

Utbygging av et vannkraftverk

Karen Helgeland Qvale

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2007
Hovedveileder: Ole Gunnar Dahlhaug, EPT

Oppgavetekst

Bakgrunn og formål:

Utbygging av vannkraftverk i Norge i dag foregår i små skala. Småkraftverk under 10 MW uten reservoar er en miljømessig løsning som både politikere og miljøvernorganisasjoner godtar. I Norge er det antatt et energipotensial for vannkraftverk under 10 MW på ca. 15 TWh. I lyset av dette er interessen for slike utbygginger blitt meget interessant. Dette prosjektet tar sikte på å utrede Gaula Kraftverk som eies av Gauldal Energi. Personell knyttet til Gauldal Energi og Mikro og Minikraft AS vil bistå studenten under oppgaven.

Mål:

Dimensjonere og evaluere den tekniske utbyggingen av Gaula Kraftverk.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter:

Det skal lages en fullstendig utredning for et småkraftverk. Oppgaven skal utrede og/eller prosjektere følgende:

- Nedslagsfelt og hydrologi
- Bestemme effekt, energipotensial og energiproduksjon fra kraftverket
- Estimere inntekter og kostnader for utbyggingen og foreta en økonomisk vurdering av utbyggingen
- Lokalisering av dam, inntak, rørgate og kraftstasjon
- Dimensjonering av rørgate
- Valg av ventiler, turbin, kontrollsystem, generator og transformator
- Det skal gjennomføres et overslag over hoveddimensjoner på turbinen

Studenten skal i samarbeid med personell fra Mikro og Minikraft AS utbedre eksisterende og programmere nytt beregningsverktøy som benyttes ved dimensjonering av småkraftverk.

Oppgaven gitt: 15. januar 2007

Hovedveileder: Ole Gunnar Dahlhaug, EPT

POSTADRESSE	TELEFONER	TELEFAX
NTNU	Sentralbord NTNU: 73 59 40 00	Instituttkontor: 73 59 35 80
INSTITUTT FOR ENERGI OG	Instituttkontor: 73 59 38 60	Vannkraftlaboratoriet: 73 59 38 54
PROSESSTEKNIKK	Vannkraftlaboratoriet: 73 59 38 57	
Kolbjørn Hejes vei 1A		
N-7491 Trondheim - NTNU		

Rapportens tittel	Dato
Utbygging av et vannkraftverk <i>- Development of a Water Power Plant</i>	12.06. 07
	Antall sider og bilag 59 + 25
Forfatter Karen Helgeland Qvale	Ansv. sign.
Avdeling Institutt for Energi- og prosesssteknikk Vannkraftlaboratoriet	Rapportnummer EPT-M-2007-44
ISBN nr.	Studieprogram: Energi og miljø Fordypningsemne: Varme- og energiprosesser
Oppdragsgiver NTNU/Mikro- og Minikraft AS	Oppdragsgivers ref. Ole Gunnar Dahlhaug/Ann-Elin R. Helset

<p>Ekstrakt</p> <p>Gauldal Energi AS fikk i 2006 konsesjon av NVE til å oppgradere Gaula kraftverk i Holtålen kommune. Kraftverket fra 1923 ligger i Gaulavassdraget, som er vernet. De miljømessige konsekvensene for vassdraget ved en oppgradering ble vurdert til å være små, og konsesjon til å utnytte 64 % av midlere vannføring ble gitt. Dette tilsvarer en økning på 400 % i forhold til slukeevnen i det eksisterende kraftverket.</p> <p>Dam, inntak samt øvre del av rørgata i eksisterende Gaula kraftverk er oppgradert i den senere tid, og ble da dimensjonert med tanke på fremtidig økt vannføring. Disse komponentene beholdes derfor ved oppgraderingen av resten av kraftverket.</p> <p>Masteroppgaven tar utgangspunkt i egne beregninger av nedbørsfelt. Basert på disse resultatene er det gjort beregninger for dimensjonering og valg av rør til nedre del av vannveien. Det ble også gjort vurderinger av antall turbiner i kraftverket og plassering av beste driftspunkt for disse. Hoveddimensjoner for turbinene ble også regnet ut. Vurderingene er basert på resultater fra beregninger av energiproduksjonen i kraftverket, og alternativene ble rangert etter enkle økonomiske beregninger. Beregningene ble gjort i egenutviklede regneark.</p> <p>I oppgaven ble det konkludert med at rørgaten i Gaula kraftverk bør være av glassfiberarmert umettet polyester (GUP), og med en diameter på 1560 mm. Det anbefales at det installeres to Francisturbiner på 2,19 og 0,59 MW. Spjeldventil og synkrongeneratorer ble også anbefalt. Programvaren som ble utviklet for beregningene bør videreutvikles slik at den fungerer optimalt</p>

	Stikkord på norsk	Indexing Terms English
Gruppe 1	Vannkraft	Hydro Power
Gruppe 2	Småkraftverk	Small hydro power plants
Egenvalgte stikkord	Dimensjonering av vannkraftverk	Dimensioning of hydro power plants
	Turtall	Rotational speed

Forord

Denne masteroppgaven er utført i løpet av våren 2007 ved Vannkraftlaboratoriet, NTNU på oppdrag fra Mikro- og Minikraft AS. Oppgaven representerer avslutningen av studiet ved Energi og Miljø, med fordypning innen Varme- og energiprosesser.

Veileder har vært førsteamanuensis Ole Gunnar Dahlhaug. Jeg vil benytte muligheten til å takke ham for all hjelp under arbeidet med oppgaven. Han er en vesentlig del av et sterkt faglig miljø ved Vannkraftlaboratoriet. Ved Vannkraftlaboratoriet legges det vekt på å etablere et sosialt miljø som inkluderer både studenter og ansatte. Dette gir en arbeidssituasjon som er med på å styrke motivasjon og tilhørighet på en måte som er ganske unik i NTNU-sammenheng.

Jeg vil også rette en stor takk til Sølvi Eide og Ann-Elin R. Helset i Mikro- og Minikraft AS. De har tålmodig svart på alle mine spørsmål gjennom hele oppgaven, og har bevist at også arbeidslivet kan være krydret med latterkuler.

Til slutt vil jeg takke broren min, Jon Helgeland Qvale, som har hjulpet meg med diverse problemstillinger i Excel.

Trondheim, 12. juni 2007

Karen Helgeland Qvale

Sammendrag

Gauldal Energi AS fikk i 2006 konsesjon av NVE til å oppgradere Gaula kraftverk i Holtålen kommune. Kraftverket fra 1923 ligger i Gaulavassdraget, som er vernet. De miljømessige konsekvensene for vassdraget ved en oppgradering ble vurdert til å være små, og konsesjon til å utnytte 64 % av midlere vannføring ble gitt. Dette tilsvarer en økning på 400 % i forhold til slukeevnen i det eksisterende kraftverket.

Dam, inntak samt øvre del av rørgata i eksisterende Gaula kraftverk er oppgradert i den senere tid, og ble da dimensjonert med tanke på fremtidig økt vannføring. Disse komponentene beholdes derfor ved oppgraderingen av resten av kraftverket.

Masteroppgaven tar utgangspunkt i egne beregninger av nedbørsfelt. Basert på disse resultatene er det gjort beregninger for dimensjonering og valg av rør til nedre del av vannveien. Det ble også gjort vurderinger av antall turbiner i kraftverket og plassering av beste driftspunkt for disse. Hoveddimensjoner for turbinene ble også regnet ut. Vurderingene er basert på resultater fra beregninger av energiproduksjonen i kraftverket, og alternativene ble rangert etter enkle økonomiske beregninger. Beregningene ble gjort i egenutviklede regneark.

I oppgaven ble det konkludert med at rørgaten i Gaula kraftverk bør være av glassfiberarmert umettet polyester (GUP), og med en diameter på 1560 mm. Det anbefales at det installeres to Francisturbiner på 2,19 og 0,59 MW. Spjeldventil og synkrongeneratorer ble også anbefalt. Programvaren som ble utviklet for beregningene bør videreutvikles slik at den fungerer optimalt.

Abstract

In 2006 Gauldal Energi AS got a licence to upgrade Gaula hydro power plant by the Norwegian authorities. The existing hydro power plant from 1923 is located in Holtålen, in the protected river Gaulavassdraget. The environmental impacts on the river due to upgrading of Gaula power station were rated low, and a licence to utilize 64 % of the mean flow of the river was given. This represents a 400 % increase relative to the flow through the existing power plant. The aim of this master thesis has been to dimension the upgraded Gaula power plant.

The dam with intake plus the upper part of the pipeline in the existing power plant have recently been upgraded, and were then dimensioned for an increased flow. These components will be kept as they are throughout the upgrade.

Results from hydrological calculations on Gaula power plant were the basis for the master thesis. Dimensioning of the lower part of the pipeline has been done, and choices for pipeline material and diameter are made. Evaluations regarding the number of turbines installed and the design of these were also made. The energy production corresponding to each pipeline material of interest and each turbine alternative was calculated. A final ranking of the different alternatives for Gaula power plant was made based on simple economic estimates.

Based on results from the calculations it was recommended to install a pipeline made of glass fibre reinforced unsaturated polyester (GUP) in Gaula power plant. The optimal diameter of the pipeline was 1560 mm. It was recommended to install two Francis turbines in the power station, with outputs of 2.19 and 0.59 MW. Butterfly valves and synchronous generators were also recommended. The programmes developed during the work on this thesis ought to be developed further if they are to be used for other calculations.

Innhold

FIGURLISTE

TABELLISTE

SYMBOLLISTE

1	INNLEDNING	1
2	GAULA KRAFTVERK.....	3
2.1	EKSISTERENDE KRAFTVERK	3
2.1.1	<i>Bygg</i>	4
2.1.2	<i>Maskin</i>	4
2.1.3	<i>Elektro</i>	4
2.2	OPPGRADERING AV GAULA KRAFTVERK	5
2.2.1	<i>Konsesjonssøknaden</i>	5
2.2.2	<i>Konsesjon fra NVE</i>	7
3	TEORI	8
3.1	HYDROLOGI	8
3.2	ENERGI OG EFFEKT	8
3.2.1	<i>Totalvirkningsgrad</i>	8
3.2.2	<i>Effekt</i>	9
3.2.3	<i>Energi</i>	9
3.2.4	<i>Brukstid</i>	9
3.3	BYGG	10
3.3.1	<i>Rørgate</i>	10
3.3.2	<i>Dynamisk stabilitet</i>	12
3.4	MASKIN.....	14
3.4.1	<i>Ventiler</i>	15
3.4.2	<i>Turbin</i>	15
3.5	ELEKTRO	21
3.5.1	<i>Generator</i>	21
3.5.2	<i>Apparatanlegg</i>	21
3.5.3	<i>Kontrollsystem</i>	22
3.5.4	<i>Elektrisk virkningsgrad</i>	22
3.6	ØKONOMI.....	22
3.6.1	<i>Inntekt</i>	22
3.6.2	<i>Kostnader</i>	23
3.6.3	<i>Økonomiske beregninger</i>	23
4	METODE.....	25
4.1	GENERELLE ANTAKELSER	25
4.2	HYDROLOGI	26
4.3	ENERGI OG EFFEKT	28
4.4	OPTIMALISERING RØRDIAMETER	28
4.5	ANTALL TURBINER	29
4.6	TURTALL	30
4.7	HOVEDDIMENSJONER FRANCISTURBIN	32
4.8	ØKONOMI.....	33
4.9	SIMULERINGER I KRAFTKALK	33
5	RESULTATER	35
5.1	HYDROLOGI	35
5.2	OPTIMALISERING RØRDIAMETER OG DYNAMISK STABILITET	37

5.3	VANNVEIENS VIRKNINGSGRAD	38
5.4	TURTALL	38
5.5	ENERGI OG EFFEKT	42
5.6	HOVEDDIMENSJONER FRANCISTURBIN	44
5.7	ØKONOMI	45
5.8	KRAFTKALK	47
6	DISKUSJON.....	48
6.1	UTSTYRSVALG	48
6.2	BEREGNINGSMETODER	48
6.3	RESULTATER	51
7	ANBEFALING VIDERE ARBEID.....	56
8	KONKLUSJON	57
9	REFERANSER	58

VEDLEGG

- A. ENDRINGER I KRAFTKALK
- B. BILDER FRA GAULA KRAFTVERK
- C. TOTALVIRKNINGSGRAD
- D. MASKINUTSTYR TIL VANNKRAFTVERK
- E. DIMENSJONERING AV PELTONTURBIN
- F. OPTIMALISERING AV RØRDIAMETER
- G. AVLØPSVINKEL β_2 I FRANCISTURBIN
- H. RESULTATER RØROPTIMALISERING GAULA KRAFTVERK
- I. GRAFER FOR TURTALL I FRANCISTURBINER

FIGURLISTE

Figur 2-1 Oversiktsbilde Gaula kraftverk.....	3
Figur 3-1 Optimalisering av rørdiameteren.....	11
Figur 3-2 Virkningsgradskurve for generell Pelton-turbin.....	16
Figur 3-3 Generelle virkningsgradskurver for Francisturbiner i små kraftverk.....	17
Figur 3-4 Virkningsgradskurve for en generell Kaplan-turbin.....	18
Figur 3-5 Virkningsgradskurver for Pelton-, Francis- og Kaplan-turbiner.....	19
Figur 3-6 Sammenheng mellom fartstall og turbin-type (Brekke, 2000).....	20
Figur 4-1 Nedbørsfelt for Gaula kraftverk skissert i kart med målestokk 1:50 000.....	27
Figur 4-2 Hoveddimensjoner i generell Francisturbin (Brekke, 2000).....	32
Figur 5-1 Varighetskurve for Gaula kraftverk.....	36
Figur 5-2 Tilgjengelig vannføring som kan utnyttes i Gaula kraftverk.....	37
Figur 5-3 Antall dyser mot redusert vannføring, Pelton-turbin.....	39
Figur 5-4 Turtall mot redusert vannføring for store og små Francisturbiner.....	40
Figur 5-5 Virkelig og kalkulert turtall mot redusert vannføring for store Francisturbiner.....	41
Figur 5-6 Turtall mot redusert vannføring for Kaplan-turbiner.....	42
Figur 5-7 KraftKalk: Annuitetsresultat mot vannhastighet for Gaula kraftverk.....	47
Figur 6-1 Sammendrag av resultater fra beregninger av energiproduksjon.....	53
Figur 6-2 Sammendrag av resultater fra beregninger av investeringens nåverdi.....	54

TABELLISTE

Tabell 2-1 Hoveddata for Gaula kraftverk.....	5
Tabell 2-2 Hoveddata for oppgradert Gaula kraftverk.....	7
Tabell 3-1 Antall polpar med tilhørende synkront turtall.....	21
Tabell 4-1 Konstante størrelser i beregningene.....	26
Tabell 5-1 Resultat fra arealberegning av nedslagsfeltet til Gaula kraftverk.....	35
Tabell 5-2 Resultater optimalisering rørdiameter.....	37
Tabell 5-3 Virkningsgrad for vannveien med ulike rørmaterialer.....	38
Tabell 5-4 Definisjon av turbinalternativ.....	42
Tabell 5-5 Energi og effekt med én turbin installert. Alternativ 1.a.....	43
Tabell 5-6 Energi og effekt med én turbin installert. Alternativ 1.b.....	43
Tabell 5-7 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.a.....	43
Tabell 5-8 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.b.....	44
Tabell 5-9 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.c.....	44
Tabell 5-10 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.d.....	44
Tabell 5-11 Hoveddimensjoner for Francisturbiner.....	45
Tabell 5-12 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 1.a.....	45
Tabell 5-13 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 1.b.....	46
Tabell 5-14 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.a.....	46
Tabell 5-15 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.b.....	46
Tabell 5-16 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.c.....	46
Tabell 5-17 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.d.....	46
Tabell 5-18 KraftKalk: Optimal rørdiameter.....	47

SYMBOLLISTE

Symbol	Enhet	Betegnelse
<u>Teknisk:</u>		
Q	m ³ /s	Vannføring
H	m	Fallhøyde
P	W	Effekt
E	Wh	Energi
L	m	Lengde
D	m	Diameter
η	%	Virkningsgrad
ρ	kg/m ³	Tetthet
g	m/s ²	Gravitasjonsaksellerasjon
T _b	timer	Bruktid
Δh	mVs	Trykkøkning
T _L	s	Lukketid
A	m ²	Areal
a	m/s	Lydhastighet
T _w	s	Vannveiens tidskonstant
h _f	mVs	Falltap pga. friksjon
f	-	Friksjonsfaktor
Ω	-	Fartstall
ω	rad/s	Vinkelhastighet
n	o/min	Turtall
Z _p	-	Antall polpar
V	m/s	Hastighet
<u>Økonomi:</u>		
A	-	Annuitetsfaktor
i	%	Internrente
n	år	Levetid
NPV	kr	Netto nåverdi
I	kr	Inntekt
K	kr	Investering
Indeks		
br		Brutto
e		Effektiv
*		Bestpunkt

1 Innledning

Jens Stoltenberg erklærte i statsministerens nyttårstale 2001 at tiden for de store vannkraftutbygginger er over. Etter den tid har antall småkraftverk som utredes, konsesjonssøkes og bygges økt kraftig. Småkraftverk defineres som et kraftverk med installert effekt på 1 - 10 MW mens et minikraftverk har installert mellom 100 kW og 1 MW. Et mikrokraftverk har lavere installert effekt enn 100 kW.

Mikro- og Minikraft AS er et selskap som tilbyr grunneiere og fallrettighetshavere rådgivning til planlegging, utbygging og rehabilitering av små vannkraftverk. Det er per i dag to ansatte i selskapet, daglig leder og elkraftingeniør Ann-Elin Rømme og dr.ing. Sølvi Eide. Selskapet eies av NTNU Technology Transfer, Gauldal Energi, Midtre Gauldal kommune og Holtålen kommune.

Mikro- og Minikraft har videreutviklet et program kalt KraftKalk som opprinnelig ble laget av Thor Bøckman og Erik Juliussen i forbindelse med deres masteroppgave på Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU våren 2005. Programmet simulerer produksjonen og investeringskostnader basert på tilsigsdata og valg for anlegget. Resultatene brukes videre til å optimalisere størrelsen på vannkraftverket, samt beregne verdien av realopsjonen.

Noe av hensikten med denne oppgaven er å sjekke teorien som ligger til grunn i KraftKalk ved å utvikle egne, uavhengige regneark basert på ligninger og utredninger fra faglitteraturen, og sammenligne resultater. Beregninger blir utført for Gaula kraftverk i Midtre Gauldal kommune. Kraftverket, eid av Gauldal Energi AS, skal oppgraderes og Mikro- og Minikraft AS er prosjektleder. De valgene som er beskrevet i konsesjonssøknaden til Gaula kraftverk blir det i all hovedsak ikke tatt hensyn til. På denne måten kan feil og ugunstige forenklinger i KraftKalk oppdages. I tillegg er det et mål med denne hovedoppgaven å videreutvikle KraftKalk, enten direkte i programmet eller ved å utarbeide programmer som støtte til KraftKalk.

Arbeidet med oppgraderingen av Gaula kraftverk er allerede i gang. I denne oppgaven blir likevel mange av beregningene gjort på nytt. Dette for å dobbeltsjekke det som alt er gjort, samtidig som læringsverdien av oppgaven økes. Beregninger er i all hovedsak utført i Microsoft Office Excel 2003.

I oppgaven presenteres først Gaula kraftverk slik det står i dag og Gauldal Energi sin konsesjonssøknad om oppgradering av kraftverket. Deretter beskrives konsesjonen med de betingelsene som NVE gav i 2006.

Teoridelen med ligninger og utredninger som ligger til grunn for valg og beregninger på et kraftverk deles inn i kategoriene hydrologi, energi og effekt, bygg, maskin, elektro og økonomi. Hovedfokus vil ligge på de maskintekniske beregningene. Beregningsmetodene brukt i oppgaven blir beskrevet etter teoridelen, og resultatene presentert til slutt.

Endringer i KraftKalk som er av ikke-faglig karakter, vil kun bli beskrevet i vedlegg A. Dette har ikke direkte relevans for oppgavens innhold, men dokumenteres av hensyn til oppdragsgiver Mikro- og Minikraft AS.

2 Gaula kraftverk

Gaula kraftverk ligger i Holtålen kommune i Sør-Trøndelag, i øvre del av Gaulavassdraget. Kraftverket ble bygget i 1923 for å forsyne Killingdal gruver med kraft til malmutvinning. I 1987 ble gruvedriften nedlagt, og Gaula kraftverk ble da overtatt av Gauldal Energi AS.

Gaulavassdraget ble i 1986 varig vernet mot kraftutbygging. Vernet ble vedtatt gjennom Verneplan III for vassdrag. Hensikten var å ivareta biotop- og artsmangfoldet langs elva. Berggrunnen langs vassdraget er også rik og variert (NOU, 1983). Kapittel 5 i lov om vassdrag og grunnvann, vannressursloven, omhandler vernede vassdrag. Eksisterende vannkraftverk i vassdrag som blir vernet kan fortsette driften uten å søke konsesjon, men loven åpner også for muligheten til å bygge om og utvide kraftverk dersom verneverdien i vassdraget ikke reduseres (OED, 2007).

2.1 Eksisterende kraftverk

Da Gaula kraftverk ble bygget i 1923 erstattet det et annet kraftverk fra 1905. Det eldste kraftverket hadde dam og inntak på samme sted som Gaula kraftverk, men kraftstasjonen og utløpet lå lenger oppe i elva. Et flyfoto av Gaula kraftverk er vist i Figur 2-1 (Norge i bilder, 2007). Rørgata går parallelt med veien som går mellom inntak og kraftstasjon.



Figur 2-1 Oversiktsbilde Gaula kraftverk

16. mai 2007 ble det gjort en befaring til Gaula kraftverk sammen med Harald Forodden fra Trønder Energi og Harald Moen fra Gauldal Energi. Tilstanden til det eksisterende kraftverket ble da undersøkt. I løpet av befaringsen ble det tatt en del bilder, og noen av disse presenteres i vedlegg B. Beskrivelsen av anlegget i dette kapitlet er basert på befaringsen og konsesjonssøknaden (Gauldal Energi, 2006).

2.1.1 Bygg

Dam og inntak ble i 1997 rehabilitert, og fremstår i dag i god stand. Dammen er en gravitasjonsdam av betong. Toppen av overløpet på dammen ligger på høyeste regulerte vannstand, HRV.

Rørgata til Gaula kraftverk består av 305 meter med nedgravde GUP-rør, deretter 630 meter trerør og 201 meter stålrør som står på bukker. Avløpet fra kraftstasjonen går i kanal ut fra kraftverket og ut i elva.

Frem til 1991 var de øverste 935 meterne av rørgata av tre. I 1991 ble imidlertid de øverste 305 meterne av trerørgata erstattet med nedgravde GUP-rør. Denne delen var fra 1905 og var laget av ubehandlet tre, noe som medførte at røret råtnet. Den nederste delen av trerørgata er fra 1923 og består av impregnert tre. Rørgater i tre er utsatt for sprekker og lekkasjer, særlig i forbindelse med temperatursvingninger rundt vannets frysepunkt. Gauldal Energi har opplevd at store treflisser fra rørgata har løsnet og havnet i turbinen.

Kraftstasjonen er fra 1923, men vedlikeholdsarbeid på bygningen er utført etter dette og den er i relativt god stand. Den er bygget i betong og tre.

2.1.2 Maskin

Ved inntaket til rørgata er det grovvaregrind, inntaksluke og en finvaregrind. Lukehuset er ganske nytt og er bygget med tanke på en utvidelse av kraftverket. Det er montert en regulerbar luke for slipp av minstevannføring. En rørbruddsventil er også installert.

I Gaula kraftverk ble det i 1923 installert en horisontal Francisturbin og det er den samme turbinen som driver kraftverket i dag. Turbinen ble levert av Kværner. Den har en maksimal slukeevne på 0,8 m³/s, og tilhørende effekt er 515 kW (Gauldal Elverk, 1996). Omløpstallet er 750 omdreininger per minutt.

2.1.3 Elektro

Generatoren i Gaula kraftverk er også fra oppstarten av kraftverket i 1925. Den er levert av A/S Norsk Elektrisk og Brown Boveri, og har gått siden uten nevneverdig vedlikehold. Magnetiseringen skjer ved en likestrømsmaskin på enden av generatoren. Det er installert et svinghjul på akslingen mellom turbinen og generatoren. Regulatoren er levert av A/S Myrens Verksted i Kristiania i 1922. Kontrollanlegget ble byttet ut på 1980-tallet. Transformatoren er plassert utendørs et stykke fra kraftverket.

Noen av nøkkeltallene for Gaula kraftverk er oppsummert i Tabell 2-1.

Tabell 2-1 Hoveddata for Gaula kraftverk

Maksimal slukeevne	Q_{\max}	0.8	m³/s
Brutto fallhøyde	H_{br}	82.2	m
Installert effekt	P	515	kW
Midlere årsproduksjon	$E_{\text{år}}$	ca. 3	GWh
GUP-rør 0 - 305 m			
Rørlengde	$L_{\text{rør}}$	305	m
Rørdiameter	$D_{\text{rør}}$	1340	mm
Trerør 305 - 935 m			
Rørlengde	$L_{\text{rør}}$	630	m
Rørdiameter	$D_{\text{rør}}$	860	mm
Stålrør 935 - 1136 m			
Rørlengde	$L_{\text{rør}}$	201	m
Rørdiameter	$D_{\text{rør}}$	600	mm

2.2 Oppgradering av Gaula kraftverk

I forbindelse med utbygging eller oppgradering av kraftverk må kraftverkseier søke Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om konsesjon. NVE kan gi søkeren påbud i konsesjonen som eventuelt gis.

2.2.1 Konsesjonssøknaden

Gauldal Energi søkte i 2006 NVE om konsesjon for oppgradering av Gaula kraftverk, i og med at utstyret i kraftstasjonen og nedre del av rørgata er gammelt og i dårlig stand. I denne forbindelse søkte selskapet også om konsesjon for å øke installasjonen, og dermed slukeevnen, i kraftverket. I konsesjonssøknaden ble det også foreslått innføring av minstevannføring i en sommerperiode. Dette kapittelet gir et kort sammendrag av søknaden (Gauldal Energi, 2006).

Hydrologi

Til tross for at Gaula kraftverk ligger i et vernet vassdrag ble det søkt om konsesjon til å utnytte mer av vannet. 64 % av midlere vannføring ved inntaket ble søkt, mot tidligere 12,8 %. Søknaden var begrunnet med at den økte slukeevnen vil ligge under slukeevnen på 150 – 200 % av middelvannføring som det hadde vært normalt å dimensjonere et kraftverk for. I tillegg er konsesjon for slukeevne på 71 % av midlere vannføring gitt til et annet, tilsvarende kraftverk i samme vassdrag.

Gauldal Energi AS foreslo i konsesjonssøknaden å innføre slipp av minstevannføring forbi inntaket i en periode om sommeren. Det ble foreslått en minstevannføring på 0,3 m³/s i perioden 15. juni til 31. august.

Bygg

Ifølge konsesjonssøknaden skal eksisterende inntaksdam og –magasin være uforandret. De eksisterende vannveiene skal i all hovedsak rives og fjernes. Kun de 305 meterne av rørgata som ble byttet i 1991 beholdes. Den nye vannveien skal bestå av glassfiberarmerte polyesterrør, og rørgata vil graves ned i bakken. Traséen vil være den samme som den eksisterende, med unntak av de siste 70 meterne før inntaket til kraftstasjonen. Her vil rørgata følge en parallell trasé til en ny kraftstasjon.

En ny kraftstasjon er planlagt ved oppgraderingen av Gaula kraftverk. Gauldal Energi AS ønsker å beholde den eksisterende stasjonen med alt utstyr for ettertiden. Den nye kraftstasjonen legges 8-10 m fra den eksisterende.

Maskin

Inntaket til Gaula kraftverk ble rehabilitert i 1997, og det ble da dimensjonert med tanke på en utvidelse. Dette medfører at varegrinder, inntaksluke og rørbruddsventil kan forbli som de er. Nye ventiler i kraftverket vil installeres, mest sannsynlig spjeldventiler på grunn av den relativt lave fallhøyden.

Det er planlagt å installere to horisontale Francisturbiner i kraftverket. Den totale vannføringen fordeles på disse to turbinene med 1/3 og 2/3. Effekten i kraftverket blir 2,6 MW. Totalt vil produksjonen øke med 8,5 GWh, som gir en årlig produksjon på 11,5 GWh.

Elektro

Til de to planlagte turbinene må det installeres nye generatorer. Hovedtransformatoren i det eksisterende kraftverket planlegges byttet ut med en ny transformator som er bedre tilpasset den nye installasjonen. Den eksisterende linjetilkoblingen til Gaula kraftverk skal tåle den økte effekten fra oppgraderingen, og den forutsettes opprettholdt slik den er i dag.

Miljøkonsekvenser

En oppgradering av Gaula kraftverk vil ikke medføre store miljøkonsekvenser. Det er allerede etablert tilstrekkelig veinett i området, og ingen nye veier må anlegges. Tippmasser som produseres som følge av utsprenging og utgraving av rørtraseen brukes til å grave igjen traseen samt fylle inn søkk i terrenget. Deponering av tippmasser blir derfor ikke nødvendig. De eksisterende kraftlinjene vil bli benyttet.

Den eksisterende rørgata i tre ligger i dagen. Den planlagte vannveien vil graves ned, og området vil dermed være enklere tilgjengelig for mennesker og dyr. Ei kraftlinje som går

parallelt med rørgata vil bli fjernet. Gauldal Energi ønsker også ifølge konsesjonssøknaden å bevare kraftstasjonen fra 1923, med original turbin og generator for ettertiden.

Hoveddata for det oppgraderte kraftverket slik det er beskrevet i konsesjonssøknaden (Gauldal Energi, 2006) er oppsummert i Tabell 2-2.

Tabell 2-2 Hoveddata for oppgradert Gaula kraftverk

Maksimal slukeevne	Q_{\max}	4.0	m^3/s
Brutto fallhøyde	H_{br}	82.2	m
Installert effekt	P	2.6	MW
Midlere årsproduksjon	$E_{\text{år}}$	11.5	GWh
GUP-rør 0 - 305 m			
Rørlengde	$L_{\text{rør}}$	305	m
Rørdiameter	$D_{\text{rør}}$	1340	mm
GUP-rør 305 - 1136 m			
Rørlengde	$L_{\text{rør}}$	831	m
Rørdiameter	$D_{\text{rør}}$	1400	mm

2.2.2 Konsesjon fra NVE

Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven), § 35, gir mulighet til å utvide eksisterende anlegg i vernede vassdrag "... hvis forholdene i vassdraget etter en samlet vurdering vil være miljømessig like gunstige som før ombyggingen".

NVE ga i november 2006 tillatelse til oppgradering av Gaula kraftverk. Søknaden til Gauldal Energi AS ble i hovedsak etterkommet, men vilkårene for minstevannføring ble noe endret. Sommerperioden med pålagt minstevannføring på $0,3 \text{ m}^3/\text{s}$ ble forlenget, og strekker seg fra 1. juni til 30. september. Det ble også innført minstevannføring på $0,1 \text{ m}^3/\text{s}$ resten av året.

3 Teori

I dette kapittelet presenteres teori som er relevant i arbeidet med å dimensjonere Gaula kraftverk samt utvikle nytt beregningsverktøy som støtte til KraftKalk.

3.1 Hydrologi

I planleggingen av et kraftverk er det avgjørende å estimere forventet produksjon. Produksjonen bestemmes i stor grad av vannet som er tilgjengelig, og naturligvis konsesjonsvilkår for hvor mye av det tilgjengelige vannet man har lov til å utnytte.

For å beregne nedbørsfeltet til kraftverket brukes et kart over området. Vann, bekker og elver som munner ut i vassdraget oppstrøms inntaket regnes med, samt tilsigsområdet for disse. Dette gjøres ved å trekke linjer over topper og vinkelrett på kotene på kartet. Arealet som til slutt vises på kartet er nedbørsfeltet for kraftverket.

For å beregne arealet kan man telle antall ruter på kartet som nedbørsfeltet dekker og multiplisere opp med målestokken for kartet. En annen metode er å bruke et planimeter. Et planimeter er et batteridrevet redskap med en peker som man fører langs tilsigsskillet som er tegnet på kartet. Det er veldig sensitivt for små utslag med pekeren, og det vil derfor kunne være noe feil i målingene. Av denne grunn bør det gjøres flere målinger.

3.2 Energi og effekt

Energien som produseres i et kraftverk representerer inntekten i kraftverket. For å gjøre kraftverket mest mulig lønnsomt er det derfor viktig å planlegge et kraftverk som utnytter det tilgjengelige vannet på best mulig måte. Nøyaktige beregninger for energi- og effektpotensiale i et nytt kraftverk kan utføres først når en del av dimensjonene for anlegget er bestemt.

3.2.1 Totalvirkningsgrad

I et vannkraftsystem er det tap i alle ledd. De ulike komponentene har ulik størrelse på tapene, og dette uttrykkes i virkningsgraden til komponentene. I denne oppgaven er det lagt vekt på virkningsgraden i vannveien, turbinen og det elektriske utstyret, da det er her de største tapskomponentene i systemet finnes.

Totalvirkningsgraden er produktet av alle komponentenes virkningsgrader:

$$\eta_{total} = \eta_{turb} \cdot \eta_{vannvei} \cdot \eta_{el} \quad (3-1)$$

Dersom det er to turbiner installert i et vannkraftverk, må uttrykket for virkningsgraden vektas med hensyn til vannføringene gjennom hver av turbinene. Er det to turbiner i

kraftverket, kan det være to parallelle trykksjakter som fører vannet inn til de to turbinene. Uttrykket for totalvirkningsgraden blir da som vist i ligning (3-2). Dersom det bare er en trykksjakt til flere turbiner, blir virkningsgraden for sjakt 1 og sjakt 2 lik. Den kan da settes utenfor brøkstreken sammen med virkningsgradene for rørgata og elektrisk utstyr. En fullstendig utledning av totalvirkningsgraden for et kraftverk med to turbiner er gitt i vedlegg C.

$$\eta_{total} = \frac{\eta_{turb1} \cdot \eta_{sjakt1} \cdot Q_1 + \eta_{turb2} \cdot \eta_{sjakt2} \cdot Q_2}{Q_{total}} \cdot \eta_{rørgate} \cdot \eta_{el} \quad (3-2)$$

Virkningsgraden $\eta_{rørgate}$ gjelder for rørgata frem til den eventuelt deles i de to trykksjaktene. Ligninger eller uttrykk for de forskjellige virkningsgradene utledes senere i kapitlet.

3.2.2 Effekt

Størrelsen på turbinen som installeres i et kraftverk bestemmes av den maksimale effekten man kan hente ut av et kraftverk, P_{maks} . Maksimal effekt er avhengig av den maksimale slukeevnen til kraftverket, fallhøyden og tapene i vannkraftsystemet. Uttrykket for effekt som funksjon av vannføring er gitt i ligning (3-3).

$$P(Q) = \rho \cdot g \cdot H_{br} \cdot Q \cdot \eta_{total} \quad (3-3)$$

3.2.3 Energi

Energien som produseres i et kraftverk i løpet av et år, $E_{\text{år}}$, finnes ved å multiplisere effekten ved hver vannføring med varigheten av vannføringen. Dette uttrykkes i integralet i ligning (3-4). Uttrykket for effekt er gitt i ligning (3-3).

$$E_{\text{år}} = \int_0^{t_{\text{år}}} P(Q) dt \quad (3-4)$$

3.2.4 Brukstid

Brukstiden, T_b , er en teoretisk størrelse som er definert i ligning (3-5).

$$T_b = \frac{E_{\text{år}}}{P_{maks}} \quad (3-5)$$

$E_{\text{år}}$ er årsproduksjonen for kraftverket, mens P_{maks} er den maksimale effekten kraftverket kan levere. Brukstiden sier noe om utnyttelsesgraden av utstyret som er installert. Kraftverk i Norge pleier å ha en brukstid mellom 3500 og 5000 timer (EBL, 2007).

3.3 Bygg

Ved utbygging av vannkraftverk omfatter fagfeltet bygg dimensjonering av dam, inntak, vannvei og kraftstasjon. I forbindelse med utbyggingen av Gaula kraftverk beholdes eksisterende dam og inntak, og disse temaene behandles derfor ikke i oppgaven.

3.3.1 Rørgate

Når man skal gjøre valg for en ny rørgate er det viktig å gjøre beregninger på belastningene systemet skal tåle, og basert på resultatene velge et hensiktsmessig materiale. Disse valgene henger videre sammen med valg av diameter på rørgata.

Rørmaterialer

Valg av materiale til rørgata gjøres basert på egenskapene til de ulike materialtypene. Faktorer som det tas hensyn til er pris, behovet for vedlikehold, friksjonen, hvor stort trykk systemet skal tåle og hvorvidt rørgata skal graves ned. Beskrivelsen av de ulike materialene er basert på NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (2005) og Veilederen for småkraftanlegg utviklet av Norconsult og NVE (2003).

Valg av materiale til rørgata henger til dels sammen med optimaliseringen av rørdiameteren. Dersom økonomisk diameter er høyere enn standarddimensjonen rørtypen leveres i (NVE, 2005), vil den være uaktuell for kraftverket. Må rørene spesiallages vil kostnaden øke betraktelig.

Friksjonen i rør beregnes ved hjelp av blant annet friksjonsfaktoren for røret. Denne er egentlig avhengig av diameteren og hastigheten i røret. Norconsult og NVE (2003) oppgir friksjonsfaktoren for ulike rør som ”i størrelsesorden”. Friksjonsfaktoren antas likevel i denne oppgaven å være konstant, og settes til verdien oppgitt av Norconsult og NVE.

PE-rør er plastrør som brukes for små dimensjoner i små vannkraftanlegg, og er mest egnet for nedgraving. Det er ikke nødvendig med overflatebehandling, det er lite problemer med ising og røret har lang levetid. Rørene har imidlertid lav styrke og stivhet, og det er gjerne økt falltap ved rørskjøtene. Friksjonsfaktoren for PE-rør settes til 0,015.

Rør av glassfiberarmert umettet polyester, **GUP-rør**, kan både legges på fundamenter og graves ned. De kan benyttes i kraftverk med opptil 250 meter trykk, og de leveres i diametre opp til 2 meter. GUP-rør er lette, krever lite vedlikehold og har lang levetid. Rørene tåler lite slag og kan ødelegges dersom stein raser ut og treffer rørgata. Friksjonsfaktoren for GUP-rør antas å være 0,015.

Det er vanligvis **spiralsveiste stålrør** som benyttes i vannkraftverk. Stålrør er sterke, og brukes hovedsakelig i anlegg med høye vanntrykk. De leveres i diametre opp til ca. 1400 mm. Rørene kan både legges på fundamenter og graves ned. Denne materialtypen krever vedlikehold i form av overflatebehandling. For nedgravde rør er det nødvendig med ekstra korrosjonsbehandling utvendig. Friksjonsfaktoren for nymalte stålrør er 0,015. Har

røret diameter mindre enn 400 mm anbefaler NVE at man bruker rustfritt stål. Grunnen er at vedlikehold er både vanskelig og dyrt for små dimensjoner.

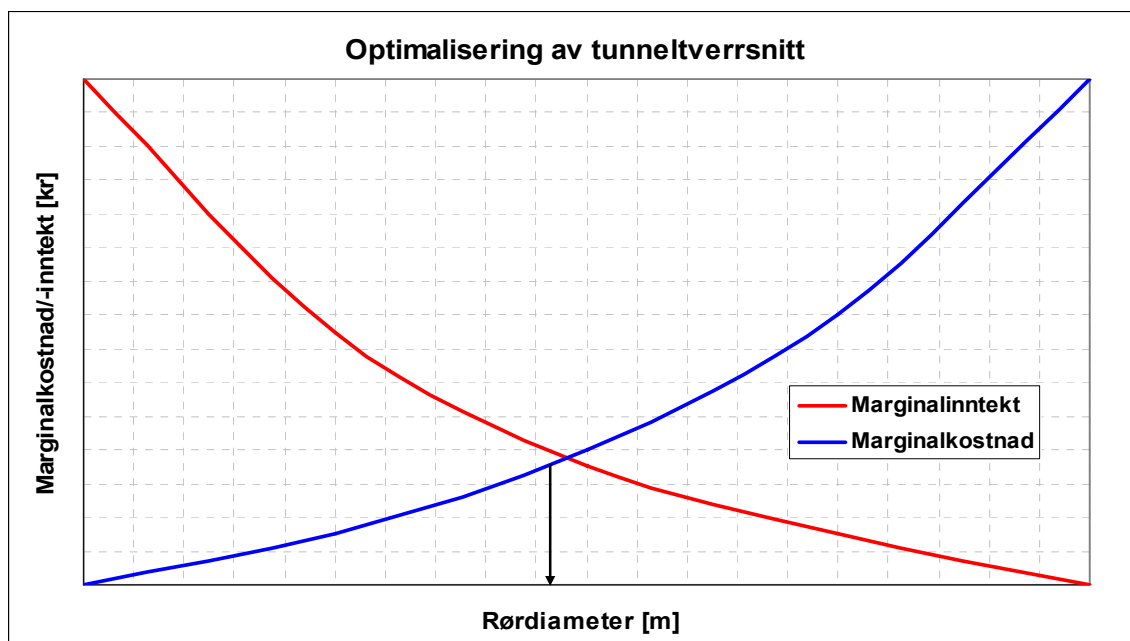
Duktile støpejernsrør leveres i store dimensjoner og tåler høye vanntrykk. Det er rimelig å montere rørene, og de har høy korrosjonsbestandighet hvis de graves ned. Rørene er imidlertid tunge. Friksjonsfaktoren for duktile støpejernsrør settes til 0,016.

Spennarmerte betongrør leveres i store dimensjoner, men brukes ikke for vanntrykk over 200 m. Rørene må graves ned. Det kreves ingen overflatebehandling og levetiden er lang. Ruheten for betong ligger ifølge White (2003) mellom 0,3 og 1,3 mm. Basert på Moodydiagram og en gjettet diameter på 1500 mm antas det at spennarmerte betongrør har en friksjonsfaktor på 0,02.

Trerør brukes for rørgater med store dimensjoner, men med lave vanntrykk. Rørene er lette og uten skjøter, men tåler lite undertrykk før de klapper sammen. De må være frittliggende og krever mye fundamentering. Behovet for vedlikehold øker med alderen på rørgata. Friksjonsfaktoren for trerør anslås av Norconsult og NVE (2003) til å være 0,030.

Økonomisk rørdiameter

Økt diameter i et rør gir redusert falltap, men samtidig økt rørkostnad. Økonomisk optimal diameter finnes der den deriverte av rørkostnaden er lik den deriverte av diskontert inntekt. I praksis regnes de deriverte som marginalinntekt og -kostnad. Marginale størrelser er definert som endring i kroner som følge av endring i diameter, dividert med diameterendringen. Figur 3-1 viser prinsippet bak optimalisering av rørdiameteren.



Figur 3-1 Optimalisering av rørdiameteren

Vannveiens virkningsgrad

Friksjon mellom vann i bevegelse og veggen på vannveien gir tap. Dette tapet, h_f , angis med enheten meter, og ligningen er gitt av White (2003). Det forutsettes her at vannet strømmer gjennom et rør med sirkulært tverrsnitt.

$$h_f = f \cdot \frac{L \cdot Q^2}{2 \cdot g \cdot D \cdot A^2} \quad (3-6)$$

Friksjonsfaktoren, f , er en materialeegenskap og er derfor avhengig av valget av rørtype. L , A og D angir henholdsvis lengden, tverrsnittsarealet og diameteren på røret. Q er vannføringen gjennom røret.

Friksjonstapet uttrykkes i vannveiens virkningsgrad (Nielsen, 1984), vist i ligning (3-7).

$$\eta_{\text{vannvei}} = 1 - \frac{h_f}{H_{br}} \quad (3-7)$$

H_{br} er brutto fallhøyde for kraftverket.

Med litt mellomregning finner man at uttrykket for vannveiens virkningsgrad blir som i ligning (3-8).

$$\eta_{\text{vannvei}} = 1 - \frac{8}{\pi^2 \cdot g} \cdot \frac{f \cdot L \cdot Q^2}{H_{br} \cdot D^5} \quad (3-8)$$

Virkningsgraden for en rørgate sammensatt av n rør av ulikt materiale eller med ulik diameter er vist i ligning (3-9) under.

$$\eta_{\text{vannvei}} = 1 - \frac{8}{\pi^2 \cdot g} \cdot \frac{Q_{\text{total}}^2}{H_{br}} \cdot \left(\left(\frac{f \cdot L}{D^5} \right)_1 \cdot \left(\frac{f \cdot L}{D^5} \right)_2 \cdot \dots \cdot \left(\frac{f \cdot L}{D^5} \right)_n \right) \quad (3-9)$$

3.3.2 Dynamisk stabilitet

Vann i bevegelse i et vannveisystem representerer store krefter. I forbindelse med dimensjonering av et kraftverk er det viktig å beregne de maksimale kreftene systemet kan bli utsatt for, slik at utstyret som velges tåler belastningen. Beregninger på dynamisk stabilitet henger sammen med både maskin-, bygg- og elektrotekniske valg som blir gjort for kraftverket. Kapitlet er basert på rapporten *Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk* av professor Torbjørn Nielsen (1990).

Dimensjonerende trykk

Det dimensjonerende trykket for rørgaten er det maksimale vanntrykket rørgaten kan bli utsatt for. Dette er summen av fallhøyden i kraftverket og maksimal trykkøkning foran

turbinen. Beregninger av dimensjonerende trykk er avgjørende ved planlegging og valg av rørgate.

Dersom kraftverket faller ut av nettet vil turbinen miste motstanden, og dermed gå mot rusing. For å hindre dette stenges vanntilførselen til turbinen. Vannet i rørgata vil imidlertid fremdeles være i bevegelse, og dette medfører en trykkoppbygging der hvor vannveien til turbinen stenges.

Lukketiden, T_L , er den tiden det tar for ledeapparatet på Francis- og Kaplanturbiner eller dysene på en Peltonturbin å stenge helt. Lang lukketid vil redusere trykkoppbyggingen foran turbinen, men samtidig vil dette gi lang rusetid for turbinen. Rusetiden kan imidlertid reduseres ved å installere en omløpsventil som leder vannet forbi turbinen når kraftverket faller av nettet.

Trykkøkningen foran turbinen målt i meter vannsøyle, Δh , beskrives ved ligning (3-10).

$$\Delta h = \frac{\Delta Q \cdot L}{g \cdot T_L \cdot A} \quad (3-10)$$

L og A er henholdsvis lengden og tverrsnittsarealet av rørgata. ΔQ er endringen i vannføring gjennom rørgata. Ligning (3-10) er basert på antakelsen om at vann og rør er stive, der man ser bort fra effekten av elastisiteten. Dette er en grei antakelse dersom refleksjonstiden, T_r , uttrykt ved ligning (3-11) er lavere enn lukketiden til turbinen.

$$T_r = \frac{2 \cdot L}{a} \quad (3-11)$$

a er lyd hastigheten til vann i rør. Dersom refleksjonstiden er i størrelsesorden med turbinens lukketid, må man inkludere de elastiske effektene i beregningene. Overslagsberegninger gir at trykkøkningen, uttrykt i ligning (3-10), i slike tilfeller vil dobles.

Svingninger

Hvis et kraftverk skal frekvensregulere for å holde nettfrekvensen på 50 Hz, skjer dette ved at ledeapparatet på turbinen åpnes og lukkes for å oppnå riktig vannføring, og dermed effekt. Reguleringen vil da føre til at vannet i røret begynner å svinge. For et vannkraftverk som skal bidra med frekvensregulering må man gjøre beregninger for å vurdere om det bør installeres en svingesjakt i vannveien.

Hvis man har en svingesjakt i vannveien oppstrøms turbinen vil man ved regulering av ledeapparatet oppleve svingninger mellom vannspeilene i magasin og svingesjakt på grunn av elastisiteten i vannet. Svingesjakten må da dimensjoneres slik at man unngår at vann renner over sjakta eller at det suges luft inn i vannveien.

Først av alt gjør man en overslagsberegning for å sjekke om det i det hele tatt er behov for å sette inn en svingesjakt. Det gjør man ved å beregne tilløpstiden for vannmassene, T_w . Er denne størrelsen lik eller mindre enn 1, trenger man ikke svingesjakt. Tidskonstanten er definert i ligning (3-12).

$$T_w = \frac{Q}{g \cdot H} \sum \frac{L}{A} \quad (3-12)$$

Q er vannføringen og H er brutto fallhøyde. L og A angir henholdsvis lengden og arealet av delene i vannveien mellom nærmeste fri overflate oppstrøms turbinen til nedstrøms turbinen.

Dersom T_w er større enn 1, betyr det at man må innføre svingekammer eller luftputekammer i vannveien oppstrøms turbinen¹. Da vil avstanden L fra nærmeste frie vannspeil oppstrøms og nedstrøms turbinen reduseres. Kammeret må plasseres slik at forholdet mellom L og A gir en T_w som er maksimalt 1. Hensikten med svinge- og luftputekammer er å begrense retardasjonstrykket ved turbinen, samt bedre reguleringskvaliteten. Dette skjer ved at kamrene etterfyller eller akkumulerer vannmasser ved henholdsvis økning eller reduksjon av vannføringen gjennom turbinen.

Innføres svingesjakter i vannveien må beregninger av sjaktsvingningene mellom magasinet og vannspeilet i sjakta gjøres. Beregningene utføres for det verst tenkelige lastforhold; fullt pådrag etterfulgt av avslag. Ugunstigste tidspunkt for en hurtig nedstengning vil være ved maksimal vannføring, så denne vannføringen brukes i utregningene. Basert på resultater fra disse beregningene kan man dimensjonere svingesjakt. Ligninger for å dimensjonere svingesjakt er gitt blant annet i Nielsen (1990).

3.4 Maskin

Leverandører til småkraftverk tilbyr ofte alt elektrisk og mekanisk utstyr i totalpakker. Dette kan særlig være et gunstig alternativ for små kraftverk. For litt større kraftverk kan det imidlertid være en del å tjene på å håndplukke utstyret slik at det passer best mulig med den planlagte driften av anlegget.

Noe av det maskintekniske utstyret man vanligvis må velge i forbindelse med utbygging av et vannkraftverk finnes allerede i Gaula kraftverk. En kort beskrivelse av dette utstyret og valgmulighetene er likevel gitt i vedlegg D.

¹ Det er også mulig å installere svingekammer i vannveien nedstrøms turbinen, men dette anses som mest aktuelt for store kraftverk og behandles derfor ikke i denne oppgaven.

3.4.1 Ventiler

Det finnes mange typer ventiler, men det er i praksis fire typer som er aktuelle for vannkraftverk; spjeld-, kule-, sluse- og ringventil (Midtre Gauldal Kommune, 2000). De to mest brukte ventiltypene er spjeld- og kuleventil, og det er bare disse som blir beskrevet nærmere under.

Spjeldventil

Ventilen består av en rund plate (spjeld) med samme diameter som røret. Spjeldet er festet med en aksel som går gjennom rørveggene. Når ventilen skal åpnes roterer spjeldet rundt akselen slik at det ligger parallelt med strømmingen midt i røret. Dette medfører betydelige falltap. De fleste spjeldventiler er utstyrt med lodd med loddarm (Midtre Gauldal Kommune, 2000). Denne ventiltypen er billigere enn kuleventilen, og er best egnet for fallhøyder inntil 200 meter (Norconsult og NVE, 2003).

Kuleventil

En kuleventil består av en kule som er plassert i et kuleformet hus. Kula har et sylindrisk hull med samme diameter som rørgata. Når ventilen skal stenges dreies kula slik at sylindrehullet står normalt på strømreringen. Skal ventilen åpnes dreies kula slik at hullet blir sammenfallende med røret. Ventilen gir dermed små tap, men den er samtidig dyr i innkjøp (Midtre Gauldal Kommune, 2000). Denne ventiltypen brukes vanligvis i høytrykksanlegg.

3.4.2 Turbin

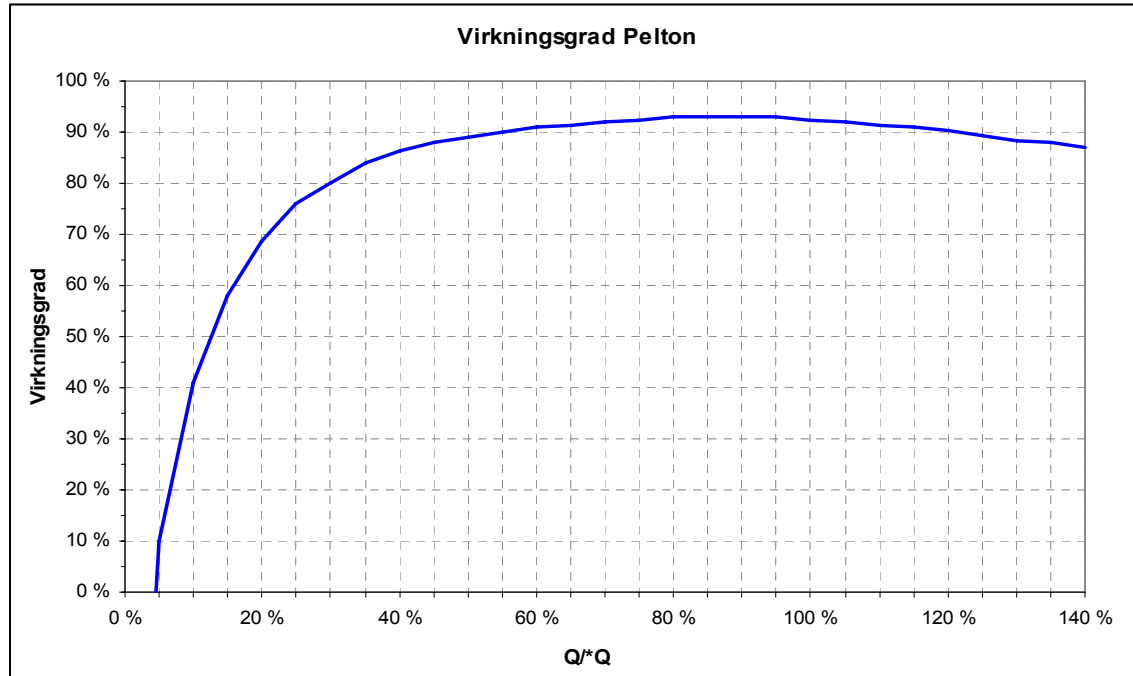
I turbinen overføres trykk- og hastighetsenergi i vannet til rotasjonsenergi, som videre brukes til å drive generatoren som produserer elektrisk energi. Valg av riktig turbin er avgjørende for å utnytte energien best mulig. I noen tilfeller er valg av turbin relativt opplagt, i andre tilfeller må faktorer som forventet kjøremønster og virkningsgradskurver vurderes før man gjør et valg.

Turbintype

Det er i hovedsak tre turbintyper som benyttes i små vannkraftverk; Pelton-, Francis- og Kaplan-turbiner. Andre varianter som bulbturbin og plateturbin finnes også, men disse blir brukt i langt mindre grad. I denne oppgaven vil kun de tre hovedtypene vurderes.

Pelton-turbinen er en impulsturbin, der all trykkenergien i vannet blir omgjort til hastighetsenergi i dysene (Brekke, 2004). Hastighetsenergien overføres til mekanisk energi på akslingen via løpehjulet som bøyer av vannstrålene fra dysene. En Pelton-turbin kan ha fra en til seks dyser. Turbinen brukes ved store fallhøyder og relativt små vannføringer. Den kan utnytte vannføringer mellom 5 % og 120 % i forhold til vannføringen som gir beste virkningsgrad (Vannkraftlaboratoriet).

Fasongen på Peltonturbinens virkningsgradskurve vil være avhengig av antall dyser som er installert. Jo flere dyser en Peltonturbin har, jo bredere er operasjonsområdet. En generell virkningsgradskurve for en Peltonturbin er vist i Figur 3-2. Dataene kurven er basert på er hentet fra en veileder utarbeidet av NVE og Norconsult (2003).



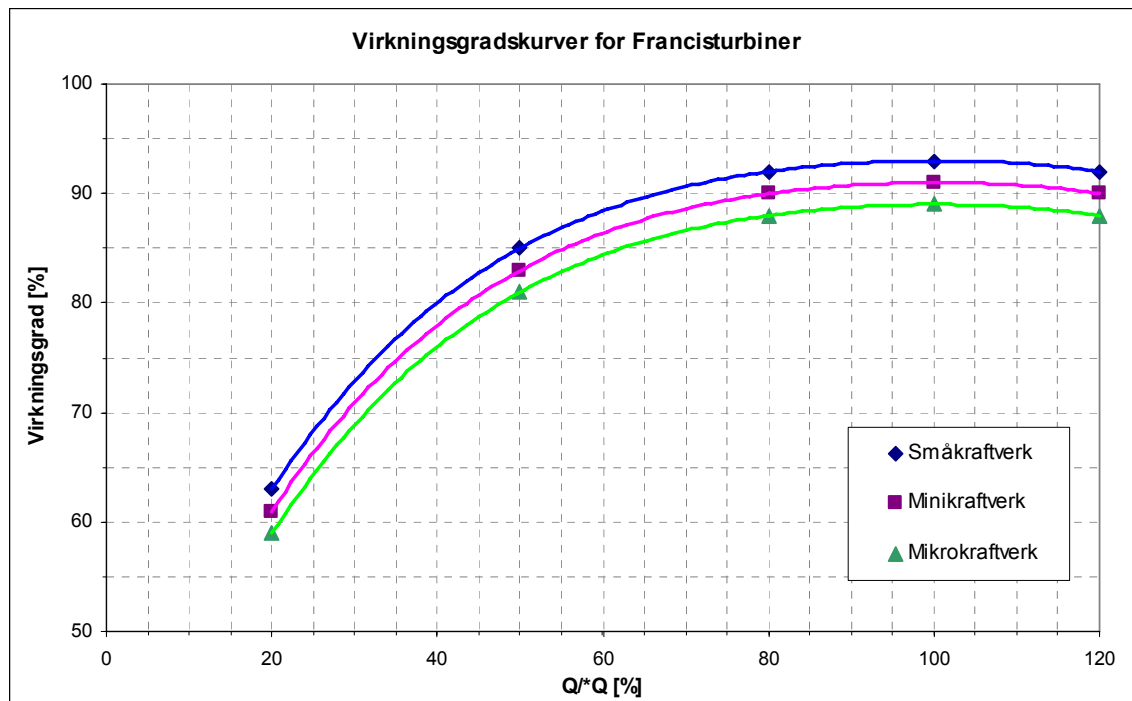
Figur 3-2 Virkningsgradskurve for generell Peltonturbin

En utledning basert på Brekke (2004) av hoveddimensjonene for løpehjulet i en Peltonturbin er gitt i vedlegg E.

Francisturbinen omsetter, i motsetning til Peltonturbinen, noe av trykkenergien i vannet direkte i løpehjulet. Vannet fordeles jevnt inn på løpehjulet via spiraltromma. I løpehjulet får trykkdifferansen mellom trykk- og sugeside på skovlene får løpehjulet til å rotere. All effekt overføres i løpehjulet, og vannet strømmer ut av løpehjulet uten spinn og med sterkt redusert trykk (Brekke, 2004).

Francisturbiner har et smalere operasjonsområde enn Peltonturbiner. Det er antatt at turbinene kan nyttegjøre vannføringer mellom 120 % og 20 % av beste driftspunkt (Vannkraftlaboratoriet). Beste driftspunkt er der hvor man oppnår høyeste virkningsgrad. Dette punktet kalles også designpunktet.

Den maksimale virkningsgraden er imidlertid høyere enn de andre turbintypene. I denne oppgaven er det antatt at Francisturbiner i småkraftverk har maksimal virkningsgrad på 93 %, mens turbiner i et minikraftverk har 91 %. Francisturbiner i mikrokraftverk antas å ha maksimal virkningsgrad på 89 %. Fasongen på virkningsgradskurvene for øvrig antas å være lik, men parallellforskjøvet. Virkningsgradskurver for Francisturbiner i små-, mini- og mikrokraftverk er vist i Figur 3-3. Vannføringen langs horisontalakselen er gitt i forhold til vannføringen som gir beste virkningsgrad.

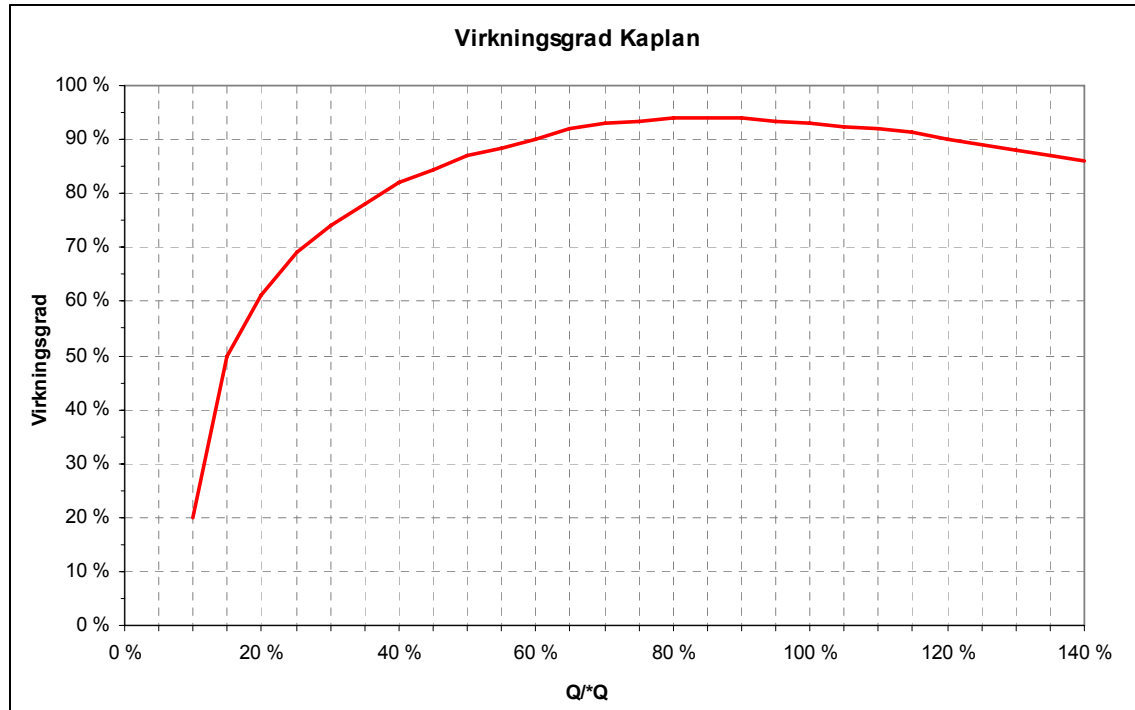


Figur 3-3 Generelle virkningsgradskurver for Francisturbiner i små kraftverk

Utleddning av hoveddimensjonene for en Francisturbin er gitt i Brekke (2004).

Kaplanturbinen omsetter, i likhet med Francisturbinen, noe av trykkenergien i vannet direkte i løpehjulet. Vannet akselereres og settes i rotasjon, og løpehjulet overfører dreiemoment til akslingen. Ved utløpet av løpehjulet strømmer vannet ut uten spinn.

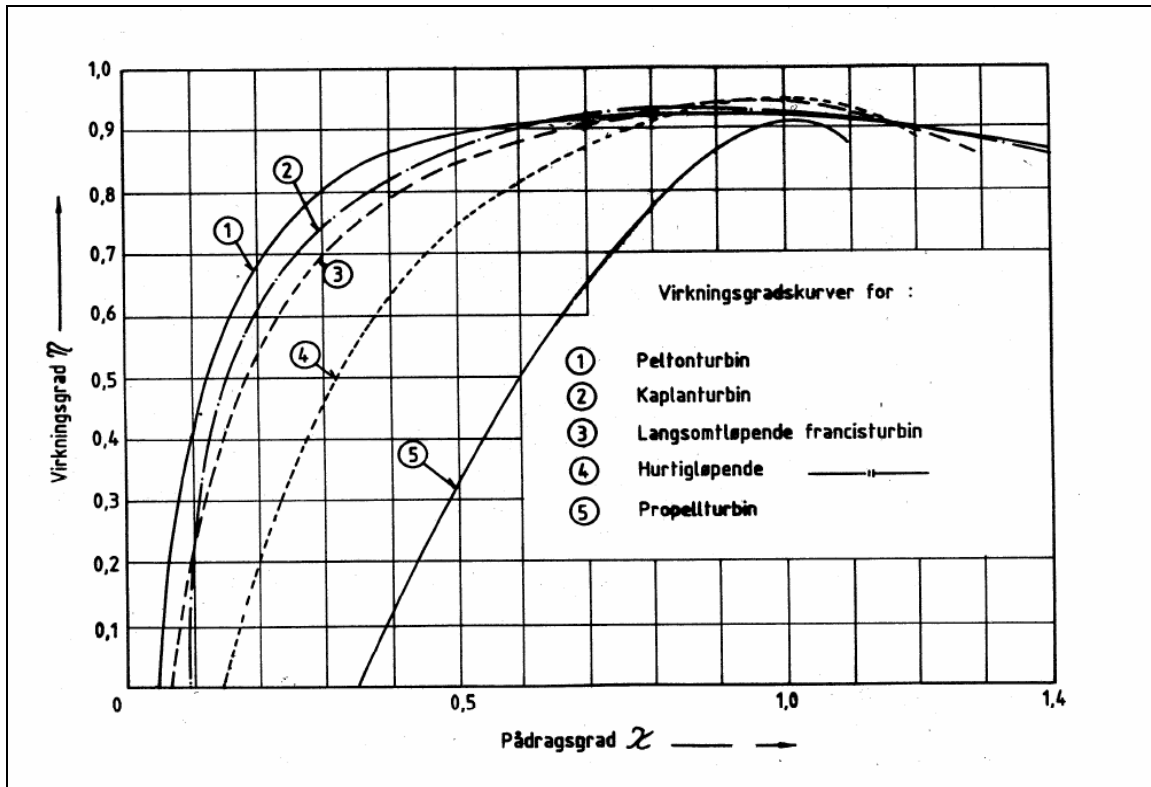
Turbinen har vridbare skovler i løpehjulet, noe som gir et bredt driftsområde med god virkningsgrad. Den maksimale virkningsgraden er imidlertid lavere enn for Francisturbiner. Figur 3-4 viser en generell virkningsgradskurve for en Kaplanturbin. Kurven er basert på en veileder utviklet av NVE og Norconsult (2003).



Figur 3-4 Virningsgradskurve for en generell Kaplan turbin

Kaplan turbiner brukes ved lave fallhøyder og store vannføringer. Turbinene kan utnytte vannføringer mellom 10 % og 120 % av vannføringen ved beste driftspunkt (Vannkraftlaboratoriet).

Figur 3-5 viser virningsgradskurver for ulike turbintyper i samme figur (NVE og Norconsult, 2003). Benevnningen på horisontalaksen i figuren er pådragsgrad. Det antas at denne størrelsen angir forholdet mellom vannføringen i turbinen og vannføringen som vil gi beste virningsgrad, Q/Q^* .



Figur 3-5 Virkningsgradskurver for Pelton-, Francis- og Kaplan-turbiner

Plassering av beste driftspunkt

Vannføringen som gir høyest virkningsgrad kalles beste driftspunkt, eller bestpunkt. Ved design av turbinen kan man velge hvor dette punktet skal ligge. Dette vil i praksis si at virkningsgradskurvene i Figur 3-2, Figur 3-3 og Figur 3-4 forskyves enten mot høyre eller venstre.

Dersom bestpunktet legges ved maksimal vannføring kraftverket har konsesjon til å utnytte, vil minste vannføring som turbinen kan utnytte være høyere enn dersom bestpunktet plasseres ved en lavere vannføring. Man vil heller ikke kunne utnytte hele virkeområdet for turbinen. En slik plassering av bestpunkt kan imidlertid lønne seg dersom kraftverket kjører på maksimal vannføring i lengre perioder.

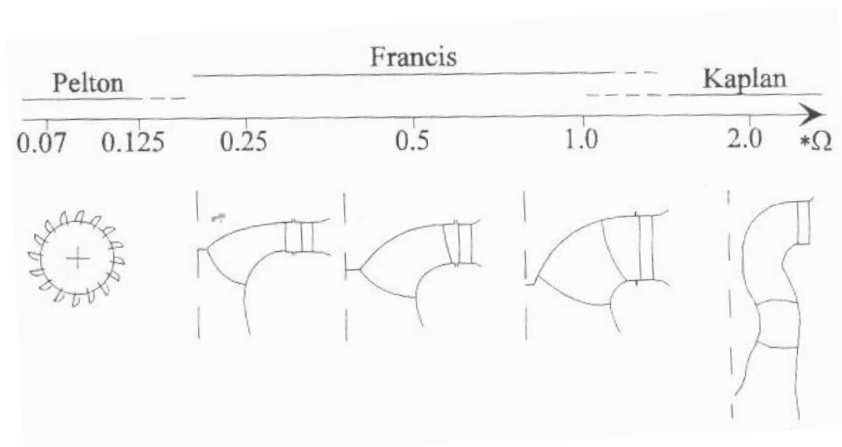
Fartstall

Fartstall, $^*\Omega$, er et dimensjonsløst tall som fungerer som en referanseverdi for turbingeometri, hastigheter og omløpstall (Brekke, 2000). Likedannede turbiner vil uansett størrelse ha samme fartstall. Fartstallet er definert ved reduserte størrelser i ligning (3-13).

$$^*\Omega = \underline{\omega} \sqrt{\underline{Q}} \quad (3-13)$$

* ω er redusert omløpstall, og * Q er redusert vannføring.

Fartstallet sier noe om hvilken turbintype som bør velges til kraftverket. Som en tommelfingerregel gjelder at for fartstall mindre enn 0,2 velges en Peltonturbin. Er fartstallet mellom 0,2 og 1,5 er Francisturbin mest aktuelt, og er det større enn 1,5 velges en Kaplanturbin. Ved fartstall rundt grensene 0,2 eller 1,5 kan begge tilgrensende turbintyper velges. Figur 3-6 viser sammenhengen mellom fartstall og turbintype (Brekke, 2000).



Figur 3-6 Sammenheng mellom fartstall og turbintype (Brekke, 2000)

Synkront turtall

Turtallet til en turbin må være synkront, det vil si tilpasset nettfrekvensen på 50 Hz i Norge. Formelen for synkront turtall, n_{synkr} , er gitt i ligningen under (Brekke, 2004).

$$n_{synkr} = \frac{50 \cdot 60}{Z_p} \quad (3-14)$$

Z_p er antall polpar i generatoren, og er derfor et heltall. Noen verdier for polpar med tilhørende synkront turtall er vist i Tabell 3-1.

Tabell 3-1 Antall polpar med tilhørende synkront turtall

Antall polpar [-]	Synkront turtall [o/min]
3	1000
4	750
5	600
6	500
7	429
8	375
9	333
10	300
11	273
12	250

3.5 Elektro

I denne oppgaven har det ikke vært hovedfokus på den elektriske delen av kraftverket. De ulike komponentene beskrives derfor kun kort og generelt i kapittelet under.

3.5.1 Generator

Generatoren er den komponenten i kraftverket som omformer mekanisk energi fra akslingen til elektrisk energi. Den er koblet til samme aksling som løpehjulet på turbinen. Det er mest vanlig med generatorer med horisontal aksling (NVE, 2005). Generatorer med turtall under 750 o/min er i liten grad standardisert, og disse vil derfor bli en del dyrere enn maskiner med høyere turtall.

Generatortyper

Det finnes to hovedtyper generatorer; synkrone og asynkrone. Synkrongeneratoren er selvmagnetiserende fordi den kan produsere reaktiv effekt, og kan forsyne et isolert nett (Norconsult og NVE, 2003). Anlegg med synkrongenerator kan selv produsere, regulere og balansere den reaktive effekten. Asynkrongeneratoren er avhengig av å hente reaktiv effekt fra nettet for å starte generatoren.

Synkrone generatorer er dyrere enn asynkrone, da det er nødvendig med kontrollanlegg som regulerer turtall og spenning. Det kan imidlertid hende at netteier krever at man har en synkron generator, da denne er med på å styrke nettet.

3.5.2 Apparat-anlegg

Apparat-anlegget omfatter alt utstyret som fører elektrisk energi fra generatoren til overføringsnettet (Norconsult og NVE, 2003). Hovedkomponentene er transformator, effektbryter og jordingsanlegg.

I transformatoren blir spenningen transformert opp og strømstyrken redusert for å tilpasse seg nettspenningen og redusere overføringstap ved kraftoverføringen. Transformatorer er vanligvis oljekjølte, men det blir stadig mer vanlig å benytte tørrisolerte (NVE, 2005). Transformatorer i små vannkraftverk kan plasseres i friluft eller i godt ventilerte rom.

I tilfelle feil på generator eller nett, er det nødvendig med en effektbryter som raskt kobler kraftverket fra nettet. For å øke sikkerheten i kraftverket er det også viktig å ha en god jording av de elektriske apparatene som krever det. Jordingsforbindelsen er bestemt av grunnforholdene.

3.5.3 Kontrollsystem

Kontrollsystemet er hjernen i kraftverket hvor logiske funksjoner blir styrt og automatiske systemer defineres. Det består i dag av databaserte maskiner eller programmerbare logiske systemer som plasseres i beskyttede metallskap (Norconsult og NVE, 2003). Kontrollsystemet inneholder normalt aggregatkontroll og vannstandsregulering, i tillegg til at det styrer vern og kontroll av de ulike komponentene i den elektrotekniske delen av kraftverket. Ifølge NVE (2005) er fjernkontroll aktuelt for de aller fleste kraftverkene. Enkle systemer for små anlegg finnes på markedet.

3.5.4 Elektrisk virkningsgrad

Den elektriske virkningsgraden, η_{el} , er produktet av virkningsgradene for generatoren og transformatoren. For enkelhets skyld er det antatt konstante virkningsgrader for disse komponentene. Transformatorens virkningsgrad er vanligvis veldig høy, og settes i denne oppgaven konstant lik 99,5 % (Dalen, 2005). Virkningsgraden til generatoren vil variere noe med ytelsen, men den settes her likevel konstant lik 97,5 %. Dette gir en elektrisk virkningsgrad på 97,0 %.

3.6 Økonomi

Økonomi knyttet til energi og kraftverksdrift er sammensatt og komplisert. Flere ulike typer skatt skal betales, og beregningen av disse er til dels veldig komplisert. I og med at dette er en teknisk oppgave er økonomiberegningene gjort grove og forenklete.

3.6.1 Inntekt

Inntektene fra et kraftverk kommer fra salg av energien som blir produsert, og er derfor totalt avhengig av strømprisen. Norge er tilknyttet både nordisk og europeisk kraftmarked, og strømprisen vil derfor være avhengig av en stor mengde faktorer som er vanskelige å anslå. Man ser også betydelige periodiske svingninger i strømprisen, både i løpet av døgnet og året.

3.6.2 Kostnader

Utgifter knyttet til utbygging eller oppgradering av et kraftverk vil henge sammen med investeringene i anlegget, samt kostnadene ved å drifte anlegget etter at det har startet å produsere. Kostnader for linjetilknytning er viktige å anslå når man planlegger et kraftverk, fordi disse kan være betydelige og i verste fall gjøre hele utbyggingen ulønnsom.

Investeringene i Gaula kraftverk er basert på NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (2005). NVE sendte i mars 2007 ut et notat med kostnadsindekser for vannkraftanlegg. Her er det tatt hensyn til prisendringer for perioden 2005 til 2007.

Vedlikeholdskostnadene for et kraftverk er mellom 1 og 2 øre per kWh produsert årlig (Norconsult og NVE, 2003). For Gaula kraftverk regnes det med 1,5 øre/kWh i årlige vedlikeholdskostnader.

3.6.3 Økonomiske beregninger

Resultater fra økonomiberegninger utgjør grunnlag for vurderinger av hvilket utbyggingsalternativ som velges for kraftverket.

Investeringens nåverdi

Ved hjelp av nåverdien beregner man verdien fremtidige inntekter har i dag. Dette kalles diskontering. Ved å trekke nåverdien av inntektene fra investeringskostnaden finner man investeringens nåverdi. Er denne størrelsen positiv vil det si at det er lønnsomt å foreta investeringen. Beregning av nåverdien til en konstant årlig inntekt gjøres ved å multiplisere inntekten med en annuitetsfaktor (Erikson, 2005). Annuitetsfaktoren, A , er definert i ligning (3-15).

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (3-15)$$

I ligningen er i internrente og n antall perioder, i dette tilfellet år, nåverdien skal diskonteres for.

Investeringens nåverdi, NPV_{invest} , kan da beskrives ved ligning (3-16):

$$NPV_{invest} = I_{\text{år}} \cdot A - K_0 \quad (3-16)$$

$I_{\text{år}}$ er den årlige inntekten mens K_0 er investeringen. Denne er angitt med indeks 0 for å markere at denne i sin helhet blir gjort ved utbyggingsprosjektets oppstart. Desto høyere denne verdien er, jo bedre er prosjektet.

Utbyggingskostnad

Lønnsomheten i et utbyggingsprosjekt kan måles i utbyggingskostnaden, definert som kostnadene ved utbyggingen dividert med gjennomsnittlig energiproduksjon per år. NVE anser prosjekter med utbyggingskostnad på 3 kr/kWh eller mindre som lønnsomme å bygge ut. Med økende strømpriser kan høyere utbyggingskostnader forsvares.

4 Metode

I dette kapitlet presenteres de ulike metodene som ble brukt for å gjøre beregningene i oppgaven. For noen av beregningene ble det utviklet små program, og dette er gjort i Microsoft Excel 2003.

4.1 Generelle antakelser

I mange av regnearkene er turbinvirkningsgraden en parameter. Det er i denne oppgaven utarbeidet regneark som kun regner på Francisturbiner. Denne antakelsen er gjort i sammenheng med at vannføring og fallhøyde i Gaula kraftverk tilsier at det installeres en eller flere Francisturbiner. Dersom ikke annet er spesifisert er regnearkene basert på at det kun er én turbin i kraftverket. Virkningsgradskurven for Francisturbinen er antatt å være som vist i Figur 3-3.

Strømprisen antas i beregningene å være konstant lik 350 kr/MWh. Dette er den samme prisen som Mikro- og Minikraft AS bruker i sine beregninger. Denne antakelsen stemmer også greit overens med kraftbørsen NordPool. På NordPool blir det inngått langsiktige avtaler på opptil 5 år, og prisen på disse kan være en pekepinn på den fremtidige strømprisen. Fra nettsidene til NordPool kan man se at prisen på de langsiktige kontraktene ligger rundt 44 €/MWh. Med en eurokurs på om lag 8 gir det en strømpris på litt over 350 kr/MWh.

Det er i denne oppgaven valgt å bare vurdere sirkulær rørgate som vannvei. Dette for å begrense omfanget av oppgaven.

Størrelser som er satt som konstanter og verdien av disse er vist i Tabell 4-1.

Tabell 4-1 Konstante størrelser i beregningene

Maksimal slukeevne	Q_{\max}	0.8	m^3/s
Brutto fallhøyde	H_{br}	82.2	m
GUP-rør 0 - 305 m			
Rørlengde	$L_{\text{øvre}}$	305	m
Rørdiameter	$D_{\text{øvre}}$	1340	mm
Rørgate 305 - 1136 m			
Rørlengde	L_{nedre}	630	m
Friksjonsfaktor PE	f_{PE}	0.015	-
Friksjonsfaktor GUP	f_{GUP}	0.015	-
Friksjonsfaktor stål	f_{betong}	0.015	-
Friksjonsfaktor støpejern	f_{jern}	0.016	-
Friksjonsfaktor betong	f_{betong}	0.020	-
Friksjonsfaktor tre	f_{tre}	0.030	-
Virkningsgrad elektro	η_{el}	97.0	%
Tyngdeaksellerasjon	g	9.82	m/s^2
Vannets tetthet	ρ	1000	kg/m^3
Lydhastighet vann i rør	a	1000	m/s
Lukketid	T_L	40	s
Strømpris		350	kr/MWh
Levetid	n	30	år
Internrente	i	4.5	%

4.2 Hydrologi

For å estimere arealet av nedslagsfeltet til Gaula kraftverk ble kart fra Statens kartverk i målestokk 1:50 000 brukt:

- Røros (1720 III) – utgitt 2006
- Ålen (1720 IV) – utgitt 1995
- Stuggusjøen (1720 I) – utgitt 1995

Et bilde av nedbørsfeltet som ble skissert for Gaula kraftverk vises i Figur 4-1. Inntaket til kraftverket er merket med en sirkel til venstre i bildet.



Figur 4-1 Nedbørsfelt for Gaula kraftverk skissert i kart med målestokk 1:50 000

Kartet er delt inn i ruter av størrelse 2x2 cm, og med en målestokk på 1:50 000 tilsvarer en slik rute en kvadratkilometer i naturen. Arealet av nedslagsfeltet kan man da anslå ved å telle antall ruter innen det skisserte området. For å beregne arealet ble det også brukt et planimeter av type Planix 7: Tamaya digital planimeter.

NVE har ingen hydrologisk målestasjon ved Gaula kraftverk, så det er nødvendig å bruke data fra en nærliggende målestasjon. Den nærmeste er Eggafossen i Holtålen kommune. Data på ukebasis derfra ble skalert til gjeldende nedslagsfelt for Gaula kraftverk.

Endring i KraftKalk

KraftKalk beregner nyttbar vannføring ved å trekke minstevannføringen fra tilgjengelig vannføring. I konsesjonen til oppgradering av Gaula kraftverk pålegges det slipp av minstevannføring på 0,3 m³/s i perioden 1. juni til 30. september. Resten av året er minstevannføringen 0,1 m³/s. Dersom det er mindre tilsig enn dette ved inntaket slippes alt vannet forbi.

KraftKalk har til nå kun hatt mulighet til å regne med en minstevannføring. Programmet ble modifisert til å kunne regne med to ulike minstevannføringer. Lengden på perioden for minstevannføring om sommeren angis med ukenummer. Dette gir noe unøyaktighet, men likevel antas dette å være nøyaktig nok til å fremstille varighetskurve.

4.3 Energi og effekt

For å beregne energi- og effektpotensialet i et kraftverk ble det utarbeidet et regneark i Excel. Innparametere er maksimal vannføring, brutto fallhøyde og data om lengde, diameter og materiale for rørgata. I tillegg må tilsigsserien, fratrukket minstevannføring, for kraftverket legges inn.

Regnearket sjekker om vannføringen i elva er høyere enn maksimal vannføring man har lov til å utnytte i kraftverket. Er den det, settes tilgjengelig vannføring lik maksimal lovlige vannføring. Er vannføringen i elva lavere enn hva turbinen kan utnytte, settes tilgjengelig vannføring til null.

Virkningsgraden for Francisturbinen er gitt som funksjon av forholdet mellom aktuell og optimal vannføring, Q/Q^* . Dette medfører at kurven blir generell når man velger beste driftspunkt. Kurven er avhengig av størrelsen på turbinen, jfr. Figur 3-3, og størrelsen på turbinen må anslås for å få riktig virkningsgrad.

Basert på inndataene beregnes friksjonstapet og virkningsgraden, og effekten beregnes ved hjelp av effektlikningen (3-3). Varigheten, målt i timer, ved hver vannføring regnes ut ved hjelp av trapesmetoden. Multipliseres effekten og varigheten ved hver vannføring, får man energien som produseres. Energien summeres for hele tilsigsserien, og dermed har man bestemt produksjonen for kraftverket med de gitte inndataene. Brukstiden bestemmes ved å dividere energiproduksjonen på den maksimale effekten.

4.4 Optimalisering rørdiameter

Et regneark ble utarbeidet for å beregne optimal rørdiameter. Det tar utgangspunkt i regnearket beskrevet i kapittel 4.3 som beregner energi og effekt, og har samme innparametere bortsett fra rørdiameteren som skal optimaliseres. Brukeren må imidlertid gjøre et valg for hvilken rørtype optimaliseringen skal gjøres for. En gjennomsnittlig strømpris, levetiden for kraftverket samt internrenta må også bestemmes av brukeren.

Et annet ark innen samme program ble opprettet. Det består av en serie på 20 diameterer med like intervaller mellom, der første og siste diameter er bestemt av brukeren. Dette arket kobles til regnearket som beregner energi og effekt ved hjelp av en makrofunksjon. Makroen kopierer en diameter, setter den inn i arket som beregner energi og effekt, og kopierer energien som produseres ved denne diameteren tilbake til diameterarket. Det samme gjøres for alle de 20 diameterene. For hver av diameterene beregnes dimensjonerende trykk.

Produksjonen ganges opp med en gjennomsnittlig strømpris og man får årlig inntekt. Årlig inntekt diskonteres, det vil si at man beregner nåverdien av inntekten. Kostnaden for rør finnes som funksjoner av rørdiameteren i NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (2005). Den er justert opp i forhold til kostnadsgrunnlaget i henhold til notat fra NVE om prisstigning for vannkraftanlegg (2007). Rørkostnaden er også avhengig av hvor høyt trykk røret må tåle.

Økonomisk optimal diameter finnes der marginal inntekt er lik marginal kostnad. Marginal inntekt defineres som økningen i inntekt per økt diameter. Tilsvarende defineres marginal kostnad som hvor mye det koster å øke diameteren én enhet. Optimaliseringen gjøres grafisk. Kurvene for marginal inntekt og –kostnad plottes, og ved den diameteren kurvene krysser finner man økonomisk optimal diameter. Mer om optimalisering av rørdiameter er gitt i vedlegg F.

4.5 Antall turbiner

For noen kraftverk kan det være aktuelt å installere flere turbiner. Det blir da et spørsmål om hvor store turbinene skal være og dermed hvordan den totale vannføringen bør fordeles mellom turbinene for å utnytte vannet optimalt. I tillegg må det vurderes hvor beste driftspunkt for turbinene skal legges. For små vannkraftverk antas det at det ikke er aktuelt å installere flere enn to turbiner.

Det antas at det er to Francisturbiner som installeres. Brukeren velger om turbinene har størrelse mikro-, mini- eller småkraft. Dette for å bestemme hvilken av virkningsgradskurvene som skal brukes. Brukeren bestemmer også ved hvilken vannføring turbinen skal ha beste virkningsgrad. I beskrivelsen av programmet kalles den største turbinen turbin 1, og den minste turbin 2.

For å beregne optimal fordeling av vannføringen på to turbiner, ble det utarbeidet et regneark i Excel. Det ble tatt utgangspunkt i regnearket beskrevet i kapittel 4.3 som beregner energi og effekt. Dette arket ble justert til å regne med to vannføringer og to turbinvirkningsgrader. Dersom vannføringen er lavere enn 30 % i den minste turbinen, produseres ingenting i kraftverket.

Vannfordelingen mellom de to turbinene skjer ved at brukeren velger høyeste og laveste prosentandel av maksimal vannføring for den turbin 1. Den andre turbinen får automatisk resten. En tabell med ti ulike vannfordelinger med jevne intervaller mellom genereres. Tabellen er koblet til effekt- og energiberegningene ved en makrofunksjon. Makroen kopierer prosentandelen for vannfordelingene til effekt- og energiberegningene.

Den største og minste vannføringen en Francisturbin kan utnytte er henholdsvis 120 % og 30 % av vannføringen som gir beste virkningsgrad, jfr. Figur 3-3. I effekt- og energiberegningene sjekkes det først hvorvidt den totale vannføringen er større eller mindre enn største og minste vannføring turbin 1 kan utnytte. Dersom vannføringen er høyere enn maksimal turbinvannføring, settes vannføringen gjennom turbinen til maksimal turbinvannføring. Er vannføringen mindre enn minste vannføring turbinen kan utnytte, settes vannføringen gjennom turbinen lik null.

Vannføringen som ikke utnyttes gjennom den største turbinen, er til disposisjon for turbin 2. En sjekk om den resterende vannføringen er større eller mindre enn vannføringene turbin 2 kan utnytte blir gjort, tilsvarende som for turbin 1.

Effekten og energiproduksjon kopieres tilbake til tabellen med de ti vannfordelingene. Dette gjentas for alle vannfordelingene. En graf genereres basert på tabellen. Prosentandelen av vannføringen i turbin 1 er på horisontalaksen, mens energiproduksjonen står på vertikalaksen. Der hvor produksjonen er høyest finner man den optimale vannfordelingen.

4.6 Turtall

For å bestemme turtallet til et kraftverk er man avhengig av å velge noen størrelser basert på erfaringer. Turbinleverandøren vil designe turbinen i detalj, og vil da komme frem til gunstigste turtall. Det er imidlertid nyttig i prosjekteringsfasen å få en pekepinn på hvilket turtall som er aktuelt i kraftverket. Særlig generatorkostnaden er følsom for turtallet; desto lavere turtall jo større generator og større kostnad.

For å bistå Mikro- og Minikraft i arbeidet med å anslå riktig turtall for et vannkraftverk, er det i arbeidet med denne masteroppgaven jobbet med temaet. Målet er å finne noen sammenhenger ut fra erfaringsdata som fører til at man i det minste får en pekepinn på hva som kan være riktig synkront turtall for kraftverket.

Arbeidet med generalisering av turtallsvalg ble gjort basert på informasjon fra eksisterende kraftverk. Vannkraftlaboratoriet har erfaringsdata fra flere vannkraftverk både i Norge og utlandet. Her får man gitt data om fallhøyde, vannføring og turbinding, samt effekt og turtall. Disse dataene gjelder i all hovedsak for store vannkraftverk. For å undersøke forskjellene mellom store og små kraftverk, ble i tillegg data fra installerte småkraftverk søkt opp på internett.

Det man i utredningsfasen vanligvis vet om et vannkraftverk er fallhøyde H og vannføring Q . Redusert vannføring, \underline{Q} , er et uttrykk som inneholder begge disse størrelsene:

$$\underline{Q} = \frac{Q}{\sqrt{2 \cdot g \cdot H}} \quad (4-1)$$

Alle plott ble derfor gitt med \underline{Q} langs x-aksen. Dataene ble lagt til som punkter, og trendlinjer ble lagt til. For noen av erfaringsdataene for små turbiner funnet på internett var det nødvendig å regne seg frem til vannføringen, da bare effekt og fallhøyde var oppgitt.

Turtall mot redusert vannføring plottes, og trendlinje legges til. Formelen for denne trendlinjen vil da angi turtall som funksjon av redusert vannføring. Basert på dette kan man finne et anslag for turtallet. Nærmeste synkrone turtall finnes fra Tabell 3-1.

Det kan imidlertid hende at det beregnede turtallet befinner seg midt mellom to synkrone. I slike tilfeller er det hensiktsmessig å gjøre noe mer nøyaktige beregninger av turbinens design. Kavitasjon ved utløpet av løpehjulet i Francis- og Kaplan-turbiner må unngås, og dette henger sammen med dykkingen av turbinen. Nødvendig dykking er videre bestemt

av turbindinget og turtallet. Dykking av turbiner i småkraftverk er ikke vanlig på grunn av høye kostnader (Vannkraftlaboratoriet). Det er derfor mer aktuelt å endre turbindinget for å unngå kavitasjon.

Pelton

Erfaringsdata for 33 små Pelton-turbiner ble funnet på hjemmesidene til leverandøren BNTurbin. Plott av turtall mot redusert vannføring gav ikke resultater direkte, men en lineær sammenheng mellom redusert vannføring og antall dyser ble funnet.

Hvis antall dyser i en Pelton-turbin er bestemt kan man ved hjelp av et sett ligninger og tommelfingerregler fra professor Hermod Brekkes kompendium *Pumper og turbiner* (2004) regne seg frem til et turtall for turbinen. I en slik beregning regner man også ut hoveddimensjonene for løpehjulet. Utledningen er gitt i vedlegg E.

Francis

Vannkraftlaboratoriet har erfaringsdata fra 26 store vannkraftverk med Francisturbiner installert. Fartstallene varierer fra 0,27 til 1,12. For å finne erfaringsdata fra små vannkraftverk ble det søkt på internett. Data for installerte turbiner i småkraftverk ble funnet gjennom nettsidene til turbinleverandørene BNTurbin a.s., Hydroenergi AS og Waplans, og i tillegg via hjemmesidene til Småkraftforeninga. Turtallene for store og små turbiner ble plottet mot redusert vannføring, både samlet og separat.

Basert på erfaringsdataene fra Vannkraftlaboratoriet ble det også beregnet et turtall. Teorien bak dette er at når man vet eller velger avløpsvinkel, β_2 , og periferihastigheten ved avløpet av løpehjulet, u_2 , kan man regne ut et turtall for Francisturbinen ved hjelp av ligning (4-2).

$$n = 30 \cdot \sqrt{\frac{u_2^3 \cdot \tan \beta_2}{\pi \cdot Q}} \quad (4-2)$$

For å uttrykke β_2 og u_2 ble erfaringsdataene fra Vannkraftlaboratoriet brukt. Dataene for avløpsvinkelen, β_2 , ble plottet mot redusert vannføring. En lineær trendlinje ble lagt til plottet, og en formel for β_2 som funksjon av redusert vannføring ble da funnet. For å unngå kavitasjon designes vanligvis avløpet til Francisturbiner for periferihastigheter på maksimalt 40 m/s. Erfaringsdataene viser at u_2 ligger mellom 30 og 40 m/s, og de fleste mellom 35 og 40 m/s. Gjennomsnittsverdien av verdien på u_2 i erfaringsdataene er 36,8 m/s.

Utledning av ligning (4-2) og plottet av β_2 er gitt i vedlegg G.

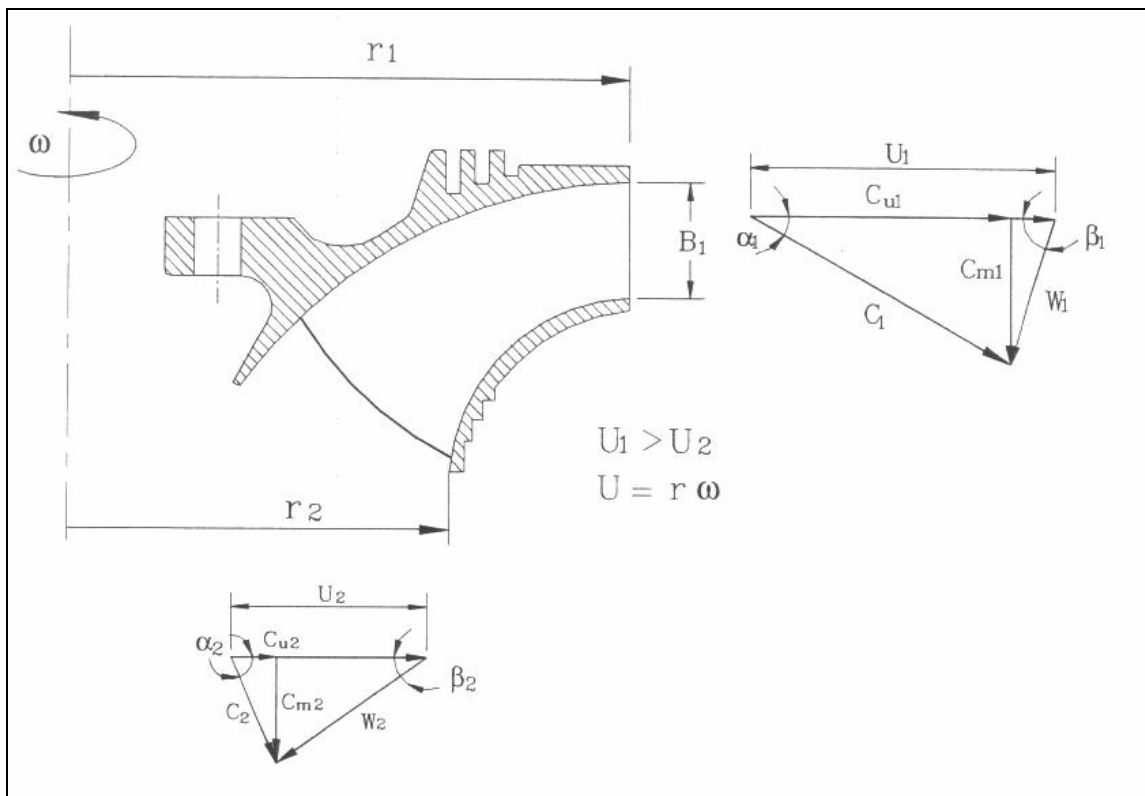
Kaplan

Erfaringsdataene for Kaplan-turbiner ble funnet på internett, via nettsidene til BNTurbin og Småkraftforeninga. Totalt ble det funnet data fra 61 kraftverk. Plott av turtall mot redusert vannføring ble laget som beskrevet tidligere, og trendlinje med ligning lagt til.

4.7 Hoveddimensjoner Francisturbin

Basert på ligninger i professor Hermod Brekkes kompendium *Pumper og turbiner* (2004) ble et regneark for beregning av dimensjonene i et Francisløpehjul satt opp. Ligningene kan snus, slik at man i praksis kan velge hvilken størrelse som settes som brukerdefinert innparameter.

Dimensjoner i en generell Francisturbin er vist i Figur 4-2. Figuren er hentet fra Brekke (2000). Størrelsene r_1 og r_2 i figuren er radier ved innløp og utløp. I beregningene er diametrene D_1 og D_2 estimert.



Figur 4-2 Hoveddimensjoner i generell Francisturbin (Brekke, 2000)

Det er ikke vanlig å dykke turbinene i småkraftverk (Vannkraftlaboratoriet), så det nødvendig dykking ble satt lik null i regnearket. Øvrige innparametere er effektiv fallhøyde, vannføring ved bestpunkt, turtall og redusert periferihastighet ved innløpet, u_1 . Avløpsvinkelen β_2 er også innparameter i regnearket. Barometertrykket, damptrykket og dykkekonstantene a og b antas konstante i henhold til Brekkes utledninger.

4.8 Økonomi

Kostnadsberegningene er basert på NVEs kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (2005). De er delt inn i hovedkategoriene bygg, maskin og elektro. I byggkategorien er kostnader for kraftstasjon, rørgate og legging av rørgata i fjellgrøft inkludert, mens innen kategorien maskin er det bare turbinkostnader. Turbinkostnaden inkluderer også ventilkostnaden. Kostnadene for elektroutstyr er satt sammen av kostnader for generatorer, transformatorer, kontrollanlegg og koblingsanlegg.

NVEs kostnadsgrunnlag oppgir priser for de ulike komponentene som er avhengig av dimensjoner og effekt. For å gjøre beregninger på investeringene knyttet til ulike turbin- og røralternativ enklere, ble det satt opp et regneark. Brukeren setter inn verdier for maksimal vannføring, brutto fallhøyde, effekt og rørdiameter. I tillegg velges rørtipe. Regnearket inneholder kun verdier for rør i trykkklasse 10 bar.

Kostnader forbundet med nettilknytning er ikke beregnet i denne oppgaven, da Gauldal Energi selv er netteier. Vedlikeholdskostnader for kraftverket er heller ikke beregnet, og det samme gjelder administrasjonskostnader ved utbyggingen.

4.9 Simuleringer i KraftKalk

KraftKalk optimaliserer størrelsen på småkraftverk i vassdrag som ikke er vernet. I og med at Gaulavassdraget er vernet, kan ikke KraftKalk automatisk beregne optimal rørdiameter og effektinstallasjon. Programmet kan heller ikke gjøre beregninger for to turbiner i samme kraftverk. Det er imidlertid mulig å beregne produksjonen i kraftverket, og basert på resultatene si noe om hva som er optimal rørdiameter for et kraftverk med en turbin.

Før man skal simulere i KraftKalk må man legge inn tilsigsserien for kraftverket. Brukeren velger deretter maksimal vannføring, rørtipe, turbintype og –størrelse samt turtall og vannhastighet i røret. KraftKalk gir forslag til verdier for disse størrelsene. Forslaget for verdi av maksimal vannføring kan ikke følges siden Gaulavassdraget er vernet, så konsesjonsbetingelsen ble satt inn.

KraftKalk har ikke mulighet til å legge inn data for rørgater sammensatt av ulike rørtyper eller rør med ulik diameter. Det ble i simuleringene kun lagt inn data for den nye delen av rørgata i Gaula kraftverk.

Resultatet av simuleringen er blant annet produksjonen, installert effekt, kostnaden og investeringens nåverdi. KraftKalk beregner også annuitetsresultatet, det vil si årlig verdi av investeringens nåverdi. Simuleringer ble gjort for flere vannhastigheter i røret, for hvert rørmateriale.

Optimaliseringen av rørdiameteren ble gjort grafisk ved at annuitetsresultat ble plottet mot vannhastigheten i røret. Den vannhastigheten som gir høyest annuitetsresultat er den optimale. Ved hjelp av ligning (4-3) regnes tilhørende rørdiameter ut. Ligningen er en omskriving av kontinuitetsligningen

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{maks}}{\pi \cdot V_{vann}}} \quad (4-3)$$

5 Resultater

I dette kapitlet presenteres resultater fra beregningene. Rekkefølgen er ikke den samme som i kapittel 3 og 4, resultatene presenteres i den rekkefølgen de ble utført. Noen av resultatene brukes i videre beregninger.

5.1 Hydrologi

Resultatene av arealberegningene av nedslagsfeltet til Gaula kraftverk er vist i Tabell 5-1. Planimeterresultatet er en gjennomsnittsverdi av fire målinger.

Tabell 5-1 Resultat fra arealberegning av nedslagsfeltet til Gaula kraftverk

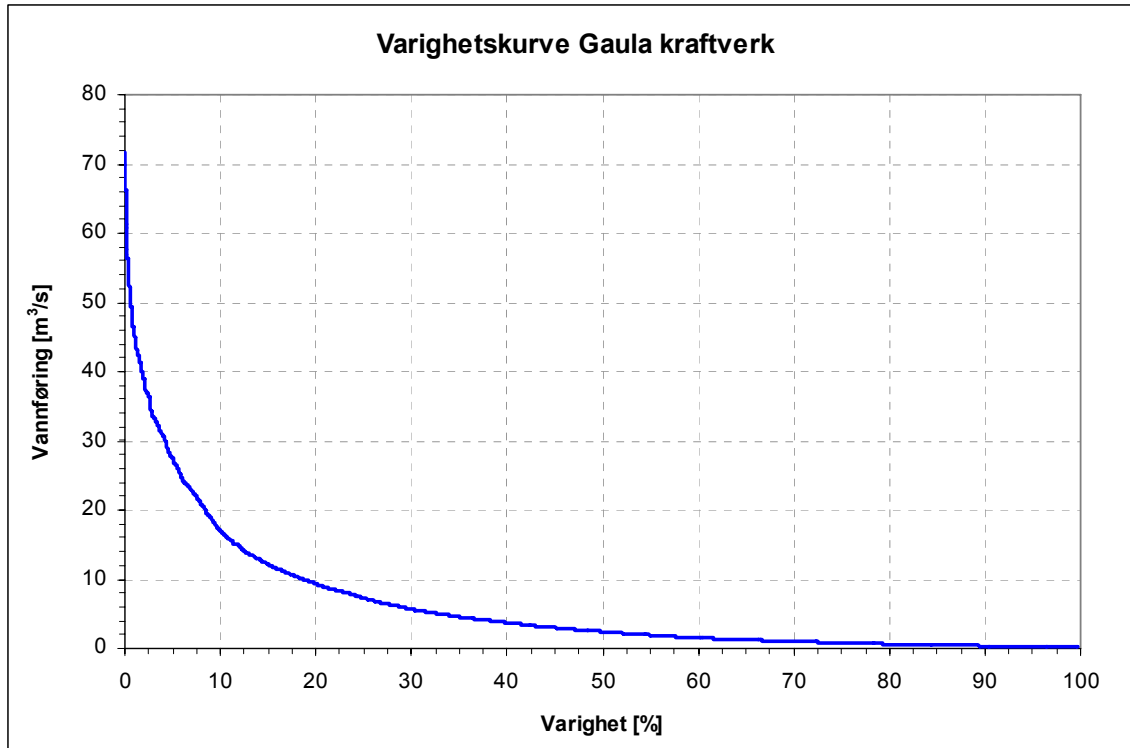
Metode	Areal [km ²]
Rutetelling	200.5
Planimeter	201.0

Resultatet fra målingene med planimeter anses som mer nøyaktig enn den manuelle rutetellingen. Dette resultatet brukes derfor videre i beregningene.

Nærmeste hydrologiske målestasjon til Gaula kraftverk er Eggafoss, nedstrøms i Gaulavassdraget. Skalert til nedbørsfeltet for Gaula kraftverk, ble en tilsigsserie på ukebasis fra 1942 til 2005 funnet.

Varighetskurve

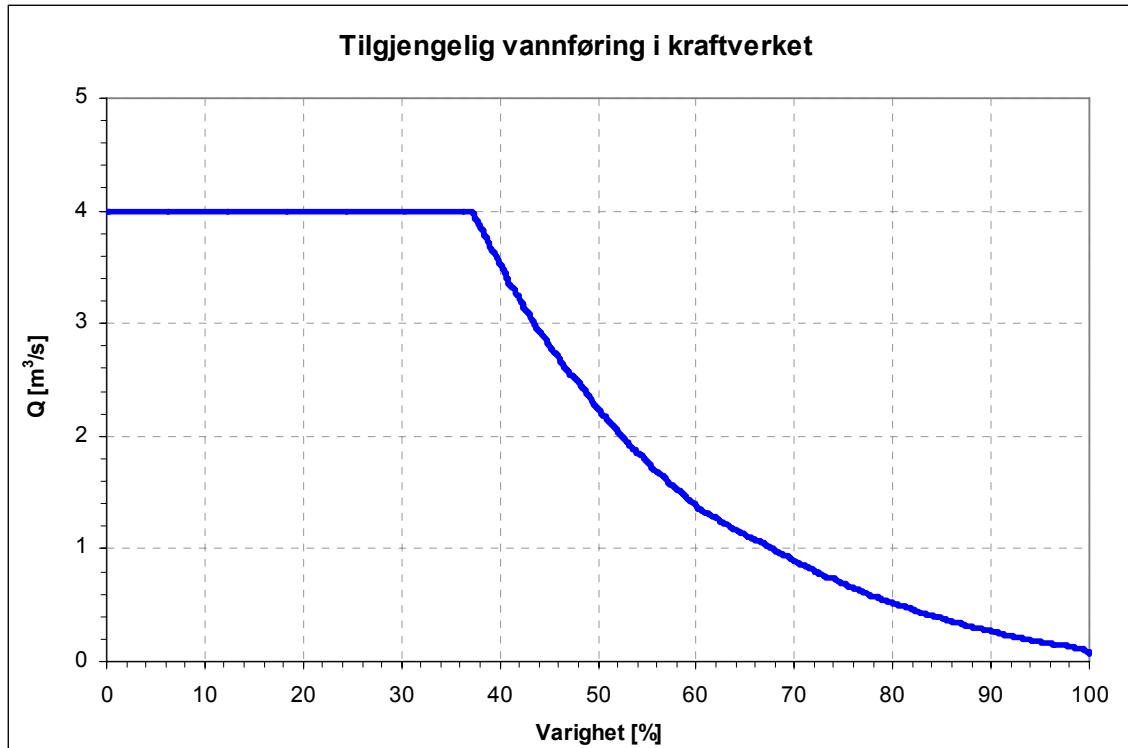
Sorteres alle nedbørsmålingene i tilsigsserien i synkende rekkefølge får man varighetskurven for kraftverket. Varighetskurven for Gaula kraftverk er vist i Figur 5-1. Langs X-aksen vises varigheten, det vil si hvor stor prosent av tiden vannføringen anslås å være som vist på Y-aksen.



Figur 5-1 Varighetskurve for Gaula kraftverk

Tilgjengelig vannføring Gaula kraftverk

Gjennomsnittet av tilsigsverdiene gir en midlere vannføring på $6,23 \text{ m}^3/\text{s}$. NVE gav Gauldal Energi konsesjon til å utnytte maksimalt 64 % av midlere vannføring. Dette gir en maksimal slukeevne i kraftverket på $4,0 \text{ m}^3/\text{s}$. I Figur 5-2 vises varighetskurven for den vannføringen som kan utnyttes i Gaula kraftverk. Minstevannføringer for sommer og vinter er trukket fra. I tillegg er tilgjengelig vannføring satt til maksimal slukeevne på $4,0 \text{ m}^3/\text{s}$ i de tilfellene der vannføringen ved inntaket er over dette.



Figur 5-2 Tilgjengelig vannføring som kan utnyttes i Gaula kraftverk

5.2 Optimalisering rørdiameter og dynamisk stabilitet

Gaula kraftverk skal ikke brukes til å frekvensregulere nettet, og det er da unødvendig med svingesjakter i vannveien. Mikro- og Minikraft AS har valgt å sette lukketida for turbinen til 40 sekunder. Dette resulterer i at trykkstøtet blir redusert betydelig, slik at man kan installere rør i lavere trykklasser. I beregningene er kostnader for rør i trykklasse 10 bar brukt.

Fallhøyde og vannføring medfører at vanntrykket blir så høyt at PE- og trerør ikke er aktuelle i Gaula kraftverk. Optimaliseringen ble som beskrevet i kapittel 4.4 gjort grafisk. Resultatene er presentert i Tabell 5-2. Der er også det maksimale trykket røret utsettes for vist. Resultatene er vist grafisk i vedlegg H.

Tabell 5-2 Resultater optimalisering rørdiameter

Materiale [-]	Optimal rørdiameter [mm]	Maksimalt trykk [bar]
GUP	1560	8.8
Spiralsveist stål	1730	8.7
Duktilt støpejern	1450	8.9
Spennarmert betong	1730	8.7

Spiralsveiste stålrør ikke leveres i diametre større enn 1400 mm (NVE, 2005). Dette medfører at det i praksis er GUP-rør, duktile støpejernsrør og spennarmerte betongrør som kan brukes i vannveien.

5.3 Vannveiens virkningsgrad

Friksjonstapet i Gaula kraftverk er summen av falltapene i øvre og nedre del av rørgata. Uttrykket for virkningsgraden for rørgata i Gaula kraftverk er vist i ligning (5-1).

$$\eta_{\text{vannvei}} = 1 - \frac{1}{H_{br}} \cdot \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2} \cdot \left(f_1 \cdot \frac{L_1}{D_1^5} + f_2 \cdot \frac{L_2}{D_2^5} \right) \quad (5-1)$$

Resultatene fra røroptimaliseringen vist i kapittel 5.2 viser at det er tre aktuelle rørmaterialer som var aktuelle for Gaula kraftverk. Den optimale rørdiameteren for hvert av materialene er vist i Tabell 5-2. For hvert rørmateriale settes den optimale diameteren inn i (5-1) og et uttrykk for virkningsgraden i vannveien, som funksjon av vannføringen, bestemmes. Resultatene er vist i Tabell 5-3

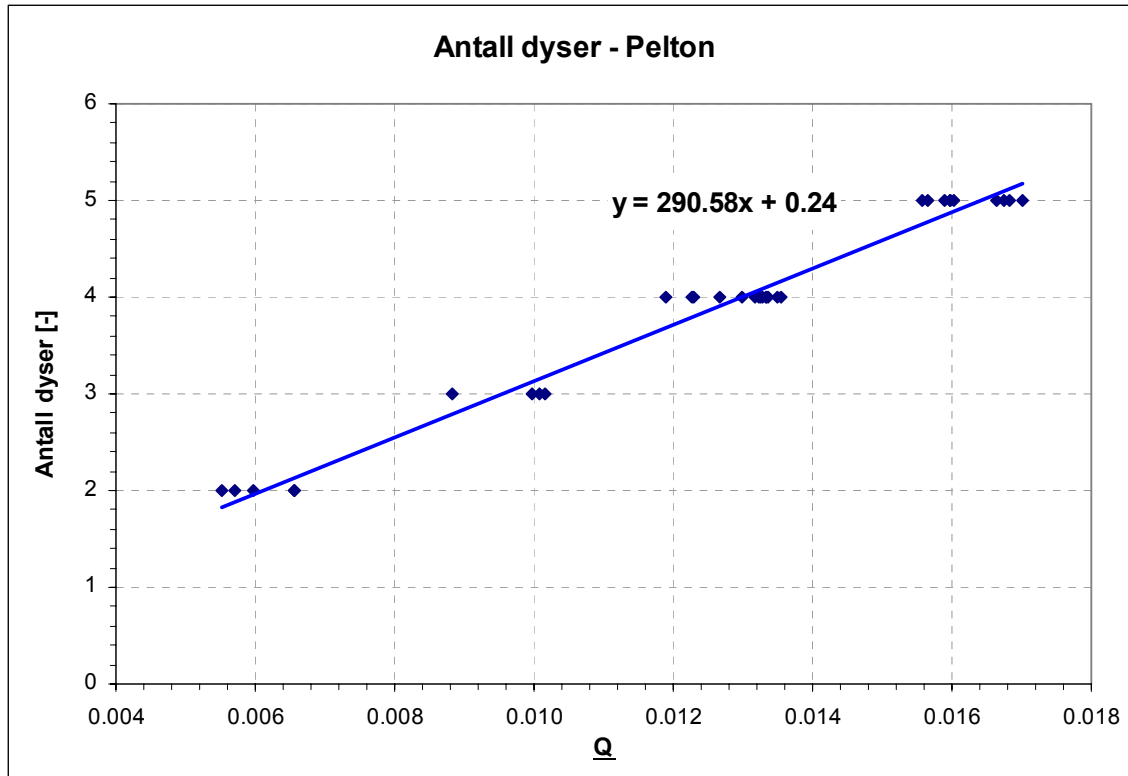
Tabell 5-3 Virkningsgrad for vannveien med ulike rørmaterialer

Materiale [-]	Optimal rørdiameter [mm]	Virkningsgrad vannvei [%]
GUP	1560	$\eta_{\text{vannvei}} = 1 - 0,002418 \cdot Q^2$
Duktilt støpejern	1450	$\eta_{\text{vannvei}} = 1 - 0,003146 \cdot Q^2$
Spennarmert betong	1730	$\eta_{\text{vannvei}} = 1 - 0,002140 \cdot Q^2$

5.4 Turtall

Pelton

For å beregne turtallet til en Peltonturbin ved en gitt redusert vannføring, bestemmes antall dyser i turbinen. Basert på dette kan man gjøre noen beregninger på dimensjonene av løpehjulet, og dermed bestemme turtallet til turbinen. Plott av antall dyser mot redusert vannføring er vist i Figur 5-3. Trendlinjen med tilhørende ligning er gitt på figuren.

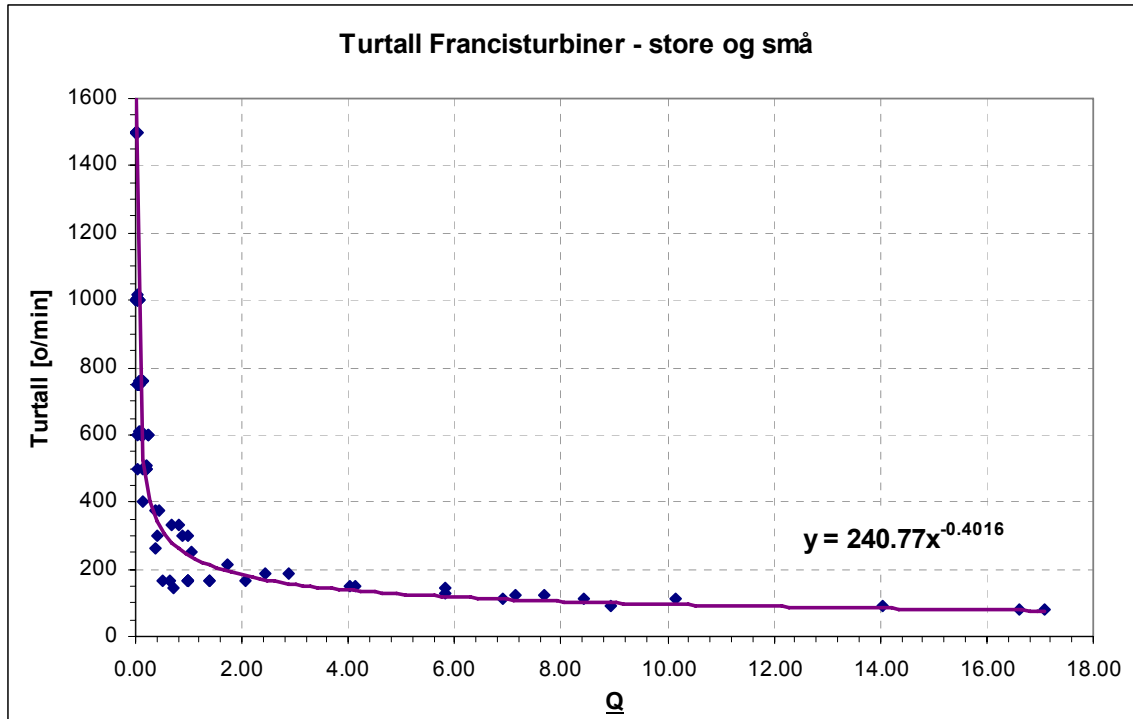


Figur 5-3 Antall dyser mot redusert vannføring, Peltonturbin

Ligningene for å dimensjonere løpehjulet i en Peltonturbin finnes i Brekke (2004). Disse er også gjengitt i vedlegg E.

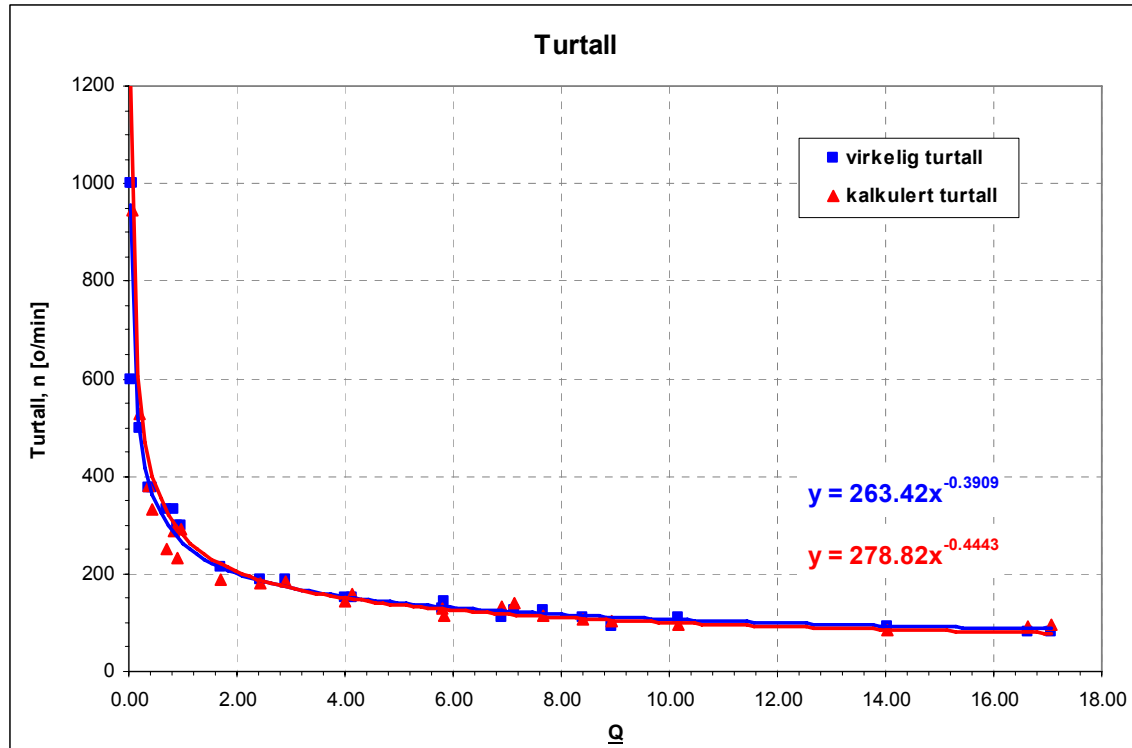
Francis

Figur 5-4 viser plottet av turtall mot redusert vannføring basert på erfaringsdata for store og små turbiner. En trendlinje ble lagt til dataene, og ligningen for denne vises på figuren. Separate plott av data for store og små Francisturbiner er vist i vedlegg I.



Figur 5-4 Turtall mot redusert vannføring for store og små Francisturbiner

Figur 5-5 viser resultatet fra beregningen av turtall basert på valg av avløpsvinkel, β_2 , og periferihastighet ved avløpet av løpehjulet, u_2 . β_2 og u_2 ble valgt basert på erfaringsdata fra Vannkraftlaboratoriet for store Francisturbiner. Resultatet er plottet i en graf sammen med plott av det virkelige turtallet hentet fra samme erfaringsdata. Trendlinjer med ligning er vist på figuren.

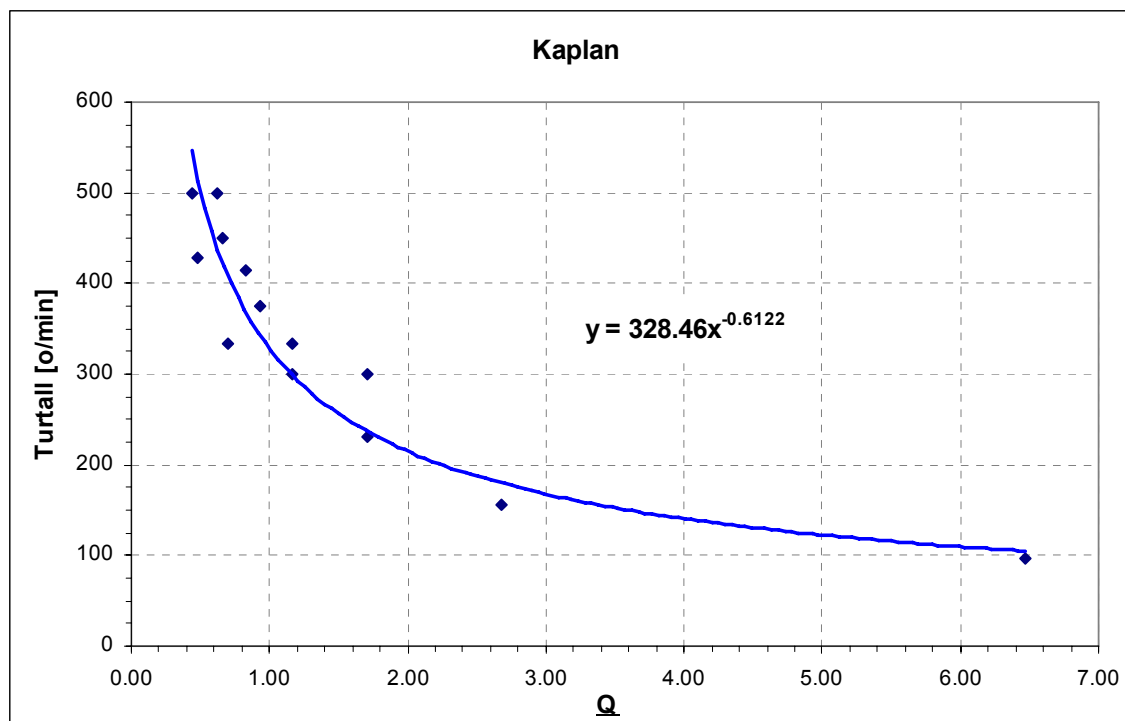


Figur 5-5 Virkelig og kalkulert turtall mot redusert vannføring for store Francisturbiner

Kaplan

Når data for alle Kaplan-turbinene ble plottet sammen, viste det seg ingen trender. Det ble deretter prøvd å lage separate plott for de ulike datakildene. Data fra leverandøren Møller Udenäs som man finner via Småkraftforeninga viste ingen trend, mens resultatet fra plott av turbiner levert av BNTurbin AS viste en trend.

Plott av data fra kraftverk med Kaplan-turbiner levert av BNTurbin AS er vist i Figur 5-6. Ligningen for trendlinjen som er lagt til vises på figuren.



Figur 5-6 Turtall mot redusert vannføring for Kaplan-turbiner

5.5 Energi og effekt

Energiproduksjon og effekt i kraftverket er avhengig av antall turbiner som er installert, samt valg av beste driftspunkt for disse. I tillegg er rørdiameter og friksjonsfaktor parametere som inngår i beregningene. Resultatene fra energi- og effektberegningene blir presentert for hvert av rørmaterialene som var aktuelle etter beregningene for rørgata.

For oversiktens skyld deles de ulike turbinkombinasjonene inn i seks alternativer. Alternativene er definert i Tabell 5-4.

Tabell 5-4 Definisjon av turbinalternativ

Alternativ	Antall turbiner	Qmaks/*Q turbin1	Qmaks/*Q turbin2
1.a	1	120 %	-
1.b	1	100 %	-
2.a	2	120 %	120 %
2.b	2	120 %	100 %
2.c	2	100 %	120 %
2.d	2	100 %	100 %

Hvert av de seks turbinalternativene har tre alternativ for rørmateriale.

Én turbin installert

Beregninger med én Francisturbin installert ble gjort for to plasseringer av bestpunkt. Først ble bestpunktet plassert slik at maksimal vannføring er ved 120 % av bestpunktet. Resultatene fra disse beregningene er vist i Tabell 5-5.

Tabell 5-5 Energi og effekt med én turbin installert. Alternativ 1.a

Rørmateriale [-]	Rørdiameter [mm]	Effekt [MW]	Energi [MWh]	Brukstid [timer]
GUP	1560	2.77	12 959	4681
Støpejern	1450	2.73	12 828	4690
Betong	1730	2.78	13 009	4677

Deretter ble bestpunktet plassert ved maksimal vannføring. Resultatene fra disse beregningene presenteres i Tabell 5-6.

Tabell 5-6 Energi og effekt med én turbin installert. Alternativ 1.b

Rørmateriale [-]	Rørdiameter [mm]	Effekt [MW]	Energi [MWh]	Brukstid [timer]
GUP	1560	2.80	12 718	4545
Støpejern	1450	2.76	12 586	4553
Betong	1730	2.81	12 768	4542

To turbiner installert

Beregninger på fordeling av total vannføring på to Francisturbiner i kraftverket ble gjort for de tre aktuelle rørmaterialene og tilhørende optimal rørdiameter. I tillegg ble plasseringen av bestpunktet variert for de to turbinene. Den største av turbinene har maksimal virkningsgrad på 93 %, mens den minste har maksimal virkningsgrad på 91 %, jfr. Figur 3-3.

Resultater fra beregninger gjort for to turbiner med maksimal vannføring 120 % over bestpunkt er vist i Tabell 5-7.

Tabell 5-7 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.a

Rørmateriale [-]	Rørdiameter [mm]	Turbinfordeling [% - %]	Maks effekt [MW - MW]	Total effekt [MW]	Energi [MWh]	Brukstid [timer]
GUP	1560	79 - 21	2.19 - 0.59	2.78	13 712	4931
Støpejern	1450	79 - 21	2.16 - 0.59	2.75	13 582	4932
Betong	1730	79 - 21	2.20 - 0.59	2.79	13 762	4931

Deretter ble bestpunktet til turbin 2 lagt til maksimal vannføring. Resultatene fra disse beregningene er vist i Tabell 5-8.

Tabell 5-8 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.b

Rørmateriale [-]	Rørdiameter [mm]	Turbinfordeling [% - %]	Maks effekt [MW - MW]	Total effekt [MW]	Energi [MWh]	Brukstid [timer]
GUP	1560	84 - 16	2.33 - 0.54	2.87	13 682	4769
Støpejern	1450	84 - 16	2.30 - 0.54	2.84	13 551	4771
Betong	1730	84 - 16	2.34 - 0.54	2.88	13 731	4768

Tabell 5-9 viser resultater fra beregninger der turbin 2 har maksimal vannføring 120 % over bestpunkt, og turbin 1 har bestpunktet ved maksimal vannføring.

Tabell 5-9 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.c

Rørmateriale [-]	Rørdiameter [mm]	Turbinfordeling [% - %]	Maks effekt [MW - MW]	Total effekt [MW]	Energi [MWh]	Brukstid [timer]
GUP	1560	75 - 25	2.10 - 0.70	2.80	13 711	4889
Støpejern	1450	75 - 25	2.08 - 0.70	2.78	13 580	4888
Betong	1730	75 - 25	2.11 - 0.70	2.81	13 761	4890

Resultatene fra beregninger der begge turbinene har bestpunkt ved maksimal vannføring er vist i Tabell 5-10.

Tabell 5-10 Energi og effekt med to turbiner installert. Alternativ 2.d

Rørmateriale [-]	Rørdiameter [mm]	Turbinfordeling [% - %]	Maks effekt [MW - MW]	Total effekt [MW]	Energi [MWh]	Brukstid [timer]
GUP	1560	79 - 21	2.21 - 0.71	2.92	13 726	4698
Støpejern	1450	79 - 21	2.19 - 0.71	2.89	13 595	4697
Betong	1730	79 - 21	2.22 - 0.71	2.93	13 777	4698

5.6 Hoveddimensjoner Francisturbin

Hoveddimensjoner for Francisturbinene i de ulike turbinalternativene ble beregnet ved hjelp av et regneark. Dimensjoner i en generell Francisturbin er vist i Figur 4-2. Avløpsvinkelen β_2 er en innparameter i dette regnearket. Den ble i beregningene satt som en funksjon av redusert vannføring, vist i ligning (5-2).

$$\beta_2 = 0,1045 \cdot \underline{Q} + 17,427 \quad (5-2)$$

Dette er en funksjon som ble funnet fra erfaringsdata i forbindelse med beregninger av turtall for en Francisturbin. Figuren som gir denne sammenhengen er vist i vedlegg G.

Redusert periferihastighet ved innløpet på løpehjulet, u_1 , er en innparameter i regnearket. Den ble satt til 0,7. Beregningene ble gjort for midlere effektiv fallhøyde for de tre rørmaterialene. Resultatene er vist i Tabell 5-11.

Tabell 5-11 Hoveddimensjoner for Francisturbiner

Alternativ Turbin, Qandel	*Q [m ³ /s]	H _c [m]	n _{synkr} [o/min]	D ₁ [m]	B ₁ [m]	β ₁ [grader]	D ₂ [m]	β ₂ [grader]	Ω [-]
1.a	3.33	79.9	600	0.88	0.14	86.34	0.66	17.44	0.46
1.b	4.0	78.8	600	0.88	0.16	86.36	0.72	17.44	0.51
2.a									
Turbin 1 - 79%	2.63	79.6	750	0.70	0.13	86.34	0.59	17.43	0.51
Turbin 2 - 21%	0.70		1000	0.53	0.05	86.34	0.30	17.43	0.35
2.b									
Turbin 1 - 84%	2.80	79.7	750	0.71	0.14	86.34	0.61	17.43	0.53
Turbin 2 - 16%	0.64		1000	0.53	0.04	86.34	0.29	17.43	0.34
2.c									
Turbin 1 - 75%	3.00	79.1	750	0.70	0.15	86.36	0.63	17.43	0.55
Turbin 2 - 25%	0.83		1000	0.53	0.06	86.35	0.33	17.43	0.39
2.d									
Turbin 1 - 79%	3.16	78.8	600	0.88	0.13	86.36	0.64	17.44	0.45
Turbin 2 - 21%	0.84		1000	0.53	0.06	86.36	0.33	17.43	0.39

5.7 Økonomi

Enkle økonomiberegninger ble gjort som beskrevet i kapittel 3.6 for alle turbinalternativene definert i Tabell 5-4.

Årlig inntekt og investeringer for de ulike alternativene presenteres i Tabell 5-12 til Tabell 5-17. Investeringene er delt inn i kategoriene bygg, maskin og elektro. I tillegg er resultater fra de økonomiske beregningene vist i tabellene. Inntekter og investeringer er oppgitt i millioner kroner.

Tabell 5-12 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 1.a

Rørmateriale [-]	Årlig inntekt [Mkr]	NPV _{inntekt} [Mkr]	Investering				NPV _{investering} [Mkr]	Utbyggingskostnad [kr/kWh]
			Bygg [Mkr]	Maskin [Mkr]	Elektro [Mkr]	Sum [Mkr]		
GUP	4.54	73.88	10.54	4.29	4.70	19.53	54.35	1.51
Støpejern	4.49	73.14	11.49	4.22	4.66	20.37	52.76	1.59
Betong	4.55	74.16	11.86	4.30	4.71	20.87	53.30	1.60

Tabell 5-13 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 1.b

Rørmateriale	Årlig inntekt	NPV _{inntekt}	Investering				NPV _{investering}	Utbyggingskostnad
			Bygg	Maskin	Elektro	Sum		
-]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[kr/kWh]
GUP	4.45	72.50	10.54	4.24	4.67	19.45	53.05	1.53
Støpejern	4.41	71.76	11.49	4.18	4.63	20.30	51.46	1.61
Betong	4.47	72.79	11.86	4.26	4.68	20.79	52.00	1.63

Tabell 5-14 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.a

Rørmateriale	Årlig inntekt	NPV _{inntekt}	Investering				NPV _{investering}	Utbyggingskostnad
			Bygg	Maskin	Elektro	Sum		
-]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[kr/kWh]
GUP	4.80	78.18	10.54	4.26	5.61	20.45	57.72	1.49
Støpejern	4.75	77.43	11.49	4.21	5.59	21.35	56.09	1.57
Betong	4.82	78.46	11.86	4.27	5.62	21.39	57.07	1.55

Tabell 5-15 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.b

Rørmateriale	Årlig inntekt	NPV _{inntekt}	Investering				NPV _{investering}	Utbyggingskostnad
			Bygg	Maskin	Elektro	Sum		
-]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[kr/kWh]
GUP	4.79	78.00	10.54	4.39	5.71	20.64	57.36	1.51
Støpejern	4.74	77.26	11.49	4.35	5.68	21.51	55.74	1.59
Betong	4.81	78.28	11.86	4.41	5.71	21.98	56.30	1.60

Tabell 5-16 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.c

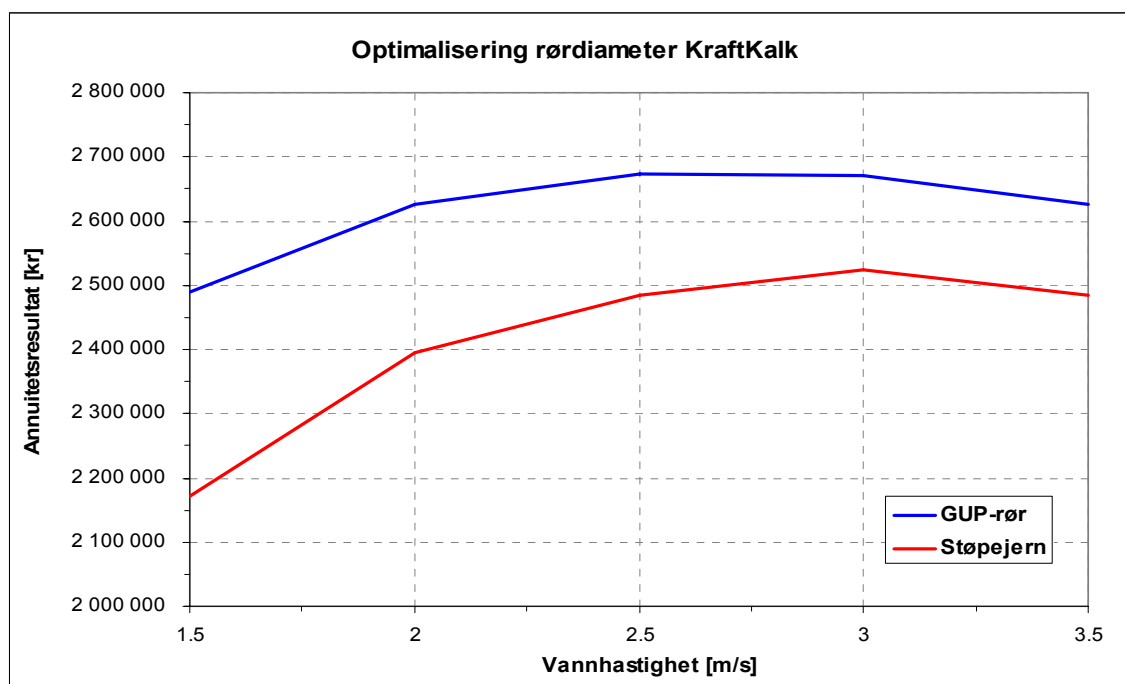
Rørmateriale	Årlig inntekt	NPV _{inntekt}	Investering				NPV _{investering}	Utbyggingskostnad
			Bygg	Maskin	Elektro	Sum		
-]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[kr/kWh]
GUP	4.80	78.17	10.54	4.29	5.62	20.45	57.72	1.49
Støpejern	4.75	77.42	11.49	4.26	5.60	21.35	56.08	1.57
Betong	4.82	78.45	11.86	4.30	5.23	21.39	57.06	1.55

Tabell 5-17 Inntekt, investeringer og økonomiske beregninger alternativ 2.d

Rørmateriale	Årlig inntekt	NPV _{inntekt}	Investering				NPV _{investering}	Utbyggingskostnad
			Bygg	Maskin	Elektro	Sum		
-]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[Mkr]	[kr/kWh]
GUP	4.80	78.26	10.54	4.47	5.73	20.75	57.51	1.51
Støpejern	4.76	77.51	11.49	4.44	5.71	21.64	55.87	1.59
Betong	4.82	78.54	11.86	4.49	5.74	22.08	56.46	1.60

5.8 KraftKalk

Resultater fra simuleringer av Gaula kraftverk med GUP- og støpejernsrør er vist grafisk i Figur 5-7. På vertikalaksen er annuitetsresultatet angitt, og langs horisontalaksen finner man vannhastigheten i røret. KraftKalk har ikke spennarmerte betongrør som et alternativ for rørmateriale.



Figur 5-7 KraftKalk: Annuitetsresultat mot vannhastighet for Gaula kraftverk

Vannhastighetene som gir høyeste annuitetsfaktor leses ut av Figur 5-7. Hastighetene med tilhørende diameter og energiproduksjon er gitt i Tabell 5-18.

Tabell 5-18 KraftKalk: Optimal rørdiameter

Rørmateriale [-]	Optimal vannhastighet [m/s]	Optimal rørdiameter [m]	Energiproduksjon [MWh]
GUP	2.75	1.36	12 361
Støpejern	3.0	1.30	12 512

6 Diskusjon

6.1 Utstyrvalg

Valg av type turbin til et kraftverk er et hovedvalg som påvirker de videre beregningene for kraftverket. Vannføringen Gaula kraftverk har fått konsesjon til å utnytte samt fallhøyden gir sterke indikasjoner på at det er mest aktuelt å installere en Francisturbin i kraftverket. Turbinvalget ble i grunnen tatt tidlig i arbeidet, og dette valget vises igjen i beregninger av optimal rørdiameter samt energi og effekt, der det kun regnes på Francisturbin. Arbeidet med erfaringsdata fra småkraftverk med de ulike turbintypene installert bekreftet denne antakelsen. Fallhøyde og vannføring i Gaula kraftverk ser ut til å stemme godt overens med verdier for allerede installerte Francisturbiner.

Spjeldventiler anbefales for kraftverk med fallhøyder under 200 meter fordi de er mye billigere enn kuleventiler, selv om falltapet over ventilen er større. Det er ikke regnet på falltap over ventiler i denne oppgaven, så det kan ikke gjøres noe valg basert på beregninger. Anbefalingen fra Norconsult og NVE (2003) er imidlertid såpass klar at dette regnes for å være en god nok begrunnelse for valg av spjeldventil til Gaula kraftverk.

En asynkron generator belaster nettet ved oppstart. Effekten i det oppgraderte Gaula kraftverk vil bli relativt stor i småkraftsammenheng. Gauldal Energi er selv netteier, og det menes derfor at de vil bør interessert i å styrke nettet ved å installere en synkron generator i kraftverket.

6.2 Beregningsmetoder

Antakelser

Beregningene er blant annet basert på antakelsen om at noen størrelser holdes konstante. Virkningsgraden for transformator er normalt veldig høy, og holder seg relativt konstant over virkeområdet. Denne antakelsen medfører dermed ikke så stor feil i beregningene. Generatorens virkningsgrad varierer derimot med effekten, og dette kan representere en betydelig feil dersom effekten blir mye lavere enn effekten ved generatorens bestpunkt.

Friksjonsfaktorene for de ulike rørmaterialene antas i beregningene å være konstanter. De er egentlig avhengig av vannhastigheten og strømningsmønsteret gjennom røret, og dermed diameteren i røret. Ved optimaliseringen av rørdiameteren burde derfor friksjonsfaktoren ideelt vært en variabel avhengig av diameteren.

I optimaliseringen av rørdiameteren og økonomiberegningene brukes en konstant strømpris for de neste 30 år. Strømprisen varierer i virkeligheten med energi- og effektbehovet, og dette merkes som tydelige prisforskjeller mellom årstidene og i løpet av døgnet. Norge blir også stadig mer knyttet til energimarkedet på det europeiske kontinent ved etableringen av undersjøiske strømkabler. Strømprisen i Norge vil dermed være

påvirket av tilbud og etterspørsel i Europa. Det er imidlertid vanskelig å beregne en slik langsiktig prisprognose uten kraftig beregningsverktøy, så en antakelse om konstant strømpris er nødvendig. Antakelsen om en pris på 350 kr/MWh stemmer godt overens med spotmarkedet NordPool, og det er også denne prisen Mikro- og Minikraft bruker i sine beregninger. Dette anses dermed som en grei og nødvendig antakelse.

Energi- og effekt

Energi- og effektberegninger ble kun gjort med en eller flere Francisturbiner i kraftverket. Dette er delvis basert på at virkningsgradskurvene for Pelton- og Kaplan-turbiner i denne oppgaven ikke er uttrykt ved en ligning, og delvis fordi valget av Francisturbin til Gaula kraftverk ble gjort tidlig i arbeidet. Regnearkene som beregner energi- og effekt kan imidlertid modifiseres til å inneholde et valg av turbin så snart virkningsgrad for de andre turbintypene uttrykkes på ligningsform.

Virkningsgradskurvene for Francisturbiner som er brukt i beregningene er basert på erfaringsdata fra Vannkraftlaboratoriet. Høyeste virkningsgrad på 93 % finnes for turbiner i småkraftverk, jfr. Figur 3-3. Figur 3-5, hentet fra veilederen til Norconsult og NVE (2003), viser virkningsgrader for de tre turbintypene i samme diagram. I denne figuren er den maksimale virkningsgraden til Francisturbiner 95 %. Dette kan tyde på at virkningsgradene som er brukt i beregningene kan være for lave.

I beregningene er minste vannføring en Francisturbin kan utnytte satt til 30 % av vannføringen ved bestpunkt. Dette er annerledes enn antakelsen om generelle virkningsgradskurver for Francisturbiner vist i Figur 3-3, der minste utnyttbare vannføring er 20 % av bestpunkt. Denne endringen ble gjort ved en feiltakelse. I KraftKalk er imidlertid minste vannføring i Francisturbiner satt til 30 % av bestpunkt, så denne feilen vil dermed gi et riktigere sammenligningsgrunnlag mellom egne beregninger og simuleringer i programmet.

Optimalisering rørdiameter

Optimalisering av rørdiameteren for Gaula kraftverk ble gjort ved hjelp av et egenutviklet regneark. Beregninger av energiproduksjonen i dette regnearket ble gjort for én Francisturbin som var designet for kjøring av maksimal vannføring 20 % over bestpunkt. Resultatene fra røroptimaliseringen ble brukt videre i beregningene av energi og effekt for en eller flere turbiner med ulike plasseringer av bestpunkt.

I forbindelse med beregningene av optimal rørdiameter ble også maksimal trykkoppbygging foran turbinen regnet ut. En av parameterne i disse beregningene er lukketiden for turbinen. Det ble ikke gjort noen vurdering av størrelsen på denne parameteren, den ble bare satt lik lukketiden Mikro- og Minikraft har valgt for kraftverket. Lukketiden er på 40 sekunder, noe som er lenge. En så lang lukketid forutsetter installasjon av en omløpsventil som hindrer langvarig rusing av turbinen.

Antall turbiner

Programmet som ble utviklet for optimalisering av vannfordelingen mellom to turbiner i samme kraftverk inneholder feil. Det er bygget opp slik at det først sjekker om den tilgjengelige vannføringen i elva er innenfor grensene for hvilke vannføringer den største av turbinene kan utnytte, det vil si mellom 30 % og 120 % relativt til bestpunkt. Det vannet som ikke utnyttes i den største av turbinene er deretter disponibelt for den minste turbinen. Dette vil imidlertid ikke nødvendigvis gi en optimal utnyttelse av vannet. I de tilfeller der vannføringen gjennom den største turbinen er ned mot 30 % av bestpunkt, vil virkningsgraden være svært lav. Vannet kunne da vært utnyttet i den mindre turbinen ved en høyere virkningsgrad. Denne feilen medfører at den beregnede energiproduksjonen trolig er for lav, og at det ikke nødvendigvis er den optimale vannfordelingen som finnes av resultatene.

Turtall

I arbeidet med å finne generelle sammenhenger mellom redusert vannføring og turtall for ulike turbintyper ble erfaringsdata funnet bl.a. på internett. Det var ikke spesifisert hvorvidt fallhøyden som var oppgitt var brutto eller effektiv fallhøyde, eller om oppgitt vannføring var ved bestpunkt eller den maksimale turbinen kan utnytte. Mest sannsynlig er det brutto fallhøyde og maksimal vannføring som oppgis, da disse er de størrelsene som i utgangspunktet er kjent ved en kraftutbygging.

Hoveddimensjoner

En ligning for avløpsvinkelen β_2 som funksjon av redusert vannføring ble brukt som innparameter. Funksjonen ble funnet basert på erfaringsdata for store turbiner. Disse dataene var relativt spredt, jfr. vedlegg G. Det er ikke funnet erfaringsdata for små turbiner som gir informasjon om avløpsvinkelen.

Anslag for avløpsvinkelen β_2 er i beregningene gitt som funksjon av redusert vannføring ved bestpunkt, selv om sammenhengen som ble funnet i basert på erfaringsdata er gitt som funksjon av redusert vannføring ved maksimal vannføring og brutto fallhøyde. Dette vil medføre noe feil i anslaget av β_2 .

Økonomi

I kostnadsberegningene er kun investeringene inkludert. Administrasjonskostnader ved kraftutbyggingen er ikke medregnet, og det er heller ikke vedlikeholdskostnader for kraftverksdriften. Vedlikeholdskostnadene er av Norconsult og NVE (2003) anslått til å være 1-2 øre per kWh, og ved en produksjon på om lag 13 000 MWh vil dette utgjøre mellom 130 000 og 260 000 kr i året. Det er heller ikke gjort beregninger av skatter.

6.3 Resultater

Hydrologi

Tegning av nedbørsfeltet til Gaula kraftverk ble gjort på et kart i målestokk 1:50 000. Arealet av nedbørsfeltet ble beregnet både ved rutetelling i kartet og som en snittverdi av fire målinger med planimeter. Avviket mellom metodene var på så lite som 0,25 %. Resultatet fra planimeterberegningene anses som mest sikkert, i og med at det er en gjennomsnittsverdi av flere målinger. Dette resultatet var også likt resultatet Mikro- og Minikraft kom frem til, og det ble brukt til å skalere tilsigsserien for Gaula kraftverk.

Optimalisering rørdiameter og dynamisk stabilitet

To av rørmaterialene som kan være aktuelle i et småkraftverk ble utelukket for Gaula kraftverk allerede før beregningene tok til. Dette ble gjort basert på opplysninger om hvilke dimensjoner rørene vanligvis leveres i, samt hvilke vanntrykk de leveres for (NVE, 2005). Beregningene av optimal rørdiameter for Gaula kraftverk resulterte i at ytterligere et rørmateriale ble utelukket, fordi materialet normalt ikke leveres i store nok diametre. Resultatet var at det til slutt gjensto tre aktuelle rørmaterialer; GUP, duktile støpejernsrør og spennarmerte betongrør. Den optimale rørdiameteren for disse materialene var henholdsvis 1560, 1450 og 1730 mm. Videre beregninger ble gjort for alle disse rørmaterialene med tilhørende optimal diameter. Maksimalt trykk for rørtypene ved optimal diameter ble beregnet til å ligge mellom 8,7 og 8,9 bar. Dette gjør at antakelsen om å regne på kostnader for rør i trykkklasse 10 bar er holdbar.

Gaula kraftverk har i sin konsesjonssøknad søkt om å installere GUP-rør med diameter 1400 mm, altså lavere enn optimal diameter for noen av de rørmaterialene som vurderes som aktuelle basert på beregningene. Avviket er hele 10,3 % i forhold til resultatene fra oppgavens beregninger på GUP-rør. Årsaken til dette avviket er ikke kjent. Det kan komme av at ulike kostnadsgrunnlag er brukt i optimaliseringene. Dette bør undersøkes nærmere, i tilfelle det er feil i beregningsverktøyet Gauldal Energi AS har benyttet.

Vannveiens virkningsgrad

Virkningsgrader for vannveien med de ulike rørmaterialene og diameterne ble regnet ut. Resultatet av disse viser at virkningsgraden for spennarmerte betongrør er høyest, mens virkningsgraden for støpejern er lavest. Dette henger sammen med at uttrykket for vannveiens virkningsgrad er omvendt proporsjonal med diameteren i femte potens. Høyest diameter gir dermed som ventet lavest virkningsgrad, og motsatt.

Turtall

Den lineære sammenhengen for antall dyser mot redusert vannføring for Pelton-turbiner, vist i Figur 5-3, ser ut til å stemme godt overens med måleresultatene. For å finne turtallet må løpehjulet i turbinen dimensjoneres. Ligninger for dimensjoneringen er vist i vedlegg E. I disse beregningene må noen tommelfingerregler brukes, men i og med at disse er presentert i professor Brekkes kompendium (2004) anses de som relativt sikre. Resultater

fra regnearket som ble satt opp basert på kompendiet viser også god overensstemmelse med data fra erfaringsdata for installerte Peltonturbiner.

Plott av turtall mot redusert vannføring for store og små Francisturbiner stemmer godt overens med trendlinjen som ble lagt til, jfr. Figur 5-4. Det er kun for lave verdier av redusert vannføring at det er avvik av betydning. Disse avvikene finner man igjen i dataene for små Francisturbiner, vist i separat plott i vedlegg I. Avvikene for småturbinene kan ha sammenheng med at vannføringen for noen av turbinleverandørene ikke var oppgitt, og dermed måtte regnes ut basert på effekt og fallhøyde. De kan også komme av at små turbiner i større grad enn store turbiner leveres som standardmaskiner, og dermed ikke er skreddersydd for kraftverket.

Turtallet som ble beregnet for Francisturbiner basert på anslag av avløpsvinkelen β_2 og periferihastigheten ved utløpet, u_2 , stemmer godt overens med plottet av turtall direkte, jfr. Figur 5-5. Det beregnede turtallet er imidlertid basert på antakelsen om en lineær sammenheng mellom avløpsvinkelen β_2 og redusert vannføring, samt en konstant verdi for periferihastigheten u_2 . Dette innebærer flere ledd med usikkerhet. Det anbefales derfor at sammenhengen vist i Figur 5-4 brukes for å anslå turtallet for Francisturbiner.

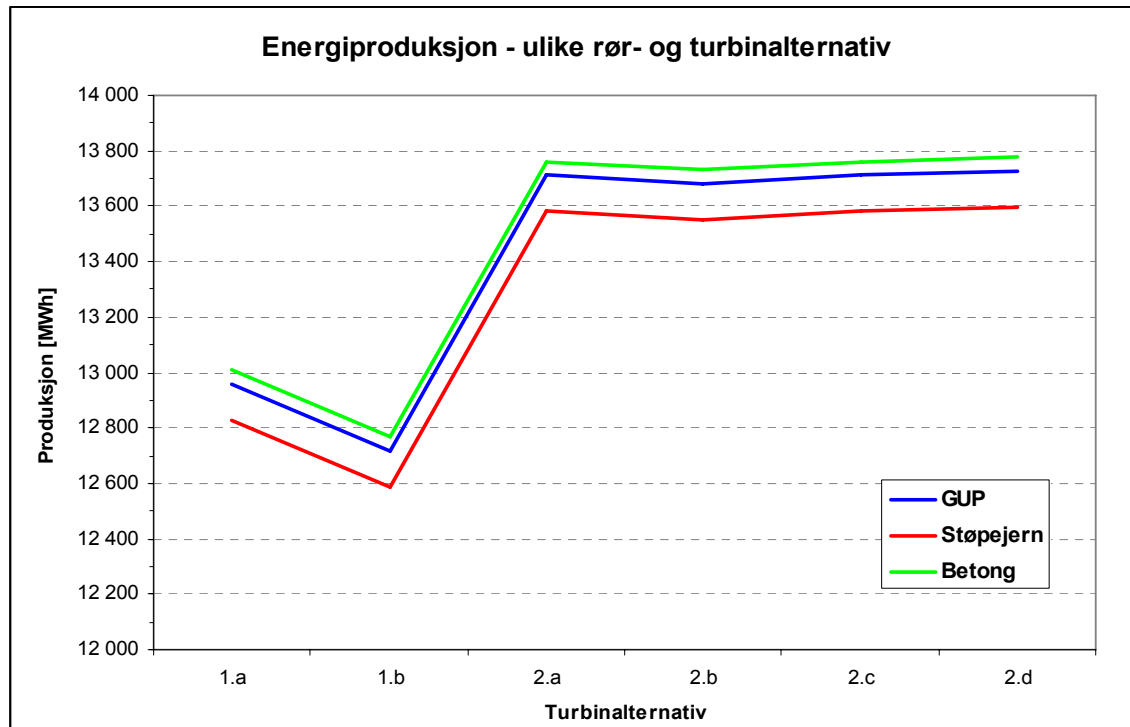
Når sammenheng for turtall som funksjon av redusert vannføring for Kaplansturbiner skulle bestemmes, gav plott for de tilgjengelige turbindata fra Møller Udenäs og BNTurbin AS ingen trend. Ved plott av data fra de to turbinleverandørene ble resultatene noe annerledes. Turbiner fra Møller Udenäs viste fremdeles ingen trend, mens data for turbiner levert av BNTurbin AS viste en sammenheng mellom turtall og redusert vannføring. Som et anslag for turtall for Kaplansturbiner anbefales det at plottet for BNTurbin, vist i Figur 5-6, brukes.

Energi og effekt

Beregninger av energiproduksjon og effekt i Gaula kraftverk ble gjort for de tre aktuelle rørmaterialene, og for seks ulike turbinalternativ. Turbinalternativene er definert i Tabell 5-4, og denne tabellen er for oversiktens del gjengitt her. Turbin 1 er den største turbinen, turbin 2 den minste.

Alternativ	Antall turbiner	Qmaks/*Q turbin1	Qmaks/*Q turbin2
1.a	1	120 %	-
1.b	1	100 %	-
2.a	2	120 %	120 %
2.b	2	120 %	100 %
2.c	2	100 %	120 %
2.d	2	100 %	100 %

En oppsummering av resultatene fra beregningene av energiproduksjon for de ulike rør- og turbinalternativene er gjengitt grafisk i Figur 6-1.



Figur 6-1 Sammendrag av resultater fra beregninger av energiproduksjon

Figuren viser at det er spennarmerte betongrør med tilhørende optimal diameter på 1730 mm som gir høyest energiproduksjon for alle turbinalternativene. Resultatene fra beregningene for GUP-rør med diameter 1560 mm ligger tett opp til resultatene fra betongrør, mens duktile støpejernsrør med diameter 1450 mm gir lavest energiproduksjon.

Produksjonen henger sammen med falltapet i rørgata. Resultatene fra vannveiens virkningsgrad for de ulike rørmaterialene gav samme rangering av de ulike alternativene. Når det gjelder turbinalternativene er det tydelig at to turbiner i Gaula kraftverk gir høyere produksjon enn én. De ulike alternativene for to turbiner gjelder plassering av bestpunkt. Alternativ 2.d, med bestpunkt ved maksimal vannføring, gir høyest energiproduksjon for alle rørmaterialer, tett fulgt av turbinalternativ 2.a og 2.c.

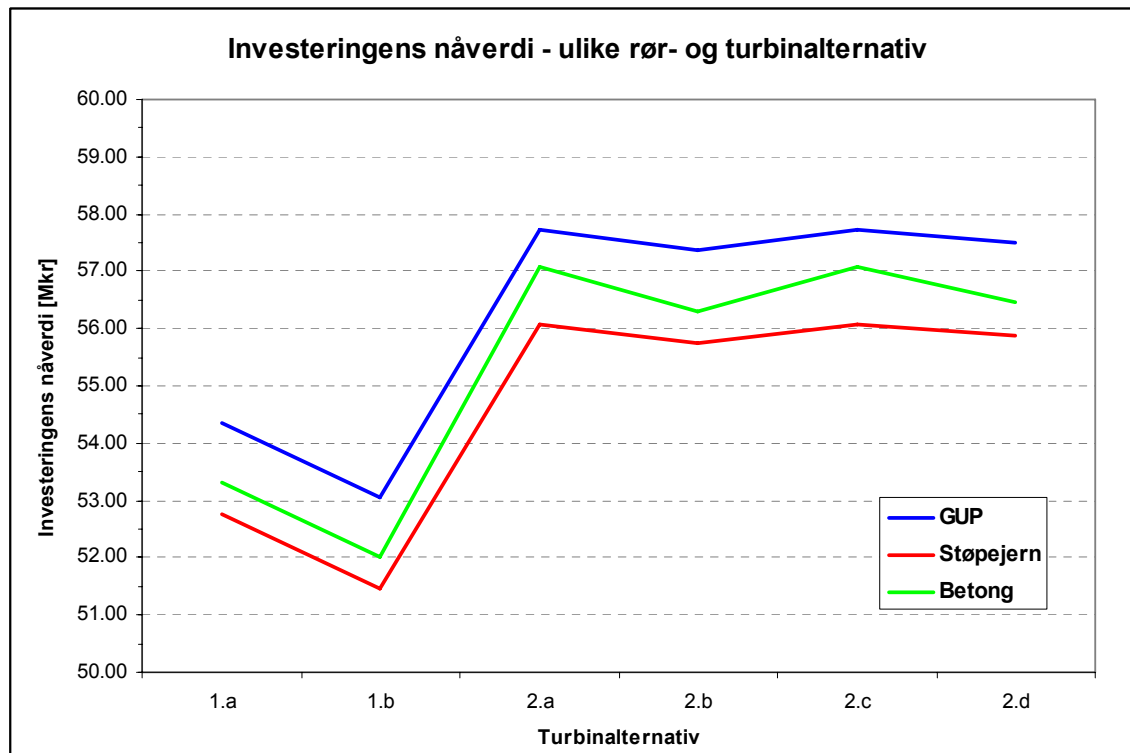
Hoveddimensjoner

I beregningene av hoveddimensjonene i Francisturbinene ble et anslag for turtallet funnet basert på sammenhengene mellom redusert vannføring og turtall. Det beregnede turtallet ble rundet opp eller ned til nærmeste synkrone turtall.

Resultatene fra beregningene av hoveddimensjoner for Francisturbinene viser at turtallet øker for minkende vannføringer. Diameterne minker med økende turtall, og det samme gjør bredden av innløpet. Innløps- og avløpsvinklene er ikke sensitive for endringer i turtall. Fartstallene viser at antakelsen om Francisturbiner i Gaula kraftverk er riktig, da alle ligger godt over 0,1.

Økonomi

Investeringsens nåverdi er definert som diskontert inntekt minus investeringskostnader. Resultater fra beregningene av investeringsens nåverdi er oppsummert i Figur 6-2.



Figur 6-2 Sammendrag av resultater fra beregninger av investeringsens nåverdi

Figuren viser at det er GUP-rør som gir høyest resultat for alle turbinalternativ, mens betong kommer på andreplass. Dette kommer av at kostnaden for GUP-rør er så mye lavere enn kostnaden for betongrør at veier opp for differansen i energiproduksjon og inntekt.

I likhet med resultatene fra energi- og effektberegningene ser det ut til at det er mest gunstig å installere to turbiner i Gaula kraftverk. Turbinalternativ 2.a og 2.c gir samme resultat for GUP-rør, mens alternativ 2.a er så vidt bedre for betongrør. Rangeringen av turbinalternativene med to turbiner ble også endret i forhold til resultatene fra energi- og effektberegningene. Dette kommer av at kostnadene for maskin- og elektroteknisk utstyr øker med økt installert effekt.

Økonomiberegningene ble gjort på tynt grunnlag, der skatt og andre kostnader ikke ble medregnet. Beregninger for alle alternativene ble imidlertid gjort basert på de samme forutsetningene, og de ulike alternativene rangeres derfor likevel i forhold til hverandre basert på disse resultatene.

Turbinalternativ 2.a og 2.c gir samme resultat for GUP-rør. I alternativ 2.a settes maksimal vannføring for begge turbinene 120 % over bestpunkt, mens alternativ 2.c

innebærer at den største turbinen har bestpunkt ved maksimal vannføring. Det kan imidlertid være problematisk i forhold til myndighetene om turbinene som installeres i et kraftverk totalt kan utnytte vannføringer over det som er bestemt i konsesjonen. Dette vil være tilfelle for alternativ 2.c. Turbinene i alternativ 2.a kan maksimalt utnytte vannføringen gitt i konsesjonen fra NVE, samtidig som alternativet gir samme resultat som alternativ 2.c. På bakgrunn av dette anbefales turbinalternativ 2.a for Gaula kraftverk.

KraftKalk

Resultatene fra simuleringene i KraftKalk viser at optimal diameter for GUP-rør er 1,36 meter, og optimal diameter for duktile støpejernsrør er 1,30 meter. Tilhørende energiproduksjon er henholdsvis 12 361 og 12 512 MWh.

I KraftKalk er ikke betongrør et alternativ for rørgata. Grunnen til dette er noe uklar, men ifølge opphavsmann Thor Bøckman har trolig han og den andre opphavsmannen fått beskjed om at denne rørtypen ikke var så vanlig i småkraftverk.

Simuleringene i KraftKalk er gjort for én Francisturbin og med en uniform rørgate med lengde 831 meter. Optimal rørdiameter for GUP-rør avviker med 16,7 % i forhold til egne beregninger, og for støpejernsrør er avviket 10,3 % i forhold til egne beregninger.

Beregningene som ligger til grunn for simuleringene i KraftKalk foregår i ulike subrutiner og makroer, og det er en stor oppgave å sette seg inn i alt hva programmet gjør for å komme frem til resultatene. KraftKalk er også som nevnt laget for å optimalisere kraftverk i vassdrag som ikke er vernet. Regnearkene som ble utviklet i forbindelse med denne oppgaven er basert på teori fra litteratur og kostnadsoverslag fra NVE, og oppleves som mer oversiktlige enn KraftKalk. Det festes derfor mer lit til resultatene fra beregninger i egenutviklede regneark.

7 Anbefaling videre arbeid

Beregningene av energi og effekt ble kun gjort for Francisturbiner. Dersom regnearkene som er utviklet i forbindelse med denne oppgaven skal brukes videre, bør det legges inn et turbinvalg. Dette forutsetter at virkningsgradene for Pelton- og Kaplan-turbiner på generell form uttrykkes i ligninger.

Programmet som optimaliserer størrelsene på to turbiner i samme kraftverk inneholder feil. Det bør videreutvikles slik at ikke alt vannet automatisk kjøres gjennom den største turbinen og resten går til den minste, men slik at alt det tilgjengelige vannet sjekkes for begge turbinene og beste resultat lagres. Dersom to turbiner installeres i samme kraftverk bør også optimaliseringen av rørdiameteren gjøres for et kraftverk med to turbiner.

Gaula kraftverk/Gauldal Energi

Resultatene fra optimaliseringen av rørdiameter i denne oppgaven viser store avvik i forhold til den diameteren Gauldal Energi søkte konsesjon med i 2006. Det kan anbefales at beregningsverktøyet som ble benyttet av Gauldal Energi gjennomgås i tilfelle det er feil der som har forårsaket avviket.

KraftKalk

Kostnader for betongrør bør legges inn i KraftKalk, slik at beregninger kan gjøres også for dette røralternativet. Spennarmerte betongrør nevnes både i kostnadsgrunnlaget fra NVE (2005) og Norconsult og NVE sin veileder for kraftverksutbygging (2003), og anses derfor som et aktuelt rørmateriale for småkraftverk.

KraftKalk kan ikke gjøre beregninger for flere turbiner i samme kraftverk. En modifisering av programmet som muliggjør denne type beregninger vil være gunstig. Ved en slik modifisering kan det være hensiktsmessig å undersøke om andre programmeringsspråk kan fungere bedre.

Det tar lang tid å kjøre simuleringer i KraftKalk. Gjennomgang av en programmeringsdyktig person som kan se muligheter for effektivisering av koden bak programmet vil være en god investering. Brukergrensesnittet har også et stort forbedringspotensial.

8 Konklusjon

Turtall

Basert på erfaringsdata fra store og små vannkraftverk er det utviklet ligninger som anslår turtall som funksjon av redusert vannføring for Francis- og Kaplan-turbiner. Disse er presentert i henholdsvis ligning (8-1) og (8-2).

$$n = 240,77 \cdot \underline{Q}^{-0,4016} \quad (8-1)$$

$$n = 328,46 \cdot \underline{Q}^{-0,6122} \quad (8-2)$$

For Peltonturbiner ble det kun identifisert en sammenheng mellom antall dyser og redusert vannføring. Denne sammenhengen er vist i ligning (8-3).

$$Z = 290,58 \cdot \underline{Q} + 0,24 \quad (8-3)$$

Basert på denne sammenhengen kan turtallet regnes ut.

Anbefaling Gaula kraftverk

På bakgrunn av resultatene fra egne beregninger anbefales det at Gauldal Energi AS velger en vannvei av GUP-rør i trykkklasse 10 bar i Gaula kraftverk. Diameteren på rørgata anbefales å være 1560 mm.

Valg av rørmateriale og diameter er allerede gjort av utbygger, og resultatet er GUP-rør med diameter 1400 mm. Dette er et relativt stort avvik i forhold til optimal diameter som ble beregnet i denne oppgaven.

I kraftverket bør det installeres to Francisturbiner. Resultatene fra beregningene tilsier at vannfordelingen mellom disse bør være 79 % og 21 % av maksimal vannføring. Turbinene bør designes på en slik måte at maksimal vannføring gjennom hver av turbinene ligger 20 % høyere enn vannføringen som gir beste virkningsgrad. Dette medfører at maksimal effekt fra turbinene blir 2,19 MW og 0,59 MW. Total installert effekt i kraftverket blir da 2,78 MW.

For Gaula kraftverk anbefales det videre å installere spjeldventil og synkron generator.

9 Referanser

BNTurbin a.s, *Prosjekter* [online]. URL: <http://www.bnturbin.no/Referanseliste.pdf> [12.04.07]

Brekke, H. *Grunnkurs i hydrauliske strømningsmaskiner*. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2000.

Brekke, H., *Pumper og turbiner*. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2004.

Dalen, K., *Prosjektering av Småskala Vasskraft (Prosjektoppgave, NTNU, 2005)*

Energibedriftenes Landsforbund (EBL), *Omforming til elektrisitet* [online]. URL: <http://www.energifakta.no/documents/Vannkraft/Omforming.htm> [08.05.07]

Erikson, T. (red.), *Teknologiledelse – økonomiske betraktninger*. Oslo: Gyldendal Akademisk, 2005.

Gauldal Elverk, *Gauldal Elverk 25 år. Jubileumshefte*, 1996.

Gauldal Energi AS, *Søknad om oppgradering av rørgate og kraftstasjon*. Januar 2006

Hydroenergi kjell joa AS, *Referanse liste* [online]. URL: <http://www.hydroenergi.no/html/NO/referanser.html> [14.05.07]

OED, *Lov 2000-11-24 nr 82: Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven)* [online]. URL: <http://www.lovdatab.no/all/hl-20001124-082.html> [01.05.07]

Midtre Gauldal Kommune, *Miljøtilpasset el-kraftproduksjon ved små vannkraftverk i distrikts-Norge*, 2000.

Nielsen, T., *Tilstandskontroll. Datagrunnlag for optimal drift av vannkraftverk*. VHL-seminar, Lillehammer, 14. juni 1984.

Nielsen, T., *Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk*. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet NTNU, 1990.

Norconsult og NVE, *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. NVE: 2003.

Norge i bilder [online]. URL: www.norgeibilder.no [18.05.07]

Norges Offentlige Utredninger (NOU), *Naturfaglige verdier i midlertidige vernede vassdrag* (utdrag) [online]. URL:

<http://www.nve.no/admin/FileArchive/90/Kontaktutv%2083-%20rapp3%2010-års%20verned%20vassdrag.pdf> [03.05.07]

NVE, *Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (<10 000 kW)*. Håndbok 1-2005

NVE, 2006. *Vassdragskonsesjon* [online]. Konsesjon til oppgradering av Gaula kraftverk. URL: http://www.nve.no/FileArchive/100/Konsesjon_Gaula.pdf [06.02.07]

NVE, *Notat: Kostnadsindekser vannkraftanlegg 01.01.2005 - 01.01.2007*. Justering av prisnivå i NVEs kostnadsgrunnlag. NVE, 28.3.2007.

Småkraftforeninga, *Referanseanlegg for små kraftverk* [online].

http://www.smakraftverk.com/delprosjekt07/referanseanlegg/utstyr_turbin.htm [13.04.07]

Vannkraftlaboratoriet: Erfaringer. Muntlige kilder.

Waplans, *Produkter* [online]. URL: http://www.waplans.se/483_produkter.html [12.04.07]

White, F. M., *Fluid Mechanics*, 5th edition. New York: McGraw-Hill, 2003

VEDLEGG

Innhold

A.	ENDRINGER I KRAFTKALK	1
B.	BILDER FRA GAULA KRAFTVERK	2
C.	TOTALVIRKNINGSGRAD.....	9
D.	MASKINUTSTYR TIL VANNKRAFTVERK	11
E.	DIMENSJONERING AV PELTONTURBIN	12
F.	OPTIMALISERING RØRDIAMETER.....	15
G.	AVLØPSVINKEL B_2 I FRANCISTURBIN	18
H.	RESULTATER RØROPTIMALISERING GAULA KRAFTVERK	21
I.	GRAFER FOR TURTALL I FRANCISTURBINER.....	25

A. Endringer i KraftKalk

I løpet av masteroppgaven er det gjort endringer i programmet KraftKalk. Endringene som er gjort blir beskrevet i dette kapitlet. Noen av disse endringene er ikke faglig relevante, men blir likevel presentert som en dokumentasjon i forhold til oppdragsgiver Mikro- og Minikraft.

To minstevannføringer

Gauldal Energi ble i konsesjonen fra NVE pålagt å slippe minstevannføring forbi Gaula kraftverk hele året. Størrelsen på minstevannføringen er forskjellig sommer og vinter. KraftKalk har opprinnelig kun lagt inn en minstevannføring.

I programversjonen *KraftKalk 2 minstevannf* er det lagt inn to minstevannføringer ved å endre på den ene subrutinen som ligger bak programmet. Start og slutt for de ulike minstevannføringene bestemmes av ukenummer. Denne versjonen er oversendt Mikro- og Minikraft.

Kostnader

Kostnadsberegningene i KraftKalk er basert på NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (2005). NVE sendte i mars 2007 ut et notat med anbefalte prisjusteringer av kostnadsgrunnlaget fra 2005. Disse prisjusteringene ble lagt inn i subrutinene i KraftKalk i mai 2007.

Optimalisering rørdiameter

I optimaliseringen av rørdiameteren rangerer KraftKalk etter resultatet av salgsfortjeneste minus investering. Den optimale diameteren finnes imidlertid der de *deriverte* av rørkostnad og diskontert inntekt krysser hverandre. I dette punktet er kostnaden for å øke diameteren en enhet like stor som nåverdien av økt inntekt på grunn av økningen i diameter.

I KraftKalk ble det laget en graf som viser marginal kostnad og nåverdien av marginal inntekt. Ut fra denne kan man lese optimal diameter.

Estetikk

Mikro- og Minikraft AS bruker resultater fra KraftKalk i rapportering til kunder. Det er derfor hensiktsmessig å ha muligheten til å hente figurer og tabeller direkte ut fra programmet når beregninger er gjort. En graf i arket "Optimalisering" som viser investering og årsproduksjon ble gjort mer leselige og estetisk finere. I tillegg ble benevninger i arket "Inndata" endret slik at tall som skal være opphøyet ble skrevet med superscript. For eksempel ble m^3/s endret til m^3/s .

B. Bilder fra Gaula kraftverk

Onsdag 16. mai 2007 var det befaring til Gaula kraftverk. På befaringen deltok Harald Forodden fra TrønderEnergi, Harald Moen fra Gauldal Energi og undertegnede. På denne befaringen ble det tatt bilder, og noen av disse presenteres her.

Dammen er en gravitasjonsdam med overløp på høyeste regulerte vannstand. Den blir uforandret ved oppgraderingen.



Bilde B-1 Lukehus og dam



Bilde B-2 Nærbilde av dam med overløp

Inntaksmagasinet har en reguleringshøyde på 3 meter, men magasinet ligger fast på høy vannstand. I inntaket er det installert en luke for slipp av minstevannføring. Denne luka er regulerbar fra lukehuset for å kunne slippe ulik minstevannføring sommer og vinter.



Bilde B-3 Liten grad av magasinerings



Bilde B-4 Justerbar luke til minstevannføring

Den øverste delen av rørgata ble fornyet i 1991. Da ble trerør fra 1905 erstattet med nedgravde GUP-rør. Den nederste delen av rørgata består av trerør fra 1923.



Bilde B-5 GUP-rør fra øvre del av vannveien.
Ø=1340 mm



Bilde B-6 Overgang fra ny til gammel rørgate

Trerørgater påvirkes av temperatursvingninger, og sprekkdannelse er vanlig. Sprekkdannelsene er størst og hyppigst i nedre del av trerørgata, der trykket er størst. Gauldal Energi har også opplevd at store treflisser har løsnet fra innsiden av røret og

kommet inn i turbinen. For å hindre at det dannes store istapper om vinteren, dekkes de største lekkasjene. Mye tyder på at vedlikeholdet på rørgata er redusert nå når det er gitt konsesjon på å oppgradere Gaula kraftverk.



Bilde B-7 Rørgate i tre



Bilde B-8 Lekkasje i trerørgata

De siste 201 meterne før kraftstasjonen består rørgata vannveien av stålrør som ligger på bukker.



Bilde B-9 Rørgata ned mot kraftstasjonen

**Bilde B-10 Overgang mellom tre- og stålrør**

Kraftverket fra 1923 erstattet et gammelt kraftverk fra 1905. Begge kraftverkene ble bygget i forbindelse med driften av Killingdal gruver. Rester av det gamle kraftverket er synlig under jernbanebroa som går over Gaula.

**Bilde B-11 Rester av kraftverket fra 1905****Bilde B-12 Jernbanebro over Gaula**

Utenfor kraftstasjonen ser man spor fra andre tider. Til kraftverket hørte en smie, og den står enda rett utenfor stasjonen. Den er i dårlig stand og står nå til nedfalls.

**Bilde B-13 Kraftstasjonen****Bilde B-14 Gammel smie**

Inne i kraftstasjonen er det meste av utstyret fra oppstarten i 1923. Den horisontale Francisturbinen er levert av Kværner mens regulatoren kommer fra A/S Myrens Verksted i Kristiania. Generatoren har gått siden oppstarten uten vedlikehold av noe betydning. Den er levert av A/S Norsk Elektrisk & Brown Boveri i Kristiania. Magnetiseringen av generatoren skjer ved en likestrømsmaskin. Det er også installert et svinghjul på akslingen mellom generatoren og turbinen. Transformatoren er plassert utendørs rundt 20 meter fra kraftstasjonen.

**Bilde B-15 Regulator****Bilde B-16 Horisontal Francisturbin**



Bilde B-18 Svinghjul

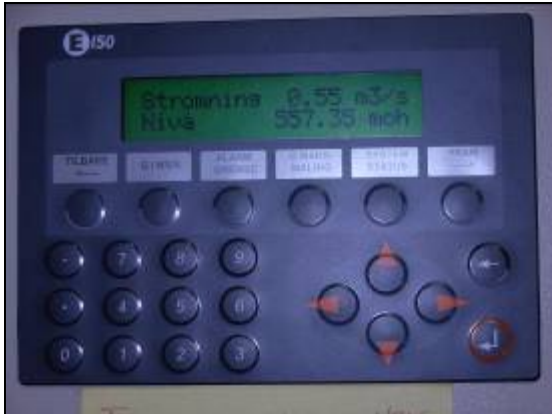


Bilde B-17 Generator med likestrømsmagnetisering



Bilde B-19 Transformator plassert utendørs

Kontrollanlegget ble byttet ut på 1980-tallet. Det er tenkt å beholde det som det er ved oppgradering av kraftverket, da det er mulig å tilpasse alarmgrenser til det nye kraftverket.



Bilde B-20 Digital overvåkning av kraftverket



Bilde B-21 Kontrollanlegg

C. Totalvirkningsgrad

Totalvirkningsgraden til et kraftverk er produktet av virkningsgradene for tapskomponentene i systemet. I denne oppgaven er det tatt hensyn til tap i vannvei og turbin, samt i generator og transformator. Denne sammenhengen er vist i ligning (C-1).

$$\eta_{total} = \eta_{vannvei} \cdot \eta_{turbin} \cdot \eta_{el} \quad (C-1)$$

Den elektriske virkningsgraden, η_{el} , er produktet av virkningsgradene for generator og transformator.

Virkningsgraden for vannveien er utledet av Nielsen (1984) og resultatuttrykket er vist i ligning (C-2). Falltaptet h_f er avhengig av størrelsene på vannveien og vannføringen gjennom den.

$$\eta_{vannvei} = 1 - \frac{h_f}{H_{br}} \quad (C-2)$$

Turbinvirkningsgraden er avhengig av vannføringen gjennom turbinen. Fasongen på denne kurven er forskjellig for de ulike turbintypene.

Dersom det er installert flere turbiner i kraftverket blir uttrykket for den totale virkningsgraden noe endret. For å utlede dette uttrykket begynner man med definisjonen på virkningsgrad, vist i ligning (C-3). Den sier at virkningsgraden for et kraftverk er forholdet mellom den effekten man leverer til nettet og den effekten man som teoretisk er tilgjengelig i vannet. Det vil i denne oppgaven kun gjøres beregninger for kraftverk med to turbiner. Disse to turbinene markeres med indeks 1 og 2.

$$\eta = \frac{P_{nett,1} + P_{nett,2}}{P_{teoretisk}} \quad (C-3)$$

Uttrykket for effekt er gitt i ligning (C-4).

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (C-4)$$

Vannets tetthet, ρ , og tyngdeakselerasjonen, g , antas å være konstante. Q er vannføringen gjennom systemet og H er fallhøyden. Teoretisk sett kan man utnytte hele fallhøyden, H_{br} , men i praksis vil fallhøyden reduseres på grunn av friksjonstap i vannveien. Den resulterende trykkhøyden foran turbinen kalles effektiv fallhøyde. Skrives ligning (C-2) litt om, kan effektiv fallhøyde, H_e , uttrykkes som i ligning (C-5).

$$H_e = \eta_{vannvei} \cdot H_{br} \quad (C-5)$$

Settes ligningene (C-4) og (C-5) samt virkningsgradene inn i ligning (C-3) får man ligning (C-6).

$$\eta_{total} = \frac{\rho \cdot g \cdot (\eta_{el} \cdot \eta_{turb1} \cdot \eta_{vannv1} \cdot H_{br} \cdot Q_1 + \eta_{el} \cdot \eta_{turb2} \cdot \eta_{vannv2} \cdot H_{br} \cdot Q_2)}{\rho \cdot g \cdot H_{br} \cdot Q_{total}} \quad (C-6)$$

Generatorvirkningsgraden antas å være konstant og lik for begge aggregatene i disse beregningene. I et kraftverk med flere turbiner føres som regel vannet i ei felles rørgate fra inntaket. Før kraftstasjonen deles vannet på de to turbinene via to trykksjakter. Det kan dermed settes en felles virkningsgrad for rørgata frem til skillet mellom sjaktene, mens det er egne virkningsgrader for hver av sjaktene.

Noen størrelser kan forkortes i teller og nevner. Dette gjør at ligning (C-6) blir omskrevet til ligning (C-7).

$$\eta_{total} = \eta_{el} \cdot \eta_{rørgate} \cdot \frac{(\eta_{turb1} \cdot \eta_{sjakt1} \cdot Q_1 + \eta_{turb2} \cdot \eta_{sjakt2} \cdot Q_2)}{Q_{total}} \quad (C-7)$$

Ligning (C-7) viser at virkningsgradene for komponentene som ligger i parallell blir vektet med hensyn til vannføringen som går gjennom hver komponent.

D. Maskinutstyr til vannkraftverk

Dammen og inntaket i eksisterende Gaula kraftverk beholdes også etter oppgraderingen. Dette innebærer at man ikke trenger å gjøre valg av luker og varegrind til det nye kraftverket. En presentasjon av de vanligste typene av dette utstyret gis i dette vedlegget.

Luker

Luker har til hensikt å stenge vannveien for revisjon eller avlede vann ved dammen. I tillegg kan man installere en sugerørsluke for undervannet (Norconsult og NVE, 2003). Behovet for luker er avhengig av bl.a. krav til flomavledning og magasinnedtapping. En bunntappeluke kan også installeres i dammen for å slippe pålagt minsteføring. Under er de mest vanlige luketyperne i små kraftverk beskrevet. Beskrivelsen er basert på NVEs kostnadsgrunnlag (2005) samt kraftverksplanleggeren fra Norconsult og NVE (2003).

Ei **rulleluke** består av et lukeblad som dras opp ved en enkeltvirkende hydraulikksylinder, og er selvlukkende ved egen tyngde. På lukebladet er det påmontert hjul som reduserer friksjonen ved opptrekk og lukking. Denne luketypen brukes mest som inntaksluke, og gjerne der det er behov for en nødstengefunksjon.

Glideluka minner om rulleluka, bortsett fra at det ikke er hjul på lukebladet. Opptrekket er vanligvis en dobbeltvirkende hydraulikksylinder eller et mekanisk skruespill. Glidelukene brukes som tappeluker, flomluker, sugerørsluker, revisjonsluker og inntaksluker.

Klappeluker har et lukeblad som holdes lukket ved hjelp av en enkeltvirkende hydraulikksylinder, og er selvåpnende med vanntrykk. Denne luketypen brukes hovedsakelig som flomluke og spyleluke. Den er ikke mye brukt i små dammer, men kan være aktuell for elvekraftverk av en viss størrelse.

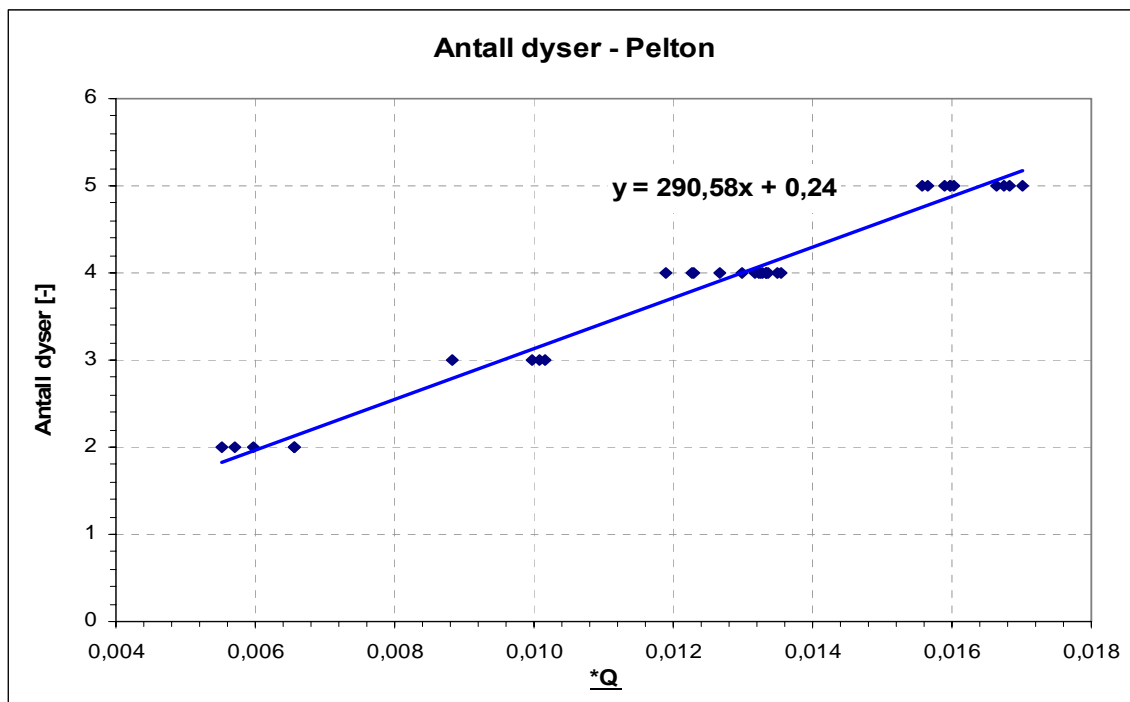
Varegrind

Ved å sette inn en varegrind ved inntaket til vannveien, unngår man at drivgods kommer inn i vannveien og gir skade på ventil og turbin. Varegrinden vil imidlertid gi en del friksjonstap, spesielt om den har fanget opp en del drivgods. Beskrivelsen av de ulike typene varegrinder er hentet fra NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk (2005). Vannhastigheten gjennom varegrinda bør ikke overstige 1 m/s, og holdes vanligvis rundt 0,5 – 0,8 m/s i små kraftverk (NVE, 2003).

Varegrinder har tradisjonelt vært laget av sort stål. Andre materialvalg kan være rustfritt stål eller kunststoff. Varegrinder i rustfritt stål er mye brukt i Norge. Det er lite problemer knyttet til slitasje og utbøyning, men prisen er høy. Varegrind laget av kunststoff er foreløpig lite utprøvd i Norge. Denne typen varegrind har slitestyrke og mindre avstand mellom støttene enn en varegrind i rustfritt stål. Man unngår imidlertid problemer knyttet til ising og rust. Varegrind i kunststoff er også billig

E. Dimensjonering av Peltonturbin

Erfaringsdata for 33 Peltonturbiner med mellom 2 og 5 dyser ble funnet på hjemmesiden til turbinleverandøren BNTurbin AS. Turtallet for en Peltonturbin finner man ikke som en direkte funksjon av redusert vannføring basert på erfaringsdataene som man gjør for Francis- og Kaplan-turbiner. Erfaringsdataene viser imidlertid en lineær sammenheng mellom redusert vannføring og antall dyser i Peltonturbinen. Denne sammenhengen er vist i Figur E-1.



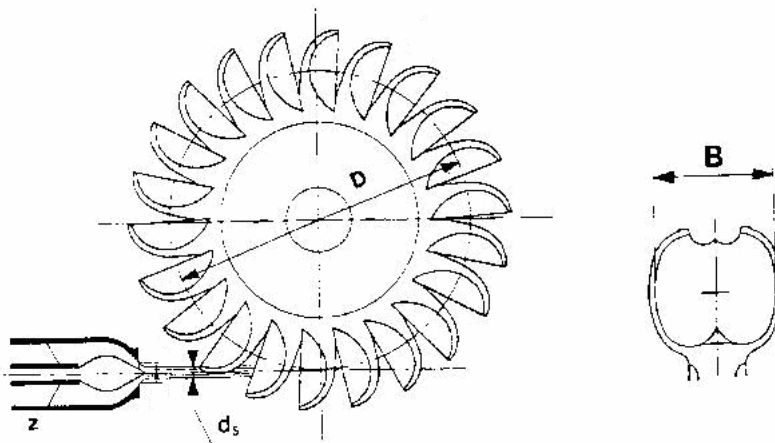
Figur E-1 Lineær sammenheng mellom redusert vannføring og antall dyser i Peltonturbinen

Ligningen for antall dyser i en Peltonturbin antas å være gitt av ligningen vist i Figur E-1. Når antall dyser kan bestemmes fra redusert vannføring, kan løpehjulet dimensjoneres og turtallet bestemmes. Resten av kapittelet er basert på ligninger og tommelfingerregler gitt i professor Hermod Brekkes kompendium *Pumper og turbiner* (2004). Symboler som brukes i utledningen er vist i Tabell E-1.

Tabell E-1 Symboler brukt i dimensjonering av Peltonturbin

Slukeevne	Q	$[m^3/s]$
Fallhøyde	H	$[m]$
Løpehjulsdiameter	D	$[m]$
Skovlbredde	B	$[m]$
Strålediameter	d_s	$[m]$
Antall dyser	Z	$[-]$
Turbinvirkningsgrad	η_{turb}	$[\%]$
Periferihastighet	u_1	$[m/s]$
Tangentiell strålehastighet	c_{u1}	$[m/s]$
Vinkelhastighet	ω	$[rad/s]$
Turtall	n	$[o/min]$

Figur E-2 viser dimensjoner i et Peltonløpehjul (Brekke, 2004).



Figur E-2 Dimensjoner i et Peltonløpehjul

I dysene blir hele trykkenergien gjort om til hastighetsenergi. Strømningen gjennom dysene antas å være tapsfri, noe som medfører at den tangentielle strålehastigheten c_{u1} er som vist i ligning (E-1).

$$c_{u1} = \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (E-1)$$

Dette gir at c_{u1} er 1,0. Strålediameteren d_s finnes av kontinuitetsligningen (E-2).

$$d_s = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{Z \cdot \pi \cdot c_{u1}}} \quad (E-2)$$

Forholdet mellom løpehjulsdiameter og strålediameter er gitt i et sett tommelfingerregler vist i (E-3), der forholdet er avhengig av fallhøyden.

$$H \leq 400m \text{ gir } \frac{D}{d_s} = 10 \quad (\text{E-3})$$

$$H = 1400m \text{ gir } \frac{D}{d_s} = 15$$

For fallhøyder mellom 400 og 1400 meter må man interpolere mellom verdiene som er gitt i (E-3). Også for skovlbredden B brukes tommelfingerregler (E-4), her er avhengig av antall dyser Z i turbinen.

$$1 \text{ stråle: } B = 3,1 \cdot d_s$$

$$2 \text{ stråler: } B = 3,2 \cdot d_s$$

(E-4)

$$4\text{-}5 \text{ stråler: } B = 3,3 \cdot d_s$$

$$6 \text{ stråler: } B = 3,3 - 3,4 \cdot d_s$$

Redusert periferihastighet til løpehjulet, \underline{u}_1 , er gitt av ligning (E-5).

$$\underline{u}_1 = \frac{1}{2} \cdot \frac{\eta_{turb}}{\underline{c}_{u1}} \quad (\text{E-5})$$

Virkningsgraden for Peltoneturbiner er avhengig av antall dyser. For en stråle er ligger virkningsgraden mellom 90 og 91 %, mens for 4 til 6 stråler er virkningsgraden mellom 91 og 92,5 %. Hva virkningsgraden er for turbiner med 2 eller 3 dyser sier Brekke (2004) ingenting om. Den absolutte størrelsen på periferihastigheten, u_1 , er gitt i ligning (E-6).

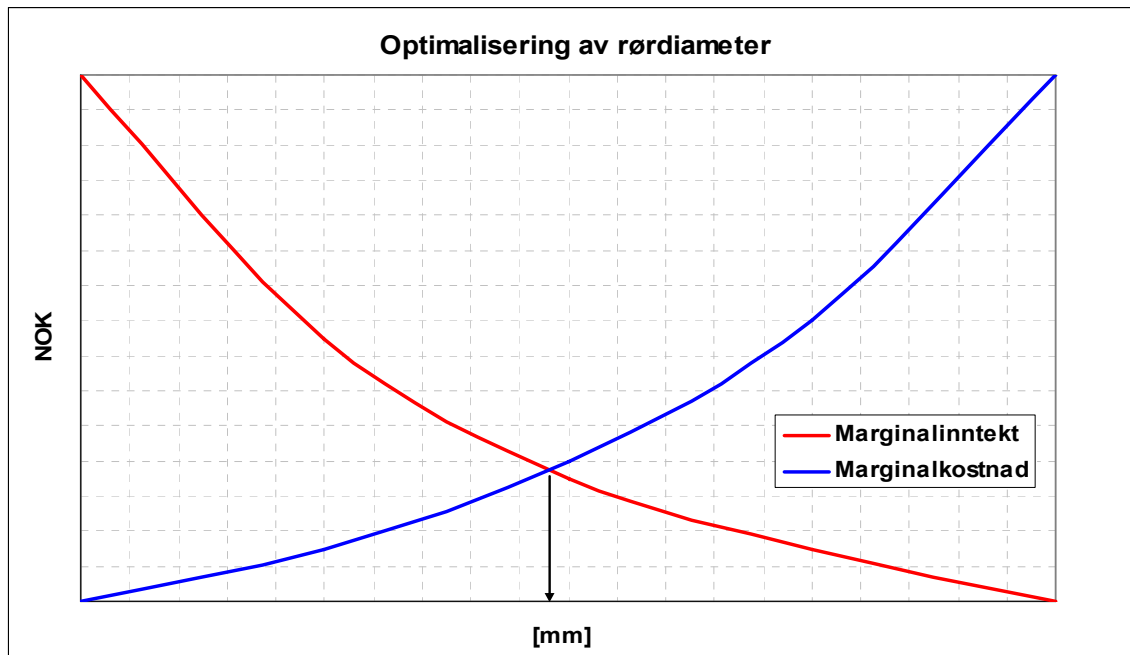
$$u_1 = \frac{1}{2} \cdot \eta_{turb} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (\text{E-6})$$

Vinkelhastigheten ω er definert som forholdet mellom periferihastigheten og radien av løpehjulet. Turtallet n er definert i ligning (E-7).

$$n = \omega \cdot \frac{30}{\pi} = \frac{2 \cdot u_1}{D} \cdot \frac{30}{\pi} \quad (\text{E-7})$$

F. Optimalisering rørdiameter

Optimale rørdiameter for et vannkraftverk bestemmes ut fra et økonomisk synspunkt. Den rørdiameteren som gir derivert av rørkostnad som er lik den deriverte av diskontert inntekt, er den økonomisk optimale. I praksis finner man diameteren som gir marginal kostnad lik marginal diskontert nåverdi. Dette prinsippet er illustrert i Figur F-1.



Figur F-1 Optimal rørdiameter illustrert for et generelt tilfelle

I arbeidet med å finne økonomisk optimal rørdiameter ble det utviklet et regneark i Excel. Innparameterne i dette regnearket er fallhøyde H , maksimal vannføring Q , rørlengde L , strømpris, levetid og internrente. Tilsigsserien for kraftverket må også legges inn. I regnearket må man gjøre valg av rørtype og størrelse på turbinen. Med størrelse menes turbin til mikro-, mini- eller småkraftverk. Regnearket regner på 20 ulike rørdiameterer, der brukeren selv velger største og minste diameter.

Kostnadene knyttet til rør er hentet fra NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (2005). I kostnadsgrunnlaget er det gitt priser for ulike typer rør i ulike typer trykklasser. Kostnadene er gitt som funksjon av rørdiameter. For å beregne riktig trykklasse beregnes maksimalt trykkstøt foran turbinen. Da må også turbinens lukketid være oppgitt. Formelen for trykkstøt målt i meter vannsøyle er gitt av Nielsen (1990), og den er gjengitt i ligning (F-1).

$$\Delta h = \frac{\Delta Q \cdot L}{g \cdot T_L \cdot A} \quad (\text{F-1})$$

Trykkstøtet legges til brutto fallhøyde, og man finner da dimensjonerende trykk og kan velge riktig trykkklasse for røret. Når rørtype og trykkklasse er valgt beregnes kostnaden for de 20 ulike diameterne. Den marginale kostnaden for diameter n , Mk_n , finnes fra formel (F-2).

$$Mk_n = \frac{K_n - K_{n-1}}{D_n - D_{n-1}} \quad (\text{F-2})$$

K_n er kostnaden for rør med diameter D_n .

Inntektene er knyttet til produksjonen fra kraftverket. Produksjonen henger sammen med rørdiameteren, i og med at økt diameter vil gi redusert falltap og dermed høyere produksjon. Produksjonen er en funksjon av brutto fallhøyde, vannføring og tap i systemet. Tap i turbinen uttrykkes gjennom turbinvirkningsgraden, og den er gitt som en funksjon av vannføring. Fasongen på turbinvirkningsgraden er gitt ved valg av turbinstørrelse. Friksjonstap i vannveien gir et tap i fallhøyde. Ligningen for tapet i vannveien målt i meter vannsøyle er hentet fra White (2003) og er gitt i ligning (F-3).

$$h_f = f \cdot \frac{L \cdot Q^2}{2 \cdot g \cdot D \cdot A^2} \quad (\text{F-3})$$

A er tverrsnittarealet i røret, og i og med at det er sirkulært vil A være en funksjon av diameteren D . L er lengden av røret og f er friksjonsfaktoren. Q er vannføringen gjennom vannveien.

I regnearket setter brukeren i gang en makro. Denne makroen kopierer rørdiameteren fra et ark og setter det inn i et annet der produksjonen blir regneark. Produksjonen, basert på hele tilsigsserien, med den gitte rørdiameteren beregnes og kopieres tilbake til det første arket. Dette gjøres for alle de 20 diameterne.

Produksjonen multipliseres med strømprisen, og man får gitt inntekten fra kraftverket. Inntekten får man imidlertid over hele levetiden til kraftverket, mens kostnaden betales kun ved starten av levetiden. Man må derfor beregne nåverdien av inntektene. Dette gjøres ved å multiplisere inntekten med en annuitetsfaktor. Definisjonen på denne er hentet fra Erikson (2005), og den er gitt i ligning (F-4).

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (\text{F-4})$$

Den marginale nåverdien av inntekten for diameter n , Mi_n , beregnes som i ligning (F-5).

$$Mi_n = \frac{I_n - I_{n-1}}{D_n - D_{n-1}} \quad (\text{F-5})$$

I_n er nåverdien av inntekten ved diameter D_n .

Marginal kostnad og inntekt plottes i samme graf som vist i Figur F-1. Der hvor linjene krysser finner man den økonomisk optimale diameteren.

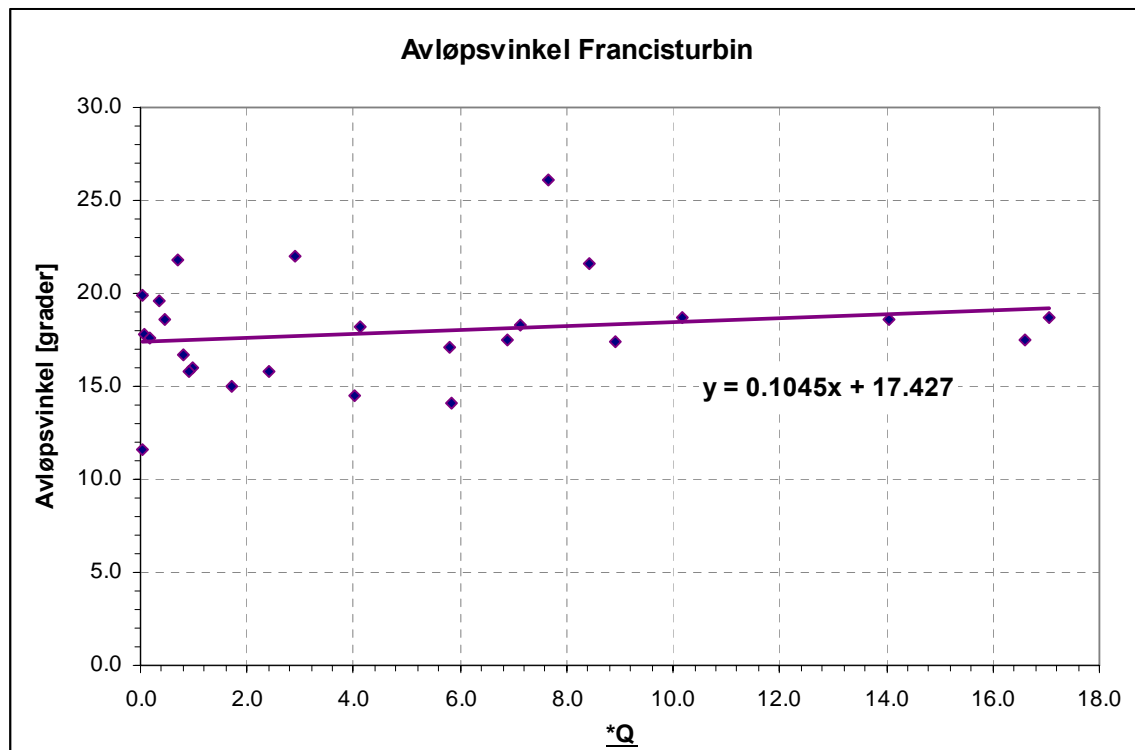
G. Avløpsvinkel β_2 i Francisturbin

Et anslag for turtallet til en Francisturbin kan bestemmes basert på beregninger og tommelfingerregler når avløpsvinkelen β_2 er gitt. Vannkraftlaboratoriet har erfaringsdata for 26 store Francisturbiner som er installert i kraftverk over hele verden. I disse dataene finner man alle dimensjoner for kraftverket, inkludert både turtall og avløpsvinkel.

Redusert vannføring, $*Q$, er definert i ligning (G-1).

$$\frac{*Q}{Q} = \frac{*Q}{\sqrt{2 \cdot g \cdot H}} \quad (\text{G-1})$$

Basert på erfaringsdataene ble avløpsvinkelen β_2 plottet mot redusert vannføring. Figur G-1 viser punktene der en lineær trendlinje er lagt til. Ligningen for trendlinjen står i figuren.



Figur G-1 Avløpsvinkel β_2 mot redusert vannføring

For å dimensjonere løpehjulet i en Francisturbin, og dermed bestemme turtallet for turbinen, må man bestemme eller velge verdier for både avløpsvinkelen og periferihastigheten ved utløpet, u_2 . β_2 bestemmes av ligningen i Figur G-1 som er en funksjon av redusert vannføring. For å unngå kavitasjon ved utløpet av løpehjulet pleier

u_2 å velges mellom 35 og 43 m/s (Brekke, 2004). Formlene som presenteres videre er hentet fra professor Hermod Brekkes kompendium *Pumper og turbiner* (2004).

Når turbinen kjøres på driftspunktet som gir beste virkningsgrad, er strømmingen ved utløpet av løpehjulet rotasjonsfri. Fra hastighetsdiagrammet finner man da sammenhengen gitt i ligning (G-2).

$$\tan \beta_2 = \frac{c_{m2}}{u_2} \quad (\text{G-2})$$

Kontinuitet gjennom turbinen gir ligning (G-3).

$$c_{m2} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_2^2} \quad (\text{G-3})$$

Vinkelhastigheten ω er definert i ligning (G-4).

$$\omega = \frac{4 \cdot u_2}{D_2^2} \quad (\text{G-4})$$

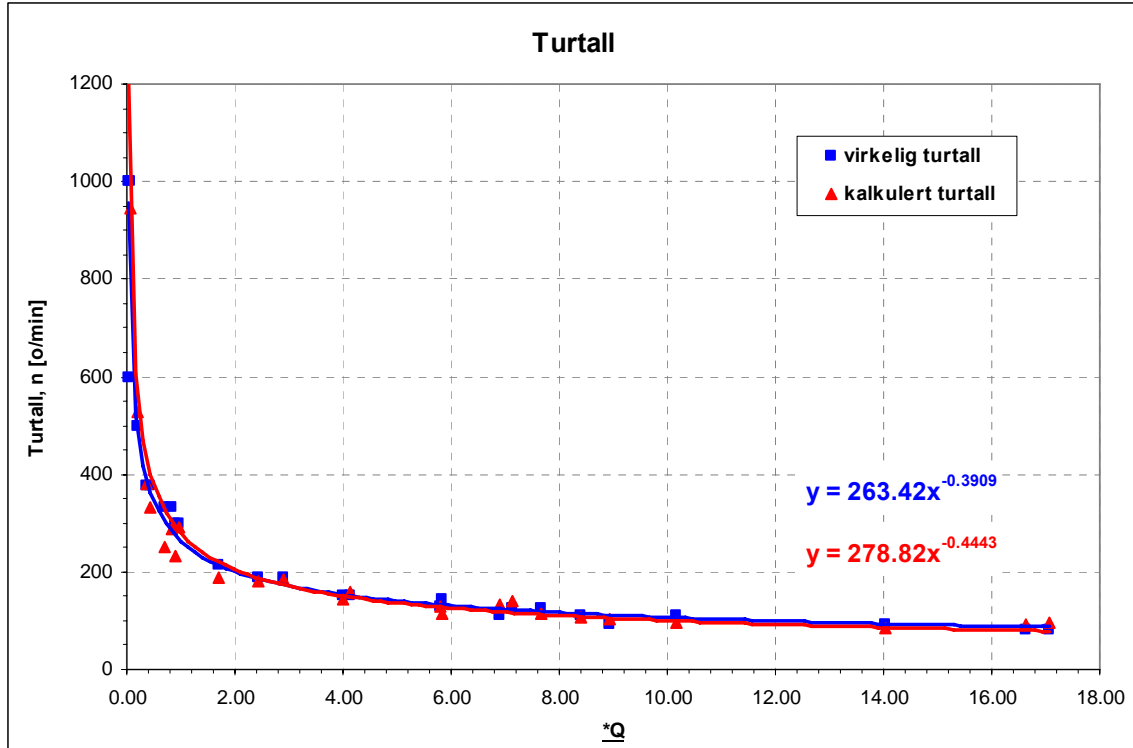
Turtallet er definert i ligning (G-5).

$$n = \frac{30 \cdot \omega}{\pi} \quad (\text{G-5})$$

Dersom man snur på ligningene (G-2) til (G-5) og kombinerer disse, får man en formel for turtallet som funksjon av avløpsvinkelen β_2 og periferihastigheten ved utløpet av løpehjulet u_2 . Denne funksjonen er vist i ligning (G-6).

$$n = 30 \cdot \sqrt{\frac{u_2^3 \cdot \tan \beta_2(Q)}{\pi \cdot Q}} \quad (\text{G-6})$$

Erfaringsdataene fra Vannkraftlaboratoriet viser at de fleste u_2 ligger mellom 35 og 40 m/s. Gjennomsnittsverdien av u_2 i dataene er 36,8 m/s, og denne verdien brukes videre i beregningene. Figur G-2 viser ligning (G-6) som funksjon av redusert vannføring sammen med turtallet fra erfaringsdataene plottet direkte. Trendlinjer på formen "power" for hver av dataseriene er lagt til.



Figur G-2 Beregnet turtall og virkelig turtall mot redusert vannføring

Som man ser av Figur G-2 stemmer er nesten helt sammenfallende, til tross for at den lineære trendlinjen i Figur G-1 ikke stemte så godt overens med datapunktene og man var nødt til å anta en verdi for u_2 .

H. Resultater røroptimalisering Gaula kraftverk

I Gaula kraftverk blir rørgata sammensatt av to rørtyper. Dette kommer av at den øverste delen av rørgata ble byttet ut relativt nylig, og den skal beholdes også når resten av kraftverket oppgraderes. Det er derfor diameteren kun i den nederste delen av rørgata som skal optimaliseres. Falltaptet i rørgata, h_f , definert i ligning (F-3) blir sammensatt av to komponenter som summeres til et totalt falltap.

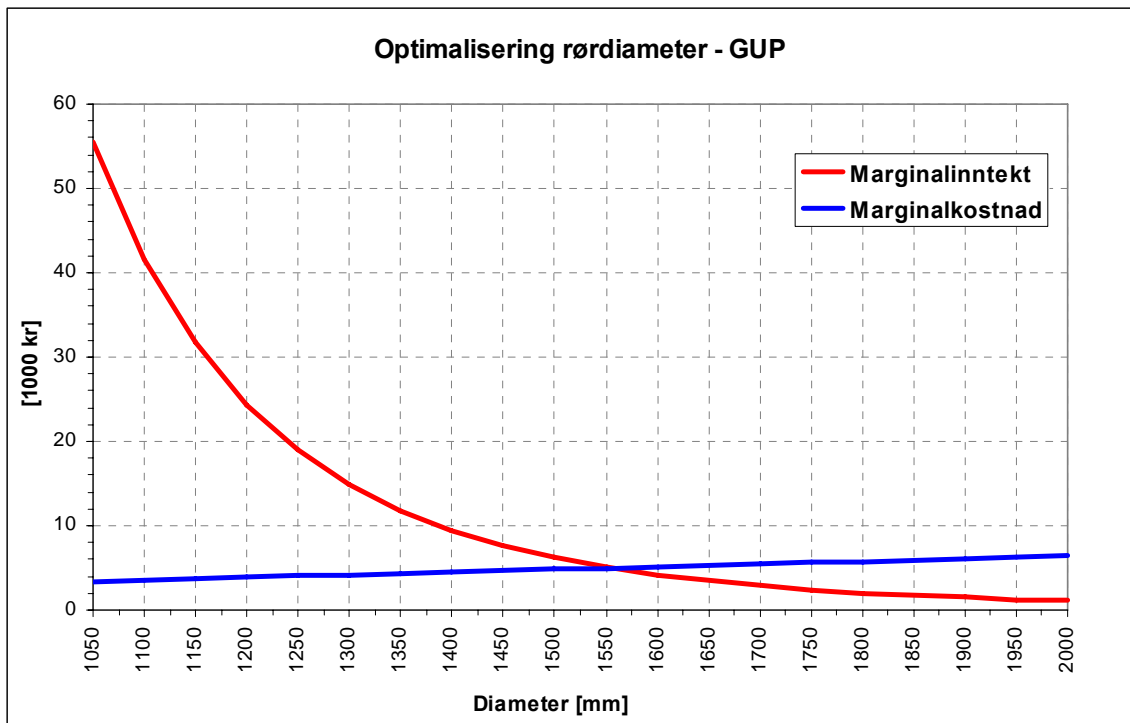
Data for rørgata ble satt inn i regnearket, og økonomisk diameter for hver av rørtypene ble beregnet. Det er imidlertid begrensninger for hvilke dimensjoner rørtypene leveres i, samt hvilke vanntrykk de er egnet for.

Innparameterne som ble brukt for beregningene på Gaula kraftverk er vist i Tabell H-1.

Tabell H-1 Innparametere for røroptimalisering i Gaula kraftverk

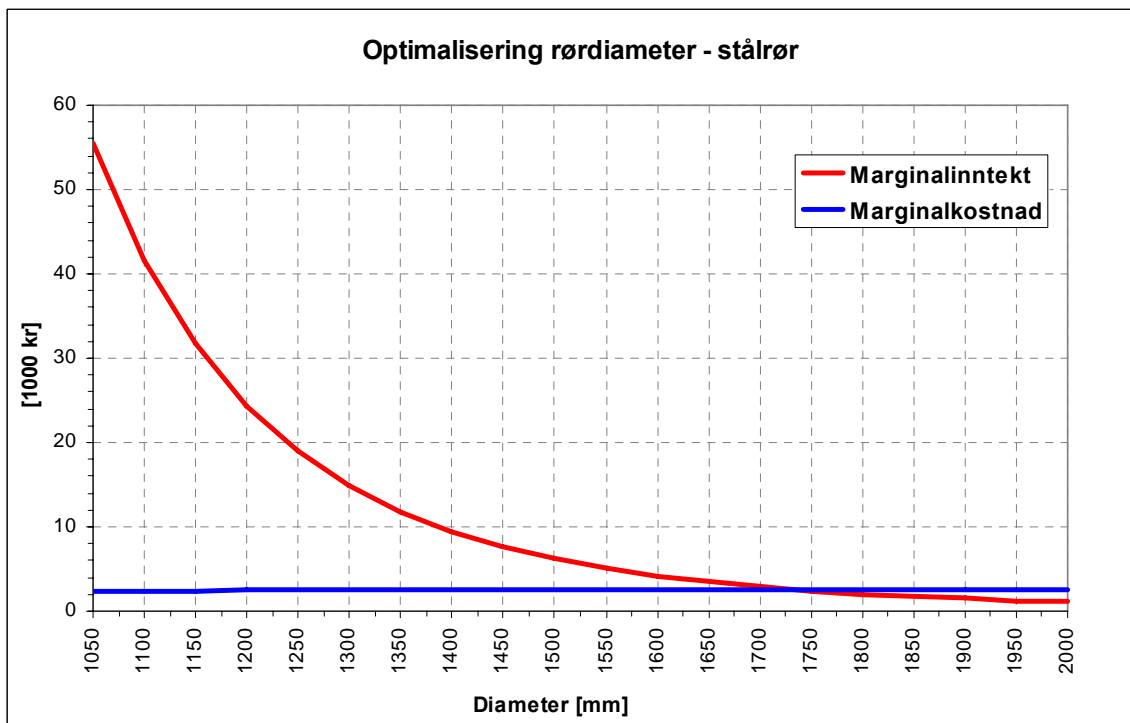
Maksimal slukeevne	Q_{\max}	0.8	m³/s
Brutto fallhøyde	H_{br}	82.2	m
GUP-rør 0 - 305 m			
Rørlengde	$L_{\text{øvre}}$	305	m
Rørdiameter	$D_{\text{øvre}}$	1340	mm
Friksjonsfaktor	$f_{\text{øvre}}$	0.015	-
Rørgate 305 - 1136 m			
Rørlengde	L_{nedre}	630	m
Lukketid	T_L	40	s
Strømpris		350	kr/MWh
Levetid		30	år
Internrente	i	4.5	%

For Gaula kraftverk er det GUP-rør, stålrør, støpejernsrør og betongrør som er aktuelle. Resultatene fra optimaliseringen av rørdiameteren med disse rørmaterialene er vist i henholdsvis Figur H-1, Figur H-2, Figur H-3 og Figur H-4.



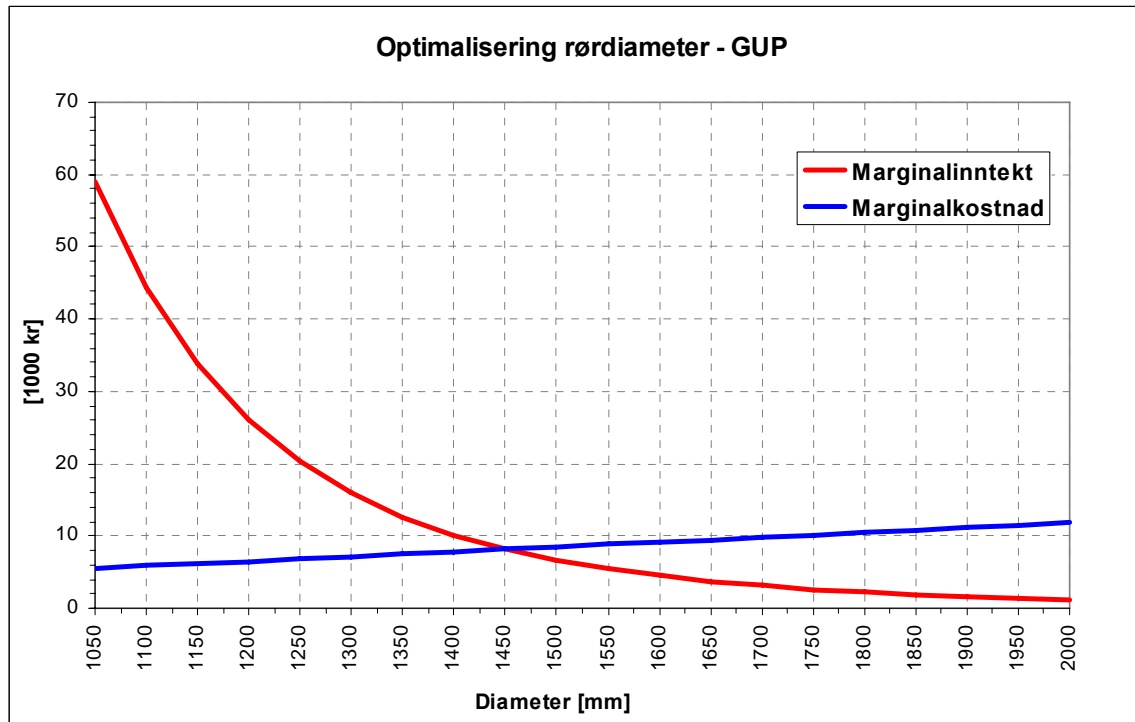
Figur H-1 Resultat fra optimalisering av diameteren for GUP-rør

Optimal rørdiameter for GUP-rør leses av grafen til å være 1560 mm.



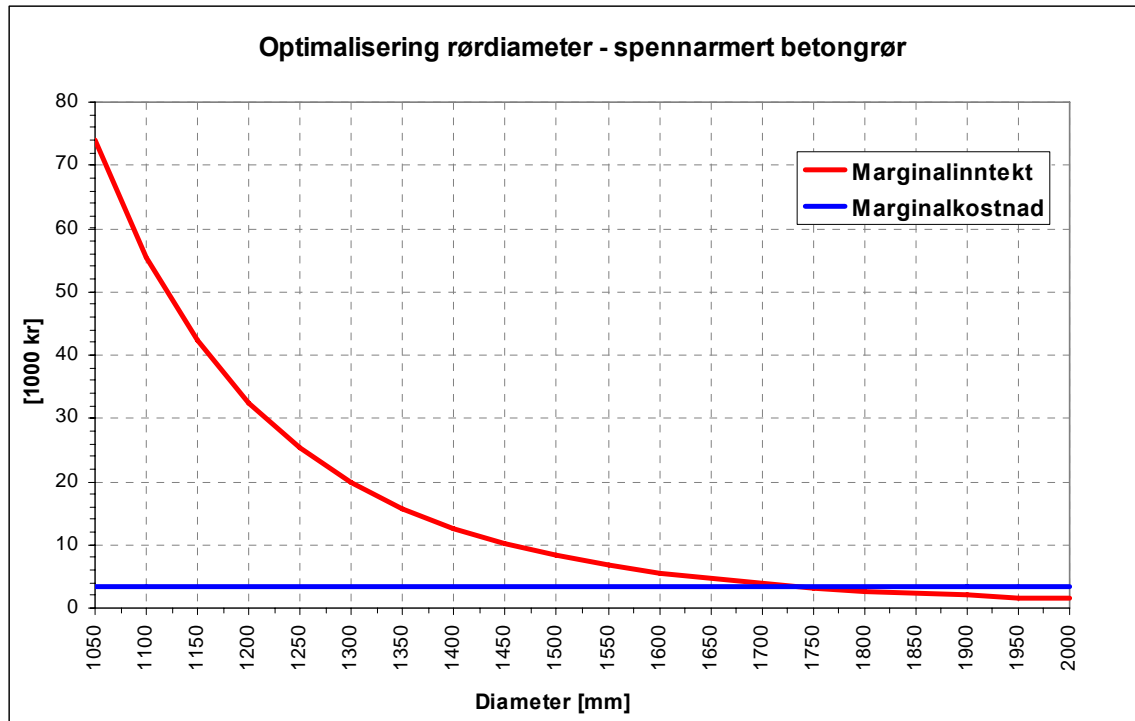
Figur H-2 Resultat fra optimalisering av diameteren for stålrør

Den optimale diameteren for stålrør 1730 mm. Dette er imidlertid over den dimensjonen som rørtypen leveres i, og den må dermed utelukkes som et alternativ for Gaula kraftverk.



Figur H-3 Resultat fra optimalisering av diameteren for støpejernsrør

Økonomisk optimal rørdiameter for duktile støpejernsrør leses ut fra figuren til å være 1450 mm.



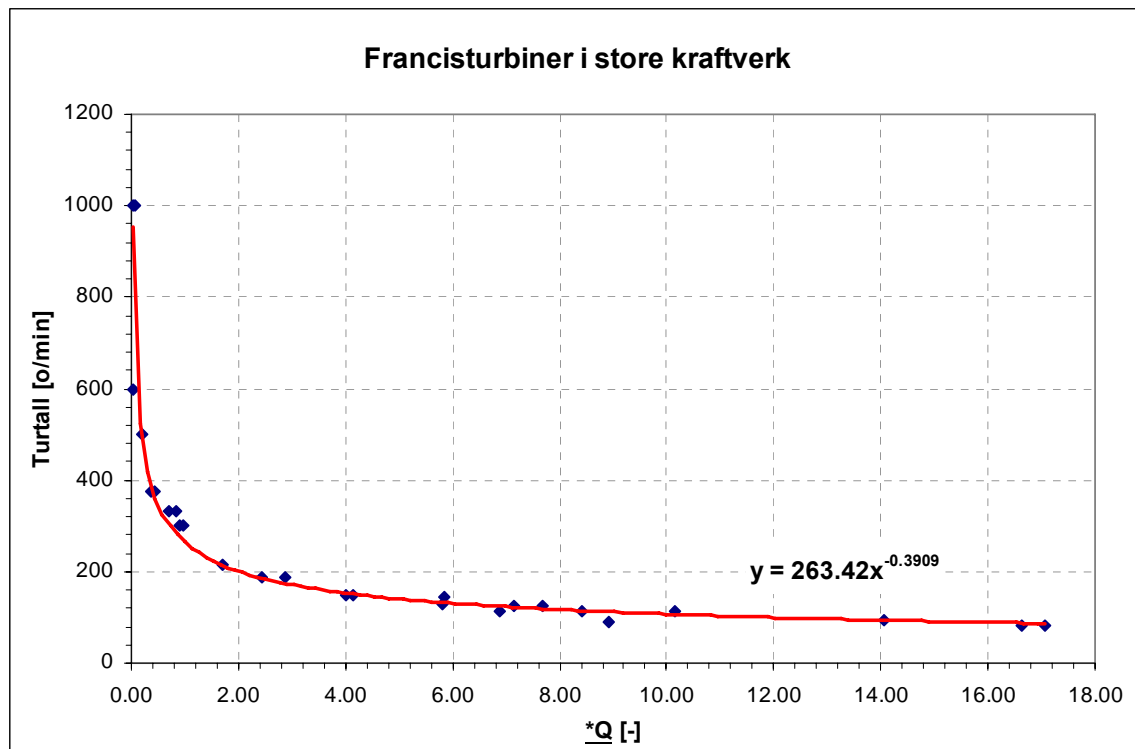
Figur H-4 Resultat fra optimalisering av diameteren for betongrør

Økonomisk optimal rørdiameter for betongrør leses ut fra figuren til å være 1730 mm.

I. Grafer for turtall i Francisturbiner

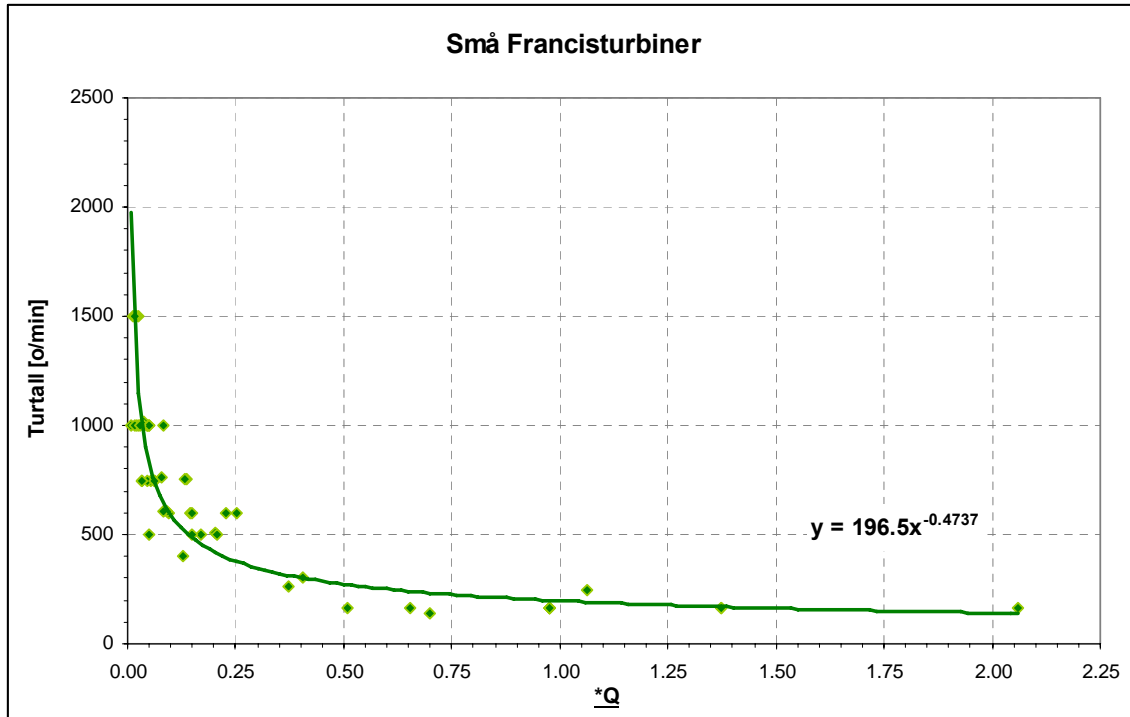
I arbeidet med å bestemme turtall for Francisturbiner som funksjon av redusert vannføring, ble det jobbet med erfaringsdata fra både store og små vannkraftverk. Erfaringsdataene for store vannkraftverk kom fra Vannkraftlaboratoriet, mens data for turbiner i små vannkraftverk ble funnet via hjemmesidene til Småkraftforeninga og turbinleverandører på internett.

Figur I-1 viser turtall mot redusert vannføring for Francisturbiner i store vannkraftverk. En trendlinje på formen "power" ble lagt til punktene i Excel. Ligningen til denne trendlinjen vises på figuren.



Figur I-1 Turtall mot redusert vannføring for store Francisturbiner

Figur I-2 viser turtall mot redusert vannføring for små Francisturbiner. Også her ble det lagt til trendlinje på formen "power" til dataene. Ligningen for trendlinjen er vist i figuren.



Figur I-2 Turtall mot redusert vannføring for små Francisturbiner