette vil si drift i 70-80 % av hele året. I figur 26 ser vi at vi får høyest inntekt ved 20 % turbindrift. Dette betyr at 20 % av året (1752 timer) blir brukt til å produsere kraft, mens 24 % av året (2102 timer) blir brukt til pumpedrift.



Figur 25 – Flytskjema for inntektsimulering 1



Figur 26 – Inntekt i 2010

En svakhet med denne metoden er at den ikke tar høyde for magasinkapasitet. Simuleringen sørger for at den totale vannmengden som brukes i turbindrift er lik vannmengden pumpes opp igjen, men den tar ikke høyde for hvor mye vann det er i magasinet før den starter pumpe eller turbindrift. Man kan for eksempel ha lange perioder med høye kraftpriser som vil føre til at modellen foreslår turbindrift selv om nedre magasin blir overfylt. Med andre ord tar den utgangspunkt i at øvre og nedre magasin aldri kan gå tomt eller bli overfylt.

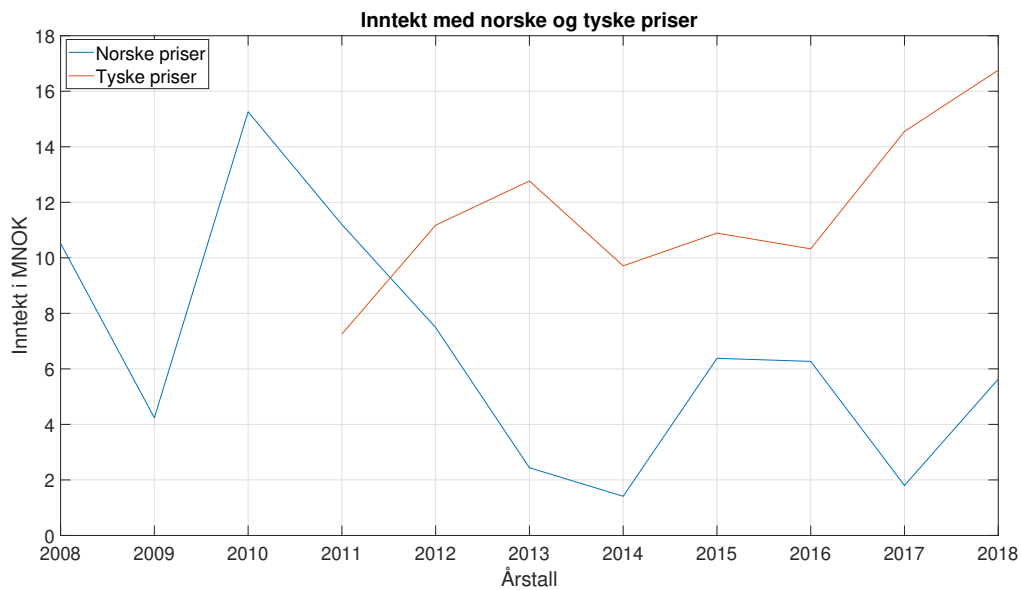
8.2.1 Resultat

Tabell 10 – Resultater fra simulering 1

Norske Priser [MNOK]:				Tyske Priser [MEUR]:			
	Alt 1	Alt 2	Alt 3		Alt 1	Alt 2	Alt 3
2008	10.52	15.27	4.16	2008	-	-	-
2009	4.24	6.16	1.7	2009	-	-	-
2010	15.26	21.9	6.47	2010	-	-	-
2011	11.2	16.15	8.41	2011	0.93	1.37	0.35
2012	7.49	10.78	3.14	2012	1.49	2.17	0.6
2013	2.44	3.66	0.8	2013	1.68	2.42	0.7
2014	1.41	2.17	0.42	2014	1.17	1.7	0.47
2015	6.38	9.2	2.67	2015	1.21	1.75	0.48
2016	6.27	9.16	2.4	2016	1.11	1.61	0.45
2017	1.8	2.71	0.58	2017	1.54	2.22	0.65
2018	5.63	8.26	2.11	2018	1.71	2.47	0.71
Snitt:	6.60	9.58	2.99	Snitt:	1.36	1.96	0.55

Tabell 10 viser resultatet fra simulering 1 med norske og tyske priser. Som man kan se er det stor variasjon i inntekten fra år til år, spesielt når man ser på simuleringen med norske priser. Her var inntekten størst i 2010, mens i 2014 var inntekten betydelig lavere. Inntekten øker med økt installert effekt, og alternativ 2 gir størst årlig inntjening.

Simuleringen utført med tyske kraftpriser har mindre variasjon i inntjening mellom årene. Prisene er oppgitt i millioner euro, og viser at det tyske markedet gir større inntjening enn det norske. Resultatene vil bli brukt videre i nåverdiberegninger for de ulike kraftverksalternativene.

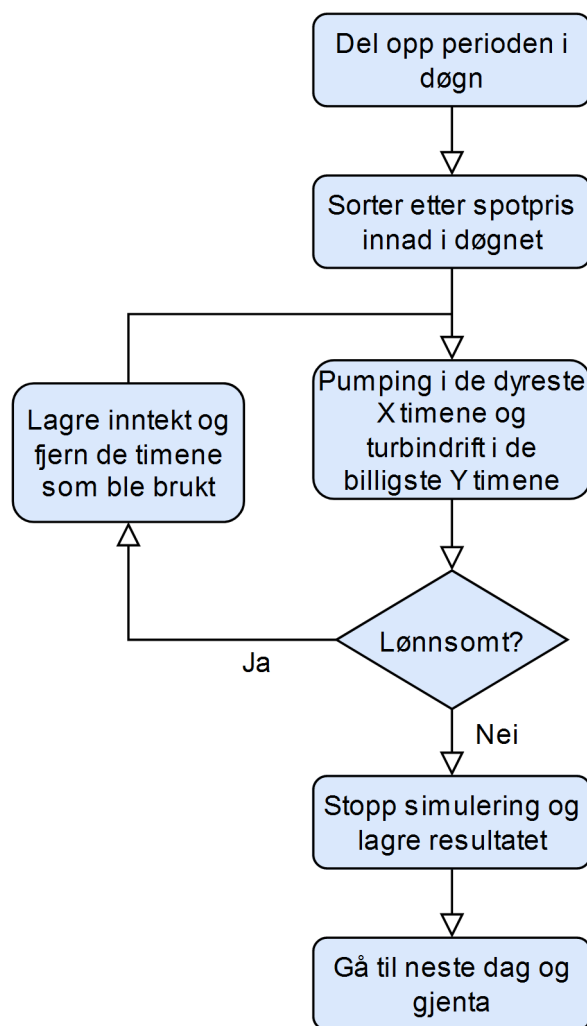


Figur 27 – Resultater fra simulering 1 (alternativ 1) - Tyske priser er omgjort fra EUR til NOK med omtrentlig kurs fra det gjeldende året

I figur 27 er de tyske resultatene omgjort fra EUR til NOK for å kunne sammenligne resultatene fra simulering 1. Grafen viser kun resultatet fra alternativ 1. Inntjeningen med spotpriser fra det tyske markedet ligger jevnt over høyere enn for det norske. Det er vanskelig å se en klar sammenheng mellom veksten i bruk av uregulerbare energikilder og kraftpriser ut fra vår simulering.

8.3 Inntjeningsberegning 2 - Døgnvariasjon

En annen metode som er brukt for å se på inntjeningen går ut på sortere timene innad i døgnet fra høyest til lavest, for så å kjøre pumping i de billigste timene og turbindrift i de dyreste timene, så lenge prisforskjellen er stor nok til at dette er lønnsomt. Dette sikrer at man har kontroll på at det pumpes samme mengde vann som det forbrukes i løpet av et døgn, og på den måten har relativt god kontroll på at man holder seg innenfor øvre og nedre reguleringsnivå. Dette vil føre til et kjøremønster hvor det stort sett er turbindrift på dagtid og pumpedrift på natten, som er vanlig for pumpekraftverk. Dette gjør at simuleringen vil gi et mer realistisk bilde på hvor mye det er mulig å tjene for de ulike kraftverksalternativene.



Figur 28 – Flytskjema for døgnsimulering

Vi velger ut en periode, i vårt tilfelle et år av gangen. Perioden blir delt inn i døgn, som blir sortert etter spotprisene for det gjeldende døgnet. På samme måte som i inntjeningsberegning 1 må vi ha et forhold mellom pumpe timer og turbintimer på 1,2. Skal man bruke hele timer for å få dette forholdet må vi pumpe i 6 timer og produsere i 5 timer, som gir veldig lav oppløsning og lite slingringsmonn innad i et døgn. Derfor velger vi heller å dele det ned til 15 min av gangen med drift. Da får vi 1,5 timer med pumpedrift og 1,25 timer med turbindrift. Det blir da foreslått pumping i de billigste 1,5 timene av døgnet, og turbindrift i de dyreste 1,25 timene. Hvis vi sitter igjen med overskudd av disse driftstimerne blir de brukte timene fjernet, og vi foreslår pumping i de neste 1,5 billigste timene og produksjon i de neste 1,25 dyreste. Dette fortsetter til vi ikke lenger får overskudd, og vi går videre til neste dag.

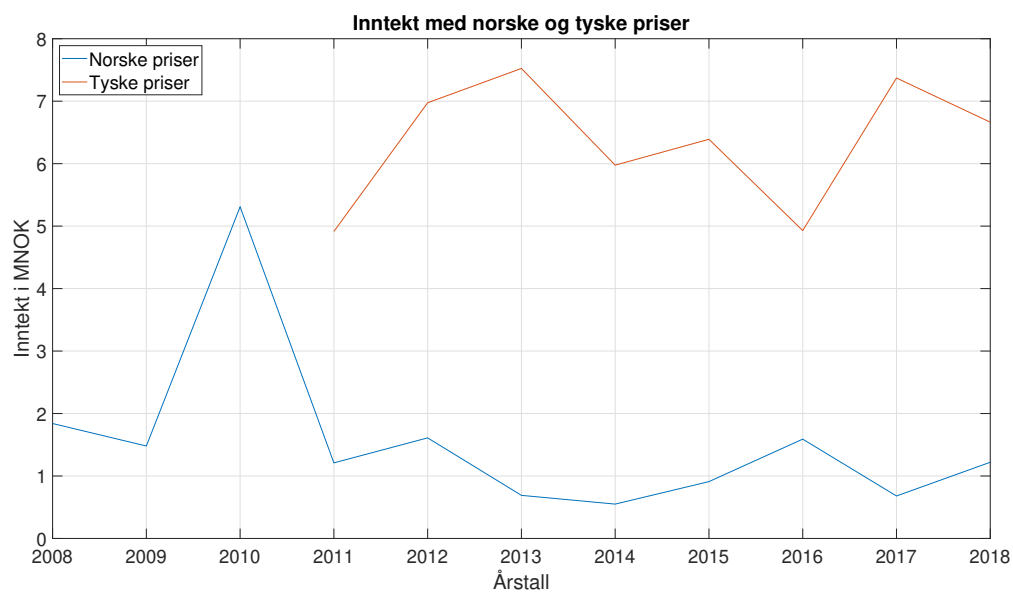
Det er ikke beregnet start-/stoppkostnader for denne metoden. Det vil uansett både være stor usikkerhet knyttet til start-/stoppkostnader for de ulike alternativene, og dette er ikke noe som vil være avgjørende faktor.

8.3.1 Resultat

Tabell 11 – Resultater fra simulering 2

Norske Priser [MNOK]:				Tyske Priser [MEUR]:			
	Alt 1	Alt 2	Alt 3		Alt 1	Alt 2	Alt 3
2008	1.84	2.67	0.71	2008	-	-	-
2009	1.48	2.12	0.63	2009	-	-	-
2010	5.31	7.59	2.28	2010	-	-	-
2011	1.21	1.73	0.51	2011	0.63	0.98	0.27
2012	1.61	2.32	0.64	2012	0.93	1.34	0.39
2013	0.69	1.02	0.24	2013	0.99	1.41	0.41
2014	0.55	0.8	0.2	2014	0.72	1.03	0.3
2015	0.91	1.31	0.36	2015	0.71	1.02	0.29
2016	1.59	2.3	0.63	2016	0.53	0.76	0.21
2017	0.68	1	0.26	2017	0.78	1.12	0.33
2018	1.22	1.76	0.48	2018	0.68	0.98	0.27
Snitt:	1.55	2.24	0.63	Snitt:	0.75	1.08	0.31

I tabell 11 ser vi resultatet fra simulering 2. Inntekten her er betydelig lavere enn for simulering 1. Dette var forventet da simulering 1 ikke tok hensyn til magasinkapasiteten. I denne simuleringen er også variasjonen i inntjening fra år til år lavere med de norske spotprisene enn det var for simulering 1. Inntjeningen med tyske spotpriser er også redusert, men ikke i like stor grad som med de norske.



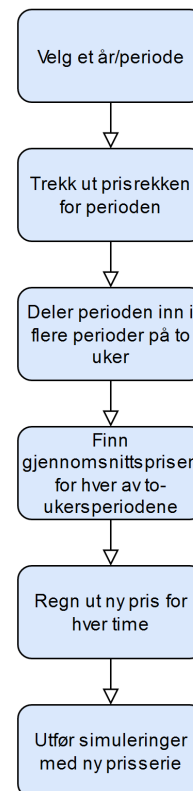
Figur 29 – Resultater fra simulering 2 (alternativ 1) - Tyske priser er omgjort fra EUR til NOK med omtrentlig kurs fra det gjeldende året

Figur 29 viser hvordan inntjeningen varierer fra år til år, med norske og tyske kraftpriser. Sammenligner man med figur 27 kan man se at det er større forskjell mellom resultatet for norske og tyske kraftpriser for simulering 2, enn det var for simulering 1.

8.4 Simulering med økt prisvolatilitet

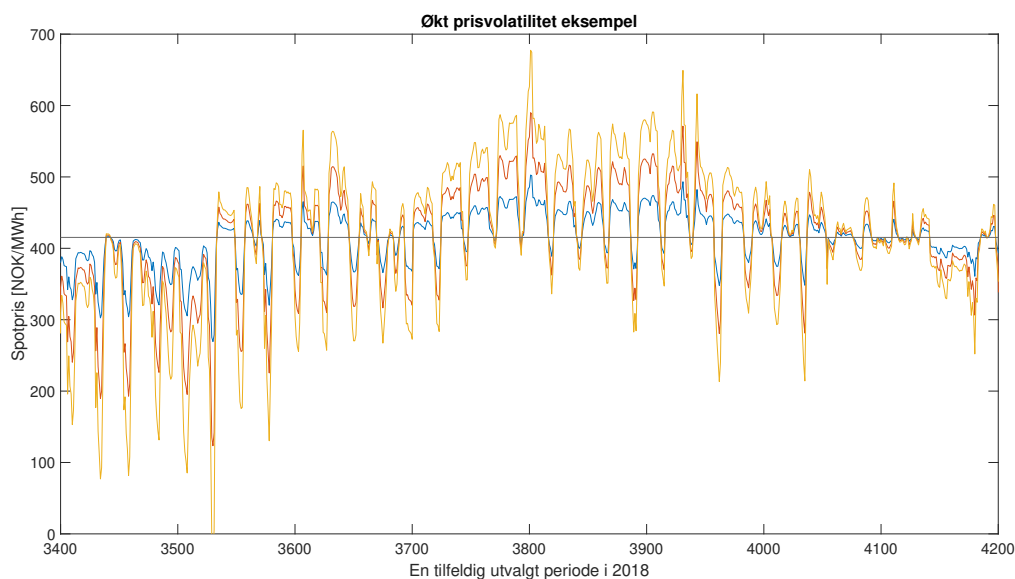
Med fortidens og dagens prisvolatilitet ser det ikke ut til at et reversibelt pumpekraftverk i Vassli gir store inntekter. Dette kan bli endret ved økende bruk av uregulerbare energikilder. Dette er nevnt i kapittel 7.4. Derfor har vi gjennomført Matlabsimuleringene med en fiktiv økning i prisvolatilitet. Disse kan potensielt gi et bedre bilde på hvor mye det kan være å hente av fremtidige prisvariasjoner.

Det er flere måter å øke prisvolatiliteten i en periode på. Siden vi simulerer for et helt år av gangen kan det gi feilaktige priser hvis det ikke er gjort på en god måte. For å øke volatiliteten må man ta gjennomsnittet for perioden, for så å øke forskjellen mellom den aktuelle timesprisen og gjennomsnittet. Tar man da gjennomsnittet for et helt år kan vi få lange perioder som er enten godt over eller godt under gjennomsnittet. Da vil prisene i disse periodene bli alt for høye eller alt for lave. Derfor blir perioden delt inn i kortere perioder på to uker av gangen, og tar gjennomsnittet lokalt i disse. Dette fører til at vi får økt volatiliteten, men samtidig beholder den naturlige variasjonen i årstidene. Deretter blir hver nye timespris regnet ut, ved bruk av likning 30. X er økning i volatilitet, altså $x=2$ gir dobbel volatilitet av originalen. Dette blir så gjort for hver toukersperiode, og simuleringene blir gjort på nytt med nye pris-serier. Figur 31 er eksempel på to og tre ganger original prisvolatilitet.



Figur 30 – Flytskjema for økning av volatilitet

$$Nypris = x \cdot (GammelPris - Gjennomsnitt) + GammelPris \quad (30)$$



Figur 31 – Et eksempel på hvordan prisene ville vært med dobbelt og trippelt så mye volatilitet

8.4.1 Resultat

Tabell 12 – Resultater fra simulering 1 med økt volatilitet

Norske Priser - 2x volatilitet [MNOK]:				Norske Priser - 3x volatilitet [MNOK]:			
	Alt 1	Alt 2	Alt 3		Alt 1	Alt 2	Alt 3
2008	17.77	25.61	7.37	2008	27.01	38.73	11.6
2009	8.9	12.88	3.65	2009	15.28	21.96	6.51
2010	26.09	37.29	11.41	2010	41.56	59.23	18.53
2011	14.29	20.56	5.99	2011	19.07	27.32	8.21
2012	11.9	17.11	5.05	2012	18.44	26.42	8.03
2013	6.85	10.04	2.62	2013	12.82	18.55	5.25
2014	4.7	6.96	1.72	2014	9.23	13.45	3.66
2015	9.43	13.57	3.97	2015	13.36	19.18	5.76
2016	12.3	17.79	5.04	2016	19.7	28.27	8.45
2017	5.34	7.84	2.06	2017	10.05	14.55	4.12
2018	11.63	16.84	4.72	2018	19.34	27.81	8.16
Snitt:	11.75	16.95	4.87	Snitt:	18.71	26.86	8.03

Tabell 13 – Resultater fra simulering 2 med økt volatilitet

Norske Priser - 2x volatilitet [MNOK]:				Norske Priser - 3x volatilitet [MNOK]:			
	Alt 1	Alt 2	Alt 3		Alt 1	Alt 2	Alt 3
2008	7.64	10.94	3.22	2008	14.9	21.24	6.52
2009	4.64	6.65	1.98	2009	8.9	12.7	3.89
2010	14.86	21.16	6.55	2010	26.09	37.07	3.61
2011	4.26	6.08	1.85	2011	8.14	11.59	11.69
2012	5.7	8.15	2.45	2012	10.6	15.09	4.69
2013	3.88	5.59	1.57	2013	8.2	11.72	3.5
2014	2.77	4	1.12	2014	5.95	8.53	2.52
2015	3.32	4.76	1.42	2015	6.33	9.02	2.77
2016	6.06	8.68	2.56	2016	11.53	16.43	5.07
2017	3.04	4.37	1.25	2017	6.24	8.92	2.67
2018	4.89	7.02	2.04	2018	10.01	14.31	4.3
Snitt:	5.55	7.95	2.36	Snitt:	10.63	15.15	4.66

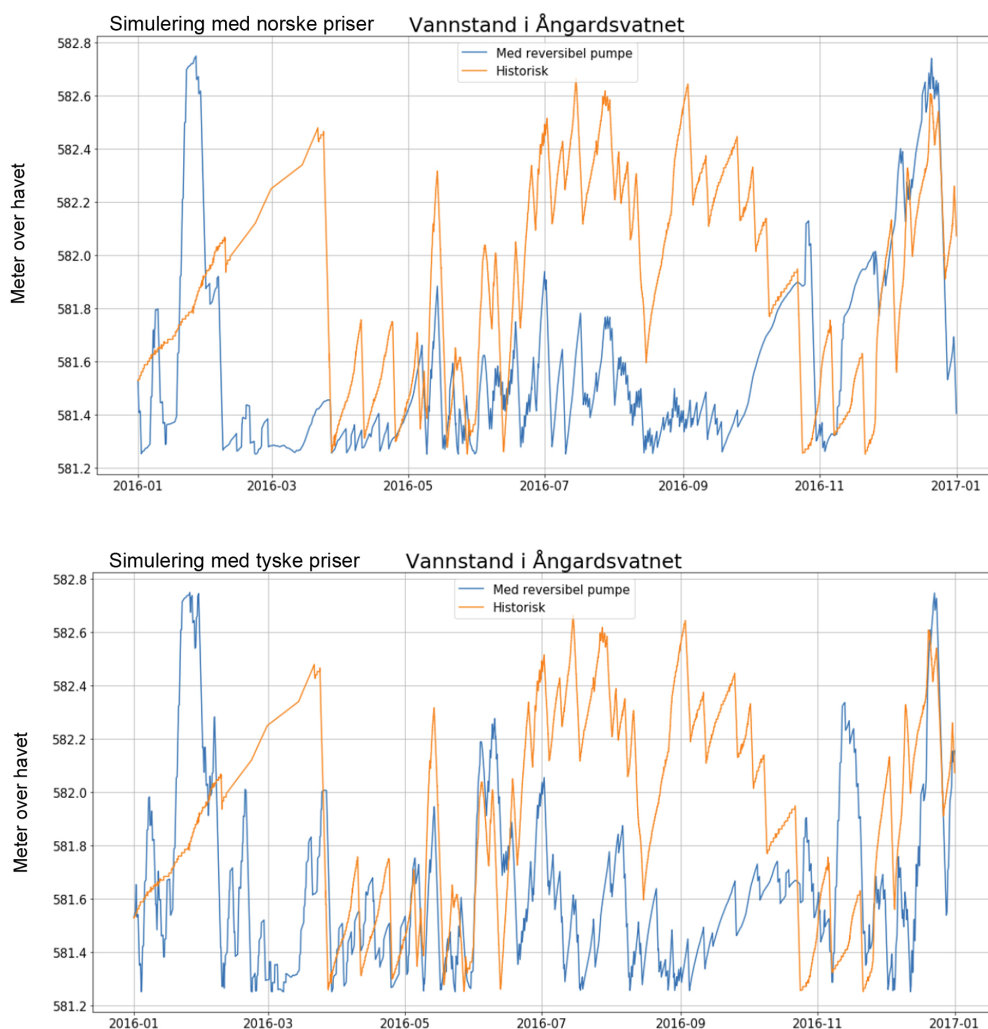
Simuleringer med økning av volatiliteten til de norske spotprisene gir som forventet økt inntjening. Tabell 12 viser resultatet fra simulering 1 og tabell 13 viser resultatet fra simulering 2. Disse resultatene er diskutert videre i kapittel 10.

8.5 SHOP-simulering

SHOP er et programverktøy laget for å beregne og foreslå korttidsproduksjon, vanligvis to uker frem i tid. Dette gjøres ved å se variabler som kraftpris, vannstand, variabel fallhøyde, start-/stoppkostnader [34].

Koden som blir brukt er tilsendt av TEK, og med veiledning har koden blitt tilpasset systemet i vårt scenario. Fordi SHOP-koden egentlig er optimalisert for to uker frem i tid og vi trenger simuleringer for et helt år, er koden laget slik at den optimerer for to uker av gangen, og deretter setter resultatene sammen til et år.

Planen var egentlig å bruke SHOP for å beregne inntekten som skulle brukes i nåverdi-beregningene, men på grunn av problemer som har oppstått, kombinert med at simuleringene er veldig tidskrevende ble ikke dette utført. Det er derfor kun blitt gjort to simuleringer, en for 2016 med tyske priser og en med norske priser og den laveste slukeevnen på $Q = 16,1 \text{ m}^3/\text{s}$. Tilsiget er også for året 2016.



Figur 32 – Vannstand i Ångardsvatnet for simulering med norske og tyske priser

Grafene vist i figur 32 viser hvordan SHOP foreslår vannstanden vil være med et RPT kraftverk med både tyske og norske priser. Legg merke til hvordan vannstanden er mer varierende ved bruk av tyske priser enn med norske. Det vi si at det oftere veksles mellom pumpe og turbindrift. Det er forventet med tanke på at døgnvolatiliteten i Tyskland og Europa er høyere enn i Norge.

Tabell 14 – Inntjeningsresultat ved simulering i SHOP

Priser 2016	Tyske[EUR]	Norske[EUR]
Total start-/stoppkostnad	21558,9	11926,2
Gjennomsnittlig pumpepris	19,4	25,0
Gjennomsnittlig produksjonspris	47,2	65,0
Antall pumpetimer	2229	1756
Antall produksjonstimer	593	167
Inntekt Vassli (Uten pumpekostnad)	253695,9	102175,2
Euro brukt på pumping	502809,0	511056,8
Profitt Vassli	-249113,0	-408888,0
Profitt Vassli u/kostnad Driva	100189,0	25039,6

Prisene oppgitt i tabell 14 er alle i euro. “Profitt Vassli u/kostnad Driva” er all inntekt for produksjonene minus all utgift for pumping, sett bort ifra den ekstra pumping som går til Driva, ca. 1553 timer. Utgiften for denne pumping regnes ikke med i lønnsomheten til Vassli pumpekraftverk, da denne utgiften tilhører Driva.

9 Økonomi

Det har blitt utført en lønnsomhetsanalyse ved å gjøre en nåverdiberegning. Nåverdien vil kunne fortelle oss om investeringen vil være lønnsom eller ikke. Nåverdien blir beregnet ved å bruke formelen under.

$$NV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1-r)^t} - C_0 \quad (31)$$

NV = Nåverdi

C_t = Innbetalingsoverskudd i år t

r = Avkastningskravet

t = Levetiden

C_0 = Investeringutgiften

Tommelfingerregel:

$NV \geq 0$ (lønnsom)

$NV \leq 0$ (ulønnsom)

Vi har valgt en levetid på 30 år, selv om levetiden på anlegget vil være mye lengre. Dette er gjort med hensyn på at tallet etter 30 år vil være lite interessant da usikkerheten blir stor. Vi har valgt et avkastningskrav på 7,00 % for å kompensere siden risikoen er høy.

9.1 Nåverdi

Selv om simulering 2 er ansett som mer realistisk er det bare snitt resultatene fra simulering 1 som bli brukt i nåverdiberegningene. Siden resultatet uansett blir negativt er det ikke hensiktsmessig å vise nåverdi beregninger for simulering 2 som gir mindre inntjening.

Det er sett på tre ulike alternativer for beregning av nåverdi. Med norske priser, tyske priser og norske priser med dobbel volatilitet. Metoden for å øke volatiliteten er forklart i kapittel 8.4. C_t er årlig inntjening og som vi har gjort en antagelse på at den har samme sum hvert år i 30 år. C_0 er investeringskostnaden som er regnet ut i Vedlegg 2.

Tabell 15 – Nåverdi med bruk av norske priser

År	30					
Avkastningskrav	7,00 %					
Norske priser						
	Alternativ 1		Alternativ 2		Alternativ 3	
C0 - investering	-405,71	MNOK	-614,44	MNOK	-265,90	MNOK
Ct - inntjening	6,60	MNOK	9,58	MNOK	2,99	MNOK
Nåverdi	-323,81	MNOK	-501,72	MNOK	-228,79	MNOK

Tabell 15 viser beregnet nåverdi med norske priser. Vi ser og at prosjektet får en negativ nåverdi, som betyr at investeringen ikke vil være lønnsom.

Den andre nåverdiberegningen vi utførte var med tyske priser. Tyske priser har en større volatilitet en norske priser. Med å bruke de kan vi se om det vil gi prosjektet større inntjening.

Tabell 16 – Nåverdi med bruk av tyske priser

År	30		
Avkastningskrav	7,00 %		
Tyske priser			
	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
CO - investering	-405,71 MNOK	-614,44 MNOK	-265,90 MNOK
Ct - inntjening	11,68 MNOK	16,92 MNOK	4,76 MNOK
Nåverdi	-260,78 MNOK	-404,47 MNOK	-206,88 MNOK

Som tabell 16 viser er nåverdien fortsatt negativ, selv med tyske priser. Inntjeningen er litt høyere med tyske priser en norske, men prosjektet vil fortsatt være en dårlig investering.

Den siste nåverdiberegningen ble gjort med norske priser, men ble simulert med dobbel prisvolatilitet.

Tabell 17 – Nåverdi med bruk av norske priser som har dobbel prisvolatilitet

År	30		
Avkastningskrav	7,00 %		
Norske priser med økt volatilitet 2x			
	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
CO - investering	-405,71 MNOK	-614,44 MNOK	-265,90 MNOK
Ct - inntjening	11,75 MNOK	16,95 MNOK	4,87 MNOK
Nåverdi	-259,90 MNOK	-415,40 MNOK	-205,47 MNOK

Det ga oss en litt høyere inntjening enn både vanlige norske priser og tyske priser. Denne økningen var fortsatt ikke nok til å at nåverdien ble positiv.

I tabell 18 har vi gjort C_t til en ukjent, og snudd formelen for å finne ut hva inntjening må være for at nåverdien skal være null.

Tabell 18 – Nåverdi med C_t som ukjent

År	30					
Avkastningskrav	7,00 %					
	Alternativ 1		Alternativ 2		Alternativ 3	
C0 - investering	-405,71 MNOK		-614,44 MNOK		-265,90 MNOK	
Ct - inntjening	32,69 MNOK		49,52 MNOK		21,43 MNOK	
Nåverdi	0,03 kr		0,00 kr		0,03 kr	

I tabell 18 er det tydelig at de inntjeningen som vi tidligere har hatt, er langt unna hva vi faktisk må ha for at prosjektet skal ha en nåverdi på null.

9.2 Start-/stoppkostnader

En start-/stoppsyklus regnes fra maskinen enten står i stillstand til den kjører i enten pumpe- eller turbindrif. For et reversibelt pumpekraftverk vil en slik syklus være fra kraftverket driftes som turbin, til den driftes som pumpe. Denne prosedyren er svært belastende for både elektriske og mekaniske deler i et anlegg. I følge Knut Øygards rapport om pumpekraftverk vil en start-/stoppsyklus påføre omtrent den samme slitasjen som 10 normale driftstimer, noe som vil redusere levetiden til anlegget [35].

9.3 Driftsstans

Tapene som oppstår ved driftsstans vil være avhengig av om kraftverket har magasin hvor tilsiget kan lagres. For langvarig driftsstans ved det nye pumpekraftverket vil flom og forbitapping kunne unngås da den eksisterende pumpen og øverste magasin har forbindelse til Driva kraftverk og dermed kan man fortsatt utnytte tilsiget som er i omløp og man unngår et betydelig produksjonstap ved driftsstans.

10 Diskusjon

10.1 Dimensjonering

God stabilitet og lite tap i nettet er viktig for å sikre forbrukeren høy kvalitet på strømmen til enhver tid. Et pumpekraftverk bør derfor ligge nært den delen av nettet hvor det er enten ustabil last eller produksjon for å utjevne store lastvariasjoner på strømmettet. Ideell plassering av et pumpekraftverk kan da være ved en stor by, men det oppstår fort utfordringer med å kunne lagre store mengder vann på to nivåer med stor nok høydeforskjell. Derfor gjør Norge seg godt egnet for etablering av pumpekraftverk.

Grunnet stadig større utvikling av vind- og solkraft i Midt-Norge vil man ved overflødig produksjon av kraft kunne lagre denne energien i et pumpekraftverk. Man vil få større andel av naturstyrte energikilder som har innvirkning på strømprisen og stabiliteten på nettet. Det er vanskelig å forutse hvor stor effekt dette har. Midt-Norge er høyst aktuelt for etablering av pumpekraftverk da dette området historisk sett har hatt underskudd av kraft. Man kan se en endring på dette området da større vindparker er planlagt for bygging i Midt-Norge, som igjen gjør det aktuelt med effektregulering i form av pumpekraftverk.

Syklusvirkningsgraden for Vassli pumpekraftverk er beregnet til ca. 73 %. Det er viktig for pumpekraftverket å ha en god virkningsgrad da dette har stor innvirkning på inntjeningspotensialet. Normale virkningsgrader for pumpekraftverk anslås å være mellom 70% og 80 %. Større tap i vannvei, antatt lavere virkningsgrader for de ulike anleggsdelene kan gi grunn for en lavere virkningsgrad for Vassli.

Inntjeningen for Vassli pumpekraftverk øker med større installert effekt, men dersom man ser på inntekt opp mot nødvendig inntjening er alternativ 1 den mest økonomiske løsningen. Dersom man ikke tar hensyn til begrensingen på Lønset transformator vil det være mulig å benytte alternativ 2 for å få størst mulig effekt ut av anlegget. På grunn av den lange vannveien og en relativt lav fallhøyde på 74 meter vil det være hensiktsmessig å veie utbyggingskostnader opp mot den største installerte effekt som er mulig å oppnå, gitt av forholdene rundt Vassli.

Dagens linjekapasitet er på 47,6 MVA og vil ha nok kapasitet for alle alternativene. Kapasiteten ved Lønset transformator, som knytter Vassli til 132 kV-nettet er på 40 MVA. Det er i minste laget for alternativ 2 som er dimensjonert med en effekt på 40,1 MW i pumpedrift. Hva som er tilgjengelig kapasitet på Lønset trafo og på nettet i området har vi ikke sett på. Disse må være dimensjonert for å håndtere en eventuell økning i produksjon og forbruk fra Vassli. En ny transformator vil medføre en betydelig merkostnad, men dette er ikke tatt med i kostnadsberegningene.

Det er knyttet en del usikkerhet rundt beregning av vannføring og effekt i pumpe- og turbindrifft. Det er tatt utgangspunkt i at vannføringen i turbindrifft er 20 % større enn vannføringen i pumpedrift, som har ført til at installert effekt i pumpedrift blir ca. 15 % høyere enn i turbindrifft. Sammenligner vi med andre rapporter er det ofte valgt samme installerte effekt i pumpe og turbindrifft for inntektsberegninger, selv om forskjellen i

vannføring er på omtrent 20 %. Det er usikkert om den installerte effekten i disse rapportene er inklusive alle tap, slik den er i våre beregninger. Ved å utføre inntektsimulering 2, hvor den installerte effekten i pumpe og turbindrift er lik får vi disse resultatene:

Tabell 19 – Resultater fra simulering 2, med pumpeeffekt satt lik turbineffekt

	Norske Priser [MNOK]:			Tyske Priser [MEUR]:		
	25MW	35.4MW	11.5MW	25MW	35.4MW	11.5MW
2008	3.1	4.39	1.43	-	-	-
2009	2.01	2.85	0.93	-	-	-
2010	6.64	9.4	3.05	-	-	-
2011	1.7	2.4	0.78	0.96	1.35	0.44
2012	2.42	3.43	1.12	1.22	1.73	0.56
2013	1.54	2.19	0.71	1.25	1.77	0.58
2014	1.1	1.56	0.51	0.95	1.35	0.44
2015	1.41	2	0.65	0.95	1.35	0.44
2016	2.56	3.62	1.18	0.74	1.05	0.34
2017	1.25	1.77	0.58	1.02	1.45	0.47
2018	1.99	2.82	0.92	0.98	1.38	0.45
Snitt:	2.57	3.64	1.19	1.01	1.43	0.47
Krav:	32.69	49.52	21.43	32.69	49.52	21.43

Tabell 20 – Resultater fra simulering 2, med pumpe-effekt lik turbin-effekt

	Norske Priser - 2x volatilitet [MNOK]:			Norske Priser - 3x volatilitet [MNOK]:		
	25MW	35.4MW	11.5MW	25MW	35.4MW	11.5MW
2008	9.82	13.91	4.52	17.18	24.32	7.9
2009	5.93	8.4	2.73	10.45	14.8	4.81
2010	17.02	24.1	7.83	28.24	39.99	12.99
2011	5.26	7.45	2.42	9.4	13.31	4.32
2012	6.96	9.85	3.2	11.86	16.79	5.45
2013	5.53	7.83	2.54	10.04	14.21	4.62
2014	4.05	5.74	1.86	7.5	10.62	3.45
2015	4.2	5.94	1.93	7.3	10.34	3.36
2016	7.61	10.78	3.5	13.07	18.5	6.01
2017	4.22	5.98	1.94	7.67	10.86	3.53
2018	6.72	9.52	3.09	12.24	17.33	5.63
Snitt:	7.03	9.95	3.23	12.27	17.37	5.64
Krav:	32.69	49.52	21.43	32.69	49.52	21.43

I tabell 19 og 20 ser vi at inntekten er høyere, men det er fremdeles et stort avvik mellom gjennomsnittlig beregnet inntjening og nødvendig inntjening. Det er heller ingen enkeltår med med økt volatilitet hvor inntjeningen er stor nok. Dette styrker konklusjonen om at det ikke vil være lønnsomt å bygge nytt pumpekraftverk i Vassli.

10.2 Inntektsberegninger

Det er ganske stort sprik mellom resultatene fra de ulike simuleringene. Sammenligner vi de to Matlab-simuleringene kan man se at det er større forskjell mellom norske og tyske priser i døgnsimuleringen, enn det er for års-simuleringen, se figur 27 og 29. Dette kan forklares med at de norske kraftprisene varierer mye i løpet av året, mens det tyske kraftmarkedet har større døgnvolatilitet. Man kan også se en stor forskjell på inntekten ved de to simuleringene. Simuleringen som tar for seg døgnvariasjoner ansees som den mest realistiske. For alternativ 1 får vi en gjennomsnittlig årlig inntjening på 1,55 MNOK med priser fra 2008-2018. Årsaken til den lave inntjeningen kan være at prisvariasjonen innad i døgnet er liten. Ser man simuleringer gjort med det tyske kraftmarkedet som er mye mer volatilt vil man få en årlig gjennomsnittlig inntekt på omtrent 6,3 MNOK for samme alternativ. Det er antageligvis mulig å dimensjonere kraftverket med bedre virkningsgrad og lavere tap som ville ført til større inntjening.

Det som gjør det utfordrende å få stor fortjeneste i Vassli pumpekraftverk er på grunn av alt tilsiget i området skal gå til kraftproduksjon i Driva, da Driva utnytter en fallhøyde som er 7-8 ganger større enn i Vassli. Det vil derfor alltid være mest lønnsomt å la alt tilsiget gå til Driva. Pumpekraftverket henter derfor bare fortjeneste fra å utnytte prisvariasjoner i kraftmarkedet og må derfor pumpe samme mengde opp, som det slipper ned. Likevel vil det være lavere utgifter knyttet til pumping av vann til Driva dersom man øker kapasiteten fra dagens situasjon i Vassli. Da kan man utnytte prisvariasjoner bedre ved å pumpe når kraftprisene er lave, fordi man får pumpet mer vann på kortere tid. Slik det er i dag må pumpen i perioder gå kontinuerlig for å ta unna alt tilsiget i Ångardsvatnet, som beskrevet i kapittel 7.3.

Sammenligner vi med resultatene fra simulering 2 (tabell 11 alternativ 3) ser vi at med tyske priser i 2016 tjente vi 0,21 MEUR, mens fra SHOP tjener vi 0,1 MEUR. Med norske priser i simulering 2 tjente vi 0,63 MNOK, og med SHOP tjener vi 25000 EUR, tilsvarende ca. 0,25 MNOK.

Forskjellen på SHOP-simuleringen og simulering 2 er at SHOP inkluderer variabel vannstand og start-/stoppkostnader. Vi antar at dette er grunnen til den lave inntekten SHOP beregner. Selv om det kun er utført to simuleringer med shop, gir dette uansett et inntrykk av at SHOP ville gitt mindre inntekt generelt. Vi ser på SHOP som en mer realistisk simulering, og hvis det stemmer at SHOP simuleringen ville gitt mindre inntekt enn simulering 2 bekrefter det inntrykket vårt om at pumpekraftverket ikke vil bli lønnsomt.

10.3 Kostnadsberegninger

Totalkostnaden for de ulike alternativene for Vassli pumpekraftverk er med relativt store sprik. Dette skyldes den lange tilløpstunnelen som strekker seg fra Gjevillvatnet og til Ångardsvatnet. Med en lengde på ca. 4500 meter sier det seg selv at kostnaden for vannveien blir stor, i tillegg gir større tverrsnitt en markant økning i pris per meter tunnel. Det kan diskuteres hvordan type boring som burde foretas. I kostnadsberegningene er det lagt til grunn for råsprengt tunnel, dette på grunn av manglende priskurver for profilboring/fullprofilboring, men gir en indikasjon på hva det vil koste. Det er stadig en økning i bruk av fullprofilborremaskiner ved boring av tunnel og det antas at med den rette entreprenøren kan kostnaden holdes på et rimelig nivå når vannveien er så lang. På grunn av en økning i falltap på ca. 70 % ved råsprengt tunnel anses det som hensiktsmessig med fullprofilboring for å få minst mulig falltap.

Man kan se fra tabell 21 at for prisen per effekt er det alternativ 1 som er det billigste med en pris på ca. 14,2 MNOK/MW. Med en installert effekt på 40,1 MW ligger prisen på 15,3 MNOK/MW. Det er ikke et vesentlig avvik med tanke på forskjell i installert effekt. For alternativ 3 koster det hele 19,4 MNOK/MW og er det dyreste alternativet sett fra pris per megawatt.

Tabell 21 – Oversikt over installert effekt sammenlignet med MNOK/MW

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Installert effekt	28,5 MW	40,1 MW	13,7 MW
Kostnad kraftverk	406 MNOK	614 MNOK	266 MNOK
MNOK/MW	14,2	15,3	19,4

10.4 Inntekten fremover

Selv om inntektene er nøye analysert, vil det naturligvis i en så omfattende oppgave være påvirkninger som ikke er tatt med i analysen.

Bruk av systemtjenester for Statnett og "Intraday market" kan øke fortjenesten. Vi har som nevnt bare brukt spotpriser i våre beregninger. På grunn av pumpekraftverks raske reguleringsmuligheter egner slike systemtjenester seg veldig godt, og dette burde undersøkes nærmere dersom dette prosjektet realiseres.

Økt nedbør vil ha innvirkning på et eventuelt pumpekraftverk i Vassli. Ved økt tilsig i systemet vil det være nødvendig å bruke flere av timene enn i våre beregninger på å pumpe opp vannet som blir fanget opp i nedbørsfeltet til Ångardsvatnet. Dette vil trolig øke fortjenesten totalt hvis Driva kraftverk klarer å utnytte alt vannet, men dette kunne også bli løst ved å øke effekten på den eksisterende pumpen i Vassli. Dette vil trolig være en billigere løsning enn å bygge et nytt reversibelt pumpekraftverk med ny vannvei. Dersom økt tilsig medfører betydelige flomtap fordi Driva ikke klarer å utnytte alt vannet kunne det vært mer aktuelt med et pumpekraftverk som kan hente ut noe av den tapte energien.

Det er også viktig å nevne at økt prisvolatilitet ikke er ønsket av systemansvarlig og av eiere av nettet. Prosjekter som dette kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt, dersom man slipper utbygginger av nettet på grunn av lokal lagringskapasitet. Dette hjelper derimot ikke TEK, men kan brukes som et argument.

Norge er et land med et stort potensial for pumpekraftverk, og blir ofte omtalt som et grønt batteri for Europa. På grunn av den lange vannveien mellom Gjevillvatnet og Ångardsvatnet, relativt lav fallhøyde og lite flomtap ser vi ikke på Vassli som det mest optimale stedet for et pumpekraftverk. Med det mener vi at hvis dette prosjektet blir lønnsomt, ville det sannsynligvis blitt bygget flere pumpekraftverk i Norge. Det ville igjen bidratt til å stabilisere kraftprisene og ført til lite lønnsomhet for pumpekraftverkene.

Når det kommer til om det vil være lønnsomt å investere i en nytt reversibelt pumpekraftverk i Vassli er denne oppgaven lite optimistisk. I denne rapporten har vi ikke sammenlignet andre alternative løsninger som kan være aktuelle for å forbedre situasjonen i Vassli. Dersom utgangspunktet er at det må utføres en oppgradering av Vassli pumpe, må de ulike alternativene man har sammenlignes. Det kan tenkes at det er dyrere å utvide eksisterende vannvei mellom Ångardsvatnet og tilløpstunnelen til Driva, dersom det betyr at hele systemet blir ute av drift i byggeperioden. Det vil medføre tap av store mengder verdifullt vann fra begge magasinene. Ved bygging av ny separat vannvei vil driften kunne gå som normalt i anleggsperioden. En mindre oppgradering av Vassli pumpe som ikke medfører større økning av effekt eller som krever utvidelse av vannvei vil sannsynligvis ikke være en investering som betaler seg ned i form av økt inntjening, og vil medføre vanntap fra Ångardsvatnet i anleggsperioden.

11 Konklusjon

Formålet med oppgaven var å utrede lønnsomheten ved å etablere et nytt reversibelt pumpekraftverk ved Vassli, for å utnytte prisvariasjoner i kraftmarkedet. Ut fra analysene som er gjort i denne rapporten blir investeringskostnaden for høy i forhold til inntektene. Simuleringer med historiske kraftpriser viser at det er mulig å tjene penger på å utnytte prisvariasjoner. Men selv når man ser på situasjoner med økt volatilitet i kraftprisene blir avviket mellom beregnet inntjening og nødvendig inntjening for stort.

Det ble lagt til grunn tre prinsipper for beregning av effekt: samme tunneltverrsnitt som for Driva Kraftverk, vannføringen og tunneltverrsnitt som kreves for å tømme minste magasin på 24 timer og 72 timer. Pumpeeffektene for de ulike alternativene er 28,5 MW, 40,1 MW og 13,7 MW. Med større effekt øker kostnaden betraktelig grunnet økt tverrsnitt på den relativt lange vannveien. Alternativ 1 er det beste alternativet når det gjelder pris per effekt og er også det alternativet som gir mest inntjening.

Forholdene i Vassli er i utgangspunktet godt egnet for etablering av pumpekraftverk. Det er tilgang på overføringslinjer med god kapasitet, fallhøyden på 74 m gjør det mulig å produsere og pumpe kraft og siden øverste magasin allerede er regulert unngår man store økonomiske tap i byggeperioden da vannet kan utnyttes i Driva kraftverk. Man unngår store falltap i vannveien når man benytter seg av fullprofilboring, men på grunn av den lange vannveien utgjør byggekostnaden ca. 2/3 av totalkostnaden. Dette bidrar til å begrense lønnsomheten for kraftverket.

Det er knyttet usikkerhet rundt dimensjonerings, kostnadsestimeringer og inntektsberegninger som er utført i denne oppgaven. Vi mener likevel det kan slås fast at det ikke vil være lønnsomt å bygge et nytt reversibelt pumpekraftverk i Vassli.

11.1 Videre arbeid

Hvis eksisterende pumpe skal byttes ut anbefales det å se på andre alternativer som ny pumpe, eller en annen løsning som ikke innebærer utbygging av ny vannvei. Faktorer som bør undersøkes nærmere før en eventuell investering er fjellkvalitet, nøyaktig plassering av innløp og utløp, kvaliteten på eksisterende linjer og geologien i området rundt Vassli. Flere effektstørrelser kan være aktuelle å vurdere. Prisen for vannveien fra NVEs kostnadsgrunnlag er basert på råsprengt tunnel og ikke fullprofilboring, og det anbefales derfor en anskaffelse av tilbud på tunnelboringen. Prosjektet kan som nevnt anses som mer aktuelt i fremtiden dersom prisvariasjonene i kraftmarkedet blir større.

Referanser

- [1] TrønderEnergi Kraft AS. Driva, Hentet 20.02.2020. <https://tronderenergi.no/produksjon/kraftverk/driva>.
- [2] Olje og energidepartementet. *Kraftproduksjon, Energifakta Norge*. Olje- og energidepartementet, Hentet 08.04.2020. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>.
- [3] Håvard Karoliussen Tor Hennum. *Fornybar Energi Valgfag Notat 2, Vannkraft*. NTNU, 2019.
- [4] Håvard Karoliussen. *Fornybar Energi Valgfag Notat 9, Energilagring*. NTNU, 2016.
- [5] Magni Fjørtoft Svarstad. *Pumpe- og turbinkarakteristikker i fire kvadranter*. NTNU, 2014.
- [6] *Bacheloroppgave Kraftverksimulator*. Høgskulen på Vestlandet, 2017. <https://docplayer.me/59652935-Bacheloroppgave-kraftverksimulator-power-plant-simulator.html>.
- [7] NVE og Vattenfall. *Pumpekraft i Noreg*. NVE, Hentet 02.03.2020. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2011/rapport2011_22.pdf.
- [8] Eve Cathrin Walseth. *Reversible Pump Turbines part 1 of 2*. NTNU, Hentet 23.03.2020. <https://www.youtube.com/watch?v=RyZmNXS3Zg0>.
- [9] Eve Cathrin Walseth. *Reversible Pump Turbines part 2 of 2*. NTNU, Hentet 23.03.2020. <https://www.youtube.com/watch?v=LMZkWXX9tZY&t=91s>.
- [10] *Vannkraftverk*. Wikipedia, Hentet 01.02.2020. <https://no.wikipedia.org/wiki/Vannkraftverk>.
- [11] Ola Frisk og Aslak Brimi. *Prosjekt Vannkraft*. NTNU, 2004.
- [12] NVE Norges vassdrags- og energidirektorat. *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. NVE, 2010.
- [13] Odd Guttormsen. *Vassdragsteknikk I*. Institutt for vassbygging, Seksjon for hydroteknikk, Universitetet i Trondheim, 1988.
- [14] NVE. *Retningslinjer for stenge og tappeorganer, rør og tverrslagsporter*. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2011.
- [15] *Kavitasjon*. SNL, 1.januar 2006 edition, Hentet 13.03.2020. https://no.wikipedia.org/wiki/Kavitasjon#/media/Fil:Turbine_Francis_Worn.JPG.
- [16] *What is frequency converter? How it works?* Gozuk, Hentet 13.03.2020. <http://www.frequencyinverter.org/what-is-frequency-converter-how-it-works-631601.html>.
- [17] Øyvind Holm Voith Hydro. *Turbiner*. Mailkorrespondanse 03.04.2020.

- [18] NVE. *Kostnadsgrunnlag for vannkraft*. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2016.
- [19] R. S. Stelzer and R. N. Walters. *Estimating Reversible Pump-Turbine Characteristic*. United States Departement Of The Interior Bureau Of Reclamation, 1977.
- [20] Nordpool. *Day ahead market*. Nordpool, Hentet 21.04.2020. <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>.
- [21] NordPool. *Intraday market*. Nordpool, Hentet 21.04.2020. <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market>.
- [22] NVE. *Kraftproduksjon Norge*. NVE, 2019. <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/?ref=mainmenu>.
- [23] NVE. *Kraftsituasjonen Fjerde kvartal og året 2018*. NVE, Hentet 21.04.2020. https://www.nve.no/media/7697/q4_2018_med_sluttbruker.pdf.
- [24] NVE. *Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet*. NVE, Hentet 21.04.2020. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/stromkunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet>.
- [25] Klaus Vogstad. *Fordelen med utenlandskabler*. NorthConnect, Hentet 21.04.2020. <https://northconnect.no/artikler/utenlandskabler>.
- [26] EIA. *Data and statistic*. EIA, 2017 edition, Hentet 01.05.2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables/?country=WORLD&year=2017&energy=Electricity>.
- [27] *NVE LCOE*. NVE, Hentet 21.04.2020. <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/kostnader-for-kraftproduksjon/?ref=mainmenu>.
- [28] Knut A Rosvold. *Pumpekraftverk*. SNL, Hentet 01.05.2020. <https://snl.no/pumpekraftverk>.
- [29] NVE. *Reinvesteringsbehov, opprusting og utvidelse*. NVE, 2019. <https://www.nve.no/energiforsyning/vannkraft/reinvesteringsbehov-opprusting-og-utvidelse/?ref=mainmenu>.
- [30] *Samkjøringsmodellen*. SINTEF, Hentet 22.04.2020. <https://www.sintef.no/programvare/samkjoeringsmodellen/>.
- [31] Statnett. *Langsiktig markedsanalyse*. 2018. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2018-40.pdf>.
- [32] Statnett. *Sør-Norge og to nye kabler innen 2021*. Statnett, 2012. <https://www.statnett.no/contentassets/73bcc598cc2e441ba2c482be9292d60b/sor-norge-og-to-nye-kabler-innen-2021>.

-
- [33] *Analyserapport kabler til Tyskland og Storbritannia*. Statnett, 2013. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2013-Analyserapport-Kabler-til-Tyskland-og-Storbritannia-samfunnsokonomisk-nytte>.
- [34] SINTEF. *SHOP*. SINTEF, Hentet 06.05.2020. <https://www.sintef.no/programvare/shop/>.
- [35] Knut Øygard. *Pumpekraftverk for effektproduksjon*. NTNU, Hentet 19.03.2020. https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/233716/350086_FULLTEXT01.pdf?sequence=3&isAllowed=y.

12 Vedlegg

Vedlegg 1 Turbinberegninger

Bakgrunn for denne beregningen er rapporten “Estimating Reversible Pump-Turbine Characteristics” utgitt av “Office of Design and Construction Engineering and Research Center” i 1977. Beregningen viser utregning for et av alternativene, men samme metode er brukt for de tre ulike vannføringene.

Tabell 22 – Symboler og beskrivelser for turbinberegninger

Symbol	Betydning
H_{BEP}	Fallhøyden hvor turbinen har best virkningsgrad i pumpedrift
h_d	Fallhøyde ved turbinens designpunkt, her lik H_{BEP}
Q_{BEP}	Slukeevne ved H_{BEP}
n	Turbinens rotasjonshastighet
n_{sp}	Spesifikk hastighet pumpe
g	Tyngdeakselerasjon
ϕ_1	Hastighetsforhold
σ_b	Thoma sigma
NPSH	Trykket på et spesifikt punkt som er nødvendig for å hindre kavitasjon
H_a	Atmosfærisk trykk
H_v	Damptrykk
H_f	Hydrauliske tap
$(H_a - H_v - H_f)$	Antas her å være 10 m
D_1	Turbindiameter

Spesifikk hastighet

Alle hydrauliske maskiner vil ha en spesifikk hastighet for en gitt rotasjonshastighet. Tallet beskriver hastigheten av turbinen ved høyeste virkningsgrad med hensyn til effekt og strømningshastighet. Den spesifikke hastigheten brukes ved dimensjonering av turbinens fysiske størrelser i dette tilfellet.

$$n_{sp} = \frac{n(Q_{BEP})^{1/2}}{(H_{BE})^{3/4}} \quad (32)$$

Beregning

Turbinens designpunkt h_d settes til 74 m. Vannføring i turbindrift er på 41 m³/s og 34,16 m³/s i pumpedrift ved designpunkt(Q_{BEP}). Det er ved $Q = 34,16$ m³/s og en fallhøyde på 74 m turbinen i pumpedrift har sin beste virkningsgrad. Virkningsgraden i designpunktet er 92 % for pumpedrift og 89 % i turbindrift.

Turbinens effekt i pumpedrift ved designpunktet

$$P = \frac{Q_t \cdot g \cdot 10^{-3} \cdot h_d}{\eta_p} = \frac{34,16 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m}/\text{s}^2 \cdot 10^{-3} \cdot 74 \text{ m}}{0,92} = 26,95 \text{ MW} \quad (33)$$

Turbinens effekt i turbindrifft ved designpunktet

$$P = Q_t \cdot g \cdot 10^{-3} \cdot h_d \cdot \eta_t = 41 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m}/\text{s}^2 \cdot 10^{-3} \cdot 74 \text{ m} \cdot 0,89 = 26,5 \text{ MW} \quad (34)$$

Videre tas det utgangspunkt i informasjon om turbinens fartstall for å finne et fornuftig turtall på turbinen. Fartstallet n_q er grovt estimert av leverandør til å være mellom 80-90 for kraftverk med denne fallhøyden.

$$n_q = n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{0,75}} \quad (35)$$

$$n = n_q \cdot \frac{H^{0,75}}{\sqrt{Q}} = 85 \cdot \frac{(74 \text{ m})^{0,75}}{\sqrt{34,16 \text{ m}^3/\text{s}}} = 366,93 \text{ rpm} \quad (36)$$

Velger turtall på 375 rpm for at antall polpar(p) i motor-generatoren skal bli et helt tall.

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50 \text{ Hz}}{375 \text{ rpm}} = 8 \quad (37)$$

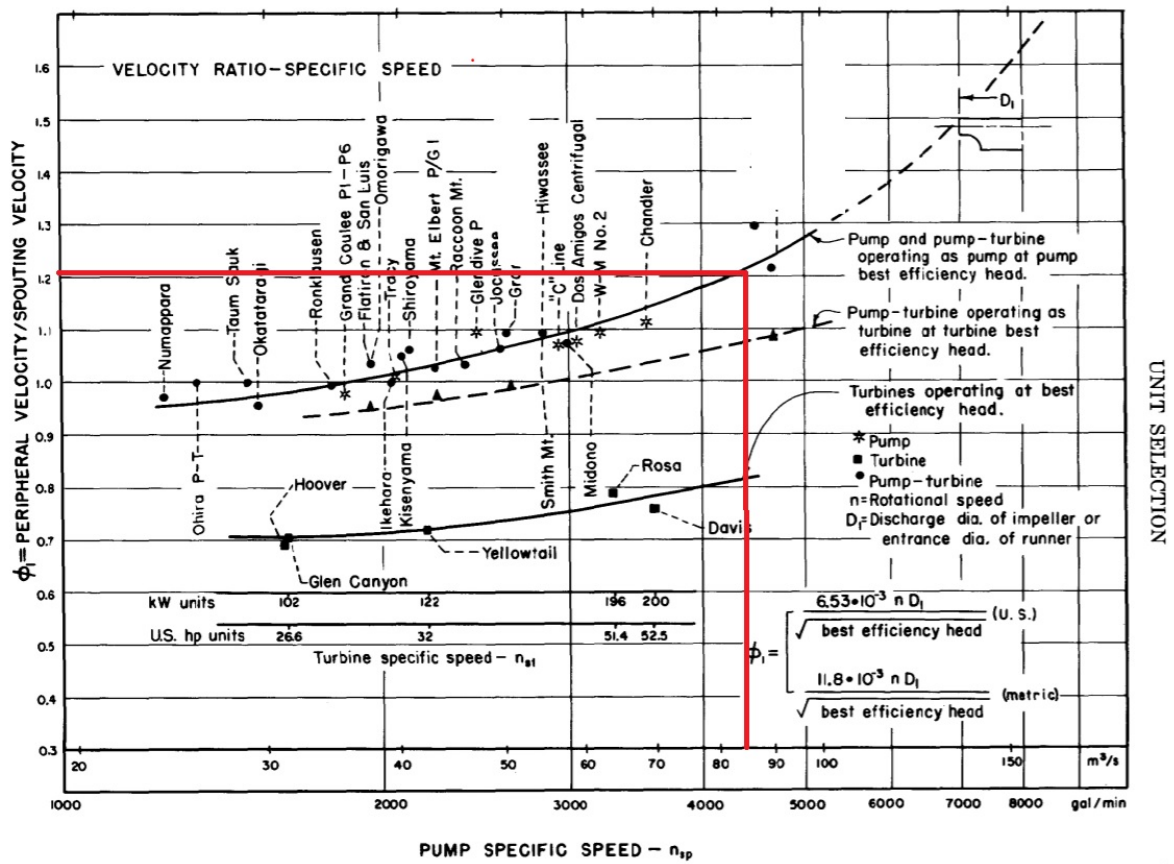
Når rotasjonshastigheten er beregnet kan vi finne turbinens spesifikke hastighet.

$$n_{sp} = \frac{n(Q_{BEP})^{1/2}}{(H_{BE})^{3/4}} = \frac{375 \text{ rpm} \cdot (34,16 \text{ m}^3/\text{s})^{1/2}}{(74 \text{ m})^{3/4}} = 86,87 \text{ m}^3/\text{s} \quad (38)$$

Turbinens diameter kan da beregnes av følgende formel:

$$D_1 = \frac{\phi_1(H)^{1/2}}{11,8 \cdot 10^3 \cdot n} \quad (39)$$

hvor ϕ kan leses av til å være ca. 1,22 fra figur 33



Figur 33 – Peripheral velocity

$$D_1 = \frac{1,22 \cdot (74 \text{ m})^{1/2}}{11,8 \cdot 10^{-3} \cdot (375 \text{ rpm})} = 2,37 \text{ m} \tag{40}$$

Minste dykkedybde H_s kan beregnes på følgende måte

$$\sigma_b = 1,37 \cdot 10^{-3} (n_{sp})^{4/3} = 0,52 \tag{41}$$

$$NPSH = H_d \cdot \sigma_b = 38,5 \text{ m} \tag{42}$$

$$H_s = NPSH - (H_a - H_v - H_f) = 38,5 \text{ m} - 10 \text{ m} = 28,5 \text{ m} \tag{43}$$

Nødvendig dykkedybde for denne turbinen er altså 28,5 m under nederste magasin. Maks effekt turbindrif er på 28,9 MW med en virkningsgrad på 0,91. Minimum effekt turbindrif settes til 40 % av maks vannføring og med en virkningsgrad på 0,80. Den laveste effekten blir da 8,23 MW.

Vedlegg 2 Kostnadsberegninger

Tabell 23 – Totale kostnader for Vassli pumpekraftverk

Teknisk	Pris - A1	Pris - A2	Pris - A3
Bygg	191 277 000 kr	322 335 000 kr	144 839 000 kr
Elektro og maskin	146 811 000 kr	189 701 500 kr	76 742 400 kr
Sum bygg, elektro og maskin	338 088 000 kr	512 036 500 kr	221 581 400 kr
Uforutsett (10 %)	33 808 800 kr	51 203 650 kr	22 158 140 kr
Administrasjon og prosjektering (10 %)	33 808 800 kr	51 203 650 kr	22 158 140 kr
Sum totalt	405 705 600 kr	614 443 800 kr	265 897 680 kr

Byggtekniske kostnader

Elektro- og maskintekniske kostnader

Tabell 24 – Bygningsmessige kostnader

Kostnadsoverslag						
	MW	28,5	40,1	13,7		
Effekt						
Volumstrøm	m ³ /s	41,0	57,9	19,3		
Volum stasjon	m ³	9030	11500	5330		
Tunnelareal	m ²	20,5	28,9	9,6		
Sjaktareal	m ²	13,6	19,3	6,4		
Rørdiameter	m	2,94	3,5	2,0		
Bygg						
	Enhet	Stk	Alt.1	Alt.2	Alt.3	
Transport inntakssted	-	-	1 550 000 kr	1 550 000 kr	1 550 000 kr	1 550 000 kr
Innstøping varegrind m/varegrind	m ²		680 000 kr	820 000 kr	450 000 kr	450 000 kr
Innstøping inntaksluke m/rulleluke	m ²	1	2 460 000 kr	3 300 000 kr	1 600 000 kr	1 600 000 kr
Innstøping revisjonsluke	-	1	1 230 000 kr	1 650 000 kr	800 000 kr	800 000 kr
Lukehus	-	1	1 000 000 kr	1 000 000 kr	1 000 000 kr	1 000 000 kr
Sjakt 45gr	m	150	5 400 000 kr	6 375 000 kr	4 200 000 kr	4 200 000 kr
Overgang sjakt-tunnel	-	1	510 000 kr	510 000 kr	510 000 kr	510 000 kr
Tilløpstunnel	m	3917	141 012 000 kr	254 605 000 kr	105 759 000 kr	105 759 000 kr
Sandfang	m	20-30	200 000 kr	200 000 kr	200 000 kr	200 000 kr
Innstøping finvaregrind	-	1	300 000 kr	300 000 kr	300 000 kr	300 000 kr
Propp fra tunnel til rør	-	1	900 000 kr	950 000 kr	700 000 kr	700 000 kr
Innstøping av rør	m	20	200 000 kr	280 000 kr	95 000 kr	95 000 kr
Stasjonshall	-	1	10 000 000 kr	15 000 000 kr	5 000 000 kr	5 000 000 kr
Transformatorhall	-	1	300 000 kr	400 000 kr	200 000 kr	200 000 kr
Adkomst transformator og sugerørsluke	m	70	1 500 000 kr	1 500 000 kr	1 500 000 kr	1 500 000 kr
Avløpstunnel	m	340	12 240 000 kr	22 100 000 kr	9 180 000 kr	9 180 000 kr
Innstøping av sugerørsluke m/sugerørsluke	-	1	1 200 000 kr	1 200 000 kr	1 200 000 kr	1 200 000 kr
Adkomsttunnel	m	210	5 355 000 kr	5 355 000 kr	5 355 000 kr	5 355 000 kr
Kabelsjakt	m	200	5 240 000 kr	5 240 000 kr	5 240 000 kr	5 240 000 kr
Sum	-	-	191 277 000 kr	322 335 000 kr	144 839 000 kr	144 839 000 kr

Tabell 25 – Elektro- og maskintekniske kostnader

Kostnadsoverslag				
RPM	300	375	500	
Effekt	40,1 MW	28,5 MW	13,7 MW	
Spenning	145 kV	145 kV	66 kV	
Frekvensomformer	40 MW	30 MW	14 MW	
Komponent				
RPT, ventiler og frekvensregulator	50 000 000 kr	40 000 000 kr	25 000 000 kr	
Generator	34 476 000 kr	25 500 000 kr	17 954 000 kr	
Transformator	7 097 500 kr	4 353 000 kr	2 862 500 kr	
Høyspent koblingsanlegg	2 400 000 kr	2 400 000 kr	2 400 000 kr	
Kontrollanlegg	7 168 000 kr	6 511 000 kr	5 330 500 kr	
Kabelanlegg 800 m	2 000 000 kr	2 000 000 kr	2 000 000 kr	
Hjelpeanlegg	7 960 000 kr	6 622 000 kr	4 510 400 kr	
Frekvensomformer	74 600 000 kr	56 000 000 kr	14 000 000 kr	
Maskinsalkran	2 000 000 kr	2 000 000 kr	2 000 000 kr	
Kjøle og lenseanlegg	2 000 000 kr	1 425 000 kr	685 000 kr	
Sum	189 701 500	146 811 000 kr	76 742 400 kr	

Vedlegg 3 Virkningsgradberegninger

For alternativ 1 med en strømningshastighet på $Q = 41 \text{ m}^3/\text{s}$:

$$\begin{aligned}\eta_{\text{pumpedrift1}} &= \frac{h \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h + \Delta h_{\text{tap}}} \\ &= \frac{74 \text{ m} \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,995}{74 \text{ m} + 2,61 \text{ m}} \\ &= 0,8661 \approx \underline{\underline{0,870}}\end{aligned}\quad (44)$$

$$\begin{aligned}\eta_{\text{turbindrift1}} &= \frac{(h - \Delta h_{\text{tap}}) \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h} \\ &= \frac{(74 \text{ m} - 2,61 \text{ m}) \cdot 0,89 \cdot 0,98 \cdot 0,995}{74 \text{ m}} \\ &= 0,8367 \approx \underline{\underline{0,840}}\end{aligned}\quad (45)$$

Når vannet pumpes opp og slippes ned igjen i turbinen blir den totale virkningsgraden

$$\eta_{\text{total1}} = \eta_{\text{turbindrift1}} \cdot \eta_{\text{pumpedrift1}} = \underline{\underline{0,73}}\quad (46)$$

For alternativ 2 og 3 ($Q = 57,9 \text{ m}^3/\text{s}$ og $19,3 \text{ m}^3/\text{s}$):

$$\begin{aligned}\eta_{\text{pumpedrift2}} &= \frac{h \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h + \Delta h_{\text{tap}}} \\ &= 0,8727 \approx \underline{\underline{0,873}}\end{aligned}\quad (47)$$

$$\begin{aligned}\eta_{\text{turbindrift2}} &= \frac{(h - \Delta h_{\text{tap}}) \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h} \\ &= 0,8434 \approx \underline{\underline{0,843}}\end{aligned}\quad (48)$$

$$\begin{aligned}\eta_{\text{pumpedrift3}} &= \frac{h \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h + \Delta h_{\text{tap}}} \\ &= 0,8471 \approx \underline{\underline{0,850}}\end{aligned}\quad (49)$$

$$\begin{aligned}\eta_{\text{turbindrift3}} &= \frac{(h - \Delta h_{\text{tap}}) \cdot \eta_{\text{turbin}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h} \\ &= 0,8167 \approx \underline{\underline{0,820}}\end{aligned}\quad (50)$$

Total virkningsgrad:

$$\eta_{total2} = \eta_{turbindrift2} \cdot \eta_{pumpedrift2} = \underline{\underline{0,736}} \quad (51)$$

$$\eta_{total3} = \eta_{turbindrift3} \cdot \eta_{pumpedrift3} = \underline{\underline{0,697}} \quad (52)$$

Vedlegg 4 Effektberegninger

Alternativ 1

Installert effekt i turbindrift kan beregnes ut fra følgende formel ($Q = 41 \text{ m}^3/\text{s}$):

$$\begin{aligned}
 P_{\text{turbindrift1}} &= Q \cdot g \cdot H_n \cdot \eta_{\text{turb}} \cdot \rho_{\text{vann}} \\
 &= 41 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 74 \text{ m} \cdot 0,84 \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \\
 &= 25001373,6 \text{ W} = \underline{\underline{25,0 \text{ MW}}}
 \end{aligned}
 \tag{53}$$

For installert effekt ved pumpedrift beregnes ut fra følgende formel ($Q = 34.16 \text{ m}^3/\text{s}$):

$$\begin{aligned}
 P_{\text{pumpedrift1}} &= \frac{Q \cdot g \cdot H_n \cdot \rho_{\text{vann}}}{\eta_{\text{pump}}} \\
 &= \frac{34,2 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 74 \text{ m} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3}{0,87} \\
 &= 28536951,7 \text{ W} = \underline{\underline{28,5 \text{ MW}}}
 \end{aligned}
 \tag{54}$$

Alternativ 2

Ved å benytte tommelfingerregelen for tømning av nederste magasin på 24 timer med en strømningshastighet på $57,9 \text{ m}^3/\text{s}$ får vi en effekt tilsvarende:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{turbindrift2}} &= Q \cdot g \cdot H_n \cdot \eta_{\text{turb}} \cdot \rho_{\text{vann}} \\
 &= 57,9 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 74 \text{ m} \cdot 0,843 \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \\
 &= 35432913,62 \text{ W} = \underline{\underline{35,43 \text{ MW}}}
 \end{aligned}
 \tag{55}$$

Effekten i pumpedrift med en strømningshastighet på $48.25 \text{ m}^3/\text{s}$:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{pumpedrift2}} &= \frac{Q \cdot g \cdot H_n \cdot \rho_{\text{vann}}}{\eta_{\text{pump}}} \\
 &= \frac{48,25 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 74 \text{ m} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3}{0,873} \\
 &= 40080536,03 \text{ W} = \underline{\underline{40,1 \text{ MW}}}
 \end{aligned}
 \tag{56}$$

Alternativ 3

Ved å benytte tommelfingerregelen for tømning av nederste magasin på 72 timer eller tre dager med en strømningshastighet på $19,3 \text{ m}^3/\text{s}$ får vi en effekt tilsvarende:

$$\begin{aligned} P_{\text{turbindrift3}} &= Q \cdot g \cdot H_n \cdot \eta_{\text{turb}} \cdot \rho_{\text{vann}} \\ &= 19,3 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 74 \text{ m} \cdot 0,82 \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \\ &= 11488726,4 \text{ W} = \underline{\underline{11,5 \text{ MW}}} \end{aligned} \quad (57)$$

Effekten i pumpedrift med en strømningshastighet på $16,1 \text{ m}^3/\text{s}$:

$$\begin{aligned} P_{\text{pumpedrift2}} &= \frac{Q \cdot g \cdot H_n \cdot \rho_{\text{vann}}}{\eta_{\text{pump}}} \\ &= \frac{16,1 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 74 \text{ m} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3}{0,85} \\ &= 13750157,6 \text{ W} = \underline{\underline{13,75 \text{ MW}}} \end{aligned} \quad (58)$$