

Samson Bergesen
Håkon Risbøl Hansen
Sageeban Krishnasothy
Magnus Normann Johannessen

Utvidelse av mikronettet på Gjefsjøen Fjellgård

Bacheloroppgave i Elkraftteknikk
Veileder: Steve Völler

Mai 2020



Norwegian University of Science and Technology

TELE 3021
Bacheloroppgave Elkraftteknikk

**Utvidelse av mikronettet på
Gjefsjøen Fjellgård**
Gruppe E2003

Samson Bergesen
Sageeban Krishnasothy

Håkon R. Hansen
Magnus N. Johannessen

Forord

Denne oppgaven er utarbeidet våren 2020 ved NTNU - Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, ved institutt for elkraftteknikk. Oppgaven er en avslutning på studiet elektroingeniør, studieretning elkraftteknikk. Formålet med oppgaven er å gi forståelse for energiproduksjon i et mikronett i øydrift, og tar utgangspunkt i anlegget på Gjefsjøen Fjellgård.

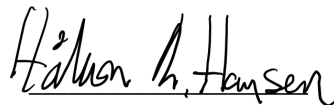
Vi har lært mye om hvordan ulike komponenter påvirker et slikt anlegg, og virkningen av ulike måter å produsere elektrisk energi på. Oppgaven har bydd på mange utfordringer, særlig på grunn av den ekstraordinære situasjonen samfunnet befinner seg i grunnet COVID-19 pandemien. Vi har måttet ty til alternative måter for samarbeid i form av hjemmekontor, som har vært en utfordring for effektiviteten og fremgangen til rapportskrivningen. Vi er svært fornøyd med resultatet, og ser tilbake på dette som en god erfaring.

Vi ønsker å takke veileder Steve Vøller for gode innspill og kommentarer i en krevende periode. Han har vært tilgjengelig og behjelpelig fra sitt hjemmekontor, og har kommet med verdifulle tilbakemeldinger på våre spørsmål og utkast. Vi ønsker også å takke Trond Toftevaag ved institutt for elkraftteknikk for gode innspill i oppstartsfasen av oppgaven, som hjalp oss å danne en oversikt over hvordan oppgaven kunne utformes.

Til slutt vil vi takke oppdragsgiver og gårdeier Nils Christian Gjefsjø for å være tilgjengelig for alle våre spørsmål, samt godt selskap og god mat under vårt besøk på gården.



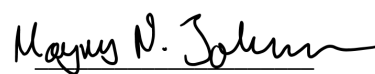
Samson Bergesen



Håkon R. Hansen



Sageeban Krishnasothy



Magnus N. Johannessen

Sammendrag

Denne rapporten tar for seg energiproduksjonen i et mikronett i øydrift på Gjevsjøen Fjellgård i Snåsa kommune. Dagens anlegg inkluderer et diesellaggregat, solceller, batteribank og en vindturbin. Gårdeier har i en lengre periode vurdert utbygging av et mikrokraftverk i den nærliggende elva fra Livsjøen til Gjevsjøen. Oppgaven tar utgangspunkt i dette ønsket, og ser på ulike muligheter for å utvide anlegget med produksjon fra sol eller vann med den hensikt å redusere dieselforbruket. I dag brukes det omtrent 4.000 liter diesel årlig til produksjon av elektrisk energi, og det årlige elektriske energibehovet er omtrent 10.000 kWh.

For å kartlegge mulighetene som finnes blir det først gjort et litteraturstudie for å redegjøre for relevant teori om mikronett, energiproduksjon fra solenergi og fra vannkraft, samt energilagring. Videre blir det gjort en nærmere undersøkelse av forholdene på gården for å presentere dataene som skal benyttes i simuleringer av anlegget. Oppgaven tar for seg fire scenarioer for utvidelse av anlegget. Det er her gjort et skille mellom produksjon fra solceller og fra mikrokraftverk, da dette vil være den prinsipielle forskjellen på de ulike utvidelsesalternativene.

Resultatene fra simuleringene blir presentert og sammenlignet ut i fra tekniske og økonomiske perspektiv. Scenario 1 tar for seg utvidelsene som allerede er planlagt, og inkluderer dermed en utvidet batteribank og tilkobling av solcellepaneler montert på nabohuset. Dette brukes derfor som utgangspunkt når scenarioene sammenlignes. Denne løsningen reduserer dieselforbruket til 2.802 liter i året. Scenario 2 ser nærmere på hva som skjer hvis anlegget utvides med ytteligere solcellepaneler, og oppgaven kommer tydelig frem til at alternativ 2 er den mest kostnadseffektive løsningen med en energikostnad på 2,99 kr/kWh sammenlignet med 5,86 kr/kWh i dagens anlegg. Dieselforbruket er i dette tilfellet kraftig redusert til 1.058 liter i året.

Det er likevel kun scenario 3 og 4 som fullstendig kutter ut dieselforbruket. Disse tar for seg ulike løsninger med et mikrokraftverk hvor det skilles mellom ulike plasseringer og ytelse på kraftverket. Et slikt prosjekt vil kreve store investeringer og vil gi en betydelig overproduksjon. Med dagens forbruk og en prosjektperiode på 25 år vil ikke dette være kostnadseffektivt, men med et lengre tidsperspektiv og en økt last vil det være aktuelt å vurdere en slik løsning. Et anlegg med andre forutsetninger vil få andre økonomiske resultater, og det kan derfor ikke konkluderes med at mikrokraftverk ikke er lønnsomt på et generelt grunnlag. Det blir videre anbefalt å gjøre faktiske ressursmålinger i området og en grundig analyse av det langsiktige effekt- og energibehovet på gården, da dette vil være vesentlig for hvilken løsning som er optimal på lang sikt.

Summary

This bachelor thesis takes a look at the energy production in a islanded microgrid at Gjevsjøen Fjellgård in Snåsa Municipality. Today's facility consists of a diesel generator set, solar panels, a battery bank and a wind turbine. An expansion of the facility to include a micro hydro system in the nearby river from Livsjøen to Gjevsjøen has long been considered. This will work as the basis for this thesis as it looks at different solutions for expanding the facility, either with additional solar panels or with a micro hydro system. The main goal for any expansion will be to reduce the usage of diesel. The annual diesel consumption is roughly 4.000 litres and the annual energy consumption is roughly 10.000 kWh.

A literature study is carried out in order to clarify relevant theory about microgrids, energy production from solar and hydro resources, and energy storage. A detailed investigation at the needs and resources at the farm is then necessary before any simulations of the expansions can be done. The thesis will look at four possible scenarios for expanding the facility, with a distinction between production from solar and hydro being the primary difference between the scenarios.

The results from the simulations will be presented and compared from a technical and economic perspective. Scenario 1 takes a look at an expansion that has already been planned, and will therefore include additional batteries and some solar panels on the neighboring house. This will therefore work as the benchmark when comparing the scenarios. This solution will reduce the annual diesel consumption to 2.802 litres. Scenario 2 takes a look at what will happen if the facility is expanded with additional solar panels, and the thesis comes to a clear conclusion that this is the most cost effective solution with a cost of energy of 2,99 kr/kWh compared to 5,86 kr/kWh today. The annual diesel consumption is reduced to 1.058 litres.

The only solutions that completely cuts the need for diesel is scenario 3 and 4. These expansions includes a micro hydro system, but looks at different possible locations and power-ratings. Such a project would require a huge investment and would lead to a significant amount of excess electricity. These solutions are not cost effective based on the current consumption and a project lifetime of 25 years, but may be more suitable with a longer project lifetime and an increased load. Different preconditions may lead to different economic results, and therefore it can not be concluded that micro hydro systems are not advantageous on a general basis. Furthermore, it is recommended to make actual measurements of the available resources in the area and to perform an thorough analysis of the long-term power- and energy needs of the farm, as this will be essential for deciding the optimal solution for expanding the facility.

Innhold

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn og motivasjon	1
1.2	Problemstilling	1
1.3	Omfang og begrensninger	2
1.4	Rapportens oppbygging	3
2	Teori	4
2.1	Mikronett	4
2.1.1	Oppbygging av mikronett	4
2.1.2	Kontroll av mikronett	8
2.1.3	Kontrollstrategi i HOMER	10
2.2	Solenergi	11
2.2.1	Solceller	11
2.2.2	Solcelleteknologier	12
2.2.3	Solinnstråling	13
2.2.4	Plassering og posisjon	14
2.2.5	Temperatur	16
2.2.6	Energiproduksjon fra solceller	17
2.2.7	Testforhold	17
2.3	Lagring av energi	18
2.3.1	Ulike lagringsmåter	18
2.3.2	Blysyrebatteri og li-ion batteri	19

2.3.3	Batterikapasitet	19
2.3.4	Batteribank i øydrift	21
2.4	Vannkraft	22
2.4.1	Hydrologi	22
2.4.2	Dam og inntak	22
2.4.3	Rørgate	23
2.4.4	Turbin	24
2.4.5	Generator	31
3	Metode	33
4	Case Gjefsjøen	35
4.1	Dagens anlegg	35
4.2	Scenarioer	38
4.3	Forbruksmønster	39
4.3.1	Last i HOMER	39
4.3.2	Lastmodellering	39
4.4	Utbygging sol og batterier	46
4.4.1	Solcellepaneler	46
4.4.2	Utredning av solforhold på Gjefsjøen	47
4.4.3	Paneler	52
4.4.4	Tap	53
4.4.5	Batteri i HOMER	54
4.4.6	Batterier på Gjefsjøen	54

4.5	Vannkraft	56
4.5.1	Vannkraft i HOMER	56
4.5.2	Utredning av forhold	56
4.5.3	Vannkraftverk	59
4.5.4	Beregninger	63
4.5.5	Erstatnings- og vedlikeholdskostnader	67
4.6	Valg av kontrollstrategi	68
4.7	Dieselaggregat i HOMER	70
5	Resultater	72
5.1	Dagens anlegg	72
5.1.1	Dagens anlegg med vindturbin	75
5.2	Scenario 1	76
5.3	Scenario 2	79
5.3.1	Alternativ 1	79
5.3.2	Alternativ 2	82
5.4	Scenario 3	85
5.4.1	Alternativ 1	87
5.4.2	Alternativ 2	87
5.5	Scenario 4	88
5.5.1	Alternativ 1	90
5.5.2	Alternativ 2	90
6	Diskusjon	91

6.1	Teknisk Analyse	92
6.2	Økonomisk Analyse	96
7	Konklusjon	100
8	Feilkilder og videre arbeid	101
8.1	Feilkilder	101
8.2	Videre arbeid	101
A	NTEs arbeidstegninger	107
B	NTEs utredning	112
C	Høydeprofil	127
D	NVE: Rørgate	128
E		129

Symboler

Symbol	Størrelse	Enhet
A	Areal	m^2
D	Indre rørdiameter	m
E	Energi	J, Wh
e	Elektrisk ladning	C, As, Ah
f	Frekvens	Hz
h_{Brutto}	Brutto fallhøyde	m
h_f	Falltap	m
I	Elektrisk strøm	A
L	Lengde	m
l	Breddegrad	°
m	Masse	kg
n	Mannings-koeffisient	
P	Effekt	W
P_n	Merkeeffekt	W
p	Trykk	Pa
T	Temperatur	K, °C
t	Tid	s
U	Elektrisk potensial	V
Q	Reaktiv effekt	VA _r
q	Volumstrøm	m^3/s
S	Tilsynelatende effekt	VA
S_n	Merkeytelese	VA
α	Solhøydevinkel	°
β	Helningsvinkel	°
δ	Deklinasjonsvinkel	°
η	Virkningsgrad	%
γ	Asimut vinkel	°
ρ	Spesifikk massetetthet for vann	kg/m^3

Ordliste

AC	<i>Alternating Current.</i> Brukes om vekselstrøm eller vekselspanning.
AC/DC-omformer	Likeretter, omformer vekselspanning til likespenning.
Alminnelig lavvannføring	En teoretisk verdi som gjengir den laveste vannføringen som organismer i en elv eller vassdrag, kan overleve med over lengre tidsperioder.
Batteribank-autonomi	<i>Battery Bank Autonomy.</i> Størrelsen på batteribanken i forhold til lastens størrelse. Altså hvor lenge batteribanken kan levere energi, fra fulladet tilstand, til å dekke lasten uten tilførsel av ny energi.
COE	<i>Cost of Energy.</i> Energikostnad. Beregnet fra totalt årlig kostnad og total elektrisk energi levert til last, oppgitt i kr/kWh.
DC	<i>Direct Current.</i> Brukes om likestrøm eller likespenning.
DC/AC-omformer	Vekselretter som omformer likespenning til vekselspanning.
DC/DC-omformer	Likespenningsomformer som omformer et DC-spenningsnivå til et annet DC-spenningsnivå.
DER	<i>Distributed Energy Resources.</i> Distribuerte energiresurser. Fellesbetegnelse som inkluderer både DG og energilager.
DG-enhet	<i>Distributed Generation.</i> Distribuert produksjon referer til teknologi som produserer elektrisk energi ved eller nærme der energien skal brukes, for eksempel et solcellepanel, aggregat eller en vindturbin som er koblet på et lokalt nett for eksempel en bolig, et større bygg eller et større mikronett (US EPA udatert).

DoD	<i>Depth of Discharge.</i> Angir graden av utlading til et batteri, målt i prosent.
Driftskostnad	<i>Operating cost.</i> Totale årlig kostnader fratrukket investeringskostnader.
Driftsvann	Vann til drift av en turbin.
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation.</i>
Kraftelektronikk	Generelt begrep som omhandler forskjellige typer omformere som omformer elektrisk energi ved hjelp av halvlederteknologi.
Kraftnettet	Samlebetegnelse for det nasjonale strømmettet i Norge, som er delt opp i transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet.
Mikronett	En gruppe av sammenkoblede laster og DER-enheter med tydelige elektriske grenser som danner et lokalt elektrisk kraftsystem ved distribusjonsnettspenningsnivå, som oppfører seg som én enkel kontrollerbarhet som kan operer enten i nettilkoblet tilstand eller i øydrift.
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration.</i>
NPC	<i>Net Present Cost.</i> Netto nåverdi på total kostnadene gjennom systemets levetid fratrukket netto nåverdien til inntektene i løpet av systemets levetid.
NTE	<i>Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk.</i>
Overproduksjon	<i>Excess electricity.</i> Er elektrisk overskuddsenergi som må dumpes da den ikke kan lagres eller brukes til å dekke en last.
PCC	<i>Point of Common Coupling.</i> Et felles tilkoblingspunkt hvor mikronettet kobles til kraftnettet.

SoC	<i>State of Charge.</i> Ladningsnivået til et batteri relativt til kapasiteten til batteriet, gitt i prosent.
SST	<i>Solid State Transformer.</i>
Statisk bryter	En bryter som brukes for å hurtig bytte mellom elektriske energikilder.
Total årlig kostnad	<i>Total annualized cost.</i> Årlig annuitetsverdi av total netto nåverdi til prosjektet.
Øydrift	En planlagt eller ikke-planlagt tilstand der én eller flere DG-enheter forsyner en del av distribusjonsnettet som er isolert fra nettet forøvrig.
Årlig skalert gjennomsnitt	<i>Scaled annual average.</i> Gjennomsnittsverdi for årlig forbruk gitt i kWh/dag.

Figurliste

2.1	AC-mikronett	5
2.2	DC-mikronett	6
2.3	Hybrid AC/DC-mikronett	7
2.4	Droop-kontroll	9
2.5	Snitt av solcelle	11
2.6	Solcelleteknologier	12
2.7	Stråling på solcellen	13
2.8	Karakteristiske vinkler for sol og solcellepaneler	14
2.9	Karakteristikk for JA Solar 300 W solcellepanel	16
2.10	Levetid blysyrebatteri	20
2.11	Levetid li-ion batteri	20
2.12	Temperatur og DoD	21
2.13	Diagram for valg av turbin med vannføring og fallhøyde	25
2.14	Kaplanturbin	26
2.15	Løpehjulet i en kaplanturbin med vendbare løpehjulskovler	27
2.16	Tverrstrømsturbin med horisontalt og vertikalt inntak	28
2.17	Vann gjennom løpehjulet til en tverrstrømsturbin	29
2.18	Virkningsgraden til en tverrstrømsturbin med delt inntak	30
2.19	Varighetskurven til en tverrstrømsturbin sammenlignet med en tilsvarende Francisturbin	30
4.1	Plassering av Gjefsjøen Fjellgård	36
4.2	Dagens anlegg med anleggsdeler	37

4.3	Lastprofil for hovedhuset	42
4.4	Lastprofil for nabohus og hytter	43
4.5	Topplast og forbruk for huset til oppdragsgiveren	44
4.6	Topplast og forbruk for naboen og hyttene	44
4.7	Samlet forbruk på Gjefsjøen Fjellgård for ett år	44
4.8	Forbruk på Gjefsjøen Fjellgård over en uke	45
4.9	Solcellepaneler på aggregathus	46
4.10	Solcellepaneler på fjøset	47
4.11	Solkart over Gjefsjøen Fjellgård	49
4.12	Mulige plasseringer for solcellepaneler	50
4.13	GHI som benyttes i HOMER	52
4.14	Produksjon fra paneler montert på fjøset	53
4.15	Rolls 5000 blysyrebatteri	54
4.16	Mulige plasseringer for mikrokraftverk	58
4.17	Plassering for alternativ 2	58
4.18	Bilde av SoC-logg fra 4. april til og med 8. april	68
4.19	Drivstoffkurve	70
4.20	Effektivitetskurve	70
5.1	Oppsett dagens anlegg	72
5.2	Elektrisk produksjon fra dagens anlegg	72
5.3	Dieselforbruk dagens anlegg	73
5.4	Batteribankens SoC-profil for dagens anlegg	73
5.5	Energiproduksjon fra dagens anlegg inkludert vindturbin	75

5.6	Oppsett scenario 1	76
5.7	Elektrisk produksjon ved scenario 1	76
5.8	Dieselforbruk scenario 1	77
5.9	Batteribankens SoC-profil scenario 1	77
5.10	Oppsett scenario 2 alternativ 1	79
5.11	Elektrisk produksjon gjennom året fra sol	80
5.12	Utlading av batteribanken gjennom året	80
5.13	Oppsett alternativ 2	82
5.14	Elektrisk produksjon gjennom året fra sol og diesel	83
5.15	Batteribankens SoC-profil scenario 2 alternativ 2	83
5.16	Dieselforbruk scenario 2 alternativ 2	84
5.17	Oppsett scenario 3	85
5.18	Elektrisk produksjon gjennom året fra sol, vann og diesel	86
5.19	Batteribankens SoC-profil scenario 3	86
5.20	Oppsett scenario 4	88
5.21	Elektrisk produksjon gjennom året fra sol, vann og diesel	88
5.22	Batteribankens SoC-profil scenario 4	89

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og motivasjon

Gjefsjøen Fjellgård ligger i den avsidesliggende fjellheimen i Snåsa kommune, inn mot svenskegrensen. Gården er isolert fra kraftnettet, og er avhengig av å produsere egen elektriske energi for å dekke alt av elektrisk forbruk. Gårdeier er avhengig av å transportere diesel til gården for å drifte et dieselaggregat, som står i kombinasjon med solcellepaneler og en batteribank. Årlig brukes det omtrent 4000 liter diesel på aggregatet, og gårdeier har et ønske om å redusere dette mest mulig. Dette vil gjøre at anlegget har en større andel produksjon fra fornybare energikilder, samt at behovet for å transportere store mengder diesel blir mindre.

Gården befinner seg i en unik situasjon i og med at det finnes en rekke forskjellige energiressurser på området. Det er mulig å benytte seg av både sol, vind og vann som fornybare energiressurser til energiproduksjon. Gårdeier har i lengre tid vurdert muligheten for å produsere energi fra den nærliggende elva, og håper dette vil redusere avhengigheten på diesel i fremtiden. Det vurderes også ytteligere solcellepaneler for å redusere dieselforbruket.

Etterhvert som samfunnet i økende grad ser på alternative måter å dekke energibehovet på for å kutte klimagassutslippene i tråd med internasjonale avtaler, vil løsninger som kombinerer ulike energikilder bli stadig mer aktuelt. Dette byr på både muligheter og utfordringer, særlig i forbindelse med variable energikilder som sol og vind.

1.2 Problemstilling

Problemstillingen er utarbeidet i samråd med gårdeier og veileder, og danner utgangspunktet for oppgaven. Det overordnede fokuset i oppgaven er å se på energiproduksjonen i et mikronett i øydrift, med utgangspunkt i anlegget på Gjefsjøen Fjellgård. Problemstillingen er som følger:

Hvilke muligheter finnes for å utvide det eksisterende anlegget på Gjefsjøen Fjellgård slik at det årlige dieselforbruket reduseres?

Hovedfokuset kommer til å være på energiproduksjon fra solcellepaneler og fra mikrokraftverk. Hensikten med rapporten er å sammenligne og presentere de løsningene som er mest gunstig ut i fra de tekniske og økonomiske rammene som er beskrevet. For å besvare denne problemstillingen vil vi ta for oss følgende tilleggsspørsmål: Er det mulig å kutte alt dieselforbruket? Er det best å benytte én eller flere energikilder? Vil løsningen som kutter dieselforbruket være en forbedring? Er en slik løsning økonomisk hensiktsmessig? Er det mulig å prosjektere et vannkraftverk for gården? Vil dette kraftverket være en forbedring, teknisk og økonomisk?

Disse spørsmålene er ment som et supplement til problemstillingen, og skal virke som et utgangspunkt for hva oppgaven kommer til å fokusere på. Rapportens formål er å gi et svar på problemstillingen, og kommer ikke nødvendigvis til å gi et eksplisitt svar på alle delspørsmål.

1.3 Omfang og begrensninger

Rapporten tar for seg en rekke muligheter for utvidelse av anlegget og forsøker å finne den mest optimale løsningen for energiproduksjon ut i fra dagens situasjon. Hovedfokuset i oppgaven er på energiproduksjon fra solcellepaneler og mikrokraftverk. Det vil ikke bli fokusert på produksjon fra vind i noen særlig grad, da dette ikke er et ønske fra gårdeier. Videre vil alle utvidelser bygge videre på dagens anlegg, og vil derfor ikke kunne si noe om hva som er en optimal løsning gitt at man designer et anlegg fra bunnen av.

Det vil ikke bli sett på detaljer rundt oppbyggingen av nettet. Fokuset i oppgaven er på energiproduksjon opp i mot lastbehovet, og ikke på frekvens, spenningskvalitet, sikkerhet og jording av nettet, eller på kostnad ved tilkobling til kraftnettet.

En sentral forutsetning for gode simuleringer er å ha presiste data på energi- og effektbehov. Det er ikke mulig å anskaffe målinger på det elektriske energiforbruket i hyttene, nabohuset eller fjøset, eller presise data for dieselforbruk til aggregatet. Varigheten på prosjektet er for kort til å utføre egne målinger, da dette burde gjøres over minimum ett år. Det blir derfor gjort en rekke estimater basert på informasjon fra gårdeier. Tilsvarende vil det ikke bli utført noen målinger i den aktuelle elva for mikrokraftverk, og denne rapporten bygger derfor på tallene fra NTEs utredning fra 2003 som ligger i Vedlegg A og Vedlegg B.

Beliggenheten til gården vil ytterligere begrense muligheten for å gjøre målinger underveis. Kommunikasjon mellom gruppen og gårdeier er derfor sentral, og gruppen har begrenset mulighet til å kontrollere informasjonen som gårdeier oppgir.

1.4 Rapportens oppbygging

Rapporten er bygget opp med utgangspunkt i standard oppbygging for akademiske oppgaver ved NTNU, med et overordnet mål om å gi leseren en god oversikt over problemet og fremgangsmåten til gruppen i denne prosjektperioden. Rapporten er begrenset til å omfatte det som er ansett som relevant for å besvare problemet.

Kapittel 1 *Introduksjon* skal gi leseren en oversikt over problemet som ønskes besvart, samt en forståelse for hva rapporten vil ta for seg.

Kapittel 2 *Teori* skal gi leseren en innsikt i relevant teori som legger grunnlaget for valgene i oppgaven.

Kapittel 3 *Metode* skal gi leseren et innblikk i fremgangsmåtene som ligger til grunn for rapportens innhold. Her blir det redegjort for hvordan gruppen har jobbet og de mest sentrale verktøyene og kildene som blir benyttet.

Kapittel 4 *Case Gjefsjøen* skal gi leseren en detaljert forståelse for anlegget og situasjonen på Gjefsjøen Fjellgård. Her blir dagens anlegg og alle utvidelsesalternativer forklart, og det blir sett på grunnlaget for simuleringsarbeidet; lastprofil, styring av anlegget, solforhold, hydrologiske forhold og priser.

Kapittel 5 *Resultater* presenterer relevante resultatene fra alle simuleringene, både grafisk og i tekstform. Dette kapitlet tar for seg både de tekniske og økonomiske resultatene, og presenterer hver scenario for seg selv.

Kapittel 6 *Diskusjon* skal gi leseren et overblikk over hva resultatene innebærer opp mot problemstillingen. Resultatene til hvert scenario blir diskutert i mer detalj, og både fordeler og ulemper skal komme tydelig frem.

Kapittel 7 *Konklusjon* skal gi leseren et svar på problemstillingen.

Kapittel 8 *Feilkilder og videre arbeid* gir en kortfattet oversikt over hva som er nødvendig av videre arbeid for å realisere en utvidelse av anlegget.

2 Teori

2.1 Mikronett

I litteraturen finnes det mange måter å definere et mikronett på. For å få en tydelig forståelse av hva som menes når det snakkes om et mikronett i rapporten er det viktig å ha en tydelig definisjon.

IEC definerer et mikronett på følgende måte:

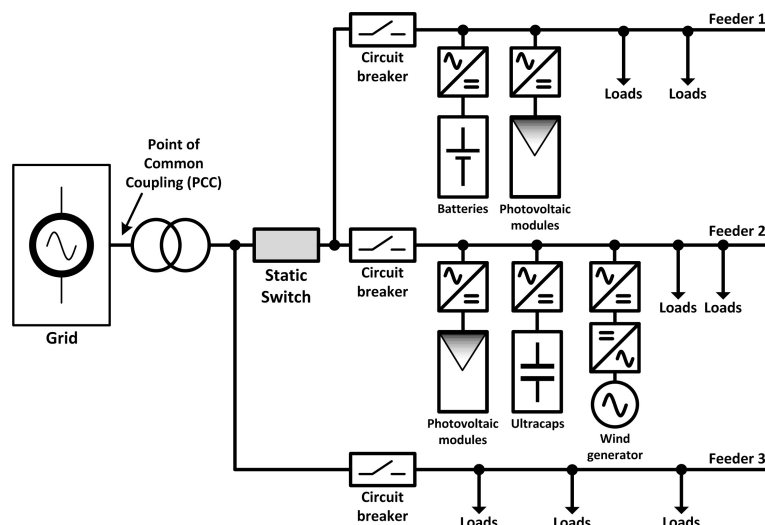
En gruppe av sammenkoblede laster og DER-enheter med tydelige elektriske grenser som danner et lokalt elektrisk kraftsystem ved distribusjonsnettspenningsnivå, som oppfører seg som én enkel kontrollerbar enhet som kan operer enten i nettilkoblet tilstand eller i øydrift. (Oversatt fra engelsk, (IEC 2017a).)

IEC har også en definisjon av isolert mikronett hvor ordlyden er den samme men spesifiserer at mikronettet ikke kan kobles på større elektrisk kraftsystem slik som kraftnettet i Norge (IEC 2017b). Det vil ikke være mulig å koble anlegget på Gjefsjøen Fjellgård til kraftnettet. Denne rapporten baserer seg på denne definisjonen men definerer anlegget som et mikronett i øydrift.

2.1.1 Oppbygging av mikronett

Mikronett kan bli klassifisert i seks hovedgrupper som er avhengig av hvordan AC- og DC-bussene er sammenkoblet. Et forslag til klassifisering er å skille mellom følgende nett: AC-mikronett, DC-mikronett, hybrid AC/DC-mikronett, AC-mikronett med DC-lagring, DC-sonet mikronett, og SST-basert (Solid State Transformer) mikronett. SST-basert mikronett vil ikke være spesielt relevant ettersom det ikke er behov for en transformator i mikronettet på Gjefsjøen Fjellgård. Et DC-sonet mikronett kan være aktuelt der det ønskes høy spenningskvalitet og høy pålitelighet (Patrao, I. mfl. 2015), ettersom høy spenningskvalitet ikke er et prioritert kriterium i denne oppgaven vil heller ikke dette være relevant. Videre vil de mest relevante mikronettene bli presentert, AC-mikronett, DC-mikronett, og hybrid AC/DC-mikronett.

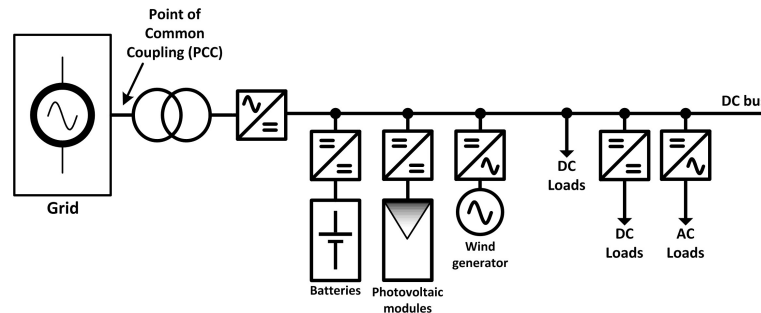
AC-mikronett



Figur 2.1: AC-mikronett
(Patrao, I. mfl. 2015)

Et AC-mikronett vil inneholde en eller flere AC-busser og alle komponenter som skal kobles til nettet må kobles ved hjelp av en AC-tilkobling. Skal det kobles DG-er (Distributed Generation) til AC-bussen må alle DG-er som mater DC-spending kobles via kraftelektronikk, typisk en DC/AC-omformer. Mikronettet er koblet til kraftnettet via PCC (point of common coupling) og kan mate kraftnettet med energi om det er overskudd. Figuren over viser hvordan et slikt mikronett kan sette opp. I figuren er nettet delt opp i tre AC-matinger hvor mating 1 og mating 2 inneholder DG-ene og de kritiske lastene og kan kobles av og på kraftnettet ved hjelp av en statisk bryter. Ikke-kritiske laster er koblet til mating 3 som er tilkoblet foran hovedbryteren som kan koble mikronettet til og fra kraftnettet. Hvis det er problemer på kraftnettet som gjør at spenningskvaliteten er for dårlig kan bryteren koble ut mikronettet og kjøre mikronettet i øydrift, men da vil det ikke være forsyning til de ikke-kritiske lastene så lenge øydriften opprettholdes. Under øydrift vil de kritiske lastene mates fra DG-ene og energilagrene. En ulempe med dette oppsettet er at det kreves mye kompleks kraftelektronikk, derfor vil virkningsgraden og påliteligheten synke. AC-mikronett er spesielt egnet til å integreres inn i eksisterende anlegg som er koblet til kraftnettet (Patrao, I. mfl. 2015).

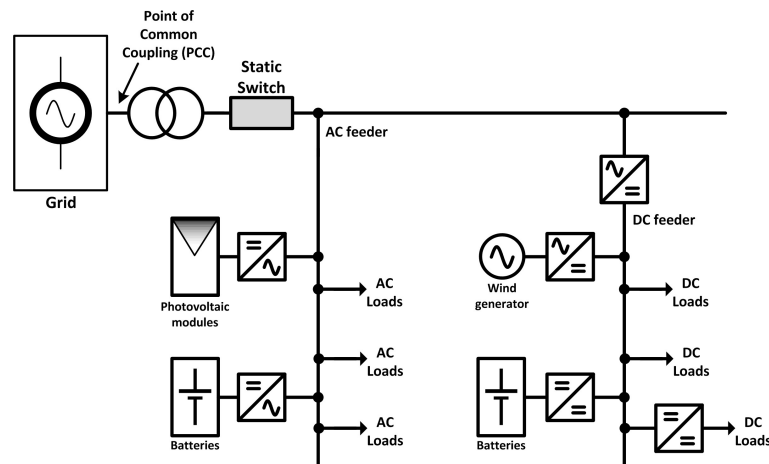
DC-mikronett



Figur 2.2: DC-mikronett
(Patrao, I. mfl. 2015)

Et DC-mikronett vil være koblet til kraftnettet via en AC/DC-omformer. Dersom det ønskes å eksportere kraft fra mikronettet inn på kraftnettet må denne omformeren ha toveis effektlyt. Nettet vil ha en DC-buss med en bestemt regulert spenning, der nesten alle DG-er som kobles på denne bussen må ha en DC/DC- eller AC/DC-omformer for å fungere. AC-lastene må ha en DC/AC-omformer mens DC-lastene kan være direkte koblet på DC-bussen, men avhengig av spenningsnivået på bussen kreves det noen ganger en DC/DC-omformer. Det kreves ikke en statisk bryter siden mikronettet ikke er direkte koblet på kraftnettet. DC-mikronett har noen fordeler sammenlignet med AC-mikronett: Sammenlignes AC-mikronett med DC-mikronett har DC-nettet noen fordeler: færre omformere, mindre kompleks kraftelektronikk og muligheten til å tilpasse DC-bussens spenningsnivå med meget høy spenningskvalitet (Kakigano, H., Miura, Y. og Ise, T. 2010). Den største ulempen med et slikt nett er at all effektlyt til og fra kraftnettet må gjennom en toveis AC/DC-omformer. Dette gjør nettet mindre pålitelig og i tillegg må omformeren dimensjoneres etter effektbehovet på DC-bussen og kan derfor bli kostbar (Patrao, I. mfl. 2015).

Hybrid AC/DC-mikronett



Figur 2.3: Hybrid AC/DC-mikronett
(Patrao, I. mfl. 2015)

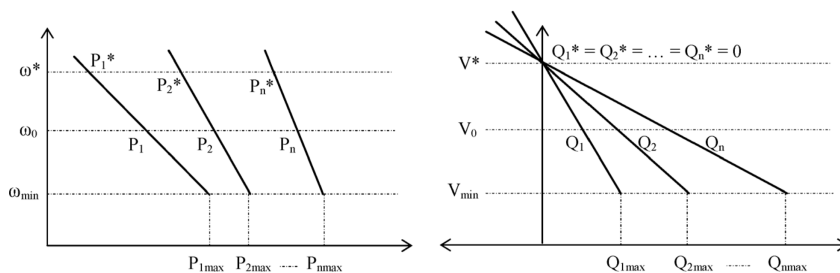
Et hybrid AC/DC-mikronett består av et AC-mikronett med et DC-subnett. DC-subnettet er koblet til AC-mikronettet via en toveis AC/DC-omformer. Alle AC-lastene er koblet til AC-matingen, mens DC-laster vil være koblet til DC-matingen via en DC/DC-omformer om nødvendig. DG-er kan enten være koblet til AC-matingen eller DC-mating alt etter hva som er optimalt. DC-subnettet vil enten oppføre seg som en last eller en generator for AC-mikronettet, avhengig av effektbalansen ved DC-matingen. Er DC-lasten større enn DC-produksjonen mens batteriene har lav SoC (State of Charge) og trenger opplading vil DC-subnettet oppleves som en last for AC-mikronettet. Derimot, hvis produksjonen er større enn forbruket på DC-subnettet kan overskuddseffekten sendes ut på AC-mikronettet og brukes til å mate AC-laster der. Denne typen mikronett kombinerer fordelene med et AC- og DC-mikronett. AC-mikronettet kan kobles direkte til kraftnettet, noe som gir høy pålitelighet. AC-matingen sørger for at det ikke kreves omformere for AC-lastene og dermed reduseres behovet for omformere på de største lastene. DC-matingen sørger for færre omformere og mindre kompleks kraftelektronikk, samt at noen av DC-lastene kan kobles direkte på DC-matingen. Ved å bygge opp mikronettet på denne måten kan kritiske laster kobles til DC-matingen hvor et energilager kan tilføre energi hvis annen tilførsel stopper midlertidig, mens mindre kritiske laster kan kobles på AC-matingen (Patrao, I. mfl. 2015). En stor ulempe med hybrid AC/DC-mikronett vil være at styring og drift er mer komplisert sammenlignet med et rent DC-nett eller AC-nett, spesielt når nettet er i øydrift (Liu, X., Wang, P. og Loh, P. C. 2011).

2.1.2 Kontroll av mikronett

Om et mikronett har et tilkoblingspunkt (PCC) til kraftnettet vil det ha mulighet til å driftes i nettilkoblet tilstand. Hvis det er mangel på energi vil mangelen bli dekket fra kraftnettet. Ekstra energiproduksjon fra mikronettet vil bli sendt ut på kraftnettet og mikronettet vil fungere som et kraftverk sett fra kraftnettets side. Når mikronettet er i øydrift må den reaktive og aktive effekten som blir produsert være i balanse med den lokale lasten som er på mikronettet. Denne balansen påvirkes også av midlertidig energioverføring til og fra energilagere (Olivares, D. E. mfl. 2014).

Variabler som kontrolleres

Hovedvariablene som blir brukt til kontroll av driften av et mikronett er spenning, frekvens, og aktiv- og reaktiveffekt. I nettilkoblet tilstand vil frekvens og spenning bli bestemt av kraftnettet. Mikronettet følger kraftnettet og vil ha liten innvirkning på frekvens og spenning. I nettilkoblet drift vil hovedmålet under kontroll av mikronettet være å imøtekomme den aktive- og reaktive effekten produsert av DER-enhetene (Distributed Energy Resource) i tillegg til å imøtekomme lastbehovet i mikronettet (Olivares, D. E. mfl. 2014). I øydrift vil mikronettet operere som en egen enhet, spenning og frekvens vil ikke lenger være styrt av kraftnettet. I denne tilstanden er kontroll og drift av nettet mye mer utfordrende enn i nettilknyttet tilstand. For å opprettholde balansen mellom produksjon og forbruk kreves det implementering av nøyaktige lastfordelingsmekanismer for å kompensere for plutselige endringer i aktiv effekt. For å oppnå dette er det flere metoder, både lokale eller sentraliserte styringsmetoder, som kan implementeres. En type lokal styring for å oppnå dette kan være en droop-basert metode. Droop-kontroll kommer fra det samme prinsippet som lastfordeling mellom mange parallellkoblede synkrongeneratorer baserer seg på, på norsk kjent som statikk. Om lasten endres i forhold til produksjonen vil det bli en endring i frekvens: om frekvensen faller vil pådraget økes ut i fra innstilt droop-kontroll på generatoren, og motsatt om lasten synker vil frekvensen øke og pådrag minkes. Reaktiv effekt styres på samme måte: en endring i forbruk av reaktiv effekt vil påvirke spenningen på nettet. Hvis spenningen faller eller øker vil produksjonen av reaktiv effekt reguleres der etter, se figur 2.4. I figuren vil ω representere frekvensen og P representere pådraget, aktiv effekt. V representerer spenning og Q representerer reaktiv effekt.



Figur 2.4: Droop-kontroll
(Olivares, D. E. mfl. 2014)

Denne formen for styring kan etterlignes ved hjelp av elektroniske omformere slik at lastfordeling ved droop-kontroll kan skje hos andre DG-enheter enn konvensjonelle generatorer. Da kan energilagere ha samme funksjonalitet som svinghjulet hos en synkrongenerator, og kan absorbere midlertidige forskjeller i produksjon og last for å unngå ujevn frekvens i systemet (Olivares, D. E. mfl. 2014). Fordelen med droop-kontroll er at det ikke kreves kommunikasjon mellom DG-enhetene siden de kun måler nettfrekvens og nettspenning lokalt. Oppbyggingen til et kontrollsystem i et mikronett kan deles opp i et tydelig hierarki ut i fra hvilket kontrollnivå det ligger på. Kontrollnivåene kan deles opp i tre nivåer: primærkontroll, sekundærkontroll og tertiærkontroll. Primærkontroll er lokal kontroll av DER-enheter og baserer seg kun på lokale målinger og krever derfor ikke kommunikasjon mellom enhetene, slik som for eksempel droop-kontroll. Sekundærkontroll, også kjent som *Energy Management System* (EMS), er ansvarlig for pålitelig, sikker og økonomisk drift av mikronettet, både i nettilkoblet tilstand og i øydrift. Her vil typisk overordnede kontrollstrategier for mikronettet komme inn. En måte å gjennomføre dette på er ved å ha en masterkontroller som har hovedansvar for å styre etter en valgt kontrollstrategi. Den skal sørge for økonomisk optimalisering samtidig som pålitelig, sikker og trygg drift av mikronettet opprettholdes (Olivares, D. E. mfl. 2014). Dette vil være det høyeste kontrollnivået for et mikronett i øydrift. Tertiærkontroll er det høyeste kontrollnivået og gjelder kun når mikronetter driftes i nettilkoblet tilstand. Tertiærkontroll omhandler koordinering av flere mikronett i samspill med hverandre sammenkoblet til et større kraftnett slik som kraftnettet i Norge. Kraftnettet vil kommunisere krav og behov ut i fra hva de trenger, for eksempel for frekvens- eller spenningsregulering (Olivares, D. E. mfl. 2014).

2.1.3 Kontrollstrategi i HOMER

Lastfølging (Load Following Dispatch Strategy)

Under lastfølging, når det er behov for produksjon fra generatoren (i denne oppgaven vil dette være et diesellaggregat), vil det kun produseres nok effekt til å dekke lasten. Lastfølging fungerer best i systemer hvor det er stor tilgang på fornybar energi hvor produksjonen av og til er større enn lasten. Denne strategien sørger for at produksjon fra generatoren kun brukes til primærlasten når den er i drift. DER-enheter med lavere prioritet, slik som batteribank og ikke-kritiske laster, blir forsynt fra fornybare energikilder. Under simulering vil HOMER prøve å optimalisere systemets kontrollerbare energikilder slik at de tilfredsstiller lastbehovet med minst mulig kostnad i løpet av et år, samtidig som lastfølgingstrategiens betingelser er oppretholdt. Total kostnad er basert på kostnad for drivstoff, drift og vedlikehold og erstatning av komponenter (Kansara, B. 2017).

Sykluslading (Cycle Charging Dispatch Strategy)

Sykluslading er en strategi som innebærer at når det er behov for produksjon fra en generator, for å tilfredsstille effektbehovet til primærlasten, skal generatoren kjøres ved full kapasitet eller så nærme full kapasitet som mulig. Overproduksjon vil gå til laster med lavere prioritet som ikke-kritisk last og lading av batteribank. Sykluslading fungerer best i systemer med lite eller ingen fornybare energikilder. I praksis vil de kontrollerbare energikildene produsere energi ved hjelp av en to-steps prosess:

1. Det velges den mest optimale kombinasjonen av energikilder for å tilfredsstille primærlast etter lastfølgingsstrategien.
2. Øker gradvis pådraget til hver generator for å nå merkeeffekt, eller så nærme merkeeffekt som mulig uten å overprodusere.

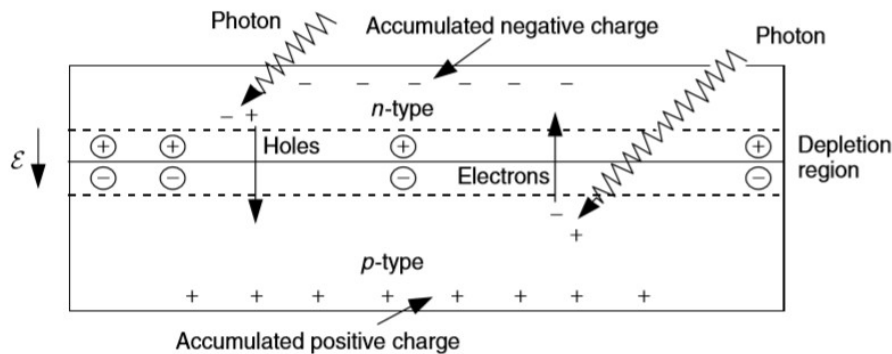
Om det er satt et settpunkt for SoC vil HOMER unngå utlading av batteriet i neste tidssteg dersom SoC er mindre en settpunktet i tillegg til at utlading ikke skjedde i forrige tidssteg. En generator vil trolig bli bedt om å starte for å sørge for at primærlasten dekkes, i tillegg vil det være overskuddsenergi som brukes til å lade batteribanken. Når systemet starter med lading av batteribanken vil ladingen forsette frem til SoC når settpunktet som er valgt (Kansara, B. 2017).

2.2 Solenergi

2.2.1 Solceller

Fotoelektriske celler, eller solceller, utnytter energien i sollys til å lage elektrisk strøm. Figur 2.5 viser et snitt av en solcelle, og hvordan energien til fotoner løsriver elektroner i cellen som deretter beveger seg om en sluttet krets. For å rive løs elektroner er det nødvendig med fotoner med en frekvens over viss verdi, gitt av materialet i solcellen. Den optimale vinkelen på lyset er 90° på cellen, og strømmen som produseres av cellen er proporsjonal med intensiteten til lyset.

En solcelle er en lysfølsom halvlederdiode. Ettersom silisium er en god halvleder og et lett tilgjengelig materiale er dette benyttet i de fleste kommersielle solceller. Den nødvendige energien som trengs for å rive løs elektroner, båndgapet, er forskjellig for ulike materialer. Silisium sitt båndgap er 1,12 eV, som gir en bølgelengde på $1,11 \mu\text{m}$ (Masters, G. M. 2004).



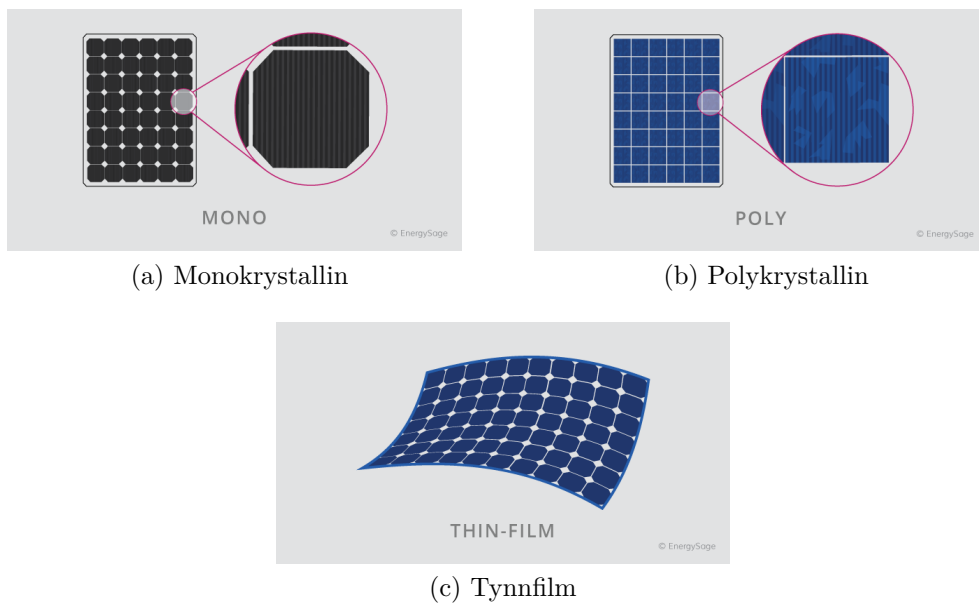
Figur 2.5: Snitt av solcelle
(Masters, G. M. 2004)

Fotoner med en bølgelengde større enn $1,11 \mu\text{m}$ har ikke nok energi til å eksitere et elektron, og vil derfor kun resultere i å varme opp solcellen. Ett foton kan kun eksitere ett elektron, så fotoner med en bølgelengde mindre enn $1,11 \mu\text{m}$ vil ha overskuddsenergi som vil gå bort som varme i solcellen.

Et solcellepanel består av flere solceller koblet i serie. Én solcelle gir en spenning på omtrent 0,5 V, og et typisk solcellepanel med 24 celler i serie vil derfor ha en merkespenning på 12 V. Paneler kobler i serie vil gi en høyere spenning og effekt, mens paneler i parallell vil gi en høyere effekt på samme spenning (Boxwell M. 2015).

2.2.2 Solcelleteknologier

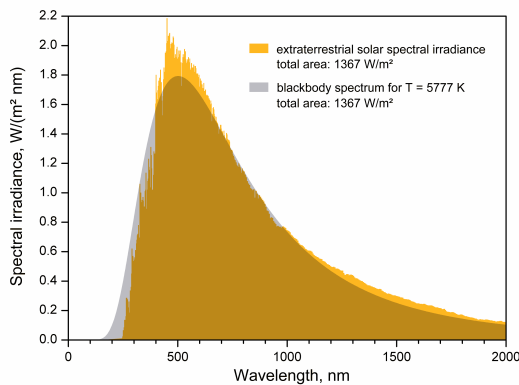
I all hovedsak kan dagens solceller deles i tre kategorier: monokrystallin, polykrystallin og tynnfilm. I monokrystallinske solceller kuttes det en tynn wafer fra én silisiumkrystall, og er den dyreste kategorien med en virkningsgrad på 15-24%. I polykrystallinske solceller kuttes det en tynn wafer av silisium som er sammensatt av flere krystaller som henger sammen. Disse solcellene er billigere, og har en virkningsgrad på 13-18%. Grunnen til prisforskjellen ligger i at det er mer energikrevende å fremstille en enkelt silisiumkrystall i stedet for sammensatte krystaller. En tredje kategori solceller er tynnfilm, som brukes i f.eks. kalkulatorer. Disse er ikke laget fra silisiumkrystaller, men er i stedet laget ved å deponere tynne lag av silisium på et substrat. Den er derfor vesentlig billigere, men er også langt mindre effektiv, med en virkningsgrad på typisk 7 - 9% (thegreenage udatert).



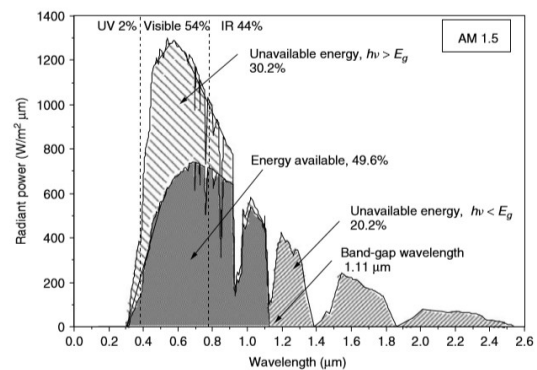
Figur 2.6: Solcelleteknologier
(energysage 2020)

2.2.3 Solinnstråling

Alle objekter sender ut stråling, og denne strålingen kan tilnærmes med en såkalt *black-body* stråling. Denne kurven vil være avhengig av temperaturen til objektet, og strålingen fra solen kan tilnærmes med en 5.800 K black-body som vist i figur 2.7 (a). Den totale effekten fra strålingen som treffer jordens atmosfære er $1,37 \text{ W/m}^2$. Det vil likevel være vesentlige tap i atmosfæren, spesielt av lys med visse bølgelengder som reagerer med stoffer i atmosfæren. Figur 2.7 (b) viser strålingen som treffer en solcelle på jordens overflate. Dette gjør at det brukbare området av spekteret er vesentlig redusert sammenlignet med strålingen som kommer fra solen. Disse faktorene er med å bestemme den teoretiske virkningsgraden til solceller, som for en solcelle med én pn-overgang er beregnet til å være omtrent 30% for silisiumceller. Virkningsgraden til en solcelle kan økes ved å benytte flere lag med ulike materialer, såkalte tandem celler, slik at en større del av strålingspekteret dekkes.



(a) Stråling fra sola

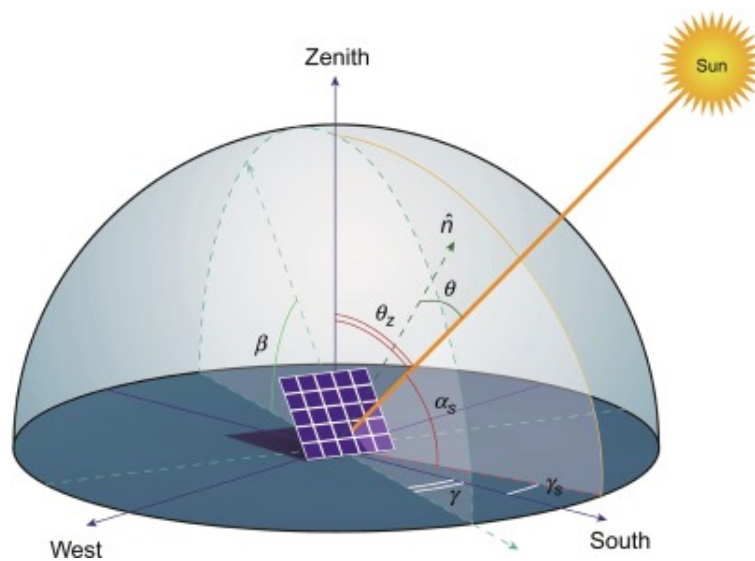


(b) Solinnstråling som treffer solcellen

Figur 2.7: Stråling på solcellen
(Masters, G. M. 2004)

2.2.4 Plassering og posisjon

Solkonstanten, solstrålingen ved utkanten av jordas atmosfære (AM0), er 1.367 W/m^2 . Strålingen ved jordoverflaten vil derimot variere avhengig av posisjon og tidspunkt. Ved ekvator vil det være mer solstråling enn i Tromsø, og dette gjør at mulighetene for å benytte seg av solenergi vil variere ut i fra posisjon på jorda. Figur 2.8 viser den geometriske sammenhengen mellom solen og et solcellepanel, med en rekke karakteristiske vinkler. Vinklene som har størst betydning for effekten som et panel vil levere er β og γ , som beskriver panelets posisjon, og α_s og γ_s som beskriver solens posisjon.



Figur 2.8: Karakteristiske vinkler for sol og solcellepaneler
(Rosa-Clot, M. og Tina, G. M. 2018)

Orienteringen til panelet, også kalt asimut, er av vesentlig betydning for effekten den kan levere. Den optimale orienteringen vil også variere gjennom dagen og året, spesielt langt nord og sør hvor solens bane over himmelen vil variere mye mellom sommer og vinter. I Norge vil det som regel være mest gunstig med en retning mot sør, her definert som $\gamma = 0^\circ$, da solen alltid befinner seg i sørlig retning. Verdier større enn null, $\gamma > 0^\circ$, indikerer retning vest for sør. Et panel med retning vest vil derfor ha $\gamma = 90^\circ$.

Helningsvinkelen β til et panel er vinkelen mellom planet til panelet og horisontalplanet, hvor den optimale helningsvinkelen β_{opt} på et gitt sted har en tett sammenheng med breddegraden. Dette er fordi solens posisjon og bane på himmelen er forskjellig ved ulike steder på jorden; i Norge er det store forskjeller mellom solens bane over horisonten på vinteren og sommeren, mens i Kenya vil solens bane på himmelen være omtrent lik hele året.

Formelen $\beta_N = 90^\circ - l + \delta$ beskriver forholdet mellom solhøydevinkelen β_N , breddegraden l og deklinasjonsvinkelen til solen, δ . Videre er optimal helningsvinkel gitt som $Tilt = 90^\circ - \beta_N$ (Masters, G. M. 2004). Solhøydevinkelen β_N vil her tilsvare α_s fra figur 2.8. Denne rapporten vil benytte symbolene fra figur 2.8. Dette gir følgende formel:

$$\beta_{opt} = 90^\circ - \alpha_s = l - \delta \quad (1)$$

Deklinasjonsvinkelen δ beskriver vinkelen mellom jordens ekvator og en tenkt linje fra solen til jordens senter. Denne vinkelen vil variere gjennom året, mellom ytterpunktene $\pm 23,45^\circ$. En tilnærmet verdi for deklinasjonsvinkelen kan finnes som (Masters, G. M. 2004):

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (2)$$

hvor n er nummeret på dagen i året, $n \in [1, 365]$. Denne kan benyttes for å gi verdiene i tabell 2.1.

Måned	Jan	Mars	Mai	Juli	Sep	Nov
δ	$-23,01^\circ$	$-8,29^\circ$	$14,9^\circ$	$23,12^\circ$	$7,72^\circ$	$-15,36^\circ$

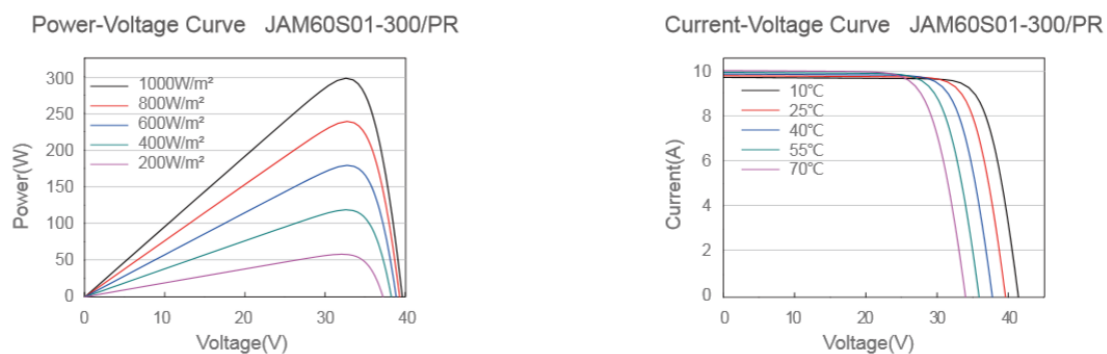
Tabell 2.1: δ ved ulike dager i året

Disse formlene beskriver den optimale helningen kun ut i fra solens bane, og forutsetter dermed klar himmel. I realiteten vil derimot en rekke andre faktorer også påvirke den optimale helningen på et gitt sted, slik som høyde over havet, skydekke og snø/vann i nærheten av panelet. I Norge vil det om vinteren være vesentlig refleksjon av solstrålingen fra snø, og mange områder har regelmessig skydekke som også vil reflektere solinnstrålingen i ulike retninger. Dette bidrar til at et panel vil få innstråling fra ulike vinkler og ikke utelukkende med solhøydevinkel α . En studie ved Stanford University presenterte en rekke optimale helninger for ulike steder i verden basert på meteorologiske data, og oppga en

optimal helning for hele året i Oslo på 40° (Jacobson, M. Z. og Jadhav, V. 2018). Dette indikerer at den optimale helningen for hele året er svært lik den optimale helningen for sommeren, som kan forklares med at det er en vesentlig større solinnstråling om sommeren enn om vinteren.

2.2.5 Temperatur

Både temperatur og solinnstråling har en vesentlig påvirkning på virkningsgraden til en solcelle. Strømmen som produseres av solcellen er direkte proporsjonal med innstrålingen; hvis innstrålingen halvveres, vil også strømmen halvveres. Spenningen følger en logaritmisk skala som gjør at den ikke blir betydelig påvirket av innstrålingen. Om vi deretter ser på temperatur vil det være motsatt, da en reduksjon i temperatur vil ha en relativt stor påvirkning på spenning men en liten påvirkning på strøm. Figur 2.9 er hentet fra databladet til et panel fra *JA Solar* på 300 W monokrystallin, bestående av 60 celler. Vi ser her at en reduksjon i temperatur vil ha en stor påvirkning på spenning og liten påvirkning på strøm, som totalt sett gir en merkbar påvirkning på levert effekt. For dette panelet vil levert effekt reduseres med $0,38\%/^\circ\text{C}$. Tilsvarende vil effekten øke med $0,38\%$ for hver grad temperaturen synker. Dette betyr at det kan være gunstig med paneler i et kaldt klima. Innstrålt effekt vil likevel ha en større betydning for levert effekt enn temperatur.



Figur 2.9: Karakteristikk for JA Solar 300 W solcellepanel (JA SOLAR udatert)

2.2.6 Energiproduksjon fra solceller

Energien som et panel leverer vil være avhengig av lokale solforhold over tid, arealet panelet dekker, samt de elektriske karakteristikkene til panelet.

$$E = A \cdot r \cdot H \cdot PR \quad (3)$$

$E = \text{produsert energi [kWh]}$

$A = \text{areal [m}^2\text{]}$

$r = \text{virkningsgrad [\%]}$

$H = \text{gjennomsnittlig innstråling ved en gitt helning [kWh/m}^2\text{]}$

$PR = \text{Performance Ratio}$

Ytelsesgraden PR er en faktor som representerer tap som følge av støv, snø, skygge, varmetap til omgivelsene, osv. Høykvalitets paneler har en ytelsesgrad på opptil 0,8 (SMA udatert).

2.2.7 Testforhold

De elektriske karakteristikkene til et panel er ofte oppgitt ved spesifikke testforhold, STC (Standard Test Conditions) og NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), slik at paneler kan sammenlignes på et felles grunnlag. Testforholdene for et gitt panel er ofte oppgitt på panelets datablad. Testforholdene til STC er:

- Innstråling 1.000 W/m²
- Celletemperatur 25°C
- AM 1,5

NOCT beskriver hvordan et panel opererer ved en gitt omgivelsestemperatur, og er derfor ansett for å være mer realistiske. Testforholdene til NOCT er:

- Innstråling 800 W/m^2
- Omgivelsestemperatur 20°C
- AM 1,5
- Vindhastighet 1 m/s

2.3 Lagring av energi

2.3.1 Ulike lagringsmåter

En av de største utfordringene med fornybare energikilder som vind og sol er at de er relativt ustabile og uforutsigbare sammenlignet med vannkraft, atomkraft og fossil kraftproduksjon. Solceller er avhengig av solinnstrålingen, så faktorer som skydekke, støv, snø og lite sol på deler av døgnet vil føre til mindre energiproduksjon. Enkelte dager vil det være klar himmel, andre dager kan det være mye skydekke. Det er med andre ord ikke alltid et samsvar mellom produksjon og forbruk. Dette fører til et behov for lagring av energien, slik at forbruket kan være uavhengig av produksjonen, både med tanke på tidspunkt og størrelse på lasten. I perioder hvor produksjonen er større enn forbruket vil overskuddsenergien lagres, mens i perioder hvor forbruket er større enn produksjonen vil den lagrede energien benyttes. Det finnes ulike måter å lagre energi på, avhengig av behov og tilgjengelige ressurser. Systemer med et stort energibehov og mye produksjon kan f.eks. benytte pumpekraftverk til å lagre overskuddsenergien. Denne løsningen vil likevel være avhengig av geografiske forhold, og kan ikke benyttes overalt. Alternativer til dette kan være å lagre energien i form av kinetisk energi i svinghjul, eller som kjemisk energi i hydrogen. Det mest populære lagringsmediumet er likevel elektrokjemiske celler, som er den typen batterier som omtales i dagligtalen. Slike batterier finnes i mange elektriske apparater som mobiltelefon, pc, bilder osv. Dette er teknologi som er lett tilgjengelig og prøvd ut over lang tid, og egner seg derfor godt i systemer med sol og vindkraft. En elektrokjemisk celle består av en anode, katode og en elektrolytt. Et viktig skille går mellom primær- og sekundærbatterier, dvs. batterier som er henholdsvis engangsbatterier og oppladbare batterier. For lagring av overskuddsenergi må det benyttes sekundærbatterier, eller oppladbare batterier.

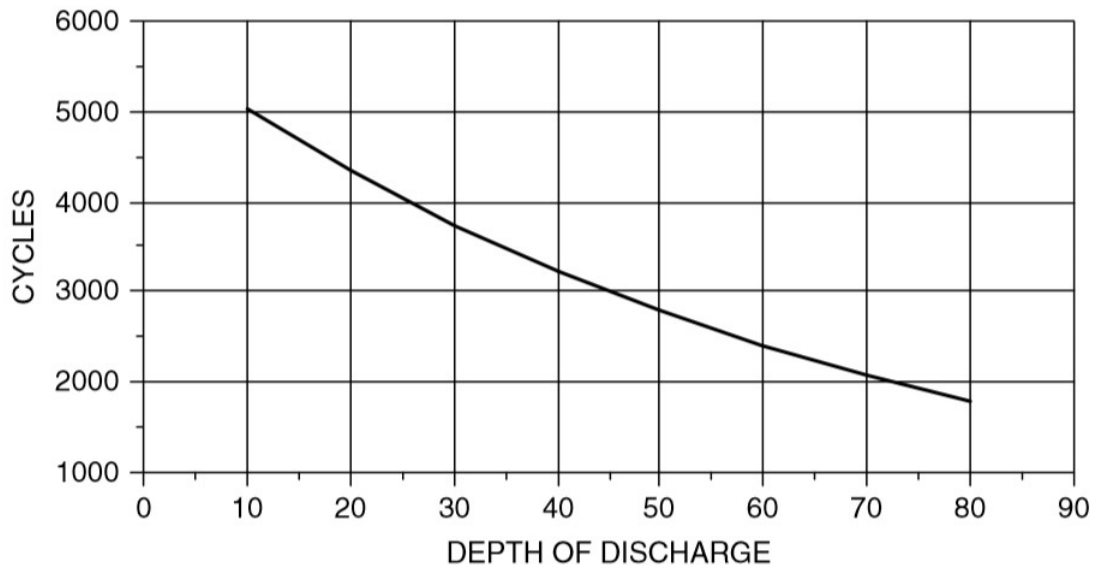
2.3.2 Blysyrebatteri og li-ion batteri

Det mest populære batteriet i kraftsystemer med fornybar energi er blysyrebatterier. Et standard batteri har en spenning på 2 V eller 4 V, og kan seriekobles for å oppnå høyere spenning. Etterhvert som batteriet lades ut vil tettheten av batterisyre avta, og burde lades opp når tettheten blir lavere enn 1.20 g/ml. Blysyrebatterier som er ment for dype utladninger kan ved DoD (Depth of Discharge) på 20-50% tåle mellom 3.000 og 7.000 oppladninger. En annen populær batteriteknologi er litium-ion batterier. Disse brukes mye i dagligdagse apparater som mobiler, datamaskiner og elbiler, og kan lades mange ganger. En fordel er at det har lav vekt som gjør at li-ion batterier har en relativt høy energitetthet. De har ofte lengre garanti og levetid enn blysyrebatterier, og dype utladninger har ikke en like negativ påvirkning på levetiden sammenlignet med blysyrebatterier. Levetiden deres er vesentlig bedre sammenlignet med blysyre, og de kan tåle alt fra 10.000 til 100.000 oppladninger. Disse batteriene har ikke vært særlig utbredt til å lagre energi fra kraftproduksjon fra sol og vind, men har fått en større markedsandel de siste årene grunnet økt produksjon og fallende priser.

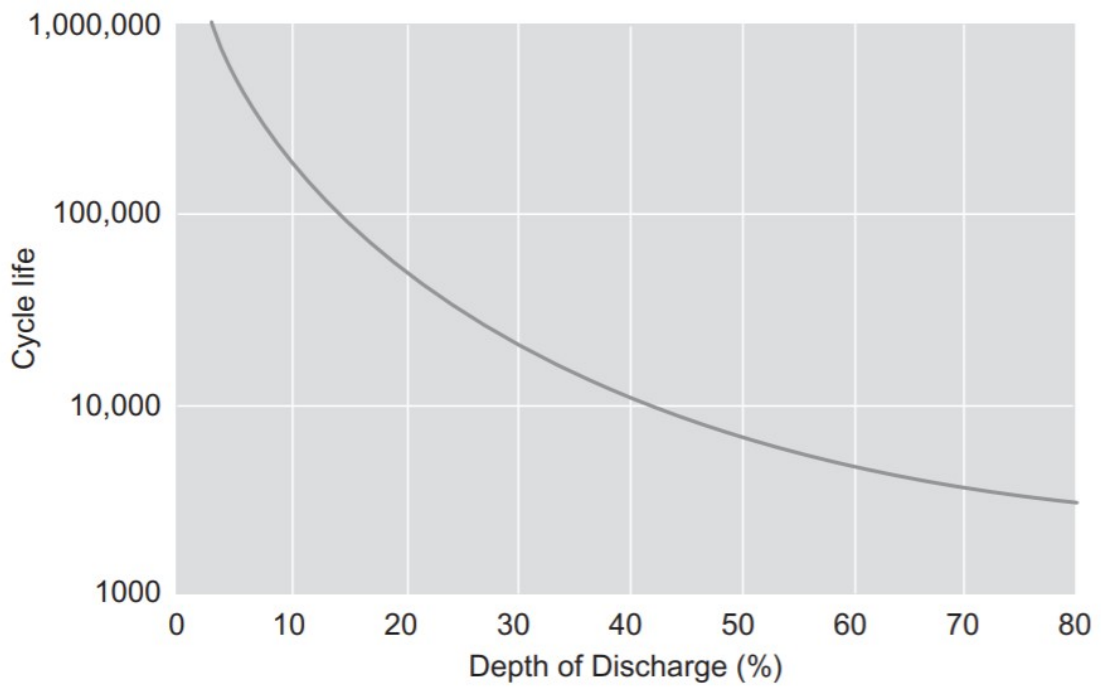
2.3.3 Batterikapasitet

Sammenlignes energikapasiteten til forskjellige batterier er det vanlig å benytte Ah i stedet for Wh. For blysyrebatterier er det vanlig å bruke en spenning på 1,75 V som en indikator på 0% batteriladning. Et blysyrebatteri med merkespenning på 12 V (6 celler à 2 V) og kapasitet 200 Ah som lades ut til 10,5 V ($6 \cdot 1,75 V$) på 10 timer vil levere 20 A i 10 timer. På grunn av at spenningen varierer over tid er det feil å si $P = 12 V \cdot 20 A \cdot 10 h = 2.400 Wh$, og derfor benyttes ofte Ah da dette gir et mer korrekt bilde på batteriets kapasitet (Masters, G. M. 2004). En alternativ måte å klassifisere batterier på er ved C-rate. En C-rate på f.eks. C2 eller C5 betyr at batteriet lades ut i løpet av 2 eller 5 timer. Ulike C-rater vil levere ulik strøm, slik at batteriet lades ut i løpet av den tiden som er gitt. En høy C-rate vil derfor gi en lav strøm.

En essensiell faktor for batteriets levetid er hvor mange ladesykluser det utsettes for, altså hvor mange ganger batteriet blir ladet ut og opp igjen. Lades batteriet mye ut vil det tåle færre sykluser, og det vil få en kortere levetid. Figur 2.10 viser en sammenheng mellom hvor mye batteriet lades ut, DoD, og hvor mange sykluser batteriet tåler ved den gitte DoD. En DoD på 25% vil tåle flere sykluser enn et batteri som lades ut med DoD 60%. Figur 2.11 viser tilsvarende graf for et li-ion batteri. Et slikt batteri tåler betydelig flere ladesykluser enn blysyrebatteriet ved tilsvarende DoD-verdier.

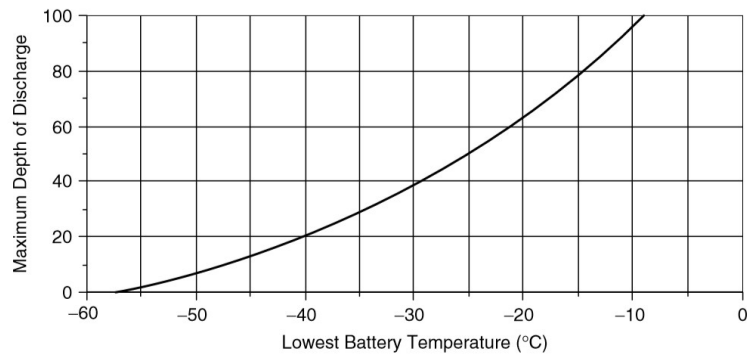


Figur 2.10: Levetid blysyrebatteri
(Masters, G. M. 2004)



Figur 2.11: Levetid li-ion batteri
(Qadrdan, M., Jenkins, N. og Wu, J. 2018),

En annen faktor som også påvirker kapasiteten til et batteri er temperatur. Et batteri som er utladet vil fryse på betydelig høyere temperaturer enn et batteri som er fulladet. Vi ser dette veldig godt i figur 2.12. Dette medfører begrensinger på tillatt DoD ved gitte omgivelsestemperaturer, slik at batteriet ikke ødelegges.



Figur 2.12: Temperatur og DoD
(Masters, G. M. 2004),

Generelt for blysyrebatterier vil det være en virkningsgrad på 80-85% (Rolls Battery Engeneering 2019b). Dette skyldes hovedsakelig termisk tap pga. intern motstand i batteriet, og avgassing i batteriet. Batteriets virkningsgrad vil variere noe ut i fra hvor mye batteriet lades ut, samt hvor raskt det lades ut. Virkningsgraden vil være lavere ved høyere SoC, og det vil derfor kreve mer energi å lade batteriet fra 90-100% SoC enn å lade det fra 60-70% SoC.

2.3.4 Batteribank i øydrift

Hvis et lokalt nett er koblet til et større nasjonalt strømmnett vil det i utgangspunktet alltid ha tilgang til strøm selv hvis det er vindstille eller solen ikke skinner. Om det derimot opererer i øydrift, frakoblet kraftnettet, har det ikke denne muligheten. Behovet for lagring blir derfor enda større. Det er derfor ikke uvanlig at systemer som hovedsakelig baserer seg på fornybar energi også har et dieselaggregat i reserve, da kostnaden for mange dagers batterikapasitet kan bli stor. I slike systemer er det derfor viktig å få oversikt over forbruket, for å kunne beregne hvor mange batterier som trengs. Både antall dager med energi, spenningskvalitet og kostnad blir faktorer som må tas i betraktning.

2.4 Vannkraft

Vannkraftverk er et kraftverk som utnytter bevegelsesenergien til vann. Den potensielle effekten til vannet er gitt ved ligningen (4) (ESHA 2004).

$$P_{potensiell} = \rho \cdot q \cdot g \cdot h_{Brutto} \quad (4)$$

Dette er en viktig ligning når det skal prosjekteres et vannkraftverk da den er nødvendig for å se på effekten som potensielt kan hentes ut fra vannføringen. For å finne ut hvor mye vannføring som er disponibelt, over en periode, så er det nødvendig å se på hydrologien til området. I prosessen for å hente ut mest mulig av den potensielle energien til vannføringen så vil rørgate, turbin type og generator være faktorer som vil påvirke virkningsgraden til et vannkraftverk.

2.4.1 Hydrologi

Når det kommer til kartlegging og planlegging av et vannkraftverk så er det hydrologiske grunnlaget for et området den viktigste delen av kartleggingsarbeidet. Arbeidet går ut på hvor mye vann som er tilgjengelig og hvor mye vannmengden varier i løpet av året. I tillegg er det viktig å se på hvilke muligheter til oppdemming av vannet som finnes i nedslagsfeltet (Holm, Ø. 2019).

Målinger av vannføring i en elv settes ofte opp i en varighetskurve som viser størrelsen på vannføringen i forhold til middelvannføringen på y-aksen og varighet av året i prosent eller dager av året på x-aksen. Varighetskurven gitt for dette prosjektet ligger vedlagt i Vedlegg B.

2.4.2 Dam og inntak

For å samle opp vann i sjøer og elver settes det opp en dam hvor inntaksmagasinet kan hente driftsvann. Dammen har ofte et apparat der minstevannføring slippes gjennom et rør eller et bunnløp med luke. Dammen må også ha et flomløp til å lede overskuddsvann trygt forbi.

Vann som skal brukes til kraftverket går gjennom inntaket. Vannet går enten direkte inn i en rørgate, tunnel eller fortsetter videre gjennom en strekning med åpen vannflate, som for eksempel kanal eller sandfang, før det når et sekundært innløp til rør eller tunnel. Inntaket er satt sammen av varegrinder, inntakskanal og sandfang (Jenssen, L. mfl. 2006).

2.4.3 Rørgate

Rørgate brukes til å føre vann fra inntak til turbinhus. Faktorer som bakke, materialet til rørgaten, omgivelsestemperatur og miljøkrav er med på å bestemme om rørgaten bør legges over eller under bakken. En fleksibel PVC-rørgate med liten diameter kan f.eks installeres på bakken, mens større rør blir som regel installert under bakken. Hvis rørgaten skal installeres under bakken må rørene beskyttes mot korrosjon ved å male og pakke dem godt inn. Fra et miljøsynspunkt vil det å ha rørgaten nedgravd være optimal fordi bakken vil gå tilbake til sin opprinnelige tilstand, og røret går ikke i veien for andre (ESHA 2004). Diameteren på rørgaten velges basert på en kostnads- og effekttapsvurdering. Effekttapet som skjer i rørgaten påvirker systemets totale virkningsgrad og det er derfor ønskelig å definere dette tapet som en virkningsgrad til rørgaten, vist i figur (5).

$$\eta_{rørgate} = 1 - \frac{h_f}{h_{Brutto}} \quad (5)$$

Tilgjengelig effekt fra rørgate, $P_{rørgate}$, er gitt av potensiell effekt, $P_{potensiell}$, og virkningsgraden til rørgaten, $\eta_{rørgate}$. Dette gir ligningen:

$$P_{rørgate} = P_{potensiell} \cdot \eta_{rørgate} \quad (6)$$

Å velge et rør etter minstekrav kan gi lavere pris, men effekttapene blir større. Et enkelt kriterium for valg av diameter er å begrense fallhøyde tapet til en viss prosent. Ved valg av diameter på rørgaten vil et effekttap på 4% være akseptabelt (ESHA 2004), altså hvor $\eta_{rørgate}$ er 0,96 eller høyere. Effekttap i rørgaten blir ofte omtalt som falltap, og derfor brukes ofte uttrykk som brutto- og netto fallhøyde. Brutto fallhøyde er den målte fallhøyden, mens netto fallhøyde er brutto fallhøyde fratrukket falltapet i rørgaten.

Friksjonstap er det største tapet i en rørgate. Det kan finnes ved formelen (ESHA 2004):

$$\frac{h_f}{L} = 10.3 \frac{n^2 q^2}{D^{5.333}} \quad (7)$$

Hvor:

$h_f = \text{Falltap [m]}$

$L = \text{Lengde på rørgaten [m]}$

$D = \text{Indre rør diameter [m]}$

$n = \text{Mannings-koeffisient}$

$q = \text{Vannstrøm [m}^3/\text{s]}$

Gitt at friksjonstapet i rørgaten er 4% kan dimeteren til rørgaten finnes ved formelen (ESHA 2004):

$$D = 2.69 \left(\frac{n^2 \cdot q^2 \cdot L}{h_{Brutto}} \right)^{0.1875} \quad (8)$$

Rørtykkelsen til rørgaten bestemmes ut i fra trykket som oppstår i rørgaten. Trykket i røret bestemmes ut i fra Bernoullis ligning (9). For å finne det dimensjonerende trykket for rørgaten må det medregnes trykkstøt i røret. Uten grundig dokumenterte beregninger som sier noe annet skal trykkstøtet ikke settes lavere enn 30% av statisk vanntrykk (Elstad, I. mfl. 2011).

$$p_1 + \rho gh_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p_2 + \rho gh_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad (9)$$

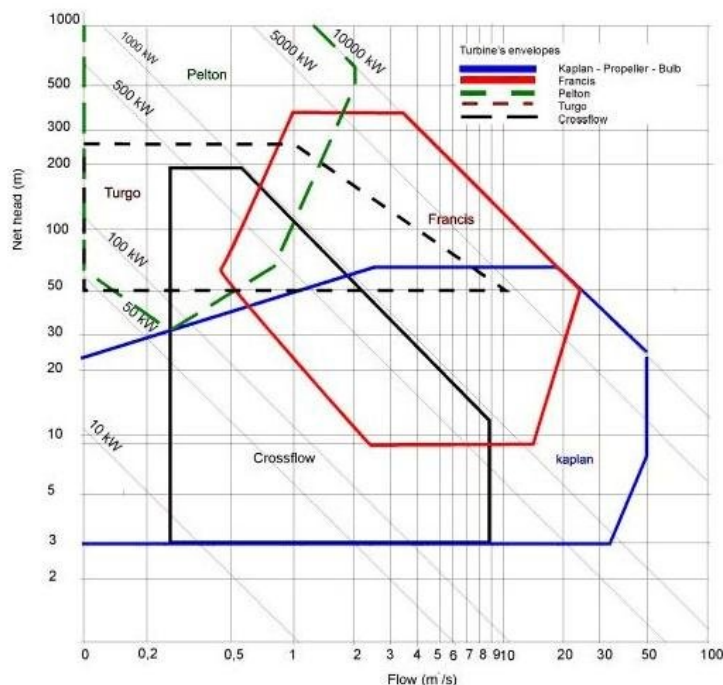
2.4.4 Turbin

I turbinen blir trykk- og hastighetsenergien til vannet omdannet til rotasjonsenergi. Turbinen er koblet til en generator som i sin tur omdanner rotasjonsenergien til elektrisk energi. Den mekaniske effekten som kan hentes ut fra turbinen og sendes til generatoren er gitt i fra formel (10).

$$P_{mekanisk} = P_{rørgate} \cdot \eta_{turbin} \quad (10)$$

For å få mest mulig ut av den potensielle effekten så må turbinens virkningsgrad være størst mulig. For å få dette til er valg av turbin svært viktig. Men det er ikke bare det å få høyest mulig virkningsgrad som påvirker valget av turbin. De to viktigste parametrene som trengs for å velge turbin er fallhøyde og vannføring. Valg av ulike turbiner ved ulike vannføringer og fallhøyder kan sees i figur 2.13.

I tillegg så må det sees på pris, virkningsgrad, driftsforhold og reparasjonstid før det endelige valget av turbin kan tas (Brekke, H. 2000).



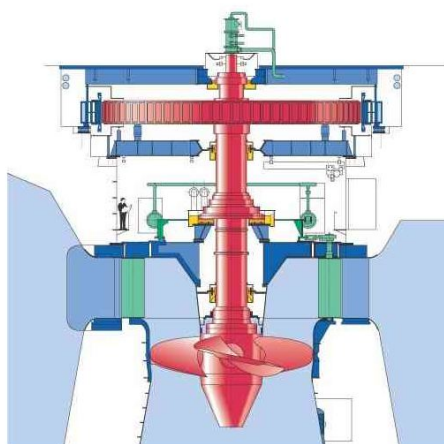
Figur 2.13: Diagram for valg av turbin med vannføring og fallhøyde (Sangal, S. udatert)

I dag er det tre turbiner som i hovedsak blir brukt i store anlegg, pelton-, francis- og kaplanturbiner. Hver av disse har forskjellig virkningsgrad og forskjellig slukeevne. De blir derfor brukt ved forskjellige høyder og vannføringer, selv om de kan i noen tilfeller overlape. I dette prosjektet sees det på et mikrokraftverk hvor det benyttes små fallhøyder med relativt store vannføringer i et delvis regulert vassdrag. Pelton-turbinen er tilpasset store fallhøyder og små eller varierende vannmengder, dette er ikke aktuelt for dette prosjektet og blir derfor ikke inkludert videre i oppgaven. Francisturbinen er tilpasset middels fallhøyder og brukes mest i regulerte vassdrag, så den er heller ikke aktuell for denne oppgaven. For små fallhøyder i et uregulert vassdrag vil kaplan- og tverrstrømsturbinen være de mest aktuelle turbinene å se på.

Kaplanturbin

Kaplanturbinen er en reaksjonsturbin, som vil si at den omsetter både vannets trykk- og hastighetsenergi om til mekanisk rotasjonsenergi. Vannet i en kaplanturbin blir ført gjennom en spiraltromme, også kalt et sneglehus, som

går i en spiral rundt aksen til turbinen. Spiraltrommen begynner med et stort tverrsnitt som minker inn mot sentrum for å øke hastigheten på vannet. Vannet blir så ført inn og jevnt fordelt rundt ledeapparatet. Ledapparatet styrer vannet, ved hjelp av ledeskovler, inn mot løpehjulet i løpehjulets retning og gir vannet fra spiraltrommen den rette strømningsvinkelen. Dette omgjør en del av vannets trykenergier til hastighetsenergi. Vannet går så inn i løpehjulet radielt og ut aksielt. Det blir så ledet ut av løpehjulet i det som kalles sugerøret før det blir ført til kraftverkets avløp. Sugerøret har et økende tverrsnitt nedover mot avløpet. Dette fører til at det er en trykkforskjell mellom spiraltrommen og avløpet, og vannet blir sugd gjennom turbinen (Brekke, H. 2000).



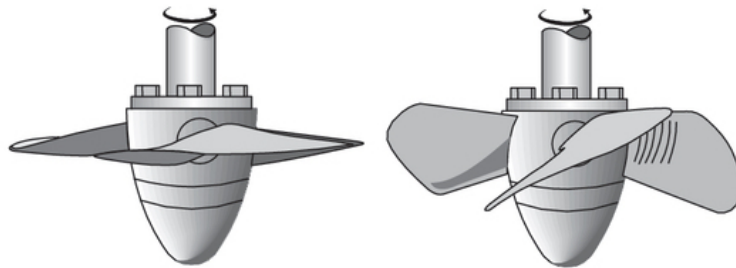
Figur 2.14: Kaplanturbin
(Agrawal, N. 2011)

Kaplanturbinen har et løpehjul som ligner på en propel. Løpehjulet kan ha vendbare løpehjulsskovler, noe som gir en veldig flat virkningsgradskurve, se figur 2.15. Dette er derimot dyrere enn dersom løpehjuletskovlene er uregulerbare og er noe som må tas med i kostnadsberegningene. Den flate virkningsgradskurven gjør at kaplanturbinen er gunstig i bruk ved store vannføringer og lave fall. Store anlegg med fall på opp mot 60 meter kan bruke kaplanturbiner, mens for små anlegg så brukes de sjeldent opp mot mer enn 25 meters fall. Antall skovler på løpehjulet til en kaplanturbin er varierende utifra hvilke høyde turbinen skal brukes på (NVE 2000).

Ettersom at kaplanturbinen er i bruk hvor det er relativt lave fallhøyder og vannet har lav potensiell energi så blir anlegg med kaplanturbiner ofte veldig kostbare

per kW produsert, ettersom at maskinen blir veldig stor. Men den er rimeligere enn en tilsvarende francisturbin med samme fallhøyde og vannføring (Brekke, H. 2000). De lave fallhøydene gjør også at kaplanturbiner gjerne får et lavt turtall som igjen gjør det aktuelt å bruk girooverføring mellom turbin og generator. Gir representerer et tap, på et sted mellom 2 og 3%, og er utsatt for mye slitasje (NVE 2000). Virkningsgraden på en kaplanturbin er ofte opp mot 92-93%.

Kaplanturbinen kan monteres både vertikalt og horisontalt, hvor vertikalt er den mest brukte oppstillingsmåten i Norge. I noen tilfeller kan det, ved horisontal oppstilling, droppes spiraltromme slik at byggekostnadene og bredden på turbinen blir mindre. Da kalles det ofte en rørturbin (NVE 2000).

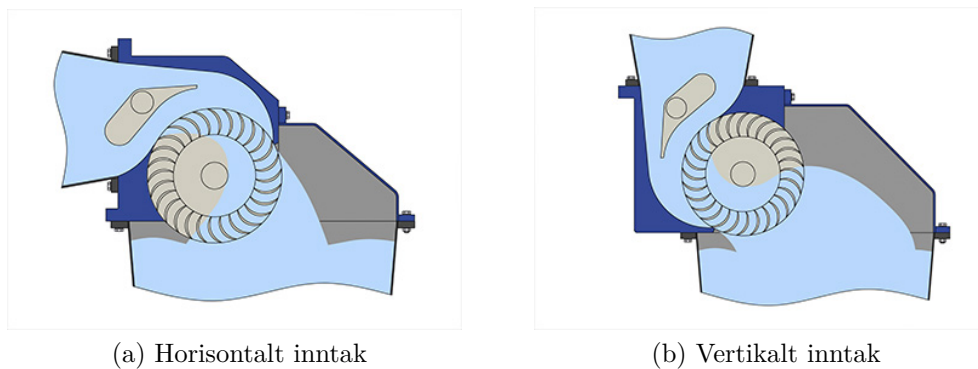


Figur 2.15: Løpehjulet i en kaplanturbin med vendbare løpehjulsковler (Rosvold, K. A., Lundby, L. og Heggstad R. 2019)

Kaplanturbinen blir karakteristisk sett brukt i kraftverk der vannføringen er konstant, noe som er uvanlig å finne i små kraftverk. Kaplanturbinen blir derfor stort sett brukt for store anlegg.

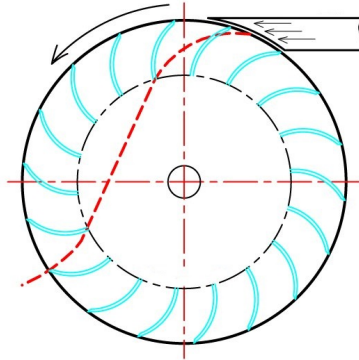
Tverrstrømsturbinturbin

Tverrstrømsturbin, også kalt Ossbergerturbin eller Michell-Banki turbin, er en kombinasjon av impuls- og reaksjonsturbin. Ved impulsturbin menes at den kun omgjør vannets hastighetsenergi, og ikke noe av vannets trykenergier, om til rotasjonsenergi. Tverrstrømsturbinen kan kalles en kombinasjon av impuls- og reaksjonsturbin da den kan leveres med et løpehjul som står fritt i luft eller i vakuum i turbinhuset. Når den leveres som reaksjonsturbin vil virkningsgraden bli høyere da fallhøyden fra turbinen og ned til avløpet inkluderer. Tverrstrømsturbinens løpehjul er utformet som en avlang sylinder med lange løpehjulskovler som går mellom to sirkulære endestykker og er montert med en horisontal akse. Turbinen kan ha enten et horisontalt eller et vertikalt inntak, se figur 2.16.



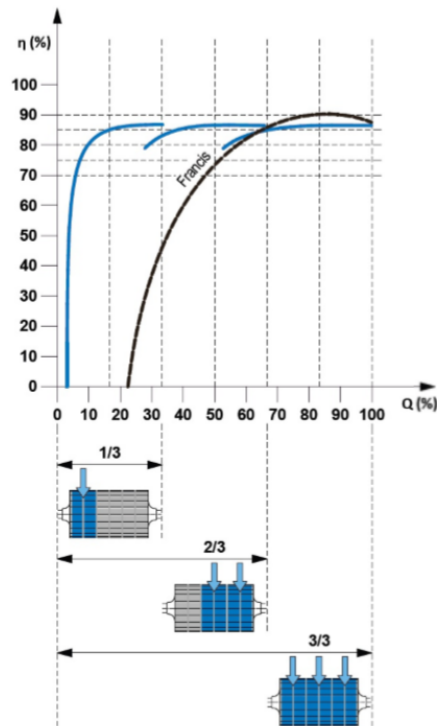
Figur 2.16: Tverrstrømsturbin med horisontalt og vertikalt inntak
(Ossberger 2018)

I en tverrstrømsturbin går vannet på tvers gjennom løpehjulet, derav navnet tverrstrømturbin. Vannet treffer løpehjulskovlene fra utsiden og blir ført inn i løpehjulet, deretter treffer det løpehjulskovlene fra innsiden og blir ført ut i avløpet til anlegget, vist i figur 2.17.

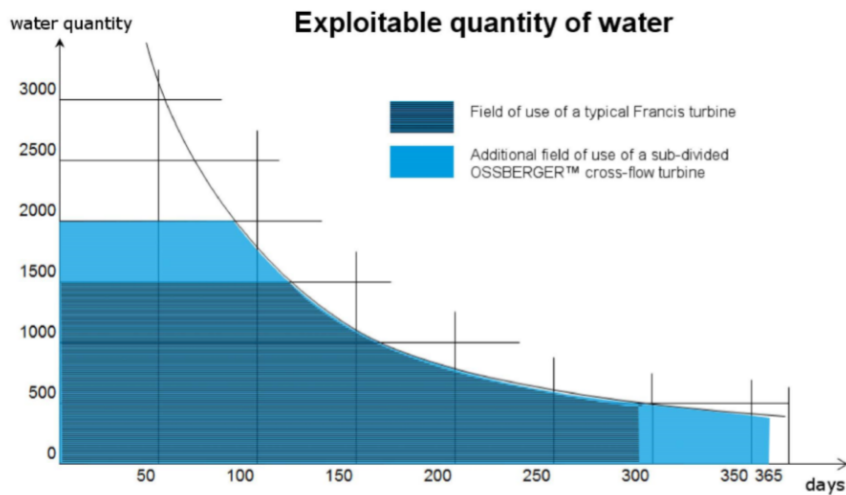


Figur 2.17: Vann gjennom løpehjulet til en tverrstrømsturbin
(Chaurette, J. udatert)

Ledeapparatet til tverrstrømsturbinen består av en ledeskovl som sitter i innløpet mot løpehjulet og regulerer vannmengden inn mot turbinen. Inntaket kan være delt med en ledeskovl i hvert inntak. Dette gjør at vannhastigheten inn mot løpehjulet kan holdes høy selv ved lave vannføringer og gir stor reguleringsevne til turbinen. Dette blir vist i figur 2.18. I figuren kommer det frem at høyeste virkningsgrad er lavere enn for en tilsvarende francisturbin, men virkningsgradskurven er flatere og turbinen kan brukes over et større pådragsområde. Dette er fremstilt i figur 2.19. Typisk virkningsgrad for en tverrstrømsturbin montert som en reaksjonsturbin i små kraftverk er rundt 80-84%, og opp mot 87% for middels til store kraftverk.



Figur 2.18: Virkningsgraden til en tverrstrømsturbin med delt inntak (Ossberger 2018)



Figur 2.19: Varighetskurven til en tverrstrømsturbin sammenlignet med en tilsvarende Francisturbin

(Ossberger 2018)

Tverrstrømsturbinen er typisk brukt for små kraftverk da turbinen er enkel å sette opp og har lave installasjonskostnader og, på grunn av det enkle designet, lave vedlikeholdskostnader. Den blir brukt ved middels til små fall, oppgitt fra 2,5 til 200 meter fall i følge Ossberger sine sider (Ossberger 2018).

2.4.5 Generator

En generator er en elektrisk maskin som omdanner rotasjonsenergi til elektrisk energi. Hovedprinsippet for en generator er at det produseres strøm ved at en vinding av et ledende materiale, typisk kobber, roterer inni et magnetfelt. Rotasjonen gir en endring i fluksen som påvirker vindingen, som igjen inducerer en spenning i den. En generator består av en rotor og en stator. Rotoren er den delen av generatoren som roterer og er koblet, enten direkte eller indirekte, til akslingen som kommer fra turbinen. Statoren er den delen som står i ro og opprettholder et magnetfelt.

Når en generator skal velges for et kraftverk så er det flere kriterier som må vurderes. Det må velges om generatoren skal være synkron eller asynkron, spenningsnivå til generatoren, effekten den kan produsere og effektfaktoren.

Når det kommer til valget mellom asynkron- og synkrongenerator så står det ofte på pris og effektivitet. Asynkrongeneratorer er det billigste alternativet når det kommer til små anlegg, da synkrongeneratoren krever dyrere og mer avansert styring (ESHA 2004). Asynkronmaskinen blir derimot ikke sett på som egnet for bruk i øydrift ettersom at den ikke har en intern magnetiseringskilde. Dette gjør at den ikke kan kontrollere produsert reaktiv effekt og dermed ikke kan være med å styre spenningen på nettet. Det finnes unntak hvor asynkrongeneratorer kan bli brukt i øydrift ved bruk av kondensatorbanker eller kraftelektronikk til å styre produksjon av reaktiv effekt (Sulla, F. 2009). I dette prosjektet skal det derimot være fokus på tradisjonell styring av øydrift og det blir derfor ikke sett nærmere på asynkrongeneratorer.

Synkrongeneratorer står for majoriteten av all produsert elektrisk energi i verden. Dette er kommet av at den kan både være med å styre frekvens og spenning på nettet. Frekvensen kan styres ved å endre på pådraget på maskinen, altså endre turtallet. Spenning kan styres ved å endre på magnetiseringsstrømmen, som vil endre produsert reaktiv effekt. Magnetiseringsstrømmen for en synkronmaskin er en likestrøm som blir levert enten av en DC-generator på hovedakslingen, en børsteløs- eller en statisk magnetiseringsmaskin. Utav den totale energien som generatoren produserer så anslås det at mellom 0,5% og 1,0% av energien går tapt til magnetisering (ESHA 2004).

For å kunne ha muligheten til å levere reaktiv effekt må den tilsynelatende effekten som generatoren kan levere være en passelig størrelse. Altså effektfaktoren, $\cos\phi$, til maskinen må være mindre enn 1. Statnett pleier å være fornøyd dersom generatoren har en effektfaktor på 0,86 kapasitivt (Statnett SF 2012). Generatorstørrelser oppgis i tilsynelatende effekt, og for å kunne beregne størrelsen på generatoren som er ønsket til kraftverket brukes ligningene:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (11)$$

$$S = \frac{P}{\cos\phi} \quad (12)$$

For å finne ut hvor mye effekt som kan bli produsert av generatoren brukes ligningen (13).

$$P_{elektrisk} = P_{mekanisk} \cdot \eta_{generator} \quad (13)$$

Den potensielle effekten gitt fra generatoren er altså avhengig av effekten gitt ut fra turbinen og virkningsgraden til generatoren. Virkningsgraden for en generator er veldig høy, selv for små maskiner, og ligger typisk over 90%. I tabell 2.2 vises et diagram over typisk effektivitet til små generatorer. Generatoren bør ha en elektrisk effekt som er større eller lik den maksimale mekaniske effekten levert av turbinen slik at generatoren ikke blir overbelastet.

Nominell effekt[kW]	Beste virkningsgrad
10	0,910
50	0,940
100	0,950
250	0,955
500	0,960
1.000	0,970

Tabell 2.2: Diagram over effektiviteten til typiske generatorer (ESHA 2004)

3 Metode

Dette kapittelet tar for seg fremgangsmåtene og begrunnelsene som ligger til grunn for rapportens innhold.

Litteraturinnhenting og befaring

Teorikapittelet legger et viktig grunnlag for arbeidet i denne rapporten, og litteraturinnhenting har derfor vært en sentral metode. Det er benyttet litteratur fra anerkjente fagbøker, vitenskapelige artikler, forskrifter, forelesningsnotater og dokumenter gjort tilgjengelig fra veileder, samtaler fra veileder/fagpersoner, samt internettsøk. Ved internettsøk er det i stor grad benyttet søkemotorene *oria.no* og *google.com*. Det har vært et sentralt fokus på å hente informasjon fra flere kilder for å sammenligne, for å sikre troverdig informasjon av høy kvalitet.

I februar 2020 ble det gjennomført en befaring av prosjektgruppen til Gjefsjøen Fjellgård. Dette reduserer sannsynligheten for misforståelser mellom gårdeier og prosjektgruppen, da gruppen fikk en bedre oversikt over anleggsdelene og behovet til gårdeier. Observasjoner av elva var særlig nyttige for å anslå at det er tilstrekkelig mengde vann og fall til at et mikrokraftverk er verdt å undersøke nærmere. Det ble gjort enkle målinger for å bekrefte at vindturbinen ikke leverer effekt til nettet. Det ble også bekreftet ved observasjon at vindturbinen roterer med høy hastighet (100-150 rpm). Dette tilsier at det burde være produksjon.

Litteraturinnhenting og befaring legger et godt grunnlag for videre arbeid. Hovedgrunnlaget for hydrologien baserer seg på tidligere utredninger fra NTE, som igjen er basert på data fra en tilsvarende elv. For å sikre høyere kvalitet burde det vært gjort målinger fra den aktuelle elven over en lengre periode.

Lastprofil

En sentral forutsetning for simuleringer er en detaljert lastprofil. Rapportens lastprofil er basert på kommunikasjon med gårdeier, og er derfor et grovt estimat da det mangler gode målinger på forbruket. Her burde det vært gjort målinger over en lengre periode for å få en mer detaljert oversikt over effektbehovet gjennom året.

Værdata

Simuleringene baserer seg på værdata som HOMER henter fra NASA satellittdata. Det er tilgjengelige data for både solinnstråling og vind for det aktuelle området. For å sikre et godt datagrunnlag er det hentet inn data fra PVGIS om solinnstråling for det aktuelle området som blir sammenlignet med dataene som HOMER benytter.

Rapporten fokuserer i liten grad på mulighetene for energiproduksjon fra vindturbin. Dette er dels fordi det ikke er ønskelig av gårdeier, og at det er en større usikkerhet i værdataen. Simuleringer av alternativer som i større grad inkluderer vind krever en grundigere arbeid knyttet til målinger av vindforhold som ikke ville vært mulig over den begrensede prosjektperioden.

Prisgrunnlag

Resultatene fra simuleringene blir sammenlignet på et teknisk og økonomisk grunnlag. Prisgrunnlaget er basert på fakturaer fra gårdeier på eksisterende komponenter, samt erfaringsbaserte prisestimer fra veiledere utgitt av NVE for mikrokraftverk. Det har vært forsøkt å innhente oppdaterte priser fra leverandører, men dette har ikke lyktes i noen stor grad. Dette representerer derfor en vesentlig usikkerhet i de økonomiske resultatene, særlig for mikrokraftverket.

Programvarer

Nødvendige simuleringer er gjennomført i programmet HOMER PRO. Denne programvaren benyttes for å designe, simulere og evaluere energiproduksjon i et mikronett, med eller uten tilkobling til sentralnettet. HOMER tar inn informasjon om forbruksdata, samt tekniske data om ulike komponenter og energiresurser. For simulering ble det vurdert å benytte Python, men da ingen av prosjektgruppens medlemmer hadde kunnskap om dette programmeringsspråket, samt at tidligere masteroppgaver om lignende tema benyttet HOMER, ble det besluttet å benytte HOMER.

Rapporten er skrevet i Overleaf LaTeX. LaTeX er et kodebasert skriveprogram, og Overleaf er skylagringstjensten for skriveprogrammet.

4 Case Gjefsjøen

4.1 Dagens anlegg

Anlegget på gården består av et mikronett i øydrift med energiproduksjon fra solcellepaneler, vindturbin og dieselaggregat, og energilagring med blysyrebatterier.

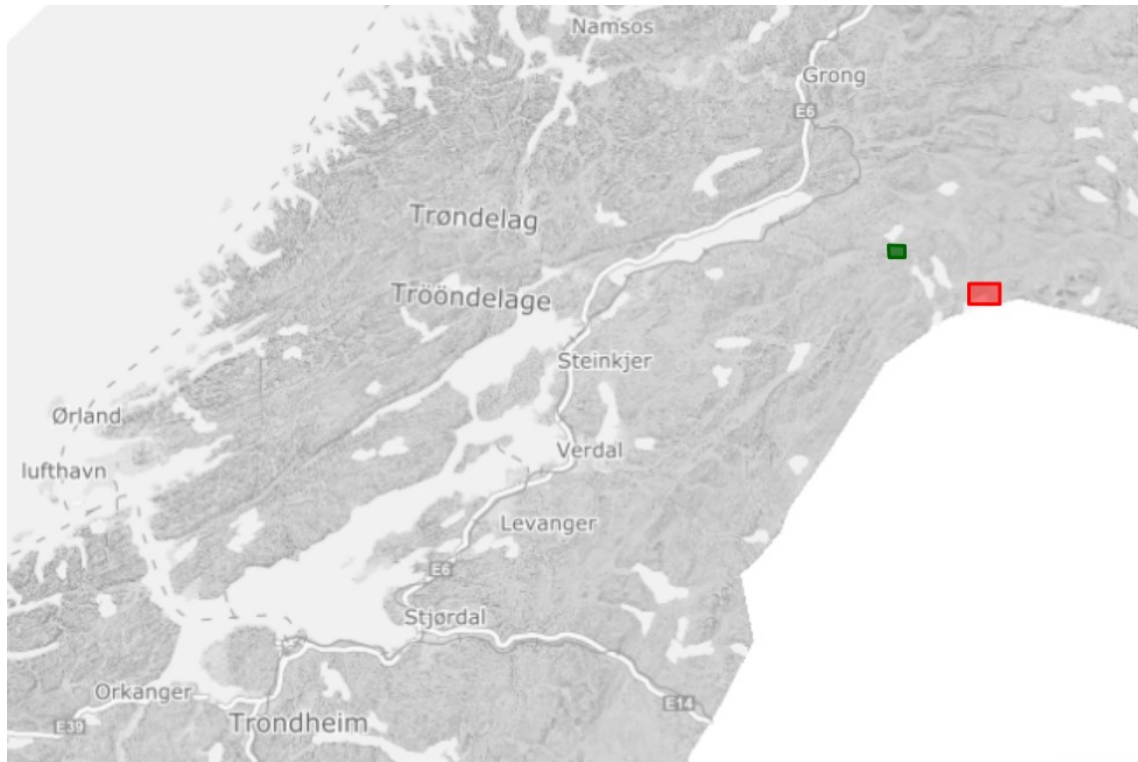
Komponentene i anlegget er som følger:

- Et dieselaggregat med en merkeeffekt på 12,7 kVA, 10 kW. Det er plassert i aggregathuset.
- Solcellepaneler med en samlet merkeeffekt på 4,56 kW. Det er plassert 12 paneler á 260 W på veggen til fjøset og er tilkoblet nettet via en omformer av typen Fronius Symo 5.0-3-M. Det er også plassert 8 paneler á 180 W på taket til aggregathuset.
- Det er montert 13 solcellepaneler á 260 W på nabohuset, men disse er ikke tilkoblet nettet.
- Batterbanken består av 12 blysyrebatterier á 4 V koblet i serie, som gir en samlet busspenning på 48 V og en samlet kapasitet på 1.148 Ah ved C20. Batterbanken er plassert i aggregathuset.
- Vindturbinen har en merkeeffekt på 2,5 kW og er plassert ved aggregathuset. Det er estimert at vindturbinen leverer tilnærmet null kWh til nettet.
- I aggregathuset er det plassert 3 stk omformere av typen Studer Innotec XTH 8000-48.

Gårdeier har et årlig innkjøp av diesel på 5.000 liter. Dette går til aggregat, traktor og gravemaskin. Gårdeier har estimert at omtrent 4.000 liter brukes på aggregatet.

Det årlige elektriske energiforbruket til hele gården er anslått til omtrent 10.000 kWh. Dette innebærer forbruk i hovedhus, hytter, nabo og fjøs.

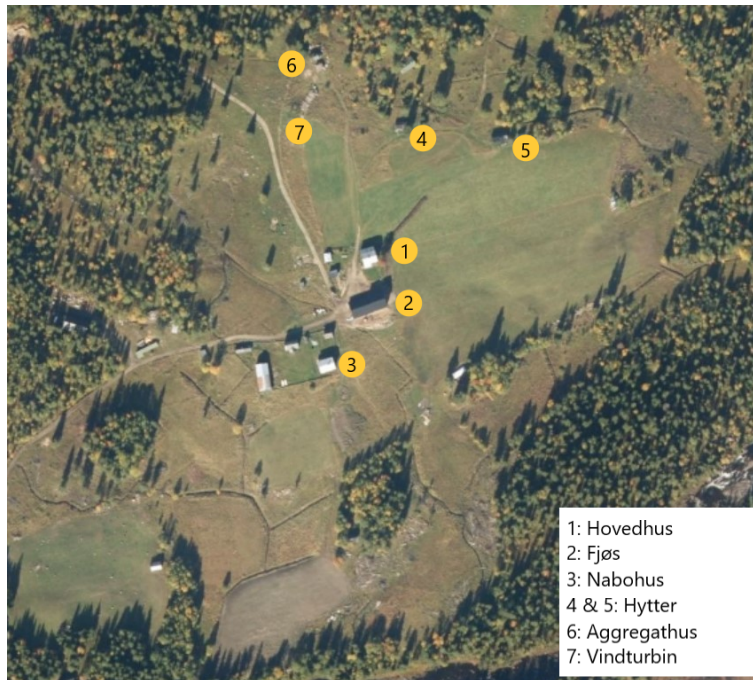
Vindturbinen produserer tilnærmet ingen energi i følge gårdeier og er derfor ikke prioritert i oppgaven.



Figur 4.1: Plassering av Gjevsjøen Fjellgård
(Kartverket og Geovekst 2020)

Figur 4.1 viser plasseringen til Gjevsjøen Fjellgård i rødt, helt inn mot svenskegrensen. Nærmeste tilkoblingspunkt til kraftnettet er ved Belbufjellet, omtrent 18 km luftlinje fra gården, og er markert i grønt på figuren.

Figur 4.2 viser et oversiktsbilde over gården med markeringer for de ulike anleggsdelene.



Figur 4.2: Dagens anlegg med anleggsdeler
(Kartverket og Geovekst 2020)

4.2 Scenarier

Det finnes en rekke muligheter for utvidelse av anlegget på Gjevsjøen Fjellgård. Dagens anlegg inneholder bl.a. solcellepaneler, og det er derfor naturlig å se på mulighetene for å utvide med flere paneler. Det er også aktuelt å se på kraftproduksjon i tilknytning til elven fra Livsjøen til Gjevsjøen.

Denne rapporten tar for seg ulike utvidelsesmuligheter, som er sortert i tabell 4.1. De er delt opp i tre ulike scenarier, hvor scenario 2, 3 og 4 er delt opp i to ulike alternativer. Scenario 1 går ut i fra dagens anlegg og bygges ut til 24 batterier og 7,94 kW solcellepaneler som allerede er kjøpt inn og delvis montert. Alle mulighetene bygger på scenario 1, og vil derfor inneholde 24 batterier, dieselaggregat og 7,94 kW med solcellepaneler. Et unntak fra dette er scenario 2, alternativ 1 som ikke inneholder dieselaggregat. Dette er fordi hensikten med dette alternativet er å se hvor mange kW med solcellepaneler som er nødvendig for å dekke energibehovet gitt at dieselforbruket er null. Dette alternativet simuleres derfor uten dieselaggregat slik at HOMER ikke benytter seg av aggregatet.

	Batteri 24stk	Diesel	Sol	Ekstra sol	Vann 2 kW	Vann 5 kW
Scenario 1	x	x	x			
Scenario 2, alt. 1	x		x	x		
Scenario 2, alt. 2	x	x	x	x		
Scenario 3, alt. 1	x	x	x		x	
Scenario 3, alt. 2	x	x	x		x	
Scenario 4, alt. 1	x	x	x			x
Scenario 4, alt. 2	x	x	x			x

Tabell 4.1: Aktuelle utvidelses-scenarier

Kapittel 4 vil se nærmere på forutsetningene for simulering i HOMER, og vil redegjøre for ressursene på Gjevsjøen Fjellgård samt kostnadene som ligger til grunn for simuleringene. Kapittel 5 vil ta for seg resultatene fra simuleringene, og vil forklare de ulike scenarioene og alternativene i nærmere detalj.

4.3 Forbruksmønster

Forbruket på Gjevsjøen Fjellgård er basert på informasjon gitt av oppdragsgiver. På gården er det to hus og fem hytter, hvor to av hyttene har tilknytning til mikronettet. Her er det anslått at forbruket i prosjektperioden holdes konstant. Før planlegging av utvidelsen til mikronettet må det gjøres en nøyaktig forbruksanalyse for gården.

4.3.1 Last i HOMER

Lastprofil i HOMER gir en grafisk representasjon av daglig lastprofil og årlig lastprofil. For å lage en realistisk lastprofil i HOMER er det viktig med en detaljert forbruksanalyse. Dette kan genereres automatisk fra en datalogg om det er tilgjengelig, hvis ikke må det gjøres manuelt. Det er da nødvendig å anslå effektbehovet time for time i tabellen gitt i HOMER. Verdiene som skal inn i tabellen er effektverdiene for diverse elektriske apparater som er i bygningen. Det må også tas hensyn til hvor lenge apparatene er på, og om de går samtidig eller ikke. De oppgitte effektene må tilpasses energiforbruket, og dette gjøres ved å oppgi en verdi for gjennomsnittlig energiforbruk per dag (scaled annual average) (HOMER PRO 2020d). På den måten vil det indirekte si noe om tiden hver effekttopp varer, fordi HOMER vet både effektbehovet ved en gitt time og energibehovet for dagen. Dette gir en lastprofil som er tilpasset de oppgitte effekttoppene og energibehovet.

For å gi en mer realistisk lastprofil bruker HOMER to parametere som lager variabilitet; tidssteg (time step to time step) variabilitet og dag-til-dag (day to day) variabilitet, som en prosentandel. Dag-til-dag parameteren endrer dag-til-dag lastprofil med en tilfeldig størrelse, innenfor en valgt grense, slik at lasten beholder den samme formen, men skales opp eller ned. Tidssteg parameteren endrer på formen til lastprofilen uten å påvirke størrelsen på den (HOMER PRO 2020a).

4.3.2 Lastmodellering

Det totale forbruket på Gjevsjøen Fjellgård har de siste årene ligget på ca. 10.000 kWh per år, hvor hovedhuset utgjør den største andelen av forbruket. Årlig forbruk i hovedhuset er hentet fra en måler som viser et forbruk på ca. 7.000 kWh. Forbruket på nabohuset og hyttene er basert på et estimat fra oppdragsgiver og anslås til å være ca. 3.000 kWh i året. Grunnen til at naboen har et lavere forbruk er fordi de ikke er hjemme i vinterhalvåret, samt at de har færre elektroniske

husholdningsapparater enn hovedhuset. Hyttene med tilknytning til nettet bruker alternative energikilder for varme, og har dermed et betydelig lavere effektforbruk. Tabell 4.2, 4.3 og 4.4 viser de elektroniske husholdningsapparatene, og forbruket til apparatene i husene og hyttene. Gasskomfyren bruker strøm til antening og belysning.

Sted	El. Utstyr	Effekt [W]	Brukstid [timer/uke]	Forbruk [kWh/år]
Kjøkken	Gasskomfyr	7.4	6	2.3
	Kjøkkenvifte	180	2	19
	Vannkoker	1.500	2.5	195
	Oppvaskmaskin	1.200	5	312
	Kjøleskap	90	56	262
	Fryseboks	90*4	70	1.311
	Mikrobølgeovn	750	1	39
Bad	Vaskemaskin	1.200	4	250
	Varme	600	38	1.186
Stue	Støvsuger	1.500	1	78
	TV	100	35	182
Hele bolig	Varmtvannsbereder	1.000	28	1.456
	Belysning	400	55	1.144
	Varme	900	17	800
Sum				7.236,3

Tabell 4.2: Forbruk i hovedhuset

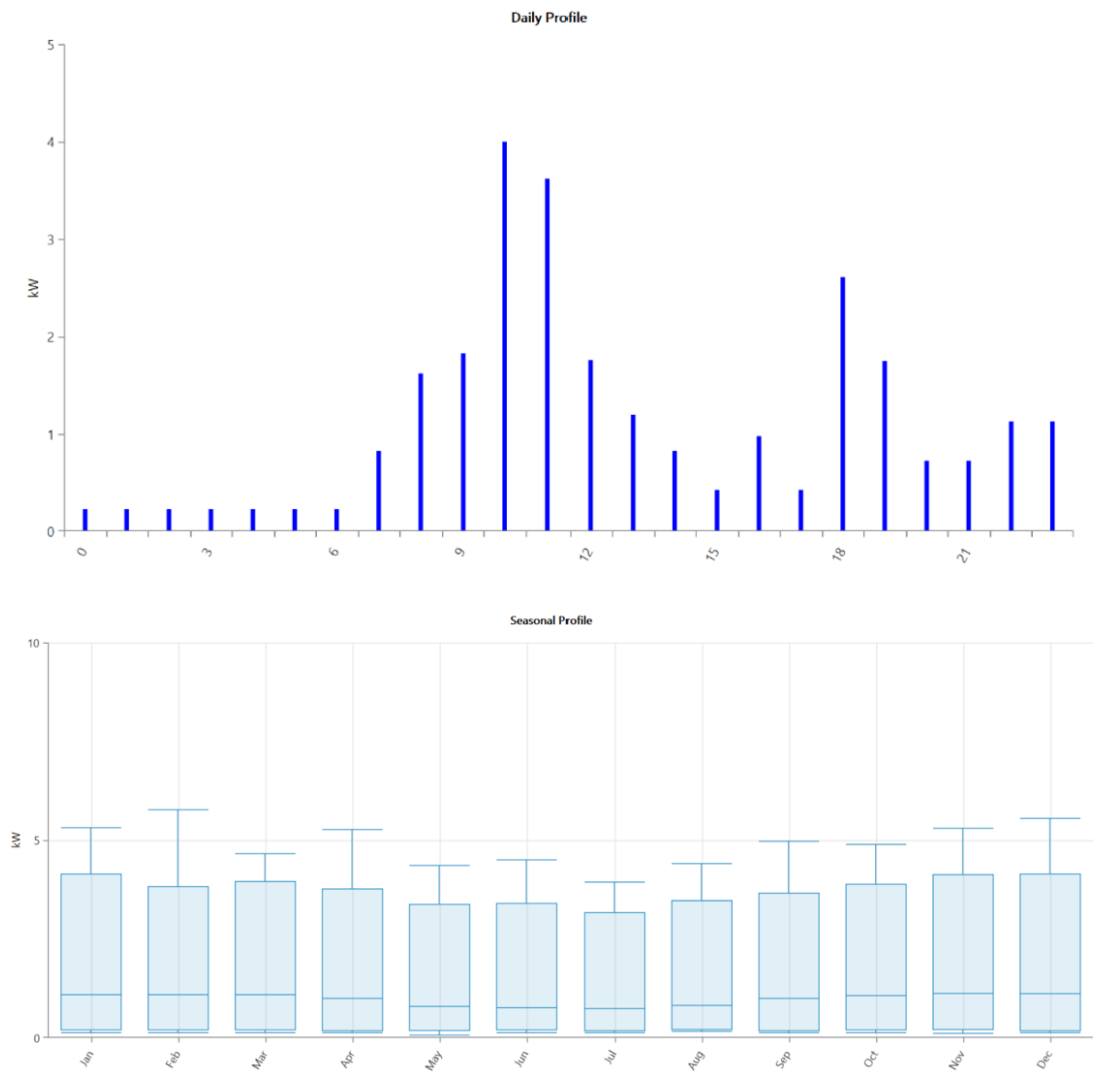
Sted	El. Utstyr	Effekt [W]	Brukstid [timer/uke]	Forbruk [kWh/år]
Kjøkken	Gasskomfyr	7,4	6	1,4
	Kjøkkenvifte	180	2	11
	Vannkoker	1.500	1	47
	Kjøleskap	90	56	262
	Fryseboks	90	70	328
Bad	Vaskemaskin	1.200	4	150
Stue	Støvsuger	1.500	1	47
	TV	100	20	62
Hele bolig	Varmtvannsbereder	1.000	28	873
	Belysning	400	47	587
	Varme	900	17	477
Sum				2.845,4

Tabell 4.3: Forbruk i nabohuset

Sted	El. Utstyr	Effekt [W]	Brukstid [timer/uke]	Forbruk [kWh/år]
Hytter	Gasskomfyr	7,4	4	1,5
	Kjøkkenvifte	180	2	19
	TV	100	6	32
	Belysning	100	20	104
Sum				156,5

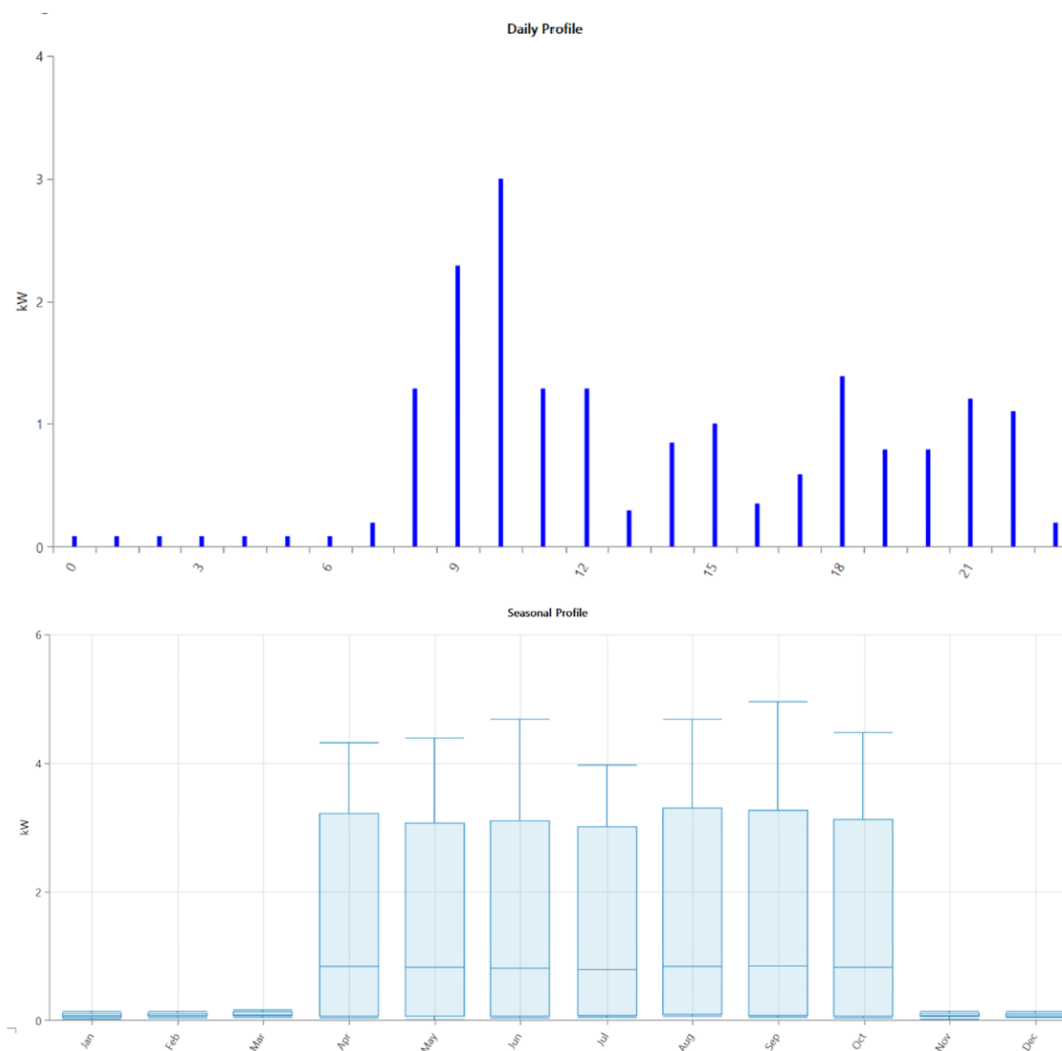
Tabell 4.4: Forbruk i hyttene

Effektverdiene fra tabellene 4.2, 4.3 og 4.4 tas i bruk i HOMER for å få en lastprofil. Lastprofilene viser forbruksmønsteret til beboere og gjester på gården. Figur 4.3 representerer lastprofilen til gårdeier som brukes i simuleringene i HOMER.



Figur 4.3: Lastprofil for hovedhuset

Figur 4.4 viser lastprofilen til naboen og hyttene. Etersom at HOMER ikke kan ta inn flere enn to lastprofiler samtidig, legges effektverdiene for hyttene sammen med nabohuset.



Figur 4.4: Lastprofil for nabohus og hytter

For å ha med årlig forbruk i HOMER, må det bergenes gjennomsnittlig energiforbruk per dag med gitt årlig forbruk. Det gjøres ved å ta årlig forbruk delt på antall dager i ett år. Daglig gjennomsnittsverdi for huset til oppdragsgiveren blir da 19,83 kWh/dag. For naboen og hyttene blir det 8,22 kWh/dag.

Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/day)	23.62	19.83
Average(kW)	.98	.83
Peak (kW)	5.77	4.85
Load factor	.17	.17

Load Type: AC DC

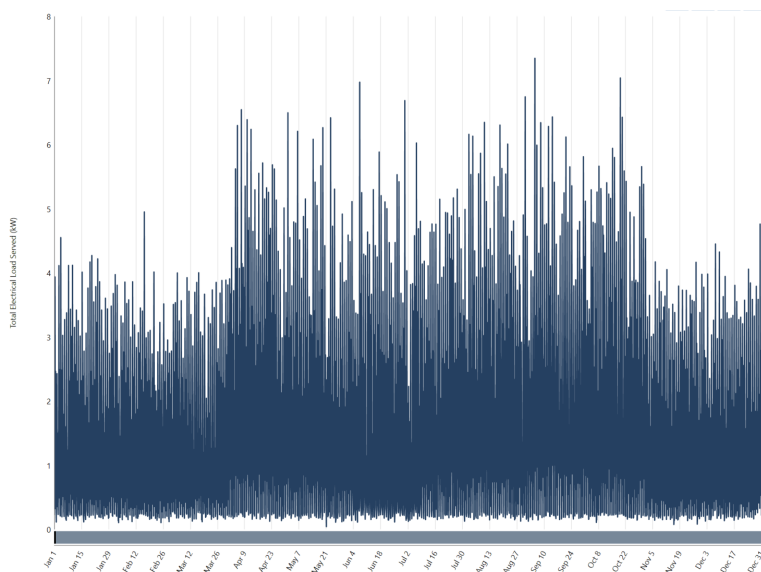
Figur 4.5: Topplast og forbruk for huset til oppdragsgiveren

Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/day)	12.59	8.22
Average(kW)	.52	.34
Peak (kW)	4.89	3.19
Load factor	.11	.11

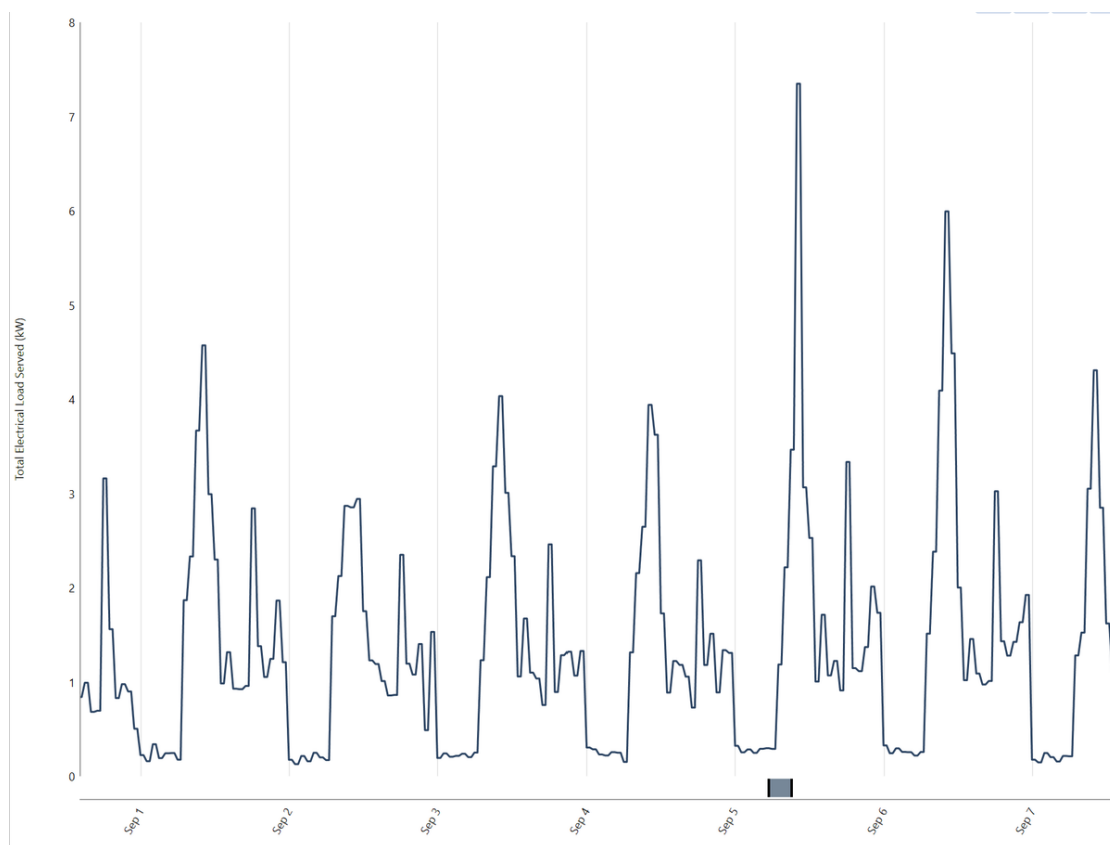
Load Type: AC DC

Figur 4.6: Topplast og forbruk for naboen og hyttene

Fra figurene 4.5 og 4.6 vises skalert topplast på 4,85 kW og 3,19 kW. For å finne den totale topplasten til gården må det gjøres en simulering. Før simulering skal dag-til-dag og tidsteg settes til 10% og 15%. Tidsteg for naboen og hyttene er satt til 20% på grunn av usikkerhet rundt oppgitt forbruk. Grafen i figur 4.7 viser forbruksdata over et år på Gjefsjø Fjellgård.



Figur 4.7: Samlet forbruk på Gjefsjøen Fjellgård for ett år



Figur 4.8: Forbruk på Gjeftsjøen Fjellgård over en uke

Figur 4.7 fra HOMER viser at høyeste topplasten er i begynnelsen av september, og 4.8 viser de første 7 dagene av september. Fra grafen sees det at topplasten er omtrent 7,5 kW.

4.4 Utbygging sol og batterier

4.4.1 Solcellepaneler

Valg av solcellepaneler i HOMER er gjort med utgangspunkt i de eksisterende panelene på Gjefsjøen Fjellgård. Disse panelene eksisterer ikke i katalogen til HOMER, og er derfor lagt til manuelt fra datablad. HOMER tar inn informasjon om temperaturkoeffisient, virkningsgrad, effektreduksjonsfaktor, helningsvinkel og samlet mekreeffekt for en matrise med solcellepaneler. Dette legges inn for panelene på fjøset (3,12 kW), aggregathuset (1,44 kW) og nabohuset (3,38 kW). For eventuelle ekstra paneler kan HOMER optimalisere for effekt, og man kan deretter regne ut manuelt hvor mange paneler som er nødvendig for å oppnå dette.

Alle panelene har en temperaturkoeffisient på $-0,42\%/^{\circ}C$, effektivitet på 15,98% og effektreduksjonsfaktor på 67,20%. Panelene på fjøset og nabohuset har en helning på 90° og panelene på aggregathuset har en helning på 45° . Figur 4.9 viser aggregathuset med paneler montert på taket.



Figur 4.9: Solcellepaneler på aggregathus



Figur 4.10: Solcellepaneler på fjøset

4.4.2 Utredning av solforhold på Gjefsjøen

I kapittel 2.2.4 ble det utredet formler for å beregne den optimale helningsvinkelen til et panel ut i fra solens bane på himmelen. Gjefsjøen Fjellgård befinner seg $64,1^\circ$ nord (Kartverket og Geovekst 2020). Anvendelse av formel (1) gir resultatene i tabell 4.5.

Måned	Jan	Mars	Mai	Juli	Sep	Nov
β_{opt}	$87,11^\circ$	$72,39^\circ$	$49,2^\circ$	$40,98^\circ$	$56,38^\circ$	$79,46^\circ$

Tabell 4.5: β_{opt} ved ulike dager i året

Tabell 4.6 viser solinnstråling på Gjefsjøen Fjellgård for 2016 ved ulike helninger. Dataene er hentet fra EUs PVGIS-ERA5 (*Photovoltaic Geographical Information System*) database, et nettverktøy for å finne solinnstråling på et gitt område (European Union 2020). Tabellen viser at det er størst årlig solinnstråling med en helning på omtrent 45° . I perioden september - mars vil man få størst solinnstråling med en helning på omtrent 60° . Den største solinnstrålingen vil man oppnå i perioden mai - juli med en helning på 30° . Disse tallene er i samsvar med det som

er vist tidligere, nemlig at den optimale helningen for hele året vil være i området $30^\circ - 45^\circ$, mens om vinteren vil det være gunstig med en brattere helning på $60^\circ - 90^\circ$. Utbyttet med en helning på opp mot 90° vil være marginalt på vinteren, men vil gjennom året gi betydelig mindre energi sammenlignet med en helning på 60° . I videre simuleringsarbeid benyttes det derfor en helning på 60° for eventuelle nye paneler.

Måned	$[kWh/m^2]$ for $\beta = 0^\circ$	$[kWh/m^2]$ for $\beta = 30^\circ$	$[kWh/m^2]$ for $\beta = 45^\circ$	$[kWh/m^2]$ for $\beta = 60^\circ$	$[kWh/m^2]$ for $\beta = 90^\circ$
Januar	4,64	10,63	12,87	14,39	14,91
Februar	21,65	35,66	40,28	42,81	40,99
Mars	57,96	79,45	84,96	86,29	76,06
April	116,38	140,77	143,94	140,21	112,52
Mai	153,54	171,76	169,75	160,12	117,23
Juni	150,55	157,28	151,42	139,29	96,83
Juli	136,59	145,11	140,69	130,03	92,33
August	100,41	117,02	117,61	112,69	87,02
Septemper	56,75	80,56	86,57	87,89	76,19
Oktober	31,63	57,99	66,82	71,8	69,01
November	7,26	15,15	18,03	19,9	20,18
Desember	1,33	1,84	1,98	2,04	1,9
Totalt	838,69	1.013,45	1.034,92	1.007,46	805,17

Tabell 4.6: Solinnstråling på Gjeftsjøen Fjellgård

Figur 4.11 viser et satellittbilde av Gjeftsjøen Fjellgård hentet fra solkart.no, hvor det tydelig kommer frem at de sørovervendte takene er mye mer egnet enn takene som er vendt mot nord, øst og vest. Rød farge betyr velegnet, oransje/gul er middels egnet, og blå/grønn er dårlig egnet. Dette bildet tar likvel kun hensyn til asimut og ikke helningsvinkel på taket da det er et automatisk generert bilde og ikke kjenner detaljene til taket. De fleste tak i Norge, inkludert disse, har en helning på rundt $30^\circ - 50^\circ$, men det er mulig å montere paneler med en ekstra bratt helning om ønskelig. Ut fra dette og de andre satellittbildene i rapporten er det mulig å estimere en asimut på de sørovervendte takene på hovedhus, nabohus og fjøs til $\gamma \approx -15^\circ$, altså i retning sørøst. Aggregathusets asimut $\gamma \approx -20^\circ$. Disse verdiene vil ha en liten, men merkbar, innvirkning på hvor mye effekt panelene kan levere.



Figur 4.11: Solkart over Gjevsjøen Fjellgård
(Norkart 2016)

Figur 4.12 viser et oversiktsbilde med markeringer hvor gårdeier vurderer montering av ytteligere paneler. Dette gjelder taket på fjøset, veggen eller taket på en nærliggende hytte, paneler montert på bakkestativ i nærheten av vindturbinen og aggregathuset, og paneler montert på en eventuell kraftstasjon i tilknytning til mikrokraftverk. I sistnevnte tilfelle må det hogges trær rundt kraftstasjonen slik at panelene ikke plasseres i skyggen.



Figur 4.12: Mulige plasseringer for solcellepaneler
(Kartverket og Geovekst 2020)

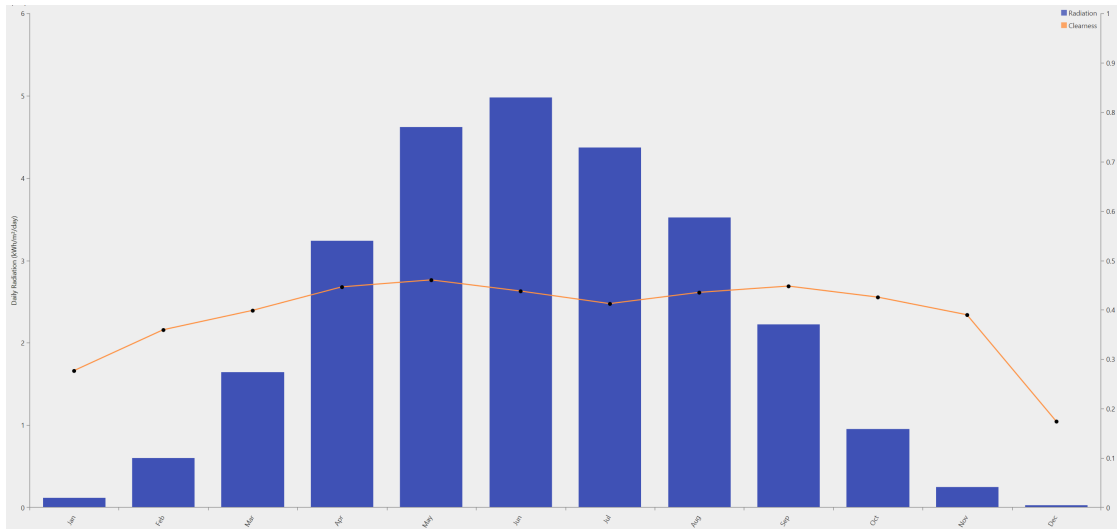
Ved simulering i HOMER kan det benyttes en soldatabase fra NASAs *Surface meteorology and Solar Energy database*, som baserer seg på målinger fra perioden 1983-2005, for å beregne solinnstråling gjennom året. Disse dataene er satt inn i tabell 4.7 sammen med data fra PVGIS-ERA5 som hadde målinger for perioden 2005-2016. Alle tall gjelder for helning $\beta = 0^\circ$, da dette er vinkelen HOMER benytter som utgangspunkt for solressursen.

Måned	(PVGIS-ERA5) [kWh/m ² /dag]	(NASA) [kWh/m ² /dag]	Gjennomsnitt [kWh/m ² /dag]
Januar	0,144	0,120	0,132
Februar	0,757	0,600	0,679
Mars	2,141	1,640	1,891
April	3,864	3,240	3,552
Mai	4,875	4,620	4,748
Juni	4,822	4,980	4,901
Juli	4,399	4,370	4,385
August	3,364	3,520	3,442
Septemper	1,872	2,220	2,046
Oktober	0,832	0,950	0,891
November	0,219	0,250	0,235
Desember	0,047	0,030	0,039

Tabell 4.7: Daglig solinnstråling på Gjefsjøen Fjellgård

Da avviket mellom tallene fra EU og NASA er relativt små, og NASAs målinger strekker seg over en lengre tidsperiode og er integrert i HOMER, vil denne rapporten benytte NASAs tall i simuleringene. Det er valgt å ikke benytte gjennomsnittet av disse da de er hentet fra ulike satellitter og organisasjoner, og det kan være forutsetninger og parametre som påvirker tallene som ikke er tilgjengelig. Simuleringer av dagens anlegg med solressursene til NASA har gitt resultater som stemmer svært godt med produksjonen fra panelene på fjøset for 2017.

NASAs data er visualisert i HOMER i figur 4.13, og viser solinnstrålingen for hver måned i blå søyler. Den oransje grafen viser en *klarhetsindeks* fra 0 til 1 som representerer tap i solinnstråling på grunn av skydekke og atmosfæren. Denne dataen utgjør solressursen som HOMER legger til grunn for simuleringer med solcellepaneler, og omtales GHI (Global Horizontal Irradiation). Figuren viser tydelig at det vil bli problematisk å forsyne gården med den nødvendige effekten mellom oktober og februar. Det vil enten kreve svært mange paneler eller mye lagringskapasitet.



Figur 4.13: GHI som benyttes i HOMER

4.4.3 Paneler

Tabell 4.8 viser informasjon for paneler fra GETEK, gitt av gårdeier.

Produsent	Pris [kr]	P_{max} [W]	η [%]	$\%/^{\circ}\text{C}$	$[\text{W}/\text{m}^2]$
Solartek PVP26030	1242	260	15,98	-0,42	158,8
Solartek PVMHE29030	1582	290	17,60	-0,42	179

Tabell 4.8: Teknisk data for solcellepaneler

Tabell 4.9 viser en tilsvarende tabell for priser hentet fra Solcellespesialisten. Disse panelene er inkludert for å vise at det er et stort utvalg i paneler, og at dyrere paneler ofte har en høyere virkningsgrad. HOMER beregner den totale effekten som er nødvendig for å fylle behovet: paneler med høyere merkeeffekt og virkningsgrad vil gjøre det mulig å oppnå den samme leverte effekten fordelt på færre paneler. På Gjefsjøen Fjellgård er økonomi en større begrensning enn areal, slik at det ikke er prioritert å kjøpe dyrere paneler som leverer en høyere effekt per areal. Dagens anlegg inneholder i hovedsak paneler av typen PVP26030, og derfor er disse panelene benyttet ved simuleringer i HOMER.

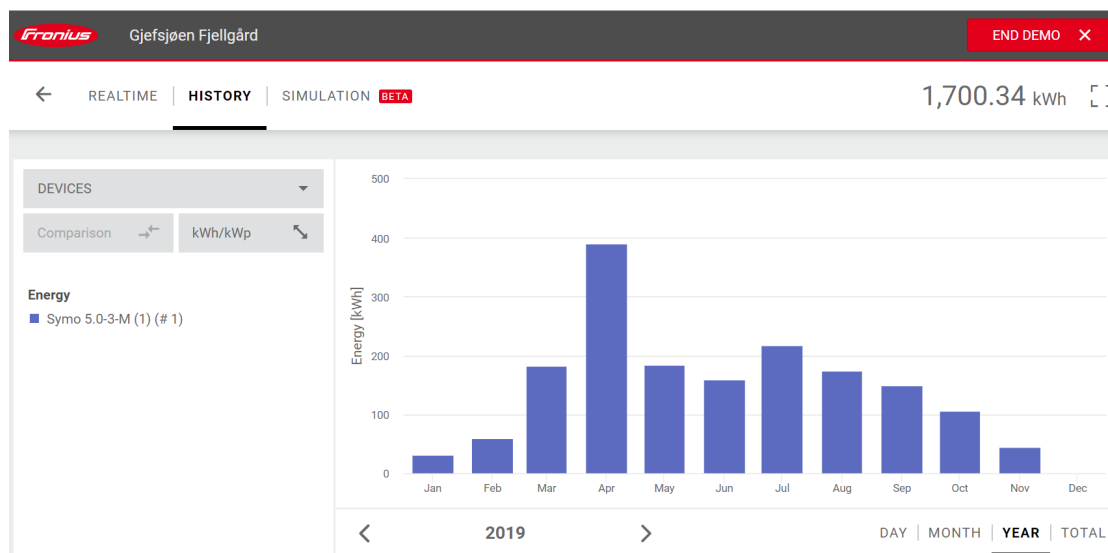
Produsent	Pris [kr]	P_{max} [W]	η [%]	[kr/W]	[W/m ²]
JA Solar	1.199	320	19,4	3,75	193,89
Sunpower	1.999	325	19,3	6,15	192,69
Sunpower	4.149	360	22,2	11,52	220,90
Sunpower	4.999	390	22,1	12,82	220,62

Tabell 4.9

4.4.4 Tap

Alle solcellepaneler vil ha tap som følge av skygge, støv, snø, varme osv. Disse kan beregnes ved formel (3), hvor vi løser med hensyn på PR. Her brukes tallene fra PVGIS for 2016 som et estimat på gjennomsnittlig solinnstråling på Gjefsjøen. Ved en helning på 90° var innstrålingen 805,17 kWh/m², mens produksjonen var 1.700 kWh fra panelene på fjøset i 2019 slik som vist i figur 4.14. Det antas at disse tallene er representative for forholdene på Gjefsjøen over tid, og PR til panelene kan beregnes som følger:

$$PR = \frac{E}{A \cdot r \cdot H} = \frac{1.700 \text{ kWh}}{12 \cdot 1,64 \text{ m}^2 \cdot 15,98\% \cdot 805,17 \text{ kWh/m}^2} = 67,14\%$$



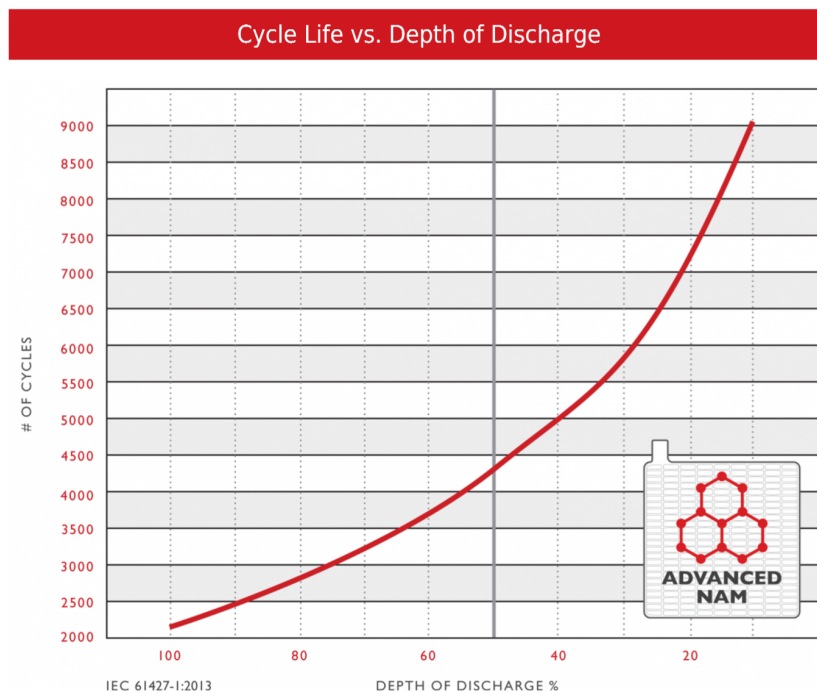
Figur 4.14: Produksjon fra paneler montert på fjøset (Fronius 2019)

4.4.5 Batteri i HOMER

Modellen av batteriet importeres fra HOMERs bibliotek. De spesifiserte egenskapene til batteriet er blitt sjekket opp mot datablad fra leverandør og oppdatert heretter. Et batteri som ikke er i biblioteket kan legges til manuelt. Det spesifiseres antall batterier i én string, det vil si antall batterier som er seriekoblet, for å oppnå ønsket spenning. Under simulering kan HOMER optimalisere antall batterier, men er låst til stringstørrelsen som er valgt før simulering. Hvis det legges inn en stringstørrelse på 12 vil HOMER bestemme hvor mange serier på 12 batterier som er optimalt.

4.4.6 Batterier på Gjeffsjøen

På Gjeffsjøen benyttes i dag batterier av typen Rolls 4 KS 21P, 4V blysyrebatteri. Batteribanken består av 12 stk batterier i serie, som gir en busspenning på 48 V. Figur 4.15 viser batteriets levetid ved ulike DoD. Kapasiteten til et batteri ved C20 er 1.148 Ah. Ved C50 er kapasiteten 1326 Ah og ved C1 er kapasiteten 517 Ah.



Figur 4.15: Rolls 5000 blysyrebatteri
(Rolls Battery Engineering 2019a)

Gårdeier har kjøpt ytterligere 12 batterier av samme type, som i skrivende stund er på lager hos GETEK. Det er ventet at disse batteriene transporteres til gården og monteres til batteribanken i løpet av våren 2020. Batteribanken vil etter dette bestå av 24 stk batterier, og kapasiteten vil derfor dobles fra 1.148 Ah til 2.296 Ah ved C20. Denne utvidelsen er inkludert i scenarioene som skal simuleres.

Den nødvendige størrelsen på batteribanken vil være avhengig av valgt energikilde og forbruk. På vinterstid estimeres det et dagsbehov på omtrent 28 kWh. Det gir et behov på $\frac{28 \text{ kWh}}{48 \text{ V}} = 583,3 \text{ Ah}$ per døgn. Dette rundes opp til 600 Ah for å unngå underdimensjonering. Behovet for to døgn vil da være 1.200 Ah, og for tre døgn vil det være 1.800 Ah. Ved dimensjonering av batteribanken må det tas hensyn til ønsket DoD og levetiden til batteriene. For optimal levetid er det ikke ønskelig med en DoD over 50%, som betyr at det er nødvendig med en batteribank med kapasitet 1.200 Ah for å dekke energibehovet for én dag. For å dekke to dagers energibehov vil det være nødvendig med en batteribank som kan levere 2.400 Ah, osv. Ut i fra dette vil batteribanken (med 24 batterier) kunne dekke omtrent 2 dagers forbruk. Dette vil likevel variere da strømforbruket ikke er jevnt gjennom dagen, og behovet er varierende gjennom året.

Valget av ønsket batterikapasitet vil i tillegg være avhengig av energikildene som benyttes. Et anlegg som produserer energi fra én kilde vil være mer sårbar for uforutsette hendelser, og vil derfor være mer avhengig av energilagring. Et anlegg som inkluderer et dieselaggregat vil ha en reserve i form av drivstoff som kan benyttes hvis andre kilder ikke produserer i en viss periode.

Batteribanken er en viktig bidragsyter til å håndtere toppaster. I et anlegg med et mikrokraftverk som leverer kontinuerlig effekt vil det være nødvendig med batterier som kan levere ekstra effekt når lasten er større enn mikrokraftverkets leverte effekt. Solcellepaneler vil dekke toppaster som inntreffer når det er sol, men ikke på kveldstid og på vinterstid når det er lite solinnstråling. En batteribank bestående av 24 batterier av denne typen kan levere en strøm på 114,8 A ved C20. En tillatt DoD på 50% betyr at den kan levere en strøm på 114,8 A i 10 timer. Dette gir en levert effekt på $48 \text{ V} \cdot 114,8 \text{ A} = 5,51 \text{ kW}$ ved C20. Batteribanken kan levere en høyere effekt i en kortere tid, eller en lavere effekt i lengre tid, avhengig av behov. På Gjefsjøen Fjellgård er topplasten anslått til 7,5 kW, og en batteribank med 24 batterier er derfor ansett som tilstrekkelig for å dekke effektbehovet. Batteribank-autonomiteten på omtrent 2 døgn er også akseptabelt.

4.5 Vannkraft

4.5.1 Vannkraft i HOMER

De tekniske parametrene som HOMER tar inn ved beregning av vannkraft er tilgjengelig fallhøyde, turbinvirkningsgrad, rørgate-falltap gitt i %, maks-, minimum- og nominell slukeevne til turbin (HOMER PRO 2020b).

Tilgjengelig fallhøyde i HOMER tilsvarer brutto fallhøyde, som HOMER bruker sammen med rørgate-falltap i prosent til å finne netto fallhøyde. Turbinvirkningsgrad i HOMER innebærer den samlede virkningsgraden til generatoren og turbinen i vannkraftverket. Maks- og minimumslukeevne oppgis i prosent i forhold til nominellslukeevne til turbinen. Den nominelle slukeevnen til turbinen oppgis i liter per sekund.

De økonomiske parametrene HOMER tar inn er totalkostnaden for å bygge kraftverket, erstatningskostnadene, vedlikeholdskostnadene per år og forventet levetid på kraftverket. For å finne et estimat på totalkostnaden for et vannkraftverk må det gjøres en totalvurdering for alle kostnadene i et slikt prosjekt.

For å kunne simulere strømproduksjon ved vann er HOMER avhengig av en vannressursparameter som må beregnes ut i fra de hydrologiske forholdene i området (HOMER PRO 2020c). Parametere som må bestemmes for å modellere vannressursen er månedlig gjennomsnittsvannføring og alminnelig lavvannføring.

4.5.2 Utredning av forhold

Hydrologi

I 2003 gjorde NTE en utredning av forholdene for et vannkraftverk på Gjefsjøen Fjellgård. Å gjennomføre målinger av vannføring er ressurs- og tidskrevende og gjennomføres på tidsperioder på minst et år (NVE 2015). Ettersom at NTEs tall på forhold og hydrologi er et godt anslag gjennomført av fagfolk er tallene og beregningene bedre enn det som ville vært mulig å skaffe i løpet av oppgaveperioden. Derfor vil NTEs tall og beregninger bli brukt i denne oppgaven. Prosjekteringen av et vannkraftverk på Gjefsjøen Fjellgård gjennomført av NTE ligger vedlagt i Vedlegg B og arbeidstegninger for turbin og dam ligger vedlagt i Vedlegg A.

Alminnelig lavvannføring er gitt av NTE til 6-8% av middelvannføring som vil si

250-330 l/s. Konesjonsplikt inntreffer dersom alminnelig lavvannføring ikke kan opprettholdes. I konesjonsfire vannuttak blir alminnelig lavvannføring brukt som minstevannføringskrav (Skaugen, T. mfl. 2015). Ettersom elvens laveste vannføring går under alminnelig lavvannføring vil ikke dette være tilfelle. Siden det er ønskelig med konstant og sikker strømproduksjon igjennom hele året antas det at det ikke blir fastsatt en minstevannføring og det er dermed vann for produksjon tilgjengelig hele året for de alternativene som skal beregnes i denne oppgaven.

Utifra varighetskurven kan det ikke leses hvilke måneder i året det er lite vann eller mye vann. Ettersom at HOMER tar inn månedlig gjennomsnittsvannføring må det gjøres en forenkling når vannressursparameteren velges. I oppgaven vil gjennomsnittsvannføringen bli satt til middelvannføringen 4.100 l/s for hver eneste måned. Alminnelig lavvannføring settes i HOMER som 330 l/s.

Plassering

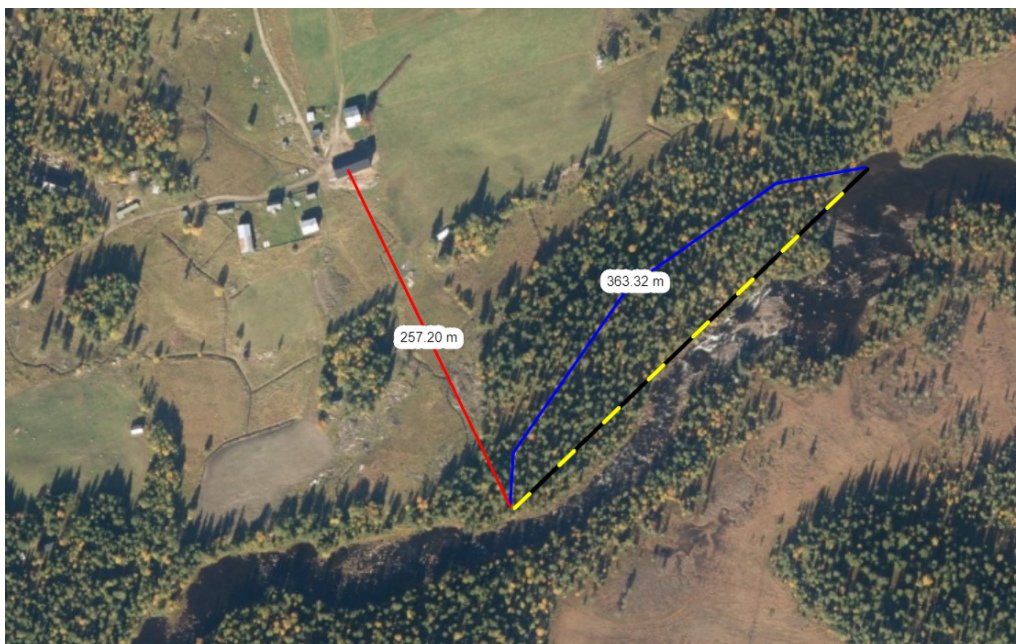
Det blir vurdert to scenarioer med forskjellig ytelse. Hvert av disse scenarioene vil ha to alternativer med forskjellig plasseringen av mikrokraftverket. Figur 4.16 viser avstanden fra gården til de mulige plasseringene til kraftstasjonen. Gul strek er avstanden til NTEs plassering og rød strek er avstand til alternativ plassering.

Alternativ 1 er basert på utredningen til NTE. Inntak, uttak og kraftstasjon vil være plassert på samme sted, men det vil ikke bli bygget en kanal da dette ikke er ønsket av oppdragsgiver. I stedet for kanal er det her planlagt en rørgate hele strekningen fra inntak til uttak. Denne rørgaten er omtrent 240 m tilsammen. Kraftstasjonen er plassert slik at overføringskabelen blir på 800 m. Energooverføringen skjer over en kabel istedenfor luftlinje etter ønske fra oppdragsgiver. Fallhøyden på 5,9 m er hentet fra NTEs utredning. Dimensjonene på komponentene i rapporten blir annerledes fra NTEs planlegging da kraftverket skal ha en lavere ytelse enn NTEs kraftverk. Plasseringen og avstander kan sees i Vedlegg A og i figur 4.16.

Alternativ 2 er basert på ønsker og tidligere planer fra oppdragsgiver. Plasseringen er i følge oppdragsgiver i et lettere terreng og det krever mindre sprengning ved utbygging av anlegget. Fallhøyden ved denne plasseringen er rett over 6 m, men på grunn av usikkerheter ved målinger og for å gi bedre sammenligningsgrunnlag så forenkles denne til 5,9 m slik som i alternativ 1. Kraftstasjonen er plassert nærmere gården og krever derfor en kortere overføringskabel på omtrent 260 m. Rørgaten vil her bli på omtrent 360 m. Målinger for dette alternativet har blitt gjort på kartverket og kan sees i figur 4.17. Blå linje er rørgate, rød linje er kabel fra kraftstasjon til gården, og striplet linje lager høydeprofilen som er vist i Vedlegg C.



Figur 4.16: Mulige plasseringer for mikrokraftverk
(Kartverket og Geovekst 2020)



Figur 4.17: Plassering for alternativ 2
(Kartverket og Geovekst 2020)

Ytelse på mikrokraftverket

Kraftverket som er prosjektert av NTE skulle ha en generator på 29 kVA som kunne levere 25 kW. Anslaget til NTE var at denne generatoren skulle produsere 182.000 kWh per år. Hele kraftverket var beregnet til å koste 1.930.000 kr. Dette ble ansett som for dyrt for gårdeier og kraftverket har som resultat ikke blitt bygget. Årlig forbruk på Gjefsjøen Fjellgård er anslått til å være 10.000 kWh per år. Når effekttoppene dekkes av batteriene og produksjon fra solcellepaneler i de dimensjonerende månedene er lik null, så vil det være mulig å dekke dette behovet med en ytelse levert av mikrokraftverket på ca. 1,14 kW. Utifra dette behovet kommer det frem at NTEs kraftverk er overdimensjonert. I denne oppgaven vil det sees på et kraftverk som kan levere 2 kW da er nok til å dekke behovet med en god sikkerhetsmargin. Det vil også bli sett på et kraftverkt med ytelse på 5 kW for å gi et sammenligningsgrunnlag på pris for hva et større kraftverk vil koste. Dette kraftverket vil dekke fremtidig behov og gi mulighet til å øke forbruket til gårdeier med for eksempel elektrisk oppvarming. Scenario 3 tar for seg et mikrokraftverk på 2 kW mens scenario 4 tar for seg et på 5 kW.

4.5.3 Vannkraftverk

For å få gjort en totalvurdering av kostnadene må konkrete valg av komponenter tas ut i fra forholdene i de forskjellige alternativene som skal sees på i oppgaven.

Valg av turbin/generator

For små kraftverk vil generator og turbin leveres sammen i en pakke og vil tilpasses etter økonomiske og tekniske forhold. Turbintype velges ut i fra diagrammet i figur 2.13. Ut i fra forholdene i området er både kaplan- og tverrstrømsturbin alternativer som vurderes. For små anlegg slik som på Gjefsjøen bør man gå for en lavkost turbin, da normalt både kaplan og francis vil bli for kostbar (SWECO Norge AS 2010). I videre beregninger vil virkningsgrad til tverrstrømsturbin bli brukt. Ut i fra varighetskurven i Vedlegg B til elven vil vannføringen som tas ut til turbinen være så å si konstant hele året vil turbinen ligge på optimal virkningsgrad igjennom hele året, det kan derfor velges en virkningsgrad i det øvre sjiktet for tverrstrømsturbiner 2.4.4. Generatoren vil tilpasses turbinen så lenge det er økonomisk hensiktsmessig (SWECO Norge AS 2010). Virkningsgrad til generator synker typisk etter størrelse på generatoren, og vil ha lavere virkningsgrad jo mindre den nominelle effekten er 2.2. Ut i fra tabellen har små generatorer ved 10 kW en virkningsgrad på 0,910, ved å ta en lineær interpolasjon mellom 50 kW og 10 kW får vi en virkningsgrad på 0,904 ved 2 kW fra ligning (14). Dette avrundes til en virkningsgrad på 0,90 for å gi en større feilmargin, og videre i oppgaven

blir denne verdien brukt i beregningene. Interpolering for 5 kW viser at det blir samme virkningsgrad for 2 kW og 5 kW generator når det rundes ned til nærmeste hundredel.

$$F(2kW) = 0,910 + (0,940 - 0,910) \cdot \frac{(2kW - 10kW)}{(50kW - 10kW)} = 0,904 \approx 0,9 \quad (14)$$

For å finne merkeytelsen på en eventuell generator brukes effektfaktor 0,86, da dette er nødvendig for å kunne ha kontroll på spenningen på nettet (Teori 2.4.5). Merkeytelsen for en generator som kan levere 2 kW vil være 2,5 kVA, og for en generator som kan levere 5 kW vil være 6 kVA.

Komplett elektromekanisk leveranse

Etter som det var vanskelig å få konkrete priser på anleggsdeler fra bedrifter som vi har kontaktet har vi basert vårt prisanslag ut i fra NVEs håndbok om kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg. Denne håndboken er beregnet på små vannkraftanlegg opp til 10.000 kW, men mikroturbiner mindre enn 5 kW er ikke i tilstrekkelig grad tatt med i priskurvene. For turbiner mindre en 5 kW er prisen mer enn 30.000 kr/kW, og prisen kan varieres fra 30.000 til 100.000 kr/kW. I simuleringene er derfor prisen satt til et gjennomsnitt av dette estimatet, altså 65.000 kr/kW (SWECO Norge AS 2010). I prisen på komplett elektromekanisk leveranse inngår normalt følgende:

- Turbin
- Turbinstyring
- Innløpsventil
- Generator
- Kontrollanlegg
- Koplingsanlegg
- All intern kabling i stasjonen
- Transport, forutsatt kjørbare vei
- Prosjektering, montasje og idriftsettelse

Rørgate

Ut i fra virkningsgrad på turbin, virkningsgrad generator, ønsket falltap, rørmateriale samt ønsket nominell effekt kan rørgaten dimensjoneres. Type rørmateriale kan velges ut i fra trykk i rørgaten. Total virkningsgrad for systemet defineres i ligningen (15).

$$\eta = \eta_{generator} \cdot \eta_{turbin} \cdot \eta_{rørgate} \quad (15)$$

Størrelsen på vannstrømmen igjennom rørgaten gis av formelen (16).

$$q = \frac{P_n}{\eta \cdot \rho_{vann} \cdot g \cdot H} \quad (16)$$

Når vannstrømmen er funnet brukes formel (8) til å finne diameteren til rørgaten ved ønsket falltap på 4% ut i fra lengden på rørgaten, fallhøyde og mannings-koeffisienten til valgt materiale for rørgaten. Pris per meter rørgate er basert på valgt materiale, diameter og tykkelse på rør. Valg av materiale og tykkelse på rør må baseres på flere faktorer slik som dynamisk trykk i rørgaten (2.4.3), pris og andre praktiske forhold. For rørgater til mikrokraftverk er det typisk et materiale som skiller seg ut: Polyetylen (PE) (Fossingkraft AS udatert). Dette gjelder også for mikrokraftverket på Gjefsjøen Fjellgård. PE-rør kommer i relevante trykklasser og dimensjoner (SWECO Norge AS 2010), er det rimeligste alternativet og av en rekke praktiske hensyn det enkleste materiale å jobbe med (Fossingkraft AS udatert). Pris for rørgate beregnes ut fra diagram i NVEs Håndbok 2010 Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg og oppgis i kr/meter. I oppgaven brukes det en montasjekostnad på 25% (SWECO Norge AS 2010). Se Vedlegg C.

Kraftstasjon i dagen

Pris på kraftstasjon er basert på et anslag fra oppdragsgiver i tillegg til NTEs tidligere beregninger. Prisen blir noe lavere enn NTEs beregninger da oppdragsgiver kan gjennomføre mye av arbeidet på egenhånd og byggekostnadene blir derfor lavere. NTEs beregninger er estimert for et større kraftverk og vil være overdimensjonert for et 2-5 kW kraftverk. Kraftstasjonen skal bygges i dagen og kostnadene for utbyggingen av den vil bestå av materialkostnader.

Kabel

Pris på kabel vil være avhengig av strømføringsevne til kabelen. Strømføringsevnen er avhengig av kabelverrsnitt og ledermateriale, samt forlegningsmetode og omgivelsestemperatur (Norsk Elektronisk Komité 2018). Kabelen forlegges i jord

da dette er ønsket av oppdragsgiver for at den ikke skal være til hinder og for å unngå person-, dyr- og materiell skade.

Inntak/dam

Pris på dam og inntak er hentet fra NTEs tidligere beregninger gitt i Vedlegg B. Disse verdiene er blitt brukt som utgangspunkt for vårt prisanslag, ettersom dette er et anslag for et 25 kW anlegg vil dette være noe overdimensjonert.

Uforutsette kostnader

Uforutsette kostnader settes normalt til 10% av prosjektets samlede kostnader (SWECO Groner AS 2005). På grunn av mye usikkerhet rundt kostnadsestimering av små kraftverkt er er uforutsette kostnader satt til 15% for å øke sikkerhetsmarginen.

Byggherreutgifter

Byggherreutgifter kan variere mye, men settes ofte mellom 5-15% av prosjektets samlede kostnader. I videre beregninger settes denne verdien til 10% (SWECO Groner AS 2005).

4.5.4 Beregninger

Beregninger og fremgangsmåte for scenario 3 alternativ 1 med 2 kW ytelse vil bli vist under. For scenario 3 alternativ 2, scenario 4 alternativ 1 og alternativ 2 vil resultat kun bli satt opp i tabell.

Scenario 3, Alternativ 1

1. Ønsket effekt: 2 kW
2. Virkningsgrad turbin settes til 0,84 da vi er i det øvre sjiktet til en tverrstrømsturbin for et lite anlegg. Virkningsgrad til generator er satt til 0,90. Ønsket falltap er på 4% da dette er anbefalt, som funnet i kapittel 2.4.3.
3. Finner q ved ut i fra formel (16):

$$q = \frac{2 \text{ kW}}{0,7258 \cdot 997 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,8 \text{ m/s}^2 \cdot 5,9 \text{ m}} = 0,04776 \text{ m}^3/\text{s} = 47,76 \text{ l/s} \quad (17)$$

4. Finner trykk i rørgate ved formel (9):

$$p_1 + \rho g h_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p_2 + \rho g h_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad (18)$$

Farten vil være det samme fordi diameteren til røret er lik hele veien, og høyden ved utløpet vil være null. Derfor blir ligningen:

$$p_2 = p_1 + \rho g h_1$$

Trykket p_1 ved innløpet er lik lufftrykket, og tettheten ρ til vannet er 997 kg/m^3 . Høyden h_1 er $5,9 \text{ m}$, og trykket ved utløpet bli:

$$p_2 = 100.000 \text{ Pa} + 997 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 5,9 \text{ m}$$

$$p_2 = 157.705 \text{ Pa} = 1,58 \text{ bar}$$

Må bruke sikkerhetsfaktor på 30% fra kapittel 2.4.3.

$$p_2 = 1,58 \text{ bar} \cdot 1,30 = 2,05 \text{ bar}$$

Det velges P4 PE rør da dette er dimensjonert til 4 bar (SWECO Norge AS 2010).

5. Finner diameter rørgate ved hjelp av formel (8). Kraftstasjonen vil ligge 240 m unna inntaket, og det er derfor behov for 240 m med rørgate. Mannings-koeffisient hentes fra tabell (ESHA 2004).

$$D = 2,69 \cdot \left(\frac{0,015^2 \cdot (0,04776 \text{ m}^3/\text{s})^2 \cdot 240 \text{ m}}{5,9 \text{ m}} \right)^{0,1875} = 0,357 \text{ m} = 357 \text{ mm} \quad (19)$$

6. Pris rørgate er ifølge Vedlegg D 350 kr/m. Dette fører til en totalpris på 84.000 kr. Med en montasjekostnad på 25% blir dette 105.000 kr.
7. Pris på elektromekaniskpakke er satt til 65.000 kr/kW. Med 2 kW ønsket tilsvare det på totalt 130.000 kr.
8. I samarbeid med gårdeier er pris på kraftstasjon i dagen anslått til 100.000 kr.
9. Kabel som blir tatt i bruk er TFXP 4x25AL. Ifølge (Norsk Elektronisk Komité 2018) vil denne forlagt i jord tåle en belastningstrøm på 69 A som er mer enn nok for dette prosjektet. Oppdragsgiver har fått tilbud på 62 kr/m. Med kraftverk som er 800 m unna gården vil det tilsvare 49.600 kr.
10. Dam og inntak tar utgangspunkt i NTEs beregninger som er prosjektert til 100.000 kr for dam og 67.000 kr for inntakskum. 167.000 kr totalt.
11. Hvis uforutsette utgifter settes til 15% av hele prosjektets kostnad kommer de på 82.740 kr. Byggherreutgifter settes til 10% av hele prosjektets kostnad og vil komme på 55.160 kr.
12. Totalt kommer hele prosjektet på 689.500 kr. Med 25% moms blir det totalt 861.875 kr.

Resultatene fra alle utregninger står i tabellene på de to neste sidene.

Scenario 3

Rørgate diameter		
Ytelse: 2 kW	Diameter [mm]	Pris [kr/m]
Alternativ 1	357	350
Alternativ 2	385	420

Tabell 4.10: Diameter rørgate

Anleggsdeler	Pris [kr]
Elektormekanisk leveranse	130.000
Rørgate	105.000
Hus i dagen	100.000
Kabel	49.600
Inntak/dam	167.000
Uforutsette kostnader	82.740
Byggherreutgifter	55.160
Sum	689.500
Sum inkl. mva.(25%)	861.875

Tabell 4.11: Prisanslag for alternativ 1

Anleggsdeler	Pris [kr]
Elektormekanisk leveranse	130.000
Rørgate	189.000
Hus i dagen	100.000
Kabel	16.120
Inntak/dam	167.000
Uforutsette kostnader	90.318
Byggherreutgifter	60.212
Sum	752.650
Sum inkl. mva.(25%)	940.813

Tabell 4.12: Prisanslag for alternativ 2 eksklusiv moms

Scenario 4

Rørgate diameter		
Ytelse 5 kW	Diameter [mm]	Pris [kr/m]
Alternativ 1	503	700
Alternativ 2	543	850

Tabell 4.13: Diameter rørgate

Anleggsdeler	Pris [kr]
Elektormekanisk leveranse	325.000
Rørgate	210.000
Hus i dagen	100.000
Kabel	49.600
Inntak/dam	167.000
Uforutsette kostnader	127.740
Byggherreutgifter	85.160
Sum	1.064.500
Sum inkl. mva.(25%)	1.330.625

Tabell 4.14: Priser for alternativ 1 eksklusiv moms

Anleggsdeler	Pris [kr]
Elektormekanisk leveranse	325.000
Rørgate	382.500
Hus i dagen	100.000
Kabel	16.120
Inntak/dam	167.000
Uforutsette kostnader	148.593
Byggherreutgifter	99.062
Sum	1.238.275
Sum inkl. mva.(25%)	1.547.844

Tabell 4.15: Preiseanslag for alternativ 2 eksklusiv moms

4.5.5 Erstatnings- og vedlikeholdskostnader

Levetiden for store vannkraftverk er mellom 40–70 år (NOU-ar 2019), antagelig vil levetiden for et mikrokraftverk være noe mindre, men i dette prosjektet gjøres det en antagelse om en levetid på minst 25 år. Etersom at hele prosjektet har en levetid på 25 år settes erstatningskostnaden til mikrokraftverket i HOMER til null kroner per år.

Vedlikeholdskostnader i småkraftverk er erfaringsbasert og er normalt på 1-2 øre/kWh. Med utgangspunkt i denne verdien blir den årlige vedlikeholdskostnaden i dette prosjektet ubetydelig lav og blir derfor neglisjert (Norconsult and NVE 2003).

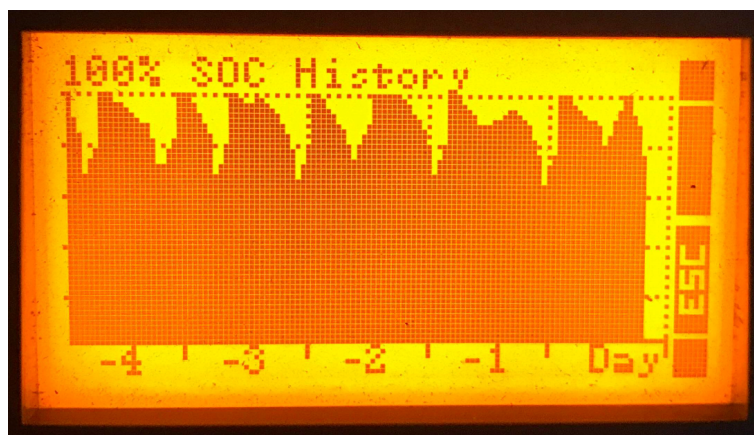
4.6 Valg av kontrollstrategi

Litt om dagens kontrollanlegg

Omformerene som kontrollerer mikronettet på Gjevsjøen Fjellgård er av typen Studer Innotec XTH 8000-48. Det er tre omformere, én for hver fase. Denne omformeren fungerer som en vekselretter (DC/AC-omformer), batterilader og kontroller. Alle tre omformerene er koblet sammen slik at de kan kommunisere direkte med hverandre. Omformeren er direkte tilkoblet til diesellaggregatets autostart modul og har en BPS (Battery Status Processor) som fungerer som en lade-kontroller og kommuniserer SoC direkte til omformeren. På omformeren kan det velges når autostarteren skal aktiveres ut i fra SoC på batteriet. Den vil deaktiveres når batteriet er fullt, eller hvis batteriet er fullt og det har gått en valgt minste driftstid (Studer Innotec SA 2018). Når aggregatet er på vil det styre frekvensen på mikronettet og brukes til å dekke last og lade opp batteribanken. Når aggregatet er av vil omformeren ta over og forsøke å dekke lasten ved hjelp av batteribanken og produksjon fra solcellepaneler.

Kontrollstrategi i HOMER

I HOMER kan det velges mellom to typer kontrollstrategier: sykluslading eller lastfølging som beskrevet i teorikapittelet 2.1.3. Ut i fra informasjon fra oppdragsgiver, brukermanualer til diesellaggregat og omformer, samt et bilde av en fem-dagers SoC-logg er det gjort en samlet vurdering om hvilken kontrollstrategi som ligner mest av de som kan velges i HOMER. SoC-loggen viser et lademønster som er typisk for sykluslading, derfor antas det at det er sykluslading som ligner mest på kontrollstrategien som er brukt på Gjevsjøen Fjellgård. I simuleringene er minste SoC til batteribanken satt til 55%, og øvre settpunkt satt til 90% SoC.



Figur 4.18: Bilde av SoC-logg fra 4. april til og med 8. april

Omformere i HOMER

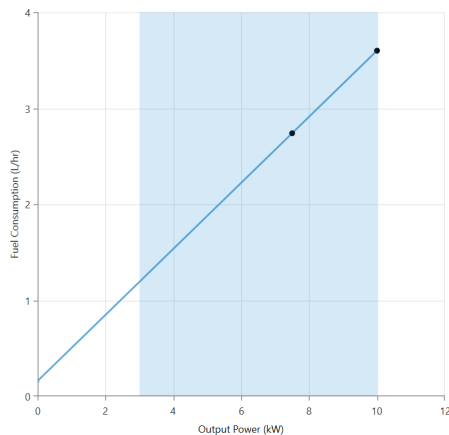
I HOMER kan det kun velges én omformer for mikronettet. På Gjevsjøen Fjellgård er det flere omformere på forskjellige steder i mikronettet. På grunn av at Studer Innotec XTH 8000-48 er direkte tilkoblet DC- og AC-bussen i nettet, velges denne i HOMER fremfor omformeren i fjøset, Fronius Symo 5.0-3-M. Det velges derfor en omformer av typen Studer med merkeytelse 24 kVA. Dette er en forenkling som vil representere en usikkerhet i pris og virkningsgrad i simuleringene.

4.7 Diesellaggregat i HOMER

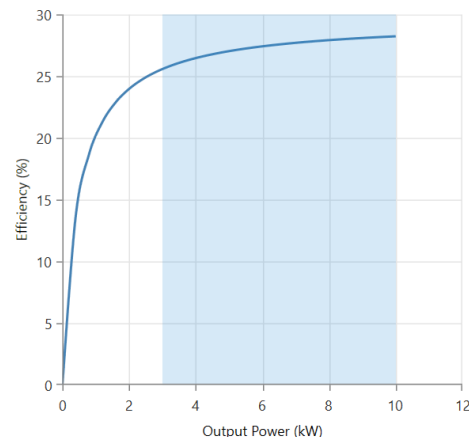
Når det kommer til simulering av et diesellaggregat tar HOMER inn parametrene på den tekniske siden drivstoffskurve, minste lastforhold, minste driftstid og utslipp. På den økonomiske siden tar HOMER inn parametrene investeringskostnad, utskiftningskostnad, levetid, drift- og vedlikeholdskostnader og drivstoffskostnader.

Drivstoffkurve

Drivstofforbruket per time er avhengig av hvor mye effekt aggregatet produserer. Et bestemt aggregat har en drivstoffskurve som er beregnet ut i fra informasjon i databladet til aggregatet. Drivstofforbruket oppgis typisk i liter/kWh, og er gitt som en lineær kurve, se figur 4.19. Drivstofforbruket er gitt av virkningsgraden til aggregatet, og figur 4.20 viser at virkningsgraden ikke er lineær over effektområdet. Dette betyr at drivstoffkurven er en tilnærming, og vil kun være gyldig når aggregatet leverer effekt høyere enn minste lastforhold. I dette tilfellet benyttes kurvene som er vist under, hvor det benyttes et drivstofforbruk på 3,6 liter per time ved 10 kW og 2,74 liter per time ved 7,5 kW. Dette er basert på datablader fra et tilsvarende aggregat med samme motor og ytelse (PRAMAC 2011).



Figur 4.19: Drivstoffkurve



Figur 4.20: Effektivitetskurve

Minste driftstid

Diesellaggregatets minste driftstid er hvor lenge aggregatet minst må kjøre når det først har startet. I simuleringene er minste driftstid satt til 360 minutter da det er denne verdien som er gitt i manualen til aggregatet.

Minste lastforhold

Dieselaggregatets minste lastforhold er den minste tillatte effekten som aggregatet kan levere. Den er oppgitt som en prosentandel av merkeeffekt. Minste lastforholdet vil ikke hindre at aggregatet skrues av, men det forhindrer aggregatet i å kjøres med for lav last. Grunnen til at man har minimum lastforhold er at de fleste aggregat ikke skal kjøres under en spesifikk minstelast for aggregatet, typisk 30%

Utslipp

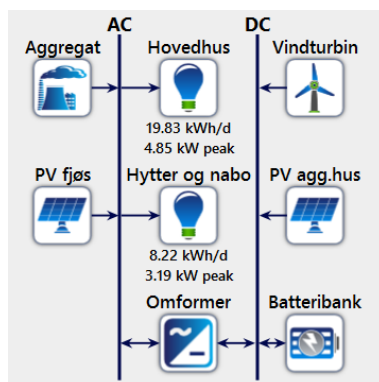
Aggregatets utslipp spesifiseres i HOMER og etter gjennomført simulering kan man se total utslipp igjennom et år. Det er mulig å knytte en kostnad til utslipp i HOMER slik at det blir en gjeldene faktor som blir tatt med når en simulering blir gjennomført. I simuleringene vil det ikke bli knyttet en kostnad til utslipp.

Aggregatkostnader

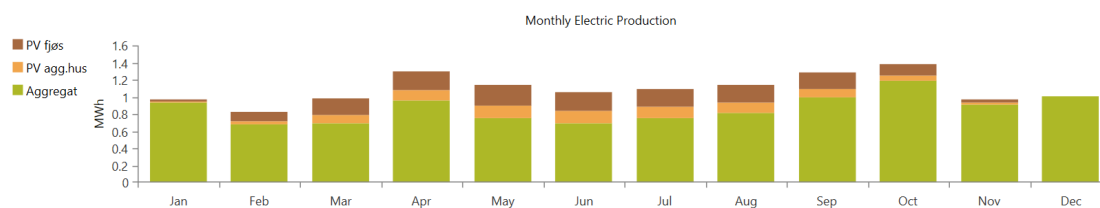
Kostnader rundt dieselaggregatet vil være basert på investeringskostnad, utskiftningskostnad, drift- og vedlikeholdskostnader og drivstoffkostnader. Levetiden til aggregatet vil også spille en rolle i den totale utregningen da dette bestemmer hvor ofte aggregatet byttes ut og dermed hvor stor utskiftningskostnaden blir totalt gjennom hele prosjektet. Levetiden er oppgitt i antall timer som det er forventet at aggregatet kan kjøre før det må skiftes ut. Levetiden til aggregatet, sammen med driftstid etter utskiftning, vil påvirke hvor stor verdi HOMER beregner at aggregatet har på slutten av prosjektet. Drift- og vedlikeholdskostnaden er oppgitt i kroner per driftstime. Drivstoffkostnaden er oppgitt i kroner per liter. I dette prosjektet er investeringskostnadene for aggregatet hentet fra faktura fra oppdragsgiver. Investeringskostnaden er satt til 87.500 kr. Utskiftningskostnaden er satt til det samme som investeringskostnaden. Levetiden til aggregatet er oppgitt av GETEK til 20.000-50.000 timer (GETEK 2015) og verdien er i dette tilfelle valgt til 30.000 timer som er 5.000 timer mindre enn snittet, for å ta hensyn til at det har gått i fem år fra før. Drift- og vedlikeholdskostnadene for aggregatet består kun av oljeskift som blir gjort av gårdeier med et intervall på omtrent 500 driftstimer. Prisen på oljeskiftet er 800 kr oppgitt fra oppdragsgiver. Drivstoffkostnadene er i dette prosjektet satt til ti kroner per liter, oppgitt av oppdragsgiver.

5 Resultater

5.1 Dagens anlegg



Figur 5.1: Oppsett dagens anlegg

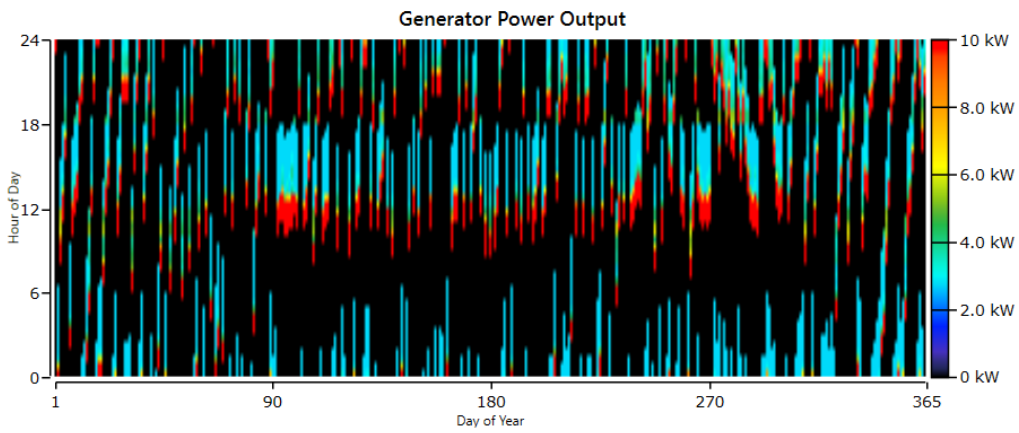


Figur 5.2: Elektrisk produksjon fra dagens anlegg

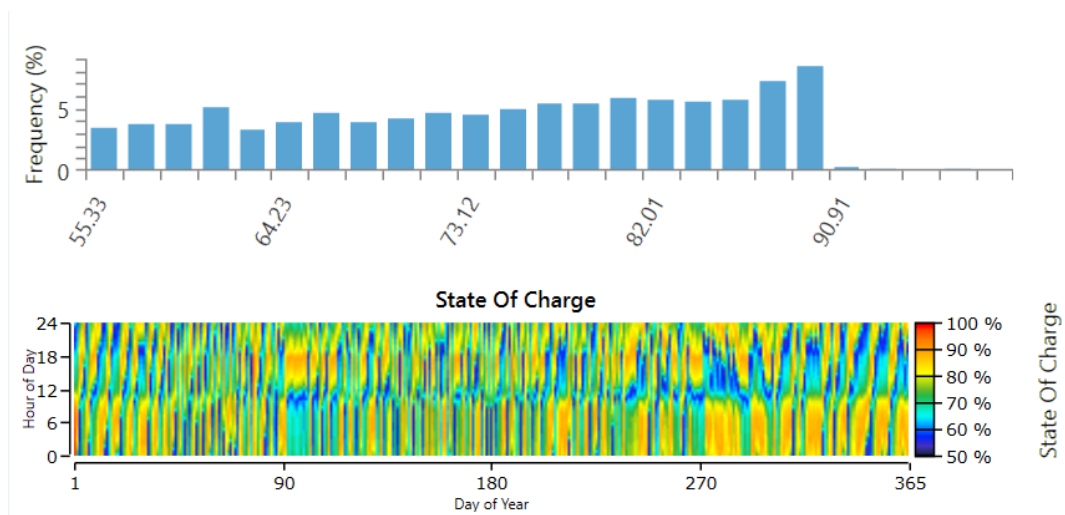
Figur 5.1 viser oppsettet til dagens anlegg, og simuleringen av anlegget i HOMER gir elektrisk produksjon som er vist i figur 5.2. Tabell 5.1 viser oversikten over produksjon og tap i de ulike komponentene i anlegget. Forbruket til gården er 10.238 kWh, som betyr at det er en overproduksjon (excess electricity) på 789 kWh. Figur 5.3 viser når på dagen aggregatet leverer effekt, og hvor stor effekt den leverer på et gitt tidspunkt. Den gjennomsnittlige leverte effekten er 5,11 kW, og aggregatet starter 281 ganger i året. Dieselforbruket er 3.894 liter i året. Disse resultatene stemmer godt overens med anslått årlig dieselforbruk gitt av gårdeier, og ansees derfor som et godt estimat og utgangspunkt for videre simuleringer. Figur 5.4 viser batteribankens SoC gjennom døgnet og året. Batteribank-autonomiteten i anlegget er på 26,8 timer, som vil si at anlegget kan driftes fra banken i 26,8 timer uten noe energiproduksjon fra andre anleggsdeler.

	Produksjon [kWh]	Tap [kWh]
Aggregat	10.376	
PV agg.hus	990	
PV fjøs	1.775	
Omformer		576
Batteribank		1.538
Totalt	13.141	2.114

Tabell 5.1



Figur 5.3: Dieselforbruk dagens anlegg



Figur 5.4: Batteribankens SoC-profil for dagens anlegg

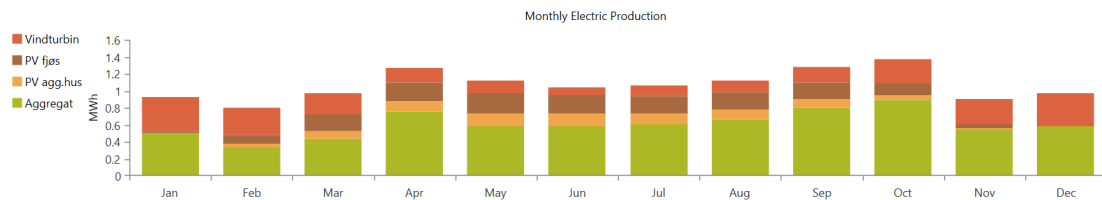
Tabell 5.2 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC (Net Present Cost) for prosjektet er 965.608,9 kr. COE (Cost of Energy) for prosjektet er 5,86 kr/kWh.

	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold [kr]	Drivstoff [kr]	Restverdi [kr]	Totalt [kr]
Aggregat	0	51.015,03	52.286,26	626.874,78	-10.830,64	719.345,43
PV agg.hus	0	3.501,64	0	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	0	-5.603,49	718,97
Omformer	0	212.703,52	0	0	-36.305,27	176.398,26
Batteribank	0	92.414,38	0	0	-24.978,44	67.436,17

Tabell 5.2: Kostnadsoversikt

5.1.1 Dagens anlegg med vindturbin

Rapporten tar utgangspunkt i at vindturbinen på gården er defekt og ikke leverer noe nevneverdig effekt til nettet. Observasjoner viser likevel av vindturbinen roterer, og værdata som HOMER henter fra NASA tilsier at det er en utnyttbar vindressurs på stedet. Selv om det ikke er inkludert i videre simuleringer, viser figur 5.5 energiproduksjonen til anlegget gitt en fungerende 2,4 kW vindturbin med vindressursene som er gitt i HOMER. Det er et betydelig bidrag fra vindturbinen gjennom året, særlig mellom oktober og mars. Vindturbinen på Gjefsjøen Fjellgård har en merkeeffekt på 2,5 kW og det er derfor valgt 2,4 kW i HOMER da det ikke er mulighet for å velge 2,5 kW.



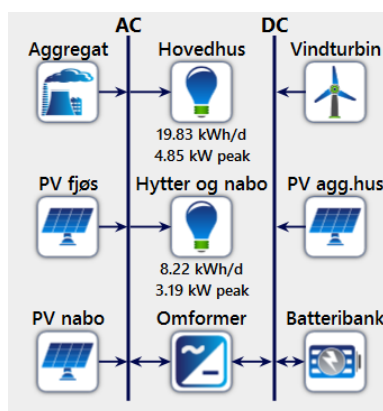
Figur 5.5: Energiproduksjon fra dagens anlegg inkludert vindturbin

	Produksjon [kWh]	Tap [kWh]
Aggregat	7.264	
PV agg.hus	990	
PV fjøs	1.775	
Vindturbin	2.792	
Omformer		493
Batteribank		1.242
Totalt	12.821	1.735

Tabell 5.3

Tabell 5.3 viser oversikten over produksjon og tap i de ulike komponentene i anlegget. Forbruket er 10.238 kWh som gir en overproduksjon på 848 kWh. Diesellaggregatet starter 199 ganger i året, og har et drivstofforbruk på 2.730 liter i året. Dieselforbruket i dagens anlegg med en fungerende vindturbin er alt for lite og dette er en indikasjon på at antakelsen om at vindturbinen er defekt er korrekt.

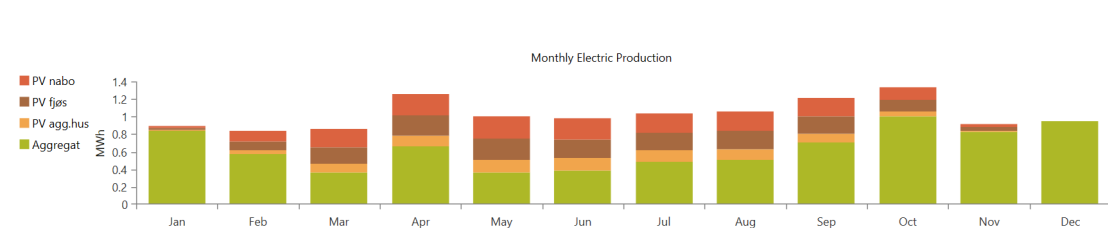
5.2 Scenario 1



Figur 5.6: Oppsett scenario 1

Scenario 1 bygger på dagens anlegg, og inkluderer utvidelsene som er planlagt av gårdeier. Det vil si en dobling av batteribanken og en tilkobling av solcellepanelene på nabohuset til nettet. Dette betyr at det totalt er 24 batterier, et diesellaggregat, og solcellepaneler med en samlet effekt på 7,94 kW, i tillegg til vindturbinen. Denne utvidelsen har vært planlagt i lengre tid, og vil skje så fort gårdeier får transportert batteriene opp til gården, samt koblet til panelene på nabohuset; disse er allerede montert på bygget men ikke koblet til nettet. Oppsettet er vist i figur 5.6.

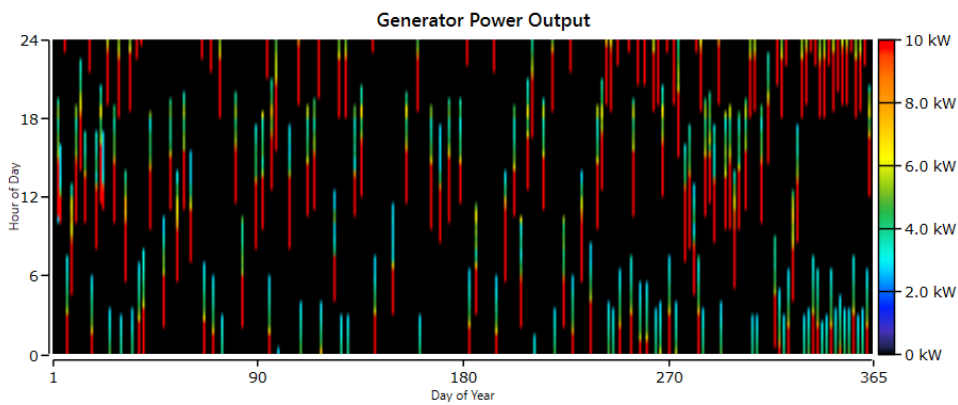
Figur 5.7 viser den elektriske produksjonen til anlegget gjennom året. Tabell 5.4 viser den elektriske produksjonen og tapet fra de ulike komponentene for ett år. Forbruket er 10.238 kWh, som gir en overproduksjon på 42 kWh. Figur 5.8 viser effekten som leveres fra aggregatet gjennom året. Aggregatet starter 121 ganger per år, og har et drivstofforbruk på 2.802 liter per år. Figur 5.9 viser batteribankens SoC gjennom døgnet og året. Batteribank-autonomiteten er 53,5 timer.



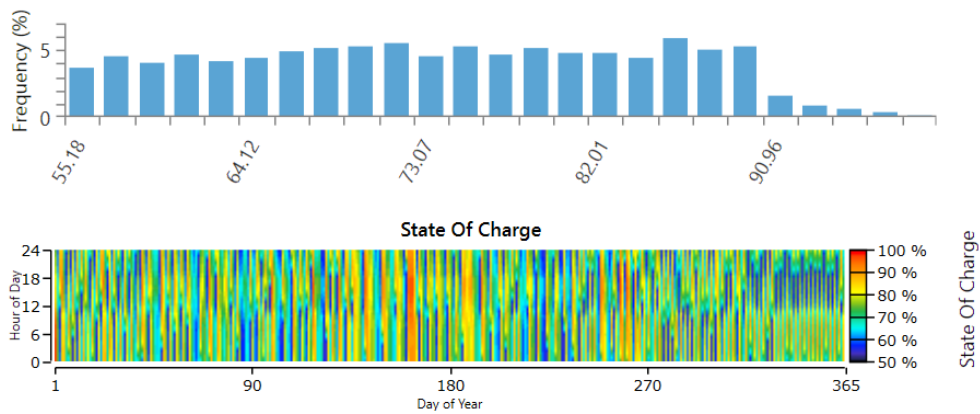
Figur 5.7: Elektrisk produksjon ved scenario 1

	Produksjon [kWh]	Tap [kWh]
Aggregat	7.655	
PV agg.hus	990	
PV fjøs	1.773	
PV nabo	1.920	
Omformer		558
Batteribank		1.500
Totalt	12.338	2.058

Tabell 5.4



Figur 5.8: Dieselforbruk scenario 1



Figur 5.9: Batteribankens SoC-profil scenario 1

Tabell 5.14 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC for prosjektet er 712.106,9 kr. COE for prosjektet er 4,32 kr/kWh.

	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold [kr]	Drivstoff [kr]	Restverdi [kr]	Totalt [kr]
Aggregat	0	0	27.096,13	450.991,73	-4.332,26	473.755,6
PV agg.hus	0	3.501,64	0	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	0	-5.603,49	718,97
PV nabo	0	0	0	0	0	0
Omformer	0	212.703,52	0	0	-36.305,26	176.398,26
Batteribank	0	156.597,19	0	0	-97.852,15	58.745,04

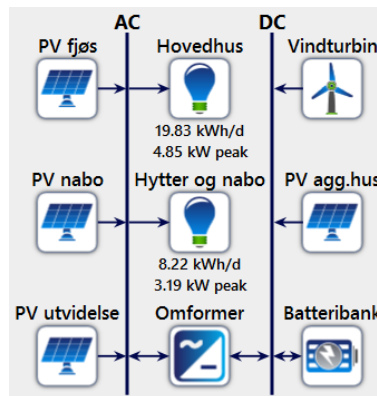
Tabell 5.5: Kostnadsoversikt

5.3 Scenario 2

Scenario 2 bygger videre på scenario 1, og inkluderer derfor de utvidelsene som gårdeier har planlagt. Dette scenarioet ser videre på hva som skjer hvis anlegget blir utvidet med ytteligere solcellepaneler.

5.3.1 Alternativ 1

I alternativ 1 får HOMER optimalisere hvor mye effekt med solcellepaneler som er nødvendig hvis anlegget ikke inneholder et diesellaggregat. Hensikten med dette er å se om det er mulig å dekke energi- og effektbehovet utelukkende med solcellepaneler og batterier. HOMER får også optimalisere antall batterier, da behovet for lagring vil være stort om vinteren når det er lite sol. Oppsettet er vist i figur 5.10.

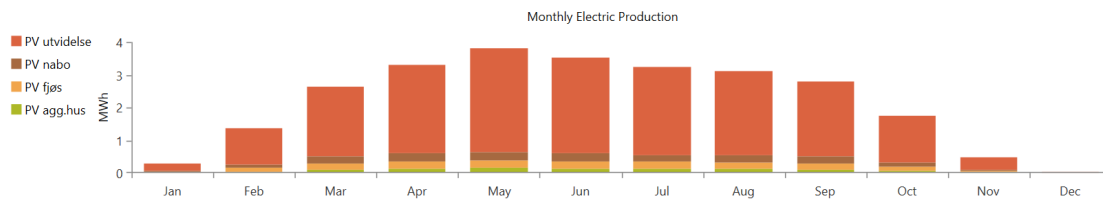


Figur 5.10: Oppsett scenario 2 alternativ 1

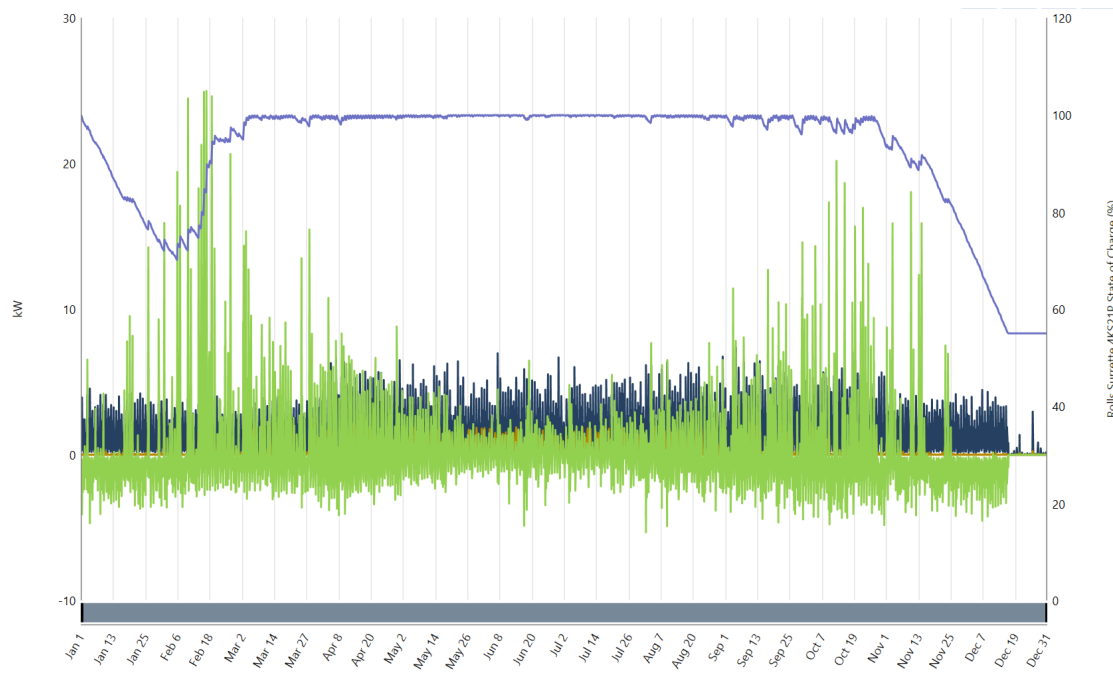
Figur 5.11 og 5.12 viser resultater fra simuleringen. Tabell 5.6 viser produksjonen og tapet fra de ulike komponentene i anlegget. HOMER foreslår en utvidelse på 31,7 kW (122 paneler á 260 W), samt 360 batterier. Forbruket er 9.891 kWh som gir en total overproduksjon på 15.961 kWh. Produksjonen på sommertid er tilstrekkelig til å dekke lasten, men i perioden oktober-februar er produksjonen veldig lav. Batteriene lades nesten ikke etter midten av oktober, og derfor trengs det mange batterier for å dekke energibehovet resten av året. Batteribank-autonomiteten er 803 timer.

	Produksjon [kWh]	Tap [kWh]
PV agg.hus	990	
PV fjøs	1.773	
PV nabo	1.920	
PV utvidelse	21.607	
Omformer		346
Batteribank		91
Totalt	26.289	437

Tabell 5.6



Figur 5.11: Elektrisk produksjon gjennom året fra sol



Figur 5.12: Utlading av batteribanken gjennom året

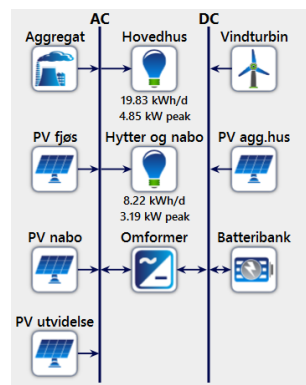
Tabell 5.7 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC for prosjektet er 6.086.582 kr. COE for prosjektet er 38,23 kr/kWh.

	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold [kr]	Restverdi [kr]	Totalt [kr]
PV agg.hus	0	3.501,64	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	-5.603,49	718,97
PV nabo	0	0	0	0	0
PV utvidelse	151.579,03	0	0	0	151.579,03
Omformer	0	212.703,52	0	-36.305,26	176.398,26
Batteribank	4.875.000	2.348.957,89	0	-1.467.782,3	5.756.175,59

Tabell 5.7: Kostnadsoversikt

5.3.2 Alternativ 2

Alternativ 2 lar HOMER optimalisere nødvendig effekt fra ekstra solcellepaneler, slik som i alternativ 1, men inkluderer dagens dieselaggregat. Testsimuleringer hvor batteribanken er optimalisert av HOMER resulterer i 12 eller 24 batterier, og det er valgt å beholde et fast antall på 24 batterier slik som i scenario 1. Av den grunn er det kun ønskelig å se hvor mange ekstra paneler som er nødvendig for å redusere dieselforbruket på en optimal måte. Figur 5.13 viser oppsettet i dette alternativet.

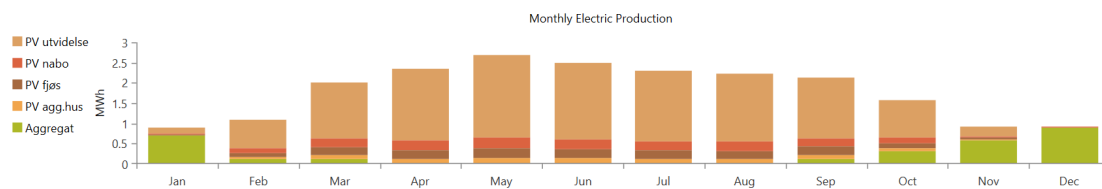


Figur 5.13: Oppsett alternativ 2

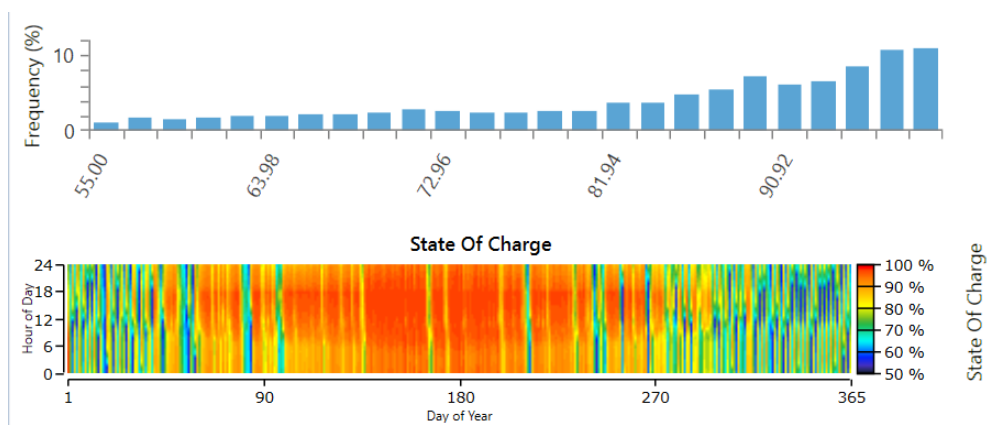
Figur 5.14 viser produksjonen fra anlegget med en utvidelse på 20,6 kW. Produksjonen fra panelene vil dekke lasten mellom april og august. I februar, mars, september og oktober vil det være noe bidrag fra dieselaggregatet, mens i januar, november og desember dekkes nesten all energien av aggregatet. Dette vil føre til en stor overproduksjon om sommeren. Forbruket er 10.238 kWh, og den totale overproduksjonen gjennom året er 9.793 kWh. Tabell 5.8 viser produksjonen og tapet fra de ulike komponentene i anlegget. Figur 5.15 viser at overproduksjonen fra panelene gjør at batteribankens SoC sjelden er under 100% i sommerhalvåret. Når produksjonen er mindre på vintertid vil batteribankens SoC bli lavere. Batteribank-autonomiteten er 53,5 timer. Figur 5.16 viser at effekten som leveres av aggregatet gjennom året. Det starter 45 ganger i året og dieselforbruket er 1.058 liter i året, mens den gjennomsnittlige leverte effekten er 7,33 kW.

	Produksjon [kWh]	Tap [kWh]
Aggregat	2.892	
PV agg.hus	990	
PV fjøs	1.773	
PV nabo	1.920	
PV utvidelse	14.044	
Omformer		419
Batteribank		1.169
Totalt	21.619	1.588

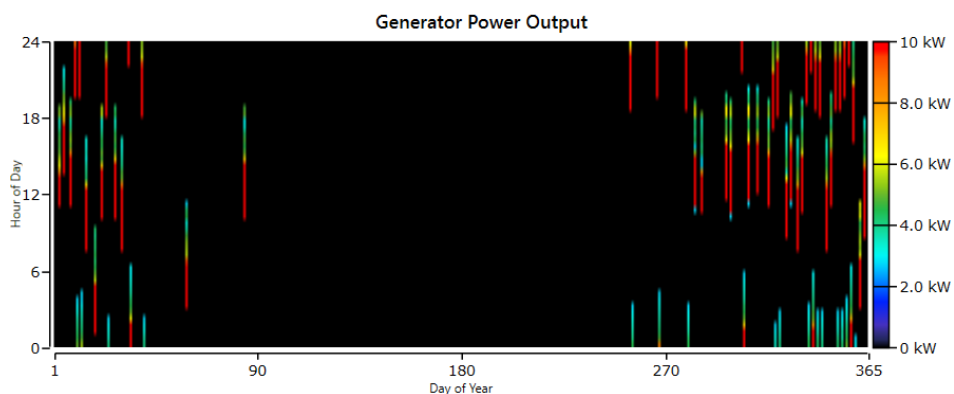
Tabell 5.8



Figur 5.14: Elektrisk produksjon gjennom året fra sol og diesel



Figur 5.15: Batteribankens SoC-profil scenario 2 alternativ 2



Figur 5.16: Dieselforbruk scenario 2 alternativ 2

Tabell 5.9 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC for prosjektet er 493.013,30 kr. COE for prosjektet er 2,99 kr/kWh.

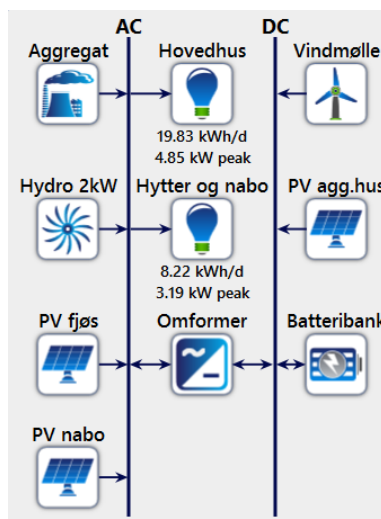
	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold [kr]	Drivstoff [kr]	Restverdi [kr]	Totalt [kr]
Aggregat	0	0	10.173,93	170.304,59	-23.563,97	156.914,55
PV agg.hus	0	3.501,64	0	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	0	-5.603,49	718,97
PV nabo	0	0	0	0	0	0
PV utvidelse	98.526,37	0	0	0	0	98.526,37
Omformer	0	212.703,52	0	0	-36.305,26	176.398,26
Batteribank	0	156.597,19	0	0	-97.852,15	58.745,04

Tabell 5.9: Kostnadsoversikt

5.4 Scenario 3

Scenario 3 bygger videre på scenario 1. Dette scenarioet ser på hva som skjer hvis anlegget blir utvidet med et 2 kW mikrokraftverk i elven som renner fra Livsjøen til Gjevsjøen. Simuleringen vil dermed omfatte 2 kW mikrokraftverk, 10 kW dieselaggregat, 7,94 kW solcellepaneler og 24 batterier, se figur 5.17. Det er anslått at et 2 kW mikrokraftverk i tillegg til 24 batterier vil dekke energi- og effektbehovet med god margin; HOMER optimaliserer derfor ingen komponenter og det er ikke inkludert noen ytteligere solcellepaneler.

Scenarioet består av to alternativer for ulik plassering av mikrokraftverket. Da det i begge alternativer er snakk om et 2 kW mikrokraftverk vil de tekniske resultatene fra simuleringen bli de samme for begge alternativene. De tekniske resultatene presenteres derfor samlet under scenarioet, mens de økonomiske resultatene vil presenteres under hvert alternativ.

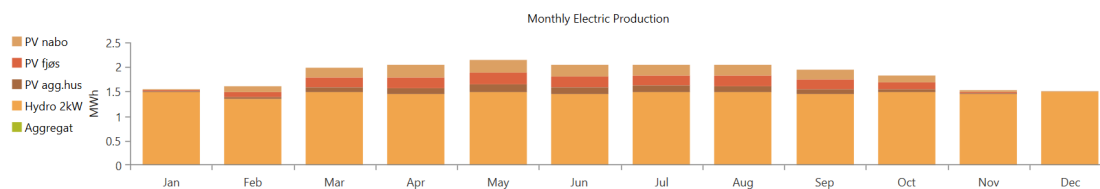


Figur 5.17: Oppsett scenario 3

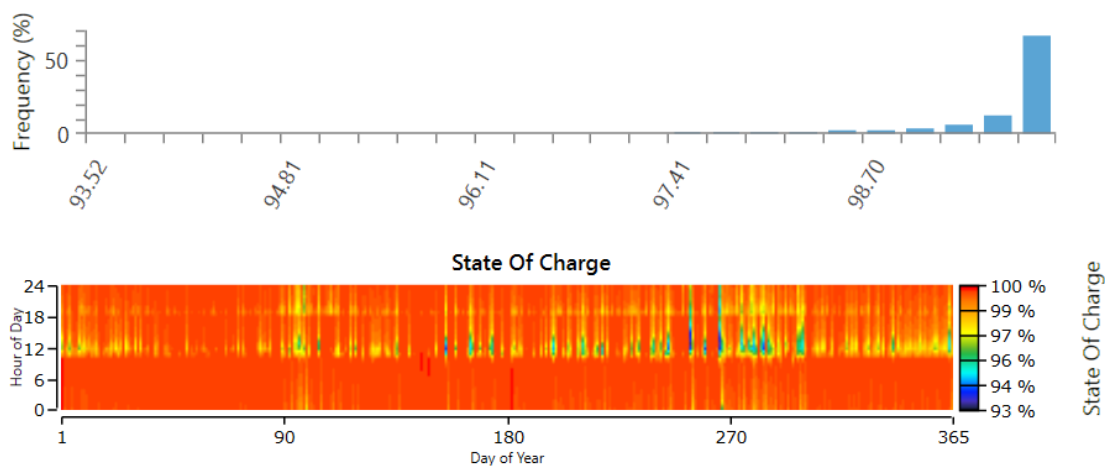
Figur 5.18 viser produksjonen fra alle komponenter gjennom året. Tabell 5.10 viser den elektriske produksjonen og tapet for de ulike komponentene i anlegget. Forbruket er 10.238 kWh som gir en årlig overproduksjon på 11.737 kWh. Mikrokraftverket leverer 17.574 kWh per år, og figur 5.19 viser at batteribanken har en SoC på 100% tilnærmet hele året. Dette fører til at dieselaggregatet leverer 0 kWh som betyr at dieselforbruket er null liter.

	Produksjon [kWh]	Tap [kWh]
2kW hydro	17.574	
Aggregat	0	
PV agg.hus	990	
PV fjøs	1.773	
PV nabo	1.920	
Omformer		74
Batteribank		208
Totalt	22.257	282

Tabell 5.10



Figur 5.18: Elektrisk produksjon gjennom året fra sol, vann og diesel



Figur 5.19: Batteribankens SoC-profil scenario 3

5.4.1 Alternativ 1

Tabell 5.11 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC for prosjektet er 1.065.199 kr. COE for prosjektet er 6,46 kr/kWh.

	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold	Restverdi	Totalt
2kW hydro	861.875	0	0	0	861.875
Aggregat	0	0	0	-34.248,25	-34.248,25
PV agg.hus	0	3.501,64	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	-5.603,49	718,97
PV nabo	0	0	0	0	0
Omformer	0	212.703,52	0	-36.305,26	176.398,26
Batteribank	0	156.597,19	0	-97.852,15	58.745,04

Tabell 5.11: Kostnadsoversikt

5.4.2 Alternativ 2

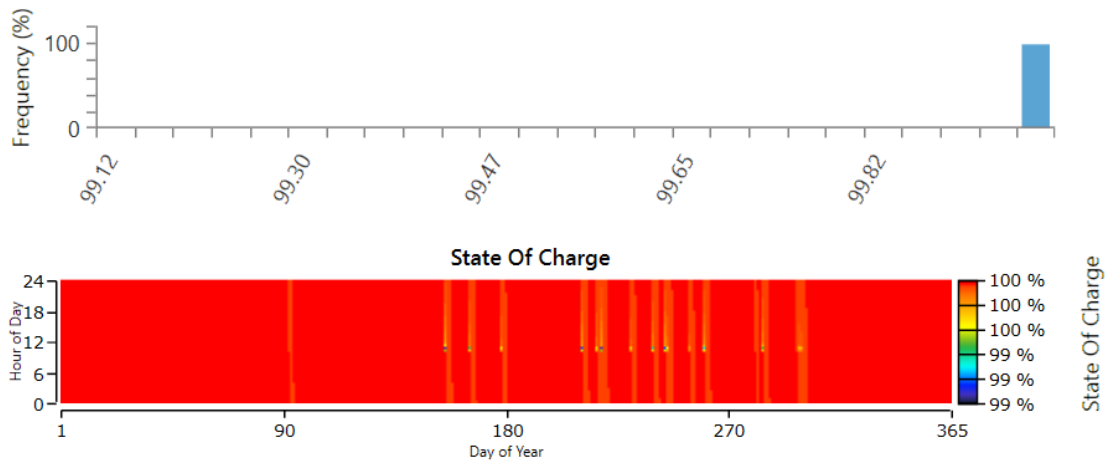
Tabell 5.12 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC for prosjektet er 1.144.137 kr. COE for prosjektet er 6,94 kr/kWh.

	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold	Restverdi	Totalt
2kW hydro	940.813	0	0	0	940.813
Aggregat	0	0	0	-34.248,25	-34.248,25
PV agg.hus	0	3.501,64	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	-5.603,49	718,97
PV nabo	0	0	0	0	0
Omformer	0	212.703,52	0	-36.305,26	176.398,26
Batteribank	0	156.597,19	0	-97.852,15	58.745,04

Tabell 5.12: Kostnadsoversikt

	Produksjon [kWh]	Tap [kWh]
5kW hydro	43.933	
Aggregat	0	
PV agg.hus	990	
PV fjøs	1.773	
PV nabo	1.920	
PV utvidelse	21.607	
Omformer		0,87
Batteribank		2,4
Totalt	48.615	3,3

Tabell 5.13



Figur 5.22: Batteribankens SoC-profil scenario 4

5.5.1 Alternativ 1

Tabell 5.14 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC for prosjektet er 1.533.949 kr. COE for prosjektet er 9,31 kr/kWh.

	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold	Restverdi	Totalt
5 kW hydro	1.330.625	0	0	0	1.330.625
Aggregat	0	0	0	-34.248,25	-34.248,25
PV agg.hus	0	3.501,64	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	-5.603,49	718,97
PV nabo	0	0	0	0	0
Omformer	0	212.703,52	0	-36.305,26	176.398,26
Batteribank	0	156.597,19	0	-97.852,15	58.745,04

Tabell 5.14: Kostnadsoversikt

5.5.2 Alternativ 2

Tabell 5.15 viser en oversikt over det økonomiske resultatet fra simuleringen i form av en kostnadsoversikt for hele prosjektperioden. NPC for prosjektet er 1.751.168 kr. COE for prosjektet er 10,63 kr/kWh.

	Inv.kostnad [kr]	Erstatning [kr]	Drift og vedlikehold	Restverdi	Totalt
5kW hydro	1.547.844	0	0	0	1.547.844
Aggregat	0	0	0	-34.248,25	-34.248,25
PV agg.hus	0	3.501,64	0	-1.791,53	1.710,11
PV fjøs	0	6.322,46	0	-5.603,49	718,97
PV nabo	0	0	0	0	0
Omformer	0	212.703,52	0	-36.305,26	176.398,26
Batteribank	0	156.597,19	0	-97.852,15	58.745,04

Tabell 5.15: Kostnadsoversikt

6 Diskusjon

I dette kapitlet blir det sett på resultatene fra kapittel 5 og sett nærmere på likheter, fordeler og ulemper ved de ulike scenarioene. Det er gjort et skille mellom teknisk- og økonomisk analyse, da den teknisk optimale løsningen for å imøtekomme problemet ikke nødvendigvis er den økonomisk rimeligste løsningen. Det vil deretter bli gjort en overordnet sammenligning ut i fra et samlet teknisk-økonomisk perspektiv. Hensikten med disse analysene er å finne det alternativet som løser problemstillingen på en optimal måte ut i fra kriteriene som er gitt. Følgende punkter er valgt som utgangspunkt for sammenligningen:

- Gjennomførbarhet
- Forsyningssikkerhet
- Dieselforbruk
- Energiproduksjon
- Energikostnad (COE)
- Nåverdi for totalkostnaden (NPC)
- Total driftskostnad
- Investeringskostnader

6.1 Teknisk Analyse

Tabell 6.1 viser de tekniske resultatene fra simuleringene. Tabellen viser samlet energiproduksjon og dieselforbruk for hvert alternativ, samt hvor mange batterier som er benyttet og samlet effekt for solcellepaneler.

	Batterier [stk]	Solceller [kW]	Samlet energiproduksjon [kWh]	Overproduksjon [kWh]	Dieselforbruk [liter]
Dagens anlegg	12	4,56	13.141	789	3.894
Scenario 1	24	7,94	12.338	42	2.802
Scenario 2, alt 1	360	39,64	26.289	15.961	0
Scenario 2, alt 2	24	28,54	21.619	9.793	1.058
Scenario 3, alt 1	24	7,94	22.257	11.737	0
Scenario 3, alt 2	24	7,94	22.257	11.737	0
Scenario 4, alt 1	24	7,94	48.615	38.374	0
Scenario 4, alt 2	24	7,94	48.615	38.374	0

Tabell 6.1: Teknisk sammenligning

Scenario 1

Scenario 1 viser hvordan de ekstra batteriene og solcellepanelene vil påvirke komponentene i mikronettet. I dette scenarioet synker det årlige dieselforbruket med 1.092 liter og diesellaggregatet har 160 færre start per år sammenlignet med dagens anlegg. Hvis diagrammet i figur 5.2 sammenlignes med diagrammet i figur 5.7 er det tydelig at produksjonen fra solcellepanelene i sommermånedene påvirker dieselforbruket og antall start på aggregatet. I scenario 1 tar panelene over mye av produksjonen som aggregatet må gjøre i dagens anlegg på sommeren. En økt produksjon fra panelene gjør at det ikke er like stort behov for aggregatet til å dekke all lasten, samt at overskuddsenergi fra panelene kan lade opp batteribanken. En økt produksjon fra panelene fører til at batteribanken lades ut sjeldnere, og det blir dermed lengre tid mellom hver gang det er behov for at aggregatet starter. Økningen i batteribanken vil gjøre at mer av overskuddsenergien kan lagres, som påvirker produksjonen fra både solcellepanelene og aggregatet. Figur 5.3 viser at aggregatet starter med å levere opp mot 10 kW og deretter leverer 3 kW, altså minste lastforhold som er satt til 30%. I begynnelsen leverer aggregatet full effekt for å lade opp batteribanken. Batteribanken er fulladet før minste driftstid er over og aggregatet leverer dermed minste lastforhold i mange timer pga. at minste driftstid er satt til 6 timer. Dette tyder på at aggregatet leverer mer effekt enn det som er nødvendig for å dekke lasten.

I scenario 1 er kapasiteten til batteribanken doblet. Figur 5.8 viser at aggregatet leverer 10 kW over en lengre periode enn i dagens anlegg, og leverer sjeldnere minste last på 3 kW. Dette er fordi det kreves mer energi for å lade opp batteribanken sammenlignet med dagens anlegg, og aggregatet leverer dermed mindre overflødig effekt. Scenario 1 vil derfor utnytte aggregatet på en mer optimal måte og vil gi mindre overproduksjon. Konsekvensen av en utvidet batteribank kan sees ved at overproduksjonen i scenario 1 er 42 kWh mens den er 789 kWh i dagens anlegg, altså en stor forbedring. Scenario 1 er svært gjennomførbart da det allerede er gjort grunnarbeidet for dette og gårdeier venter bare på levering av komponenter og fagpersonell til å koble det på mikronettet. Forsyningssikkerheten er god da det er flere energikilder i systemet og energilageret er blitt doblet, men systemet er avhengig av diesel for å kunne dekke lasten. Batteribank-autonomiteten er doblet fra dagens anlegg da antall batterier er doblet og lasten er uendret.

Scenario 2 alternativ 1

Scenario 2 alternativ 1 benytter kun solenergi som energikilde. Her vil naturligvis dieselforbruket være null liter per år. Det er mulig å se i figur 5.12 at selv med en utvidelese på 31,7 kW med solcellepaneler er det ikke mulig å levere nevneverdig med energi i vintermånedene november, desember og januar. HOMER har i dette alternativet løst problemet med å legge til 360 batterier med en batteribank-autonomi på 803 timer som skal dekke energiunderskuddet i disse månedene. Overproduksjonen for dette alternativet blir veldig stor som vist i tabell 6.1. Solcelleanlegget er dimensjonert for å imøtekomme lastbehovet i de periodene med lavere tilgjengelig solinnstråling så langt det er hensiktsmessig. Dette fører til en stor overproduksjon i månedene mars til og med oktober. Dette alternativet viser at en løsning som kun bruker solceller til energiproduksjon ikke er gjennomførbart i realiteten. I praksis vil det være store problemer når det kommer til frakt og oppbevaring av så store mengder batterier som det er behov for dette alternativet. Alternativet får også frem svakheten til solen som energikilde og viser at forsyningssikkerheten er lav når det er solcellepanel som er eneste bidragsyter til den produserte energien.

Scenario 2 alternativ 2

I dette alternativet er effekten fra ytteligere solcellepanel optimalisert av HOMER hvor energiproduksjonen skal komme fra en kombinasjon av diesel og sol. Det årlige dieselforbruket er redusert med 1.744 liter sammenlignet med scenario 1, ned til 1.058 liters forbruk. Dette skyldes økningen i antall solcellepanel, og figur 5.14 viser at det ikke er noe dieselforbruk fra april til august. Mesteparten av dieselforbruket skjer fra november til januar. Den årlige overproduksjonen er 9.793 kWh som kommer fra solcelleneanlegget i perioden mars til september, som gjør at batteribanken holdes på en høy SoC i denne perioden. Det er tydelig at det

i denne perioden er for mange solcellepaneler ut i fra behovet, men det er likevel nødvendig for å minimere dieselforbruket i månedene februar og oktober, hvor det er mindre tilgjengelig solinnstråling. Dette alternativet er svært gjennomførbart, da det kun krever innkjøp av solcellepaneler og nødvendig tilleggsutstyr. Dette er noe gårdeier i stor grad kan gjøre selv og har kjennskap til fra før. En kombinasjon av paneler og aggregat vil også sikre god forsyningssikkerhet da man kan benytte seg av aggregatet hvis det skulle være mindre solinnstråling enn forventet. Dette alternativet er fremdeles avhengig av tilførsel av diesel som i scenario 1, men i mindre grad. Batteribanken er også lik den i scenario 1, og vil dermed sikre over to dagers batteribank-autonomi.

Scenario 3

Scenario 3 benytter vann som energikilde, og sikrer en jevn energiproduksjon på 2 kW igjennom hele året. Alternativ 1 og 2 omhandler bare plassering av mikrokraftverket og vil i den tekniske analysen kun påvirke gjennomførbarheten. Ut i fra SoC i figur 5.19 kommer det frem at SoC ikke går under 97,4% i løpet av hele året. Dette tilsier at batteribanken kun brukes til å dekke topplaster. Altså når samlet last går over 2 kW og krever mer effekt enn det mikrokraftverket kan levere må resterende effekt leveres av batteribanken. I dette tilfellet betyr det at batteribanken må dekke en resterende topplast på omtrent 7,5 kW, utifra topplasten sett i figur 4.8. Det er derfor nødvendig med en batteribank selv om den ikke brukes som et langvarig energilager. Tilgangen på en konstant produksjon gjør at batteribanken ikke lades ut og dermed vil ikke diesellaggregatet starte og dieselforbruket blir null liter per år. Samlet energiproduksjon er på 22.257 kWh, hvorav 11.737 kWh er overproduksjon. Dette skyldes en konstant produksjon fra vann som er større en gjennomsnittslasten igjennom året. Så å si all produksjon fra sol vil være overproduksjon som gjør solcellepanelene overflødige. Det er viktig å merke seg at selv med et 2 kW mikrokraftverk og 7,94 kW solceller får vi tilnærmet den samme årlige produksjonen som fra et 10 kW aggregat og 28,94 kW solceller. Dette viser fordelene med en jevn produksjon fra mikrokraftverket sammenlignet med kortvarig, høy produksjon fra sol og diesel. En vesentlig forskjell på scenario 3 sammenlignet med scenario 1 og 2 er at overskuddsenergien er jevnere fordelt utover året, som betyr at gårdeier kan øke lasten også om vinteren når det er lite solinnstråling. I virkeligheten vil et vannkraftverk regulere produksjonen etter lastbehov og det vil være minimalt med overproduksjon. Mye av overproduksjonen i simuleringen representerer derfor kontinuerlig tilgjengelig energi som ikke brukes.

Dette scenarioet benytter flere energikilder og vil derfor ha høyere forsyningssikkerhet sammenlignet med tidligere scenarioer. Vannkraftproduksjon er dessuten mer stabil og forutsigbar enn sol, og dekker hele lasten uten å benytte dieselaggregatet, det vil derfor gi en bedre forsyningssikkerhet enn scenario 1 og 2. Men det vil være noe usikkerhet når det kommer til hydrologien i området og tilgjengelig vannføring gjennom hele året. Batteribank-autonomien vil være den samme som i scenario 1. I tillegg kan dieselaggregatet brukes som nød-aggregat ved lengre vedlikehold eller nedetid på mikrokraftverket.

Når det kommer til gjennomførbarhet er mikrokraftverk det svært omfattende å få gjennomført. Det krever mye planlegging og er et sammensatt prosjekt som krever samarbeid mellom fagpersonell fra mange yrkesgrupper. Det kan derfor ta lang tid fra planleggingens start til idriftsettelse av mikrokraftverket. Fra et miljøperspektiv vil det også være det mest inngripende scenarioet da det innebærer regulering av vassdrag, men samtidig kutter det behovet for diesel og reduserer derfor utslipp av klimagasser. Alternativ 1 har en kortere rørgate, men ligger i et vanskeligere terreng for utbygging enn alternativ 2 som forklart i delkapittel 4.5.2. Alternativ 2 kan være mer gjennomførbart med lettere plassering, men det er mange usikkerheter rundt dette og det må gjøres grundigere utredning av utbygningsforholdene.

Scenario 4

Scenario 4 vil være svært sammenlignbart med scenario 3, da det gir en jevn produksjon hele året fra vann. Forskjellen er at med et 5 kW mikrokraftverk vil det være enda mindre behov for batteribanken til å dekke topplast, og den lades følgelig ut enda sjeldnere som vist i figur 5.22. Her kommer det frem at SoC ikke går under 99,9%. Topplasten går altså svært sjeldent over maksproduksjonen til mikrokraftverket. Følgelig starter ikke dieselaggregatet og det årlige dieselforbruket blir derfor null liter i dette scenarioet også. Overproduksjonen blir naturligvis mye større, men også her representerer den en kontinuerlig tilgjengelig energi som ikke brukes. Solcellepanelene er overflødige også i dette scenarioet som i scenario 3. Batteribanken er overdimensjonert i dette scenarioet, i enda større grad enn i scenario 3 da differansen mellom topplast og levert effekt fra mikrokraftverket er enda mindre i dette scenarioet. Det vil også være langt mer overproduksjon. Både gjennomførbarheten og forsyningssikkerheten vil være lik som i scenario 3, men usikkerheten rundt vannføringen vil være noe større da det hentes ut mer vann. Vurderingen angående alternativ 1 og alternativ 2 vil være den samme som for scenario 3.

6.2 Økonomisk Analyse

Kostnadsoversikt

HOMER bruker nominell diskonteringsrente (nominal discount rate) og forventet inflasjon for å finne den reelle diskonteringsrenten (real discount rate). Denne sørger for at de fremtidige prisene representeres som en konstant pris som tilsvarer dagens verdi og vil gjøre det lettere å sammenligne fremtidige investeringer og utgifter i kontekst med dagens priser. De økonomiske resultatene forutsetter en dieselpriis på 10 kr/liter og 6% nominell diskonteringsrente, og er valgt av hensyn til felles sammenligningsgrunnlag. En lavere diskonteringsrente vil gi en høyere NPC og en lavere COE. Dette er fordi kostnaden for å erstatte komponenter vil bli høyere samtidig som komponentene synker mindre i verdi over tid. Som eksempel vil NPC for scenario 3 være 1.030.122 kr ved 8% diskonteringsrente men 1.102.388 kr ved 4% diskonteringsrente. Tilsvarende vil COE ved 8% diskonteringsrente vil være 7,63 kr/kWh og 5,36 kr/kWh ved 4%. Det er valgt 6% ut i fra standard verdi i HOMER. Det blir ikke tatt hensyn til eventuelle finansieringskostnader ved store investeringer. Dette kan påvirke NPC-en til scenarioer med høy investeringskostnad og kan forårsake en større NPC i realiteten.

Lønnsomheten for en eventuell utvidelse vil normalt måles i hvorvidt man oppnår en profitt over levetiden til prosjektet med de valgte rentene og inflasjonen. I dette tilfellet vil det ikke være mulig å tjene penger i form av å selge strøm eller komponenter, og lønnsomheten vil derfor vurderes ut i fra besparelsen gårdeier vil oppnå sammenlignet med å beholde dagens anlegg. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle finansieringskostnader fra lån som gårdeier må ta opp for å dekke investeringskostnader. Selv om anleggsdelene i dagens anlegg og scenario 1 har en verdi som kunne blitt representert som investeringkostnader er det valgt å sette verdien av disse til null. Det for å gi oppdragsgiver et bedre bilde på hvor store fremtidige investeringskostnader vil være i forhold til dagens situasjon.

Tabell 6.2 viser en oversikt over NPC, COE, investeringskostnader og driftskostnader for alle scenarioene. Den viktigste verdien her vil være COE da denne tar for seg NPC, som er nåverdien til de totale investeringkostnadene og driftskostnadene for hele prosjektets levetid, og ut i fra denne beregner total årlig kostnad (total annualized cost). Den totale årlige kostnaden blir delt på energien som blir brukt til last. COE tar altså for seg alle utgifter/kostnader og gir en representabel energikostnad som kan sammenlignes i kontekst med dagens energipriser.

	NPC [kr]	COE [kr/kWh]	Inv.kost [kr]	Driftskostnad [kr/år]
Dagens anlegg	965.609	5,86	0	59.984
Scenario 1	711.328	4,32	0	44.187
Scenario 2, alt. 1	6.086.582	38,23	5.026.579	65.847
Scenario 2, alt. 2	493.013	2,99	98.526	24.505
Scenario 3, alt. 1	1.065.199	6,46	861.875	12.630
Scenario 3, alt. 2	1.144.137	6,94	940,813	12.630
Scenario 4, alt. 1	1.533.949	9,31	1.330.625	12.630
Scenario 4, alt. 2	1.751.168	10,63	1.547.844	12.630

Tabell 6.2: Kostnadsoversikt for ulike scenario

Scenario 1

Sammenlignes scenario 1 med dagens anlegg kommer det frem at kun ved å koble på delene som allerede er kjøpt inn vil COE synke med 1,54 kr/kWh som tilsvarer 27% reduksjon i energikostnad. I dagens anlegg og i scenario 1 er det ikke tatt med investeringskostnadene for allerede innkjøpte anleggsdeler. Hoveddelen av NPC-en i disse tilfellene består av kostnader for drift av dieselaggregatet. Disse kostnadene innebærer utskiftning av aggregat, drivstoff og vedlikehold. I dagens anlegg byttes dieselaggregatet ut etter 16 år, mens i scenario 1 får aggregatet en levetid på ca. 25 år. Det er tydelig at effektivisering av dieselaggregatet, ved hjelp av utvidelse av batteribank og solcellepaneler, fører til en betydelig lavere COE.

Scenario 2 alternativ 1

I den tekniske analysen kom det frem at scenario 2 alternativ 1 ikke er teknisk gjennomførbart i realiteten. Det er store investeringskostnader knyttet til innkjøp av en stor batteribank på 360 batterier. Driftskostnadene i dette scenarioet er større enn i scenario 1 og i dagens anlegg selv uten kostnader knyttet til drift av dieselaggregat. Dette skyldes utskiftning av batteribanken. Alternativet får tydelig frem kostnadene knyttet til langtidslagring av elektrisk energi og de økonomiske begrensingene dette gir. De høye investeringskostnadene og driftskostnadene fører til en COE som er nesten ni ganger så stor som scenario 1. Dette er åpenbart ikke et økonomisk hensiktsmessig alternativ for gårdeier.

Scenario 2 alternativ 2

Scenario 2 alternativ 2 har den laveste investeringskostnaden sammenlignet med alle andre utvidelser av scenario 1, og er betydelig lavere enn alle de andre scenarioene. En investering på rett under hundre tusen kroner vil sørge for å nesten halvere den årlige driftskostnaden sammenlignet med scenario 1, fra 44.187 kr til 24.505 kr per år. Investeringskostnaden utgjør et innkjøp på 20,6 kW med solcellepaneler. Selv om investeringskostnaden er lav gir den et betydelig utslag på driftskostnadene. Driftskostnadene går fra å være hovedsakelig kostnader knyttet til diesellaggregatet i scenario 1 (se tabell 5.5), til at kostnader knyttet til utskiftning av batteripakke og omformere ligger på omtrent samme nivå som kostnadene knyttet til diesellaggregatet (se tabell 5.9). Dette skyldes hovedsakelig en kraftig reduksjon i drivstoffkostnader. Den lave investeringskostnaden og reduksjonen i årlig driftskostnader gjør at alternativet får den laveste NPC-en av alle alternativene, og dermed også lavest COE. En investering i denne prisklassen bør være overkommelig for gårdeier og risikoen kan sees på som relativt lav. Ut i fra dagens last vil dette alternativet være det økonomisk beste sett i et perspektiv på 25 år.

Scenario 3

Fra et økonomisk perspektiv vil det rimeligste alternativet være det beste. Forskjellen i pris på alternativ 1 og alternativ 2 kommer av at prisforskjellen på rørgatene er større enn prisforskjellen på kablene og vil derfor påvirke prisen mer. Ettersom alternativ 2 har en lengre rørgate vil den bli dyrere. Det tas derfor utgangspunkt i alternativ 1 videre i den økonomiske analysen av scenario 3 og 4.

Sammenlignet med scenario 2 alternativ 2 er investeringskostnadene betydelig større i scenario 3. Det skyldes at oppbygging av hele mikrokraftverket må finansieres i starten av prosjektet. Fordelen med de store investeringskostnadene vil være at de fører med seg lave driftskostnader. Bruken av diesellaggregatet er helt borte og driftskostnadene i scenario 3 og 4 består kun av utskiftning av batteripakke og omformer.

Sammelignes COE-en fra scenario 3 på 6,46 kr/kWh med scenario 1 på 4,32 kr/kWh er det tydelig at scenario 3 ikke er økonomisk hensiktsmessig i utgangspunktet. Levetiden til et vannkraftverk er typisk lenger enn 25 år og vil ha en levetid utover dette prosjektets varighet (NOU-ar 2019). Dersom varigheten til prosjektet økes utover 25 år vil dette resultere i at scenarioene med et mikrokraftverk vil få en lavere NPC og COE. Med et mikrokraftverk vil det være mulighet for å øke lasten betydelig. Dersom forbruket økes vil også COE-en senkes da denne er basert på total elektrisk energi levert til last. Eksempelvis ble det gjort en simulering med en 50% økning i last som resulterte i en COE på 4,31 kr/kWh

for scenario 3. Et mikrokraftverk kan altså bli mer økonomisk dersom varigheten til prosjektet økes og/eller det skjer en økning i forbruket.

Scenario 4

Scenario 4 er tatt med for å få et perspektiv på hvordan endring i ytelse påvirker totalkostnaden for å bygging av mikrokraftverket. Mikrokraftverket i scenario 4 er åpenbart overdimensjonert i forhold til lastbehovet, dette gjenspeiles i COE i begge alternativene. Pris per kW i scenario 3 vil være 430.938 kr/kW og for scenario 4 vil den være 266.125 kr/kW. Det er tydelig at kraftverk med større ytelse er mer kostnadseffektive gitt at total elektrisk energi levert til last ikke er en faktor. Scenario 4 vil derfor kun være aktuelt dersom det skjer en betydelig økning i lastbehov, og det får frem at desto større kraftverk som bygges desto mer økonomisk hensiktsmessig blir det gitt at all produsert energi brukes.

7 Konklusjon

Målet med oppgaven var å se på hvordan det elektriske anlegget på Gjevsjøen Fjellgård kan utvides slik at dieselforbruket reduseres. Rapporten har sett på ulike alternativer for å utvide anlegget med dette som utgangspunkt. I innledningen ble det presentert en rekke delspørsmål for å svare på problemstillingen. Det er tydelig at ulike løsninger har ulike fordeler og ulemper, og hva som er optimalt er derfor et kompromiss mellom ulike faktorer.

En viktig observasjon er forskjellen på ulike produksjonsstrategier. Løsninger som baserer seg på variabel produksjon, slik som sol og vind, er avhengig av stor lagringskapasitet og svært høy merkeeffekt. En løsning som derimot baserer seg på stabil produksjon, slik som vann, er kun avhengig av en mindre batteribank til å dekke topplaster. Dimensjoneringen av de ulike komponentene er derfor avhengig av hverandre, og det eksisterende anlegget legger derfor føringen for hva som er optimalt å gjøre videre. Solcellepanelene, batteribanken og dieselaggregatet representerer en oppbundet kapital som påvirker lønnsomheten av ulike utvidelsesalternativer.

Den mest kostnadseffektive løsningen er scenario 2 alternativ 2, som også er den mest gjennomførbare løsningen. Denne løsningen kombinerer produksjon fra solceller og dieselaggregat på en økonomisk optimal måte, og vil kun kreve innkjøp av ytteligere solcellepaneler. Dieselforbruket reduseres betydelig, men det er ikke praktisk mulig å fullstendig kutte ut dieselforbruket med en løsning som baserer seg på sol og batterilagring. Dette er kun mulig med en løsning som baserer seg på jevn produksjon fra et mikrokraftverk. Et slikt kraftverk vil gi gode muligheter for å øke lasten, men ut i fra dagens lastbehov vil det ikke være lønnsomt sammenlignet med en kombinasjon av dieselaggregat og solceller.

8 Feilkilder og videre arbeid

8.1 Feilkilder

I forarbeidet til simulering er det gjort en rekke forenklinger og tilnærminger. Disse forenklingene har vært nødvendig for å få gjennomført oppgaven innenfor tidsrammen med de ressursene som har vært tilgjengelig. Slik som forklart underveis i rapporten er dette forenklinger og estimer gjort i sammenheng med pris, ressursmålinger, kontrollstrategi, forbruk og levetid. For eksempel er nesten samtlige erfaringstall fra NVEs veileder gitt for større kraftverk og kan ikke nødvendigvis overføres til et mikrokraftverk.

I tillegg er det begrensninger i HOMER som fører til at tilnærminger må ha blitt gjort, da spesielt i sammenheng med eksisterende anleggsdeler og utbygging av disse. HOMER har også begrensninger på antall omformere som kan spesifiseres i mikronettet, som gjør utslag på pris og virkningsgrad.

8.2 Videre arbeid

På grunn av de nevnte feilkildene vil det være nødvendig med videre arbeid før en eventuell utvidelse av anlegget. Dette vil særlig dreie seg om detaljerte ressursmålinger over lengre tid av de hydrologiske forholdene rundt Gjevsjøen Fjellgård. Det vil også være nødvendig å skaffe et relevant pristilbud, da spesielt knyttet til mikrokraftverket. Før en eventuell utvidelse må det også gjøres en grundigere analyse av det langsiktige energi- og effektbehovet. Det kan være hensiktsmessig å vurdere vind som energikilde, som krever en analyse av vindressursene i området. Det burde også vurderes andre simuleringsverktøy som alternativ til HOMER PRO, for å gi en mer detaljert modell av mikronettet.

Kilder

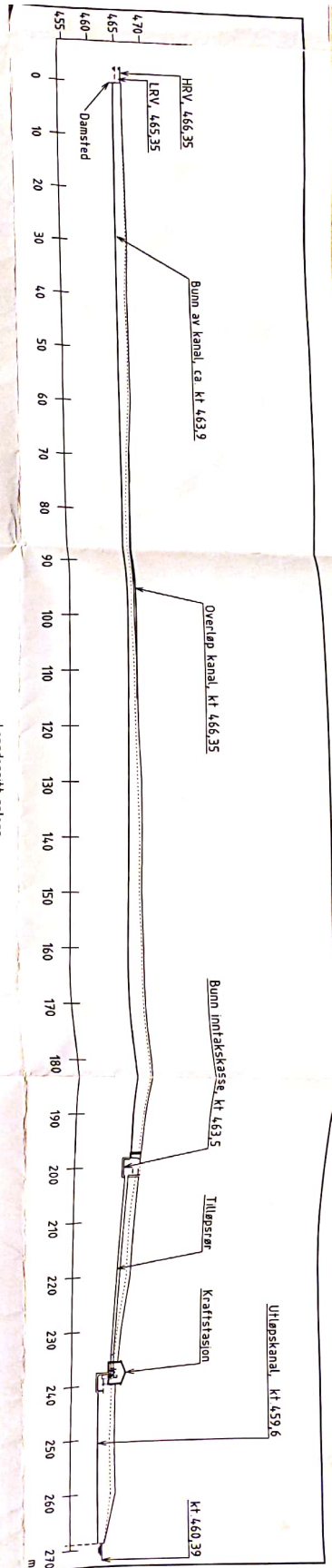
- Agrawal, N. (2011). *What is Kaplan Turbine? Propeller Turbine. Types of Hydraulic Turbines*. URL: <https://www.brighthubengineering.com/fluid-mechanics-hydraulics/27426-hydraulic-turbines-kaplan-turbine/>. (Hentet: 03.03.2020).
- Boxwell M. (2015). *Solar electricity handbook : a simple, practical guide to solar energy: how to design and install photovoltaic solar electric systems*. Coventry: Greenstream Publ.
- Brekke, H. (2000). *Grunnkurs i hydrauliske strømningsmaskiner*. nob. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet, NTNU.
- Chaurette, J. (udatert). *MICRO-HYDRO INSTALLATION SIZING (CROSS-FLOW TURBINE)*. URL: <https://www.pumpfundamentals.com/micro-hydro-banki.htm>. (Hentet: 02.04.2020).
- Elstad, I. mfl. (2011). *Retningslinjer for stenge og tappeorganer, rør og tverrslagsporter*. URL: http://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2011/retningslinjer2011_01.pdf. (Hentet: 24.04.2020).
- energysage (2020). *Types of solar panels*. URL: <https://www.energysage.com/solar/101/types-solar-panels/>. (Hentet: 28.02.2020).
- ESHA (2004). «Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant». I: (Hentet: 21.02.2020).
- European Union (2020). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR. (Hentet: 02.03.2020).
- Fossingkraft AS (udatert). *Mikro- og mini vannkraftverk – informasjon fra Fossingkraft*. URL: http://www.fossingkraft.no/PDF/Mikro-Og-Mini-Vannkraftverk.pdf?fbclid=IwAR2dv6l38hiGo8HG-u2fjIM_h3NeIz375XFGTy0aHQR6TDkzLwY-iEigDtE. (Hentet: 24.04.2020).
- Fronius (2019). *My PV systems: Gjefsjøen Fjellgård*. (Hentet: 28.02.2020).
- GETEK (2015). *GETEK-KATALOG*. URL: http://getek.no/wp-content/uploads/2017/03/GETEKenergy_hovedkatalog.pdf. (Hentet: 20.04.2020).
- Holm, Ø. (2019). *Små og store kraftverk fra A til Å*. (Hentet: 07.03.2020).

- HOMER PRO (2020a). *Generating Synthetic Load Data*. Versjon 3.13. URL: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/generating_synthetic_load_data.html. (Hentet: 10.04.2020).
- (2020b). *Hydro*. Versjon 3.13. URL: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/hydro.html>. (Hentet: 10.04.2020).
 - (2020c). *Hydro Resource*. Versjon 3.13. URL: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/hydro_resource.html. (Hentet: 10.04.2020).
 - (2020d). *Load Profile*. Versjon 3.13. URL: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/load_profile_menu.html. (Hentet: 14.05.2020).
- IEC (2017a). *IEC 60050-617 Organization/Market of electricity*. URL: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-22>. (Hentet: 1.03.2020).
- (2017b). *IEC 60050-617 Organization/Market of electricity*. URL: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-23>. (Hentet: 1.03.2020).
- JA SOLAR (udatert). *JAM60S01 290-310 PR*. URL: <https://www.eidsivaenergi.no/globalassets/strom/dokumenter/solceller/solpanel/data-sheet-jam60s01-pr-305-310.pdf>. (Hentet: 04.05.2020).
- Jacobson, M. Z. og Jadhav, V. (2018). «World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels». I: *Solar Energy* 169, s. 55–66. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1830375X>.
- Jenssen, L. mfl. (2006). «NVE-Inntakshndboken». I: URL: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2006/veileder2006_01.pdf. (Hentet: 07.03.2020).
- Kakigano, H., Miura, Y. og Ise, T. (2010). «Low-Voltage Bipolar-Type DC Microgrid for Super High Quality Distribution». I: *IEEE Transactions on Power Electronics* 25.12, s. 3066–3075.
- Kansara, B. (2017). *Feasibility investigation of dispatch strategies and energy storage systems of microgrid in islanded and grid connected modes*. URL: https://shodhganga.inflibnet.ac.in/bitstream/10603/34708/14/14_chapter5.pdf. (Hentet: 02.04.2020).
- Kartverket og Geovekst (2020). *Norgeskart*. URL: <https://www.norgeskart.no/#!?project=norgeskart&layers=1003&zoom=15&lat=7109965.15&lon=406717.56>. (Hentet: 15.05.2020).

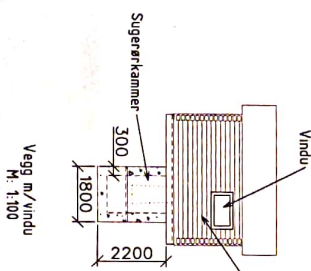
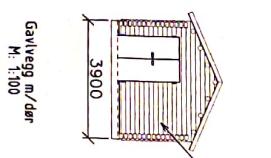
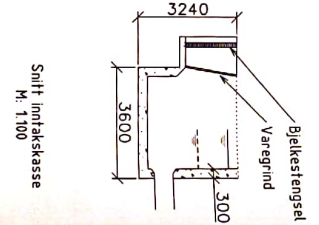
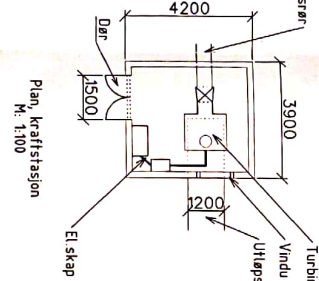
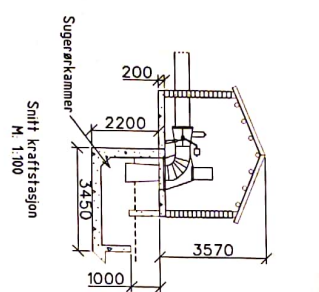
- Liu, X., Wang, P. og Loh, P. C. (2011). «A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control». I: *IEEE Transactions on Smart Grid* 2.2, s. 278–286.
- Masters, G. M. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken, N.J.: Wiley.
- Norconsult and NVE (2003). «Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk». I: URL: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2003/veileder2003_02.pdf. (Hentet: 07.03.2020).
- Norkart (2016). *solkart.no*. URL: <https://solkart.no/?partner=norskesoltak>. (Hentet: 11.03.2020).
- Norsk Elektronisk Komité (2018). *Elektriske lavspenningsinstallasjoner*. (Hentet: 24.04.2020).
- NOU-ar (2019). *Skattlegging av vannkraftverk*. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/48c20fac986743ab9e91649d5fec645a/nou-2019-16-skattlegging-av-vannkraftverk-2172316.pdf>. (Hentet: 29.04.2020).
- NVE (2000). *KOSTNADSGRUNNLAG FOR MINDRE VANNKRAFTANLEGG . (50 - 5000 kW)*. URL: http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2000/haandbok2000_02.pdf. (Hentet: 26.02.2020).
- (2015). *Målinger og metoder*. URL: <https://www.nve.no/hydrologi/vannstand-og-vannforing/malinger-og-metoder/>. (Hentet: 27.04.2020).
- Olivares, D. E. mfl. (2014). «Trends in Microgrid Control». I: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.4, s. 1905–1919.
- Ossberger (2018). *Ossberger*. URL: <https://ossberger.de/en/hydropower-technology/ossbergerr-crossflow-turbine/>. (Hentet: 02.04.2020).
- Patrao, I. mfl. (2015). *Microgrid architectures for low voltage distributed generation*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114009939>. (Hentet: 17.03.2020).
- PRAMAC (2011). *Energy Generation*. URL: <https://bit.ly/3cQAB6i>. (Hentet: 20.04.2020).
- Qadrdan, M., Jenkins, N. og Wu, J. (2018). *Smart Grid and Energy Storage*. I: *McEvoy's Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Red. av Kalogirou, S. A. 3. utg. Elsevier Science, s. 915–928.
- Rolls Battery Engeneering (2019a). *Battery 4 KS 21P*. URL: <https://rollsbattery.com/battery/4-ks-21p/>. (Hentet: 24.03.2020).

- Rolls Battery Engineering (2019b). *Rolls Battery User Manual*. URL: <https://www.rollsbattery.com/wp-content/uploads/2019/11/Rolls-Battery-User-Manual.pdf>. (Hentet: 27.02.2020).
- Rosa-Clot, M. og Tina, G. M. (2018). «Chapter 2 - Photovoltaic Electricity». I: *Submerged and Floating Photovoltaic Systems*. Elsevier Inc, s. 13–32. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128121498000028#f0015>.
- Rosvold, K. A., Lundby, L. og Heggstad R. (2019). *Vannkraftmaskin*. URL: <https://snl.no/vannkraftmaskin>. (Hentet: 02.03.2020).
- Sangal, S. (udatert). *Turbine selection chart based on head and flow rate*. URL: https://www.researchgate.net/figure/Turbine-selection-chart-based-on-head-and-flow-rate-1_fig2_292726939. (Hentet: 02.04.2020).
- Skaugen, T. mfl. (2015). *Lavvannføring - estimering og konsesjonsgrunnlag*. URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport_miljoebasert_vannfoering/2002/miljoebasert2002_01.pdf. (Hentet: 27.04.2020).
- SMA (udatert). *Performance ratio. Quality factor for the PV panel*. URL: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11.pdf>. (Hentet: 27.02.2020).
- Statnett SF (2012). *Funksjonskrav i kraftsystemet 2012*. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/soknad-om-idriftsettelse-av-anlegg-fos--14/funksjonskrav-i-kraftsystemt-fiks-2012.pdf>. (Hentet: 30.04.2020).
- Studer Innotec SA (2018). *Xtender, Unit combining inverter, battery charger and transfer system*. English. Versjon Version 4.8.0. Studer Innotec SA. 64 s. in press.
- Sulla, F. (2009). «Island Operation with Induction Generators». I: URL: <https://www.iea.lth.se/publications/Theses/LTH-IEA-1059.pdf?fbclid=IwAR0SsJZ6PJvA60SkF9iSkCTxLYaaZlkQAWBwnNVcrswkNMQJi4-8C-hfXA>. (Hentet: 09.03.2020).
- SWECO Groner AS (2005). *KOSTNADSGRUNNLAG FOR SMÅ VANNKRAFTANLEGG (opp til 10.000 kW)*. URL: http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2005/haandbok2005_01.pdf. (Hentet: 24.04.2020).
- SWECO Norge AS (2010). «Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (<10 000kW)». I: URL: http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2010/haandbok2010_01.pdf. (Hentet: 20.04.2020).
- thegreenage (udatert). *Introduction to Solar PV*. URL: <https://www.thegreenage.co.uk/tech/types-of-solar-panel/>. (Hentet: 28.02.2020).

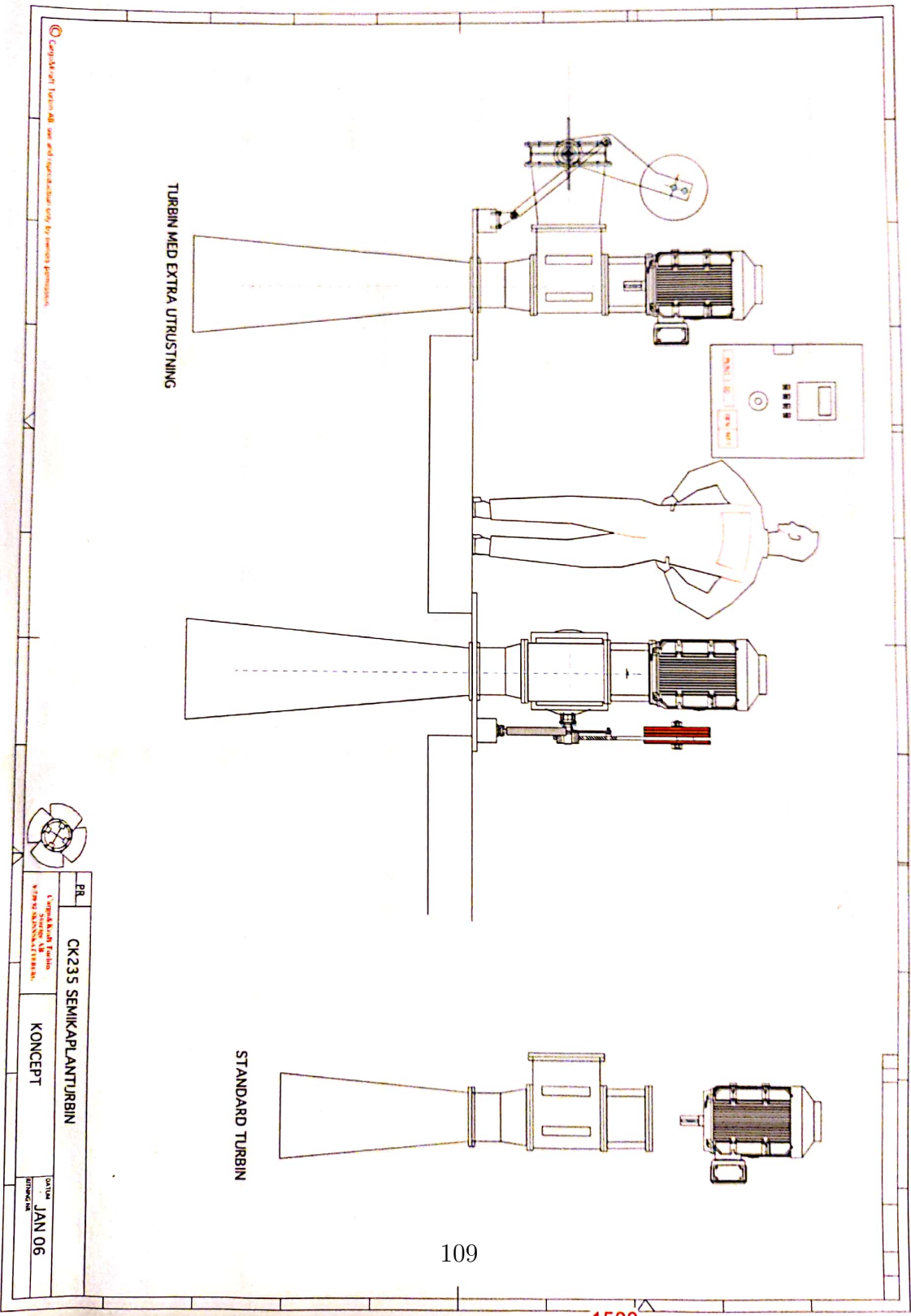
US EPA (udatert). *Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts*. URL: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>. (Hentet: 1.03.2020).

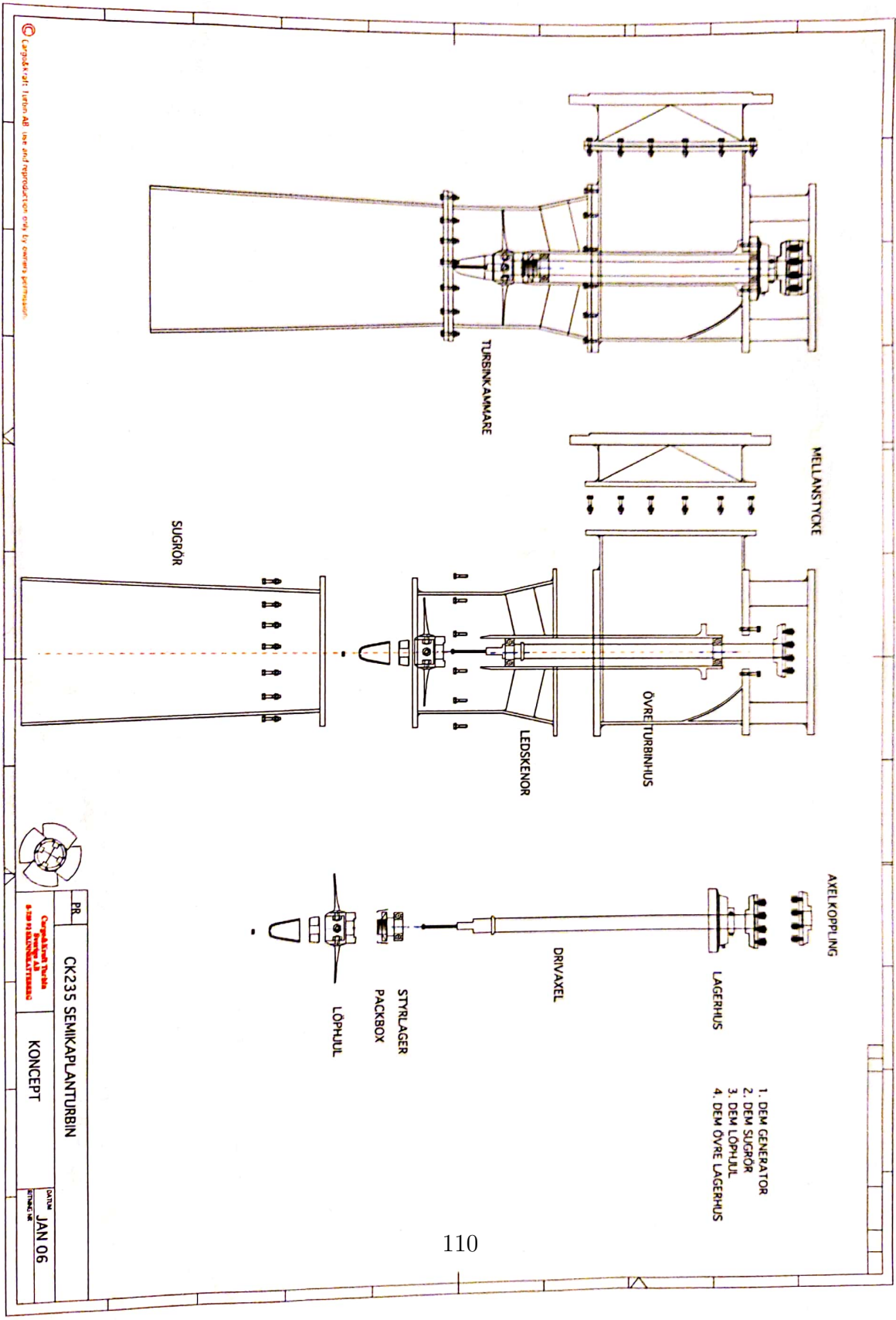


Lengdesnitt anlegg
M: 1:500



FORPROSJEKT		VEDLEGG 2	
HENVISNING:			
MERKNAD:			
Netto innvendige mål i kraftstasjon, 3,6 x 3,9 m.			
108			
Fondasjon		Rev.	Date
Gjefsjøen mikrokraftverk			
Snitt		1:100	15.05.2003
Plan		1:500	15.05.2003
NTE Næringsmiddelindustri Energiteknikk AS		Prosjekt nr. EXGLEB002	
Utarbeidet av KAS		Godkjent av KAS	
Dato 29.01.2003		Dato 29.01.2003	
Prosjekt nr. EXGLEB002			

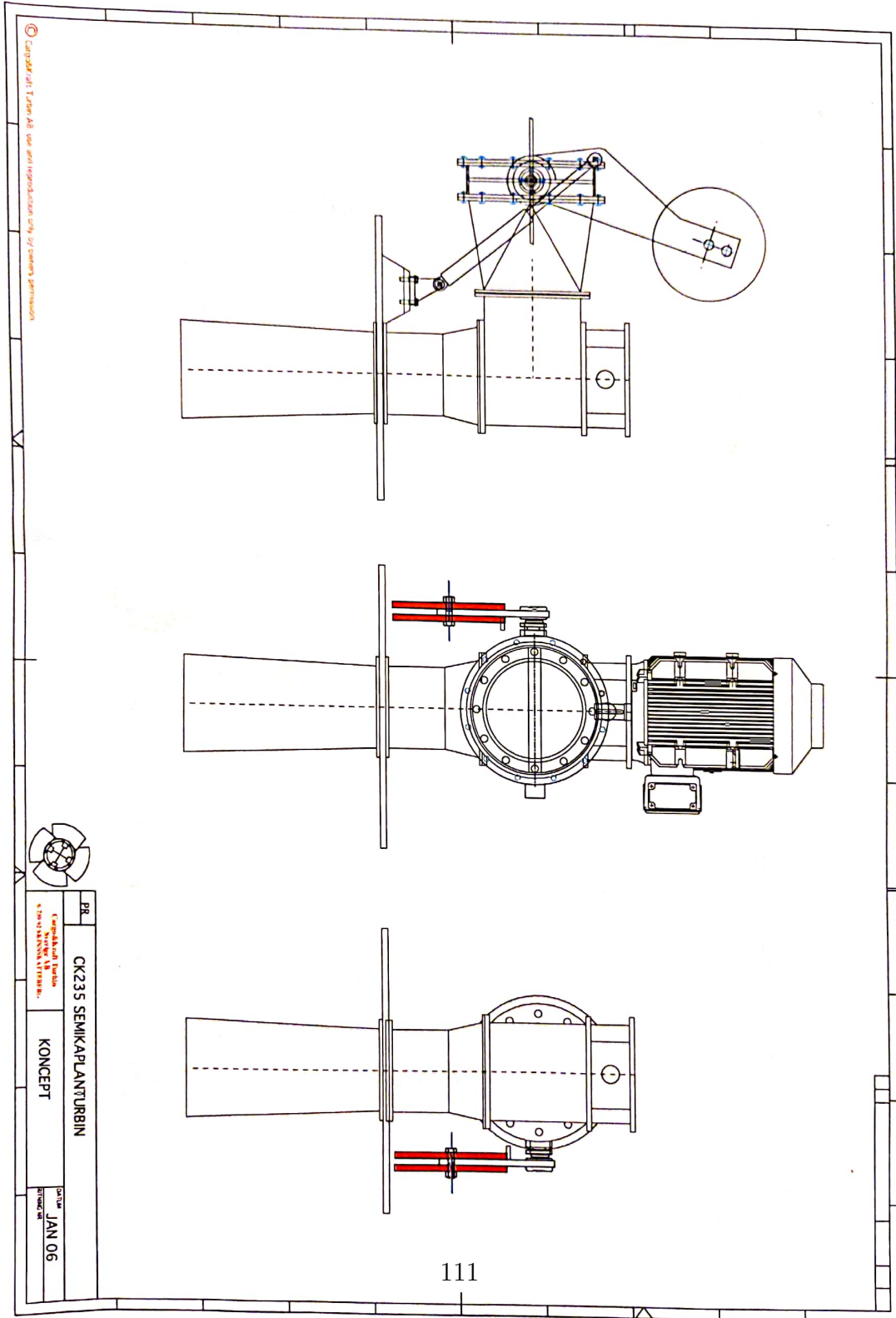




© Lerped Kraft, Ingen AB. All rights reserved. Reproduction without permission is prohibited.



PR	CK235 SEMIKAPPLANTTURBIN	DATE
Koncept		JAN 06
Lerped Kraft 8120 RINGEN 8120 RINGEN		



Vedlegg B NTEs utredning

SØKNAD FOR VURDERING AV KONSESJONSPLIKT FOR GJEFSJØEN MIKROKRAFTVERK



Bilde av Gjefsjø fjellgård

Innholdfortegnelse

Begrunnelse for tiltaket	3
Vernet vassdrag.....	3
Eierforhold	3
Områdets geografi	4
Beskrivelse av tiltaket	6
Kraftstasjon	6
Dam.....	6
Kanal	6
Rørgate.....	7
Utløpskanal	7
Reguleringer.....	7
Kraftforsyning - linjer	7
Adkomst.....	7
Massetak – deponi.....	7
Installasjon	7
Hydrologi - vurderinger	8
Minstevannføring.....	8
Vannstandsendringer.....	8
Vanntemperaturendringer, isforhold.....	8
Flommer.....	8
Grunnvann.....	8
Kostnadsoverslag	9
Fordeler ved tiltaket	10
Skader og ulemper ved tiltaket.....	10
Virkning på naturverdier.....	10
Ulemper for brukerinteresser	10
Skade på vannforsyningsinteressene.....	10
Skade på faste kulturminner.....	10
Beskrivelse av skader for jord –og skogmark.....	10

Figurliste

Tabell 1.Hoveddata for Livsjøelva mikrokraftverk	6
Tabell 2. Kostnadsoverslag	9

VEDLEGG

- Vedlegg 1 : Utsnitt av kart, tegning GJEB001.
- Vedlegg 2 : Skisser av anlegg, tegning GJEB002
- Vedlegg 3 : Kart med inntegnet nedbørsfelt, M711 (nedskalert fra A3 til A4-format)
- Vedlegg 4 : Varighetskurve.
- Vedlegg 5 : Utdrag fra verneplan II for vassdrag, St.prp. nr.77
- Vedlegg 6 : Registreringsskjema for bygging av mikro-/minikraftverk, 4stk

Begrunnelse for tiltaket

Utbygger ønsker å bygge et mikrokraftverk i Livsjøelva for å forsyne fjellgårdene ved Gjevsjøen med strøm. Diesellaggregatet som i dag forsyner gårdene med strøm er modent for utskifting og gårdeier ønsker at dagens diesellaggregat skal skiftes ut med et mikrokraftverk. Bakgrunn for ønsket om at diesellaggregatet skal byttes ut med et mikrokraftverk er at gårdeier synes det er slitsomt å få dieselen til gårds og støyforurensningen fra aggregatet. I tillegg er vannkraft et mer miljøvennlig alternativ.

Vernet vassdrag

Det planlagte mikrokraftverket ligger i det vernede Holderen/Jævsjø/Grønningen vassdraget (nr.969), se vedlegg 1 for plassering av anlegget. Alle vernede vassdrag er i utgangspunktet vernet fra kraftutbygging dersom tiltaket blir funnet konsesjonspliktig eller kommer i konflikt med allmenne interesser. I Verneplan II for vassdrag (se vedlegg 5) er det åpnet for bygging av små aggregater for å forsyne fjellgårdene med elektrisitet.

Eierforhold

To grunneiere på fallet:

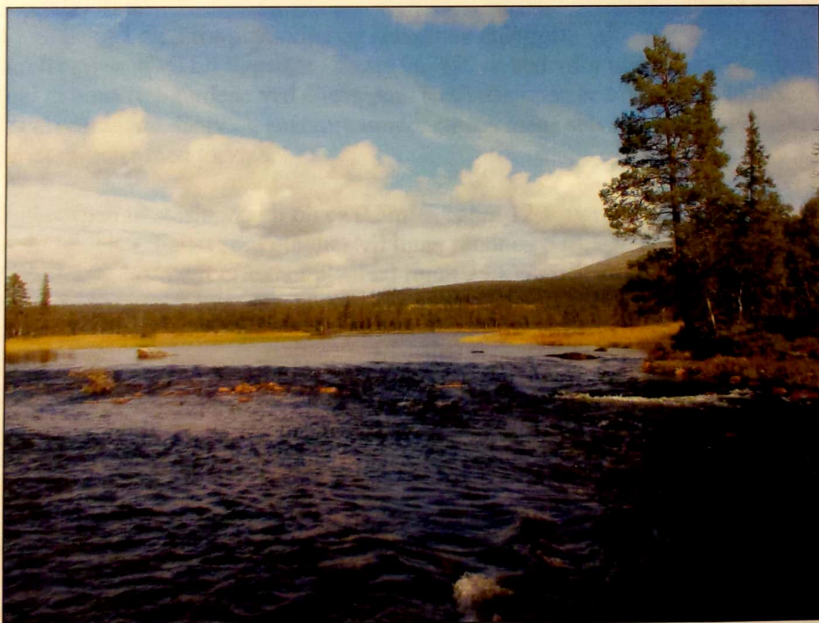
Gjevsjø 73-1 Per, Linn og Bård Larsson

Gjevsjø 73-2 Nils Gjevsjø (tiltakshaver)

Gjevsjø
7760 SNÅSA
Tlf: 74 15 28 27



Bilde av planlagt damsted (tvers over elva mot utstikkende odde).



Bilde av Livsjøelva med innløp til Livsjøen litt til venstre for senter i bildet.

Beskrivelse av tiltaket

Tabell 1.Hoveddata for Livsjøelva mikrokraftverk

Data	Enhet	Gjevsjøen mikrokraftverk
1.0 Tilløpsdata		
Nedbørsfelt	Km ²	91.5
Midlere tillop inkl. flomtap	mill.m ³ / GWh	129.8 / 2.08
Magasin	mill.m ³ / %	0.75 / 0.6
2.0 Stasjonsdata		
Midlere brutto fallhøyde	m	5.9
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0.01274
Installasjon	kW	25
Slukeevne	m ³ /s	0.5
3.0 Produksjon		
Midlere vinterproduksjon	kWh	83 000
Midlere sommerproduksjon	kWh	99 000
Midlere årsproduksjon	kWh / år	182 000
4.0 Utbyggingskostnad		
Totalkostnad	Mill.kr	1.93
Utbyggingskostnad	kr / kWh	10.6
Byggetid	År	1

Kraftstasjon

Se vedlegg 1 og 2 for plassering og skisser av anlegget.

Kraftstasjonen vil bli liggende i dagen ca. 450 m nedenfor utløpet fra Livsjøen, og ca 800 m unna fjellgårdene ved Gjevsjøen. Kraftstasjonen er trukket ca. 30 m inn på land fra elvebredden. Golv og sugerørkammer støpes mens selve stasjonen er tenkt utført i laftet tømmer med torvtak.

Slukeevnen til stasjonen vil bli ca 0,5m³/s, rundt 12% av middelavløpet for nedslagsfeltet. Fallet som utnyttes vil ligge rundt ca 6 m, inntak og utløp vil være i Livsjøelva. Installert effekt er planlagt rundt 25 kW. Driftstiden for anlegget vil ligge rundt 8760 timer i året, dvs. at anlegget bare stoppes ved nødvendig vedlikehold.

Dam

Dammen er planlagt utført som en bukkedam, og vil være ca. 17 m og med en maksimal høyde på ca. 0.75m. Dammen utføres som en overløpsdam og pga. middelvannføringen på 4,1 m³/s vil den store deler av året nærmest fungere bare som en terskel i Livsjøelva.

Kanal

Det er planlagt å lede vannet fra damstedet og frem til inntakskassen via en sprengt kanal. Kanals lengde vil være ca. 200 m frem til inntakskassen. På grunn av at Livsjøelva har stor vannføring under flom, er det nødvendig med overløp fra kanal og ut i elva for å håndtere vannmengdene som vil trenge seg inn i kanalen under flom. Det er mulig å få til ca. 35-40 m overløp ved fossenakken. Det vil kun være

nødvendig med betongarbeider i forbindelse med dette overløpet, kanalen kan i sin helhet sprenges ut i fjell. Stein fra sprengningen legges opp langs kanalens sider som sikring mot erosjonsskader i tilfelle høy vannstand. Inntaksrist og føringer for bjelkestengsel vil plasseres i kanalen like foran overgangen til inntakskassen. Det vil også plasseres et bjelkestengsel ved starten av kanalen som gir mulighet for å tørlegge den.

Rørgate

For å utnytte fallet vil det være nødvendig med ca. 40 m rør (PE). Dimensjonen vil ligge rundt 500 mm, og rørene graves ned.

Utløpskanal

Det er planlagt å lede vannet fra kraftstasjonen og ut i Livsjøelva ved hjelp av en kanal. Lengden av kanalen vil være ca. 30 m og den vil bli liggende i fjell.

Reguleringer

Det er planlagt et lite magasin ved Livsjøen, dette er nødvendig for å sikre tilgang på strøm i vintermånedene og i tørre perioder om sommeren. Magasinet er planlagt å kunne reguleres med 1 m. og romme ca. 750 000 m³. For å oppnå dette er det nødvendig å kanalisere Livsjøelva et stykke nedenfor utløpet av Livsjøen. Ved inntaket til kanalen må det bygges en liten bukkedam for å sikre en vannstand som vil ligge ca. 35 cm over dagens vannstand (kt. 466). Tilsigsfeltet for magasinet er ca. 91,5 km² og årlig tilsig ca. 128,9 mill.m³. Planlagt HRV vil ligge på kote 466.35 moh, mens LRV vil ligge på kote 465.35 moh.

Kraftforsyning - linjer

Spenningen transformeres til 230 V og føres til gården med jordkabel (4 x 240 mm² Al). Avstand fra gård til kraftstasjon er ca. 850 m.

Adkomst

Det er vei frem til Gjevsjøen på svensk side, for å komme seg over til fjellgårdene må man med båt over Gjevsjøen. Kraftverket blir liggende ca. 1600 m fra Gjevsjøen og ca. 800 m fra gårdene. Transport av bygningsmaterialer og utstyr vil måtte skje på vintertid (snødekt mark) eller med flåte over Gjevsjøen og videre på vei og i terreng.

Massetak – deponi

Det vil ikke være noe behov for å opprette eget massetak i forbindelse med utbyggingen, men det vil være aktuelt å ta noe sand der elva renner ut i Gjevsjøen.

Installasjon

Det tas sikte på å installere ett aggregater med effekt på ca. 25 kW, og effekten prøves og holdes konstant over året. Turbinen vil være av typen Kaplan og være koplet til en synkrongenerator, 29 kVA. For at strømforsyningen skal være av best mulig kvalitet er det nødvendig med en form for ballast-system som tar overskuddskraften. Ved bruk av et slikt system kan effekten konstant holdes lik 25 kW, som vil gjøre kvaliteten på strømforsyningen bedre.

Installasjonen størrelse er valgt for å sikre gården tilstrekkelig med strøm, både sommer og vinter.

Hydrologi - vurderinger

Se vedlegg 3 for varighetskurve.

Varighetskurven som er benyttet ved produksjonsberegningene er basert på data fra stasjon 1499 Mannseter. Det benyttes en måleserie fra 1930-1967.

Produksjonsberegningene er utført ved hjelp av VANSIMTAP. Fra avrenningskart (blad 5) ble den spesifikke avrenningen funnet å være ca. $45 \text{ l/s} \cdot \text{km}^2$. Nedslagsfeltets størrelse er $91,5 \text{ km}^2$ som gir en middelvannføring på ca. $4,1 \text{ m}^3/\text{s}$ og et årlig avløp på $129,8 \text{ mill m}^3$. Alminnelig lavvannføring for sammenlignbare vassdrag er ca. 6-8 % av middelvannføringen dvs. i størrelsesorden $0,25\text{-}0,33 \text{ m}^3/\text{s}$.

Minstevannføring

Ut i fra ønsket om en konstant og sikker strømproduksjon er det ønskelig at det ikke blir fastsatt en minstevannføring for strekningen mellom inntak og utløp. Aggregatet vil kreve 500 l/s året rundt som utgjør ca. 12 % av middelevannføringen, og kun et fåtall dager i året vil dammen ikke gå med overløp. Dette gjelder hovedsakelig 20-30 dager i månedene februar og mars. Sterkningen som vil berøres er ca. 250 m.

Vannstandsendringer

I sommerhalvåret vil vannstandsendringene være små for den berørte strekningen mellom inntak og utløp pga den store vannføringen i elva. I vinterhalvåret vil vannføringen på den utbygde strekningen bli sterkt redusert i tørre perioder, for øvrig vil det være små endringer.

Vanntemperaturendringer, isforhold

Ikke ventet at det vil bli noen betydelige endringer i verken temperatur eller isforhold i Livsjøelva eller området rundt som følge av det planlagte mikrokraftverket. Mens for Livsjøen kan senkningen resultere i litt mer ustabile isforhold og dårligere is langs strandkanten.

Flommer

Det planlagte magasinet er rundt 0,6 % av årlig tilsig og vil derfor ha en minimal effekt som flomdempningsorgan. Hyppighet og forløp av flommene i Livsjøelva vil være så godt som identiske både før og etter en eventuell bygging av mikrokraftverket.

Grunnvann

Det er ikke ventet at den planlagte utbyggingen vil gi noen særlige negative virkninger på grunnvannet i de berørte områdene. Ved en maksimal senkning (1m) av magasinet vil grunnvannstanden kunne senkes litt for området rundt Livsjøen. Siden denne senkningen kun skjer i vinterhalvåret når landskapet er snødekt og tilfrosset vil virkningene være minimale.

Kostnadsoverslag

Ved beregning av kostnader er det tatt utgangspunkt i NVE's "Kostnadsgrunnlag for småkraftverk" (2001), masseberegninger samt erfaringstall. Alle kostnader er indeksregulert opp til dagens nivå.

Uforutsette kostnader er basert på 10% av byggkostnadene og 10 % av maskin -og el.kostnadene.

Kostnader for planlegging / adm. er basert på 10% av byggkostnadene og 10 % av maskin -og el.kostnadene.

Tabell 2. Kostnadsoverslag

Gjevsjøen Mikrokraftverk:	Kr
Byggkostnader	
Dam:	100000
Kanal:	150000
Kraftstasjon i dagen:	172000
Inntakskum:	67000
Senkning Livsjøen:	30000
Maskin -og el.kostnader	
Maskin / El.	550000
Rørgate:	42000
Div. utstyr:	20000
Transport	250000
Linje	220000
Plan/Adm. kostnader	160100
Uforutsette kostnader	168900
SUM	1930000

Fordeler ved tiltaket

Fremste fordelen ved tiltaket er å hindre fraflytting og opprettholde bosetting på fjellgården. Det blir færre og færre fjellgårder med fast bosetting, men det er et ønske om å ta vare på denne delen av norsk kulturhistorie som er i ferd med å forsvinne. Et mikrokraftverk vil sikre strømforsyningen til gården og hindre fraflytting. Beboerne på gården må inn med en betydelig egenkapital som i praksis vil gå tapt dersom gården fraflyttes.

Dagen strømkilde er et aggregat som går på diesel. Ved at dette skiftes ut med et mikrokraftverk går man over til bruk av en langt mer miljøvennlig energikilde som må anses som en klar fordel ved tiltaket.

Skader og ulemper ved tiltaket

Virkning på naturverdier

Den største effekten av inngrepet vil være rent estetisk. Rør og kabel lar seg skjule ved at de graves ned. Det som blir mest synlig er kanalen samt overløpsdammen. Dammen vil store deler av året gå med overløp og vil nok ikke virke så skjemmende i landskapet. Kraftstasjonen kan tilpasses terrenget og landskapet rundt og minimere de estetiske virkningene.

Senkning av magasinet vil også virke skjemmende på landskapsbildet selv om dette skjer på vinteren og minimerer de synlige skadene. Konsekvensene for fisk som følge av senkningen er antatt å være minimale.

Ulemper for brukerinteresser

Senkningen av Livsjøen vil nok føre til mer ustabile isforhold og sjanser for "brekking" av isen langs land. Dette kan være et faremoment ved kryssing/fisking på isen. Ellers vil det planlagte tiltaket gi minimale ulemper for berørte brukerinteresser. Etter utsagn fra beboerne på gården finnes det en stamme med fjellrøye i Livsjøen, men det fiskes svært lite der noe som skyldes lite og små fisk. Hvordan fisket vil bli påvirket er litt vanskelig å si, men pga inngrepets svært beskjedne omfang er det ikke grunn til å tro at det vil bli nevneverdig påvirket.

Skade på vannforsyningsinteressene

Ingen.

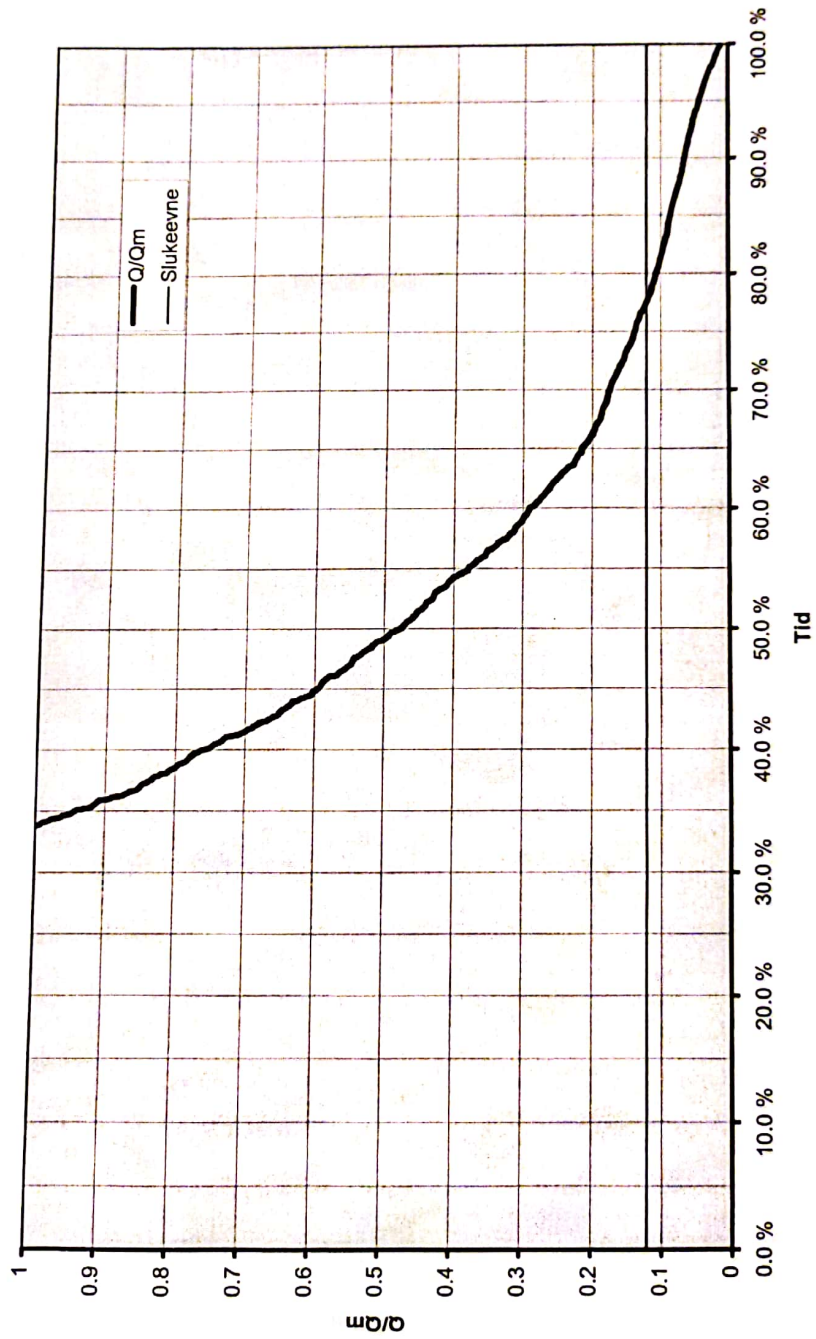
Skade på faste kulturminner

Ingen, tiltaket vil virke positivt i retning av å bevare kulturhistorie.

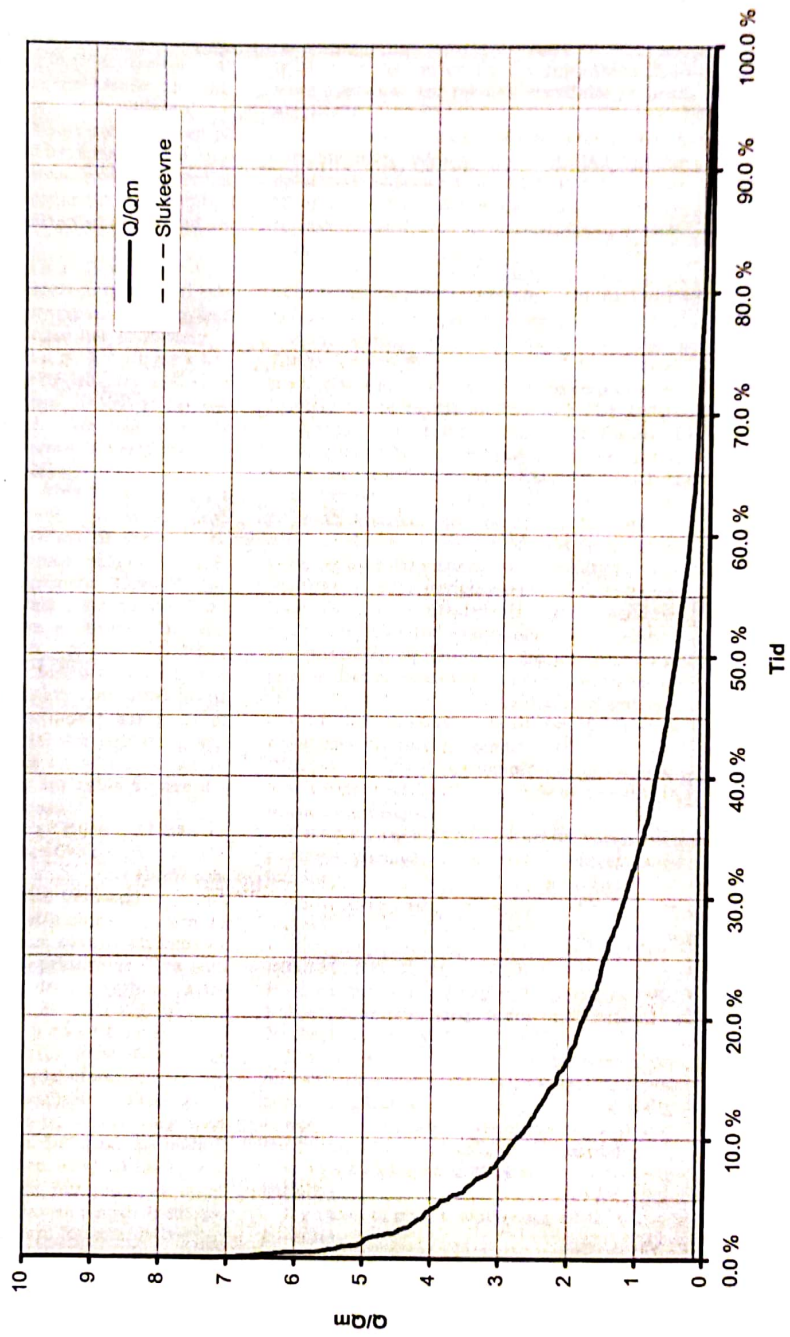
Beskrivelse av skader for jord –og skogmark

Dersom transport av utstyr og bygningsmaterialer utføres vintertid, på snødekt mark, vil skadene i terrenget bli minimale. Transport med flåte og videre på vei og i terreng kan gjøre en del mer skade på terrenget, særlig i myrlandskapet som dekker en del av området mellom Gjevsjøen og Livsjøen.

VM1499 Mannseter
Varighet små vassføringer



VM1499-Mannsefer
Varighetskurve - ukemidler



Verneplan II for vassdrag

driften, fiske, jakt, friluftsliv, naturvern m. v. og spesielt pekes på Granas betydning som resipient.

Lierne kommune tilrår 10-årsvern av Sanddølavassdraget.

Fylkesfriluftsnemnda går inn for konsesjonsbehandling under forutsetning av at friluft- og naturverninteressene blir tatt hensyn til.

Fylkeslandbruksstyret peker på at Grana bør vernes i 10 år sammen med Snåsavannet og at det er store jordbruksverdier i det eventuelle Storåsmagasinet. De negative konsekvenser for reindriften er størst ved regulering av Grana.

Nord-Trøndelag Naturvern har gått inn for at Sanddøla/Luru må bli vernet i 10 år. Grana bør vernes sammen med Snåsavannet, og inndelingen her er uheldig.

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk prioriterer objekt nr. 138 etter objekt nr. 131 Forra, men uttaler at det bør utarbeides et tilsvarende materiale som for Forra. Såfremt Forra vernes, bør objektet undergis konsesjonsbehandling.

Norges Reindriftsamers Landsforening hevder at en eventuell overføring av Luru og Grana til Sanddøla vil medføre meget omfattende skadevirkninger for reindriften, bruksgruppen Luru/Brannfjell. Etter NRL's syn må i det minste Luru og Grana gis varig vern av hensyn til reindriftsinteressene.

Direktoratet for vilt og ferskvannsfisk peker i sin uttalelse på at utbyggingen av fisketrapper har gjort at Sanddøla og Luru har fått stor betydning som gyte- og oppvekstområde for laks og at det er skapt et laksefiske som må antas å være det betydeligste i hele Namsen.

Statens Friluftsråd og Statens Naturvernråd viser til at verneverdiene er store og delvis lite undersøkt. Dette kan tilsi 10-årsvern. Men i den utstrekning en må velge mellom vern av dette objekt og vern av nr. 131, finner rådene som nevnt under objekt nr. 131 at det siste må prioriteres. Hva spesielt angår Grana bør denne oppføres sammen med Snåsavannet.

Den Norske Turistforening foreslår Luruelven ovenfor Formofoss varig vernet. Luruelven har sitt utspring rett øst for Gressåmoen Nasjonalpark, renner gjennom øvre del av denne og forener seg med Sanddøla ved Formofoss. Den enkleste måte å komme inn i Gressåmoen Nasjonalpark er å følge skogsbilveien langs Luruelven så langt denne går, nær Gressåmoen Gård (nedlagt, men det drives en viss form for seterdrift der).

Gressåmoen Nasjonalpark er liten; ca. 180 km² og trenger i høy grad en buffersone som bør gå langs Luruelven. Området langs Luruelven mellom Formofoss og nasjonalparken synes uløselig knyttet til denne og gir et inntagende og meget brukt tilførselsområde til nasjonalparken og bør etter DNT's oppfatning ikke være gjenstand for teknisk utnyttelse av noen art.

Universitetets Kontaktutvalg foreslår varig vern av objektet. Det foregår detaljundersøkelser i området. Utvalget viser til en rekke forskjellige lokaliteter som er interessante ut fra et naturvitenskapelig synspunkt.

Vannforurensingsutvalget uttaler at Sanddølavassdraget tilføres forurensninger fra husholdning og jordbruksaktiviteter, særlig rundt de store innsjøene i Lierne og fra Formofoss og ned til samløpet med Namsen. Det er store lakseinteresser knyttet til nedre del av Sanddøla der det nå er bygget laksetrapp forbi Formofossen. I hele nedbørfeltet er det store vannforsynings-, fiske- og friluftinteresser. Utvalget mener at den skisserte regulering av Sanddøla vil føre til sterk konflikt med vannforsyningsinteressene, moderat konflikt med resipientinteressene, og liten til moderat forurensningsmessig konflikt med de øvrige nevnte brukerinteressene. Om Grana uttaler utvalget at vassdraget er resipient for avløpsvann fra en relativt stor bosetting og avrenning fra jordbruksaktiviteter. Det er store vannforsynings-, fiske- og friluftinteresser i nedbørfeltet. Utvalget mener at den skisserte overføring til Sanddøla i Namsen vil føre til moderat til sterk konflikt med resipient- og vannforsyningsinteressene og moderat konflikt med de øvrige nevnte brukerinteressene.

Departementet tilrår at vassdraget avklares gjennom en eventuell konsesjonsbehandling.

OBJEKT NR. II 14.

Holdern/Jævsjø/Gronningen, vassdrag nr. 969.
Fylke: Nord-Trøndelag. Kommune: Snåsa.
Nedbørfelt: 250 km².

Kontaktutvalget sier at dersom det blir aktuelt å bygge små aggregater for å forsyne fjellgårdene med elektrisitet, bør dette kunne vurderes. For øvrig tilrås objektet gitt varig vern. Kraftpotensialet er ubetydelig.

Hovedstyret slutter seg til Utvalgets tilråding.

Fylkestinget slutter seg til Utvalgets tilråding.

Verneplan II for vassdrag

Snåsa kommune går inn for varig vern.

Norges Reindriftsamers Landsforening uttaler at en begrenset utbygging trolig vil medføre svært små skadevirkninger for reindriften.

Departementet tilrår varig vern med den modifikasjon som Kontaktutvalget har anført.

OBJEKT NR. II 15.

Nesåa, vassdrag nr. 579.

Fylke: Nord-Trøndelag. Kommune: Grong, Namsskogan og Røyrvik.

Nedbørfelt: 230 km².

Kraftpotensial: 85 GWh (II A).

Kontaktutvalget foreslår vassdraget vernet midlertidig sammen med 10-årsgruppen fra 1973 og viser til pågående vernearbeid med Nesåadalsområdet som har til hensikt å verne mot alle inngrep som forandrer områdets særpreg, herunder vassdragsreguleringer.

Hovedstyret slutter seg til Utvalgets tilråding om at Nesåa gis midlertidig vern.

Fylkestinget slutter seg til Utvalgets tilråding.

Norges Reindriftsamers Landsforening mener Nesåa må gis varig vern av hensyn til reindriftsinteressene og uttaler at Nesåa er det eneste større vassdrag i Østre Namdal hvor utbyggingen vil medføre svært alvorlige konsekvenser for reindriften.

Departementet tilrår at vassdraget gis midlertidig vern sammen med 10-årsgruppen fra 1973.

OBJEKT NR. II 16.

Lindseta, vassdrag nr. 579.

Fylke: Nord-Trøndelag. Kommune: Namsskogan.

Nedbørfelt: 200 km².

Kraftpotensial: 39 GWh (II B).

Kontaktutvalget foreslår at vassdraget gis varig vern og viser til friluftsin-teressene i området. Vassdraget har lite kraftpotensial.

Hovedstyret slutter seg til Utvalgets tilråding.

Fylkestinget slutter seg til Utvalgets tilråding.

Norges Reindriftsamers Landsforening støtter forslaget om varig vern.

Departementet tilrår at vassdraget gis varig vern.

OBJEKT NR. 146.

Lomsdalsvassdraget, vassdrag nr. 621.

Fylke: Nordland. Kommune: Brønnøy, Grane og Vefsn.

Nedbørfelt: 237 km².

Kraftpotensial: 442 GWh (II A).

Kontaktutvalget foreslår at vassdraget gis varig vern. På den vedtatte verneplanen er det tatt med sparsomt med vassdrag fra Nordland. Etter Utvalgets tilråding og særlig med tanke på verneplanens intensjoner bør Nordland fylke få et større urørt vassdrag fra fjell til fjord, og Lomsdalsvassdraget tilrås varig vernet p.g.a. de vel dokumenterte verneinteressene.

Hovedstyret viser til de betydelige kraftmengder og tilrår at vassdraget kan vurderes ved en eventuell konsesjonsbehandling.

Fylkesmannen uttaler at Lomsdalsvassdraget bør bygges ut p.g.a. de betydelige kraftmengder vassdraget kan gi.

Brønnøy kommune mener at verneinteressene ikke er tilstrekkelig vurdert. En avveining mellom verne- og utbyggingsinteresser kan best skje gjennom konsesjonsbehandling mener kommunen.

Helgeland Kraftlag går inn for konsesjonsbehandling.

Indre Velfjord Fiskarlag protesterer kraftig mot at Lomsdalsvassdraget gis konsesjonsbehandling med tanke på utbygging.

Brønnøy Viltneimnd går inn for at vassdraget gis varig vern.

Nordland Fylkesfriluftsnemnd går inn for vern av vassdraget og viser til at Nordland er kommet meget dårlig ut med verneandel på verneplanen. Summen av varig og 10-års vernede vassdrag etter verneplanen utgjør bare omkring 2 pst. av fylkets utnyttbare kraftpotensial. Ikke ett eneste større uberørt vassdrag fra fjell til fjord i Nordland er tatt med.

En aksjonskomité i Velfjordområdet har samlet 560 underskrifter med anmodning om vern av vassdraget.

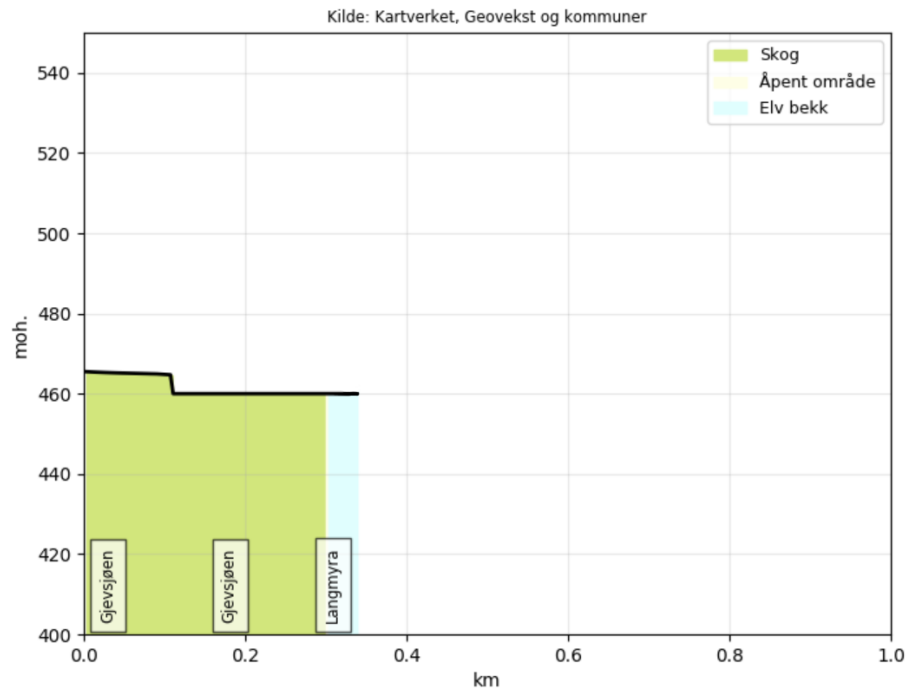
Statens Friluftsråd og Statens Naturvernråd uttaler at de naturfaglige interesser i Lomsdalsvassdraget er store og at vassdraget er vel egnet til referanseområde. Rådene viser til at Nordland er dårlig stillet i vernesammenheng. Rådene støtter derfor Sperstad-utvalget. Enkelte medlemmer av Friluftsrådet mener imidlertid at andre vassdrag i Nordland som er fort opp til konsesjonsbehandling kan være av større betydning og verdi sett fra et friluftslivssynspunkt. Hvis det kan bidra til å unngå utbygging av

Registreringskjema for bygging av mikro-/minikraftverk

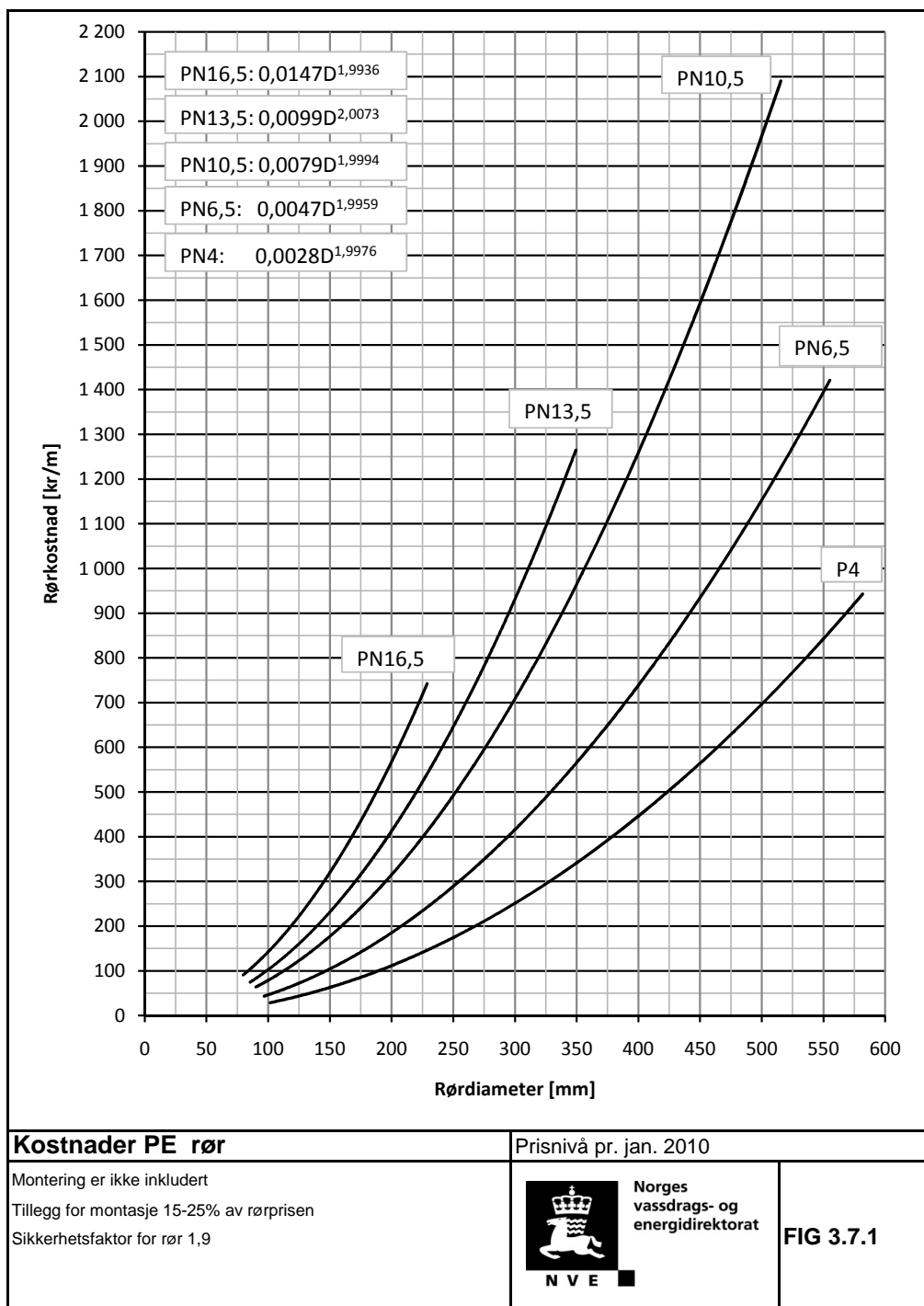
(Sendes i fire eksemplarer til NVEs regionkontor ifølge vedlagt adresseliste)

Prosjektets navn: GJEFSJØEN MIKROKRAFTVERK	
Adresse: GJEFSJØEN, 7736 SUNDÅ	
Eier(e) (navn/selskapsform): NILS GJEFSJØ	
Bekk/elv/vassdrag LIVSJEELVA, VASSDRAG NR. 969	Kommune SUNDÅ
Kontaktperson(er) (navn/adresse/telefon) KARL ARNE STØVIK, 7415 OSLO (UTE)	
Konsulent og/eller leverandører NORD-TRONDLAG-ENERGIVERK (UTE)	
Berører prosjektet vernet område (vernet vassdrag/nasjonalpark el.) i tilfelle hvilket: JA, VASSDRAG NR. 969	
Berører prosjektet et Samla plan - prosjekt, evt. hvilket? NEI	
Har det vært kontakt/inngått avtale med lokalt elverk, evt. hvilket? NTE	
Er det reguleringsmagasin i prosjektet? Ja/ nei Hvis ja, beskriv på vedlegg. SE VEDLEGG 1	
Volum på evt reguleringsmagasin (skal være inntegnet på kart)	mill.m ³ 0,75
Inntaktsmagasinets volum	1 000 m ³ —
Nedbørfeltets størrelse (skal være inntegnet på M711 kart)	km ² 91,5
Feltets middel avrenning (ved inntaket til kraftstasjonen)	l/s/km ² 45
Middelvannføring ved inntaket	m ³ /s 4,9
Kraftstasjonens maksimale driftsvannføring	m ³ /s 0,6
Kraftstasjonens minste driftsvannføring	m ³ /s 0,1
Inntaket på kote: 466,35 Avløpet på kote: 460,45	Brutto fallhøyde meter 5,9
Maksimal ytelse	kW 25
Driftstid	timer/år 8760
Anslått midlere årsproduksjon	GWh/år 0,18
Utbyggingskostnad	1 000 kr 1930
Antall vedlegg som følger skjemaet ^{se nedenfor} — se forsiden	stk 6

Vedlegg C Høydeprofil



Vedlegg D NVE: Rørgate



Kostnader PE rør

Montering er ikke inkludert
 Tillegg for montasje 15-25% av rørprisen
 Sikkerhetsfaktor for rør 1,9

Prisnivå pr. jan. 2010



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

FIG 3.7.1

Vedlegg E

Mikronett på Gjevsjøen Fjellgård

Gjevsjøen Fjellgård ligger i den avsidesliggende fjellheimen i Snåsa kommune inn mot Svenskegrensen. Nærmeste tilkoblingspunkt til kraftnettet ligger omtrent 18 km i luftlinje fra gården. Derfor er eieren av gården avhengig av å produsere egen elektrisk energi for dekke alt av elektrisk forbruk. Gårdeier er avhengig av å transportere diesel for å drifte et diesellaggregat, som er en del av anlegget. Anlegget består allerede av et diesellaggregat, batteribank og solcellepaneler. Selv med solcellepaneler og batteribank bruker aggregatet omtrent 4000 liter diesel årlig, og gårdeieren har et ønske om å redusere forbruket mest mulig og gå over til grønnere alternativer.

Studenter ved NTNU har jobbet med utvidelse av mikronettet på gården. For å se på mulige utvidelser har de brukt simuleringsprogrammet HOMER PRO for å modellere elektrisk forbruk og produksjon på gården, samt for å simulere potensielle utvidelser som de har vurdert.



Gjevsjøen Fjellgård

Gården befinner seg i et område med mange forskjellige tilgjengelige energiresurser. Det er mulig å benytte seg av sol, vind og

vann som fornybare energiresurser til energiproduksjon. I oppgaven har studentene fokusert på energiproduksjon fra vann og sol.



Elven ved Gjevsjøen Fjellgård

Gårdeier har i lengre tid vurdert muligheten for å produsere energi fra den nærliggende elva fra Livsjøen til Gjevsjøen, og håper dette vil redusere avhengigheten av diesel i fremtiden. Studentene har i oppgaven planlagt et mikrokraftverk ut i fra forbruket på gården. De har kommet med et

prisestimat og simulert dette for å se på hvordan det påvirker den elektriske produksjon på gården.

Produksjon fra solcellepaneler er allerede tatt i bruk på gården. Som en alternativ løsning til mikrokraftverket har studentene også simulert og optimalisert antall solcellepaneler som det kan utvides med på gården.



Solcellepanelene plasser på fjøset

I simuleringene kom det frem at den mest kostnadseffektive løsningen

ble en utviding av solcelleanlegget. Denne løsningen resulterte i et årlig dieselforbruk på 1058 liter. Gårdeier er fremdeles avhengig av diesel, men forbruket reduseres betydelig. En løsning med mikrokraftverk vil kutte dieselforbruket fullstendig, men er ikke kostnadseffektivt. Selv med et lite mikrokraftverk på 2 kW var det stor overproduksjon. Ved et økt forbruk kan et mikrokraftverk være en aktuell løsning ettersom mer av overproduksjonen blir utnyttet.



Aggregathus med solcellepaneler

