

Syver Lie Rønningen
Aleksander Gussøy Paulsen

Implementering og økonomisk analyse av bærekraftige energiltak i fiskeforedlingsanlegg

Bacheloroppgave i Fornybar energi

Veileder: Ann Rigmor Nerheim

Mai 2023

Syver Lie Rønningen
Aleksander Gussøy Paulsen

Implementering og økonomisk analyse av bærekraftige energiltak i fiskeforedlingsanlegg

Bacheloroppgave i Fornybar energi
Veileder: Ann Rigmor Nerheim
Mai 2023

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



Kunnskap for en bedre verden

Forord

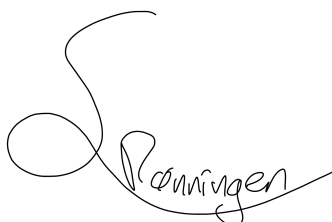
Denne bacheloroppgaven inngår i faget FENA2900, som en avsluttende oppgave i ingeniørstudiet Fornybar energi (BIFOREN). Oppgaven er skrevet av to fornybar energi-studenter ved Institutt for havromsoperasjoner og byggteknikk (IHB), tilhørende NTNU Ålesund.

Bacheloroppgaven er en utredning og en mulighetsstudie gjort i samarbeid med MMC First Process, for å se på energieffektive og bærekraftige energitiltak i deres næring, som i hovedsak er systemtjenester innen fiskeforedling. Arbeidet med energirelaterte problemstillinger har vært lærerikt og interessant, og har økt vår forståelse og kompetanse innen lakseindustri, bærekraftige energisystem, og energieffektivisering av ulike prosesser i fiskeforedlingsanlegg.

En stor takk rettes til førsteamanuensis ved NTNU Ålesund, Ann Rigmor Nerheim, for god hjelp og oppfølging gjennom jevnlig samtaler og ukentlige møter. Dette er hjelp som har sørget for stø kurs gjennom oppgaveperioden. I tillegg takkes Ph.d.-stipendiat Tor Hennem for god veiledning og hjelp med rapportskrivning. Vi ønsker også å rette en stort takk til representanter fra MMC First Process, som har bidratt med god innsikt og veiledning. Disse er Jan Petter Urke, avdelingsleder for BU Energy, og salgssjef Kristian Vikse. God dialog og transparens fra disse to har sørget for både nøyaktighet og relevans i denne oppgaven, og de har hele veien lagt til rette for læring og utvikling, både personlig og faglig.

Ålesund

19. mai 2023



Syver Lie Rønningen



Aleksander Gussøy Paulsen

Sammendrag

I en tid der både bærekraft og økt fokus på klimagassutslipp står i sentrum, er også laksenæringen nødt til å se på hva som kan gjøres for å senke både energiforbruket og klimafotavtrykket. Med økte strømpriser følger det også et behov for å effektivisere energisystemene i laksenæringen.

Med et utgangspunkt i et referanseanlegg tilhørende Austevoll Seafood ASA, er det sett nærmere på om fiskeforedlingsanlegget enten kan energieffektiviseres eller stå for egen energiproduksjon, for å senke energibehovet og avlaste lokalt kraftnett. Det er blant annet sett på om systemene som står for kjøling av fisk kan energieffektiviseres eller -gjenvinnes for å øke virkningsgraden til systemet, og om lokal energiproduksjon kan stå for enten elektrisitet eller brukes til oppvarming av tappevann. Lagt til grunn for oppgaven er systemtegninger, planskisser og enlinjeskjema som fremlagt av systemleverandøren MMC First Process. Det er blitt sett på om spillvarme aktivt kan brukes inn mot kjølesystemene, eller om det er andre bruksområder for spillvarme i nærliggende systemer.

Med hensyn på energieffektiv utnyttelse av spillvarme i laksefabrikkens systemprosesser, er det få til ingen bruksområder for spillvarme i gitt mengde og temperatur. Den eneste teknologien som vil være nyttbar, er absorpsjonskjølere. I laksefabrikkens tilfelle, er det både for lav temperatur og for liten varmemengde til at denne vil kunne drive en absorpsjonskjøler, for å fjerne varme i ønsket område, og derav generert en kjøleeffekt. Spillvarmen er derfor i gitt tilfelle vanskelig å utnytte til fordel for effektivitet.

De resulterende beregningene viser at solkraft med god margin vil la seg gjøre. Til grunn legges energiberegninger som viser at solceller og solfangere kan produsere en større andel av fabrikkens energibehov, dersom taket på den nye fabrikkdelen benyttes til solkraftproduksjon. Dette takarealet kan med solceller produsere elektrisk energi, som kan gå rett inn på laksefabrikkens energiforbruk, og senke energibehovet og dens belastning på lokalt kraftnett. Solfangere på sin side, vil kunne bidra med termisk energi til oppvarming av tappevann til nedvask. Beregningene viser at solfangere vil kunne bidra med en betydelig andel av energibehovet tilknyttet oppvarming av tappevann til bruk i nedvask av fabrikk. I mengde energi vil solfangere produsere over to og en halv ganger så mye energi per areal i løpet av et år enn solceller. Dette til tross for at solfangere i disse beregningene kun produserer varmtvann ved de 250 produksjonsdagene til fiskeforedlingsanlegget.

Økonomisk sett er kostnadene knyttet til investering av et solfangeranlegg over det dobbelte i forhold til tilsvarende areal solcellepanel. Likevel vil solfangere ha kortere tilbakebetalingstid enn solceller, på grunn av solfangernes høyere virkningsgrad og energiproduksjon. Samtidig vil også solfangerne ha en høyere årlig avkastning på grunn av den høyere energiproduksjonen. I motsetning produserer solfangeranlegget varmtvann, noe som i laksefabrikkens tilfelle har et bruksområde, men som er vanskeligere å utnytte effektivt. Solcellenes elektriske energiproduksjon har høyere nytteverdi, siden denne strømmen enten kan brukes direkte, lagres uten større tap, samt selges videre på strømmettet.

Sett fra et bærekraftig standpunkt, er solcellene overlegne sammenlignet med solfangerne. Dette som følger av at solcellene gjennom et livsløp står for halvannet ganger mindre klimagassutslipp kontra solfangere. Dette gjør at solcellene har en klart lavere tilbakebetalingstid på miljøpåvirkning, der de innen få år har produsert nok fornybar kraft til å tjene tilbake utslippene det krevde for å bygge anlegget.

Abstract

In a time where both sustainability and greenhouse gas emissions are in focus, the salmon industry is also required to look at what can be done to reduce both energy consumption and carbon footprint. With rising electricity prices, there are also need to improve energy efficiency in the salmon industry.

Based on a factory owned by Austevoll Seafood ASA, this study investigates whether the fish processing plant can be either energy-efficient or self-sufficient in energy production to reduce its overall energy consumption. Specifically, it examines whether the systems responsible for fish cooling can be energy-efficient or energy-recovered to enhance the system's efficiency. It also investigates the possibility of local energy production for either electricity generation or water heating.

The study relies on system drawings, information, and single-line diagrams provided by the system supplier MMC First Process. It explores whether waste heat can be actively utilized in the cooling systems, or if there are other need for waste heat in nearby systems or areas.

Regarding the energy-efficient utilization of waste heat in the salmon factory's system processes, there are few to no applications for the given amount and temperature of waste heat. The only technology that would be useful in this context is absorption chillers. However, in the case of the salmon factory, the temperature is too low, and the amount of heat is insufficient to drive an absorption chiller effectively and generate a cooling effect in the desired area. Consequently, the waste heat is challenging to utilize efficiently in this particular case.

The results show that solar power is feasible with a significant margin. Energy calculations indicate that solar panels and solar collectors can produce a larger portion of the factory's energy requirements, if the roof of the new section of the factory is used for solar power generation. This roof area, equipped with solar panels, can generate electrical energy directly used by the salmon factory, thereby reducing its energy demand and relieve some of the strain on the local power grid. On the other hand, solar collectors can provide thermal energy for heating the water used in cleaning processes. The calculations indicate that solar collectors can contribute a significant proportion of the energy needed for water heating during factory cleaning. In terms of energy quantity, solar collectors produce over two and a half times more energy per unit area throughout the year, compared to solar panels. This even though the calculations account for solar collectors producing hot water only during the 250 production days thorugot the year.

From an economic perspective, the investment costs associated with a solar collector system are more than double that of an equivalent area of solar panels. However, solar panels have a longer payback period than solar collectors due to the higher efficiency and energy production of the collectors. At the same time, solar collectors have a higher annual return on investment than solar panels due to their higher energy production. In contrast, the solar collector system produces hot water, which has a specific use in the salmon factory but is more challenging to utilize efficiently. The electrical energy production of solar panels has higher utility value, since this electricity can be used directly, stored with minimal losses, or sold back to the grid.

From a sustainability standpoint, solar panels outperform solar collectors. Over a lifecycle, solar panels account for one and a half times less emissions compared to solar collectors. This results in significantly shorter payback time for environmental impact.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Forklaringer	vii
1 Innledning	1
2 Bakgrunn og problembeskrivelse	2
3 Teori	4
3.1 Energiproduksjon	4
3.1.1 Solceller	5
3.1.2 Solfangere	6
3.2 Energibærere	7
3.2.1 Batteri	7
3.2.2 Hydrogen	7
3.2.3 Termisk energilagring	8
3.3 Kjøleteknologi og energigjenvinning	9
3.3.1 Absorpsjonskjølere	9
3.3.2 Kompressorkjølere	10
3.3.3 Solkraftdrevne kjøleprosesser	11
3.4 Miljø- og bærekraftsanalyse	12
3.5 Økonomi	12
3.5.1 Merverdiavgift og skatt	12
3.5.2 Strømstøtteordninger	13
3.5.3 Økonomiske støtteordninger	13
3.5.4 Investeringer	14

3.6	Regelverk	16
4	Metode	17
4.1	Energiproduksjon	17
4.1.1	Elektrisk energiproduksjon ved bruk av solceller	18
4.1.2	Termisk energiproduksjon ved bruk av solfangere	18
4.2	Energilagring	19
4.3	Kombinasjon av løsninger	19
4.4	Miljø- og bærekraftsanalyse	20
4.5	Økonomiske analyser og overskuddsenergi	20
5	Systembeskrivelse og forutsetninger	21
5.1	Antagelser knyttet til solkraft	21
5.2	Økonomiske antagelser og begrensninger	21
6	Resultater og diskusjon	23
6.1	Solkraftpotensiale	23
6.1.1	Elektrisk energiproduksjon med solceller	23
6.1.2	Termisk energiproduksjon med solfangere	25
6.1.3	Sammenligning av solkraftteknologienes energiproduksjon	26
6.1.4	Kombinasjon av solkraftteknologier	27
6.1.5	Sammenligning av solkraftteknologienes bærekraftighet	27
6.2	Kjøleteknologi og energigjenvinning	29
6.3	Økonomiske resultat	29
6.3.1	Analyse av strømpriser	29
6.3.2	Økonomiske resultat rundt solcellepanel	32
6.3.3	Økonomiske resultat rundt solfangere	34
6.3.4	Sammenligning av økonomiske beregninger ved solceller og solfangere	35
6.3.5	Overskuddsenergi	37

7 Konklusjon	40
8 Videre arbeid	41
Bibliografi	43
Vedlegg	I
A Programmeringskode for solkraftberegninger	I
B Pristilbud på solfangeranlegg fra leverandør	III
C Tabeller for økonomiske beregninger	IV

Forklaringer

Forkortelser

Forkortelse	Forklaring
AC	Alternating current (vekselstrøm)
PB	Payback. Tilbakebetalingstid på en investering
COP	Coefficient of performance (effektfaktor)
CPT	Carbon payback time
CTES	Cold thermal energy storage
DKK	Dansk krone
ENØK	Energiøkonomisering
EPBT	Energy payback time
EUR	Euro, den europeiske unions valuta
GWP	Global warming potential
IRR	Internal rate of return (internrente)
LCA	Life-cycle assessment (livsløpsanalyse)
LCOE	Levelized cost of electricity (levetidskostnad)
MVA	Merverdiavgift
NHO	Næringslivets Hovedorganisasjon
NNV	Netto nåverdi
NOK	Norsk krone
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PCMs	Phase Change Materials
PVGIS	Photovoltaic geographical information system
RSW	Refrigerated sea water
TCES	Water-sorption thermochemical energy storage
TEG	Thermoelectric generator
TES	Thermal energy storage

Symbolliste

Symbol	Forklaring	Enhet
η	Virkningsgrad	[-]
ρ	Tetthet	[kg/m^3]
A	Areal	[m^2]
a	Årlig nettoinntekt	[NOK]
C_p	Spesifikk varmekapasitet	[$J/kg \cdot K$]
E	Energi	[kWh]
G	Investeringskostnad	[NOK]
I	Solinnstråling	[W/m^2]
m	Masse	[kg]
M	Vedlikeholdskostnader	[NOK]
n	Systemlevetid	[NOK]
N_e	Prosjektlevetid	[år]
P	Elektrisk effekt	[W]
Q	Varmemengde	[W]
r	Kalkulasjonsrente	[$\%$]
S	Restverdi	[NOK]
t	Tid	[år]
T	Temperatur	[$^{\circ}C$]

1 Innledning

I Norge har hav og fiske vært en sentral del av befolkningen og samfunnshistorien generelt. Helt siden pioner innen fiskeoppdrett tidlig på 70-tallet begynte å eksperimentere med temming av laks, har lakseindustrien vokst seg stor, og har markert seg som en viktig eksportnæring i Norge.

I dag finnes lakseslakteri som er kapabel til å produsere 400 tonn laks per dag, noe som resulterer i høye økonomiske omsetninger og god inntjening. Blant annet ble det i 2019 solgt rett i underkant av 1,4 millioner tonn laks, på til sammen 70 milliarder kroner [1].

Imidlertid følger det med vekst også et økende energibehov. Havbruksnæringen er i dag en storforbruker av energi, og etter flere tiår med høye inntekter og lave strømpriser har det vært begrenset motivasjon for å effektivisere energiforbruket. Sjømatindustrien står i dag for 22 prosent av energiforbruket i matvareindustrien i Norge [2], noe som indikerer et betydelig potensial for energieffektivisering og mer bærekraftig energiutnyttelse.

I fiskeforedlingsfabrikker for laksen slippes det ut i dag store mengder termisk energi i form av varme og kulde som kan gjenvinnes. Etter en undersøkelse fra bedriften Inka i Bømlo som opererer to fiskeforedlingsfabrikker ble det anslått at selskapet kan spare opp mot 4,3 millioner kWh hvert år ved bruk av spillvarme fra egne kjøleprosesser [3]. En vellykket implementering av energieffektiviseringstiltak i lakseforedlingsanlegg vil ikke bare gagne lakseindustrien, men også bidra til økt bærekraft og klimabevissthet i hele matproduksjonssektoren. Med et forbrukermarked som er stadig mer klimabevisst, vil også fremoverlent og bærekraftig lakseproduksjon virke positivt inn på omdømmet.

Ifølge en studie utført av Asplan Viak og SINTEF Ocean på oppdrag fra Enova, står direkte utslipp fra oppdrettsnæringen for over 650 000 tonn CO₂-ekvivalenter årlig [4]. Det totale klimagassbidraget, inkludert forproduksjon og transport, er nesten 8 500 000 CO₂-ekvivalenter. Ifølge den samme studien vil disse tallene dobles innen 2050 dersom ingen ytterligere klimatiltak blir gjennomført. Samtidig kommer det frem at oppdrettsnæringen i Norge hadde et samlet energiforbruk på over 2 600 GWh, med forventninger om en tredobling innen 2050.

Det er de økte strømprisene, energibehovet og utslippene som danner grunnlaget for denne oppgaven. De identifiserte utfordringene knytter seg til varmetap i ulike produksjonsprosesser, behov for høyt effekttilgang og høye energiforbruk.

Derfor er formålet med denne bacheloroppgaven å identifisere potensielle tiltak og strategier for å effektivisere energibruken i en laksefabrikk. Målet er å redusere energitap, optimalisere prosessene og utforske alternative energikilder for å oppnå en mer bærekraftig drift. Gjennom bærekraftige og økonomiske analyser vil bacheloroppgaven bidra til å utrede funn og anbefalinger for energieffektivisering av laksefabrikker.

2 Bakgrunn og problembeskrivelse

Denne bacheloroppgaven er skrevet i samarbeid med systemleverandøren MMC First Process. På grunnlag av økende strømpriser er det tenkt å undersøke mulighetene ved implementering av egen energiproduksjon. Det er også ønskelig å finne løsninger som kan energieffektivisere ulike energiprosesser, og senke det totale energibehovet. Ved bruk av termodynamisk teknologi skal det bli sett på om det er mulig å gjenvinne energien for å heve den totale virkningsgraden. Dette er alle områder som MMC First Process ønsker at denne bacheloroppgaven skal undersøke.

Som et referanseanlegg, er det tatt utgangspunkt i et nybygget laksepakkeri på Vestlandet tilhørende Austevoll Laksepakkeri AS. Dette anlegget sto ferdig våren 2023, der MMC First Process har stått for de fleste energisystemene. Laksepakkeriet tar imot ferdig bløgget fisk fra bløggebåter, og slakter og filterer laksen, før laksen pakkes og fryses før utkjøring. På grunn av at fabrikkene er nybygget, inneholder den mye av de nyeste energisystemene MMC First Process leverer, samt det nyeste av hva en lakseprodusent er villig til å betale for. Systemene sørger derimot fremdeles for et visst energibehov, som gjør at det lokale kraftnettet belastes. Energiforbruket er i hovedsak tilknyttet varme- og kjøleanlegg, samt drift av fiskehåndteringssystem og pumper. Dette er prosesser som sørger for et effektbehov som må innfris, samt et samlet energibehov. Figur 1 viser det geografiske område hvor fabrikkene ligger.



Figur 1: Geografisk kart over lokasjonen til Austevoll Laksepakkeri AS.

Oppgaven til deltakerne i denne bacheloroppgaven er å se på om det finnes alternative måter å prosjektere laksefabrikken, for å øke energieffektiviteten og igjen senke energibehovet. Dette inkluderer undersøkelser på om eksisterende system kan effektiviseres for å senke energiforbruket, eller prosjektere alternative system til de eksisterende løsningene. Dette kan også gjøres ved å se på mulige løsninger for å samkjøre prosesser, sette flere prosesser i system, eller komme opp med nye løsninger som enten direkte eller indirekte vil senke energibehovet - og dermed utslippene og strømkostnadene. Det skal også utredes om laksefabrikken kan stå for deler av egen energiproduksjon, som enten elektrisk eller termisk kan være med på å senke effektbehovet laksefabrikken trekker fra det lokale strømmettet.

Fabrikkene som sto klar i april er utstyrt med en rekke energieffektiviserende systemer. Fra oppdrettslokasjonen bløgget laksen i en bløggebåt, før den leveres til Austevoll Laksepakkeri. I dette tilfellet leveres kaldt vann sammen med laksen, som i dagens løsning lagres i en samletank under kaia. Dette er blodvann på $0,5^{\circ}\text{C}$, som blir varmevekslet og kjølt ytterligere ned til $-1,5^{\circ}\text{C}$ ved hjelp av to RSW-kjølere. Den kalde temperaturen sørger for å opprettholde både holdbarhet og

kvalitet på lakseproduktet. Flere av systemene som blir brukt til å kjøle ned fisk og vann, genererer i motsatt ende en viss mengde varme som igjen kan gjenvinnes. Større prosessanlegg bruker også mye energi for å prosessere fisken. Derfor kan det i enkelte tilfeller være gunstig å se på muligheter for egen strømproduksjon og integrere dette i energisystemet. For å kunne bevare denne energien fra egen produksjon eller energigjenvinning er det også blitt sett på ulike energibærere som kan lønne seg.

En annen energipost er oppvarming av tappevann, som skal brukes til nedvask av fabrikken etter endt skift. Ved dagens løsning står en 1200 kW CO₂-varmepumpe for deler av oppvarmingen, der den løfter nettvann fra 10°C til 30°C, samt varme til prosessvann til bruk i avfukting og luftbehandling av fabrikken. Tappevannet til bruk for nedvask må holde minimum 55°C, for å oppfylle de renholds kravene. I Austevoll Laksepakkeri sitt tilfelle ønskes det en varmtvannstemperatur på minst 70°C, noe som er temperatur videre beregninger vil baseres på.

Den nye fabrikkdelen vil stå for et relativt høyt energiforbruk, og med høye strømpriser er det ønskelig fra samarbeidsbedrift sin side å regne på energiproduksjon og kostnader ved utbygging av solkraft på taket. Dette som følger av at den nye fabrikkdelen er dimensjonert for å tåle installering av solkraft, i tilfellet fremtidig installering av solkraft blir bestemt.

3 Teori

Med bakgrunn i nevnte identifiserte problemstillinger og området der ønskes ses nærmere på, inkluderer følgende kapitler bakgrunnsteori som legges til grunn for videre beregninger og analyser.

3.1 Energiproduksjon

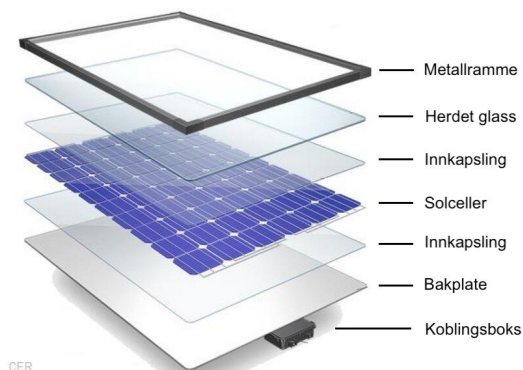
Å stå for egen produksjon av strøm har de siste årene kommet inn som en attraktiv løsning for både virksomheten som får installert solkraft, samt nærliggende nettselskap og kraftnetteiere. Dette kommer som følger av at det forventes et effektunderskudd, noe blant annet NVE spår vil oppstå innen 2030 [5]. Dette kan føre til at det i tilfeller vil være mangel på effekttilgang, og i verste fall gi perioder der det ikke er nok strøm til alle. I tillegg er kraftnettet i Norge underdimensjonert sammenlignet med prosjektert og forventet utbygging av energibehov [6]. For å møte disse utfordringene, frykter nettselskap og eiere av kraftnettet at de må stå for svært kostbare utbygginger av kraftnettet. Derfor er nettselskap ofte positive til egen energiproduksjon og -lagring, siden dette vil spare nettutbygger for kostbare prosjekt.

I tillegg er egen energiproduksjon blitt et attraktivt alternativ som følger av de økende strømprisene. Tall fra kraftbørsen Nord Pool viser at strøm for de tre sørlige strømsregionene i 2021 hadde en gjennomsnittspris på 0,7 kr/kWh, som for i 2022 hadde en gjennomsnittspris på 2 kr/kWh [7]. Dermed kan lokal energiproduksjon bidra inn som kostnadseffektivt for både et fiskeforedlingsanlegg, samt områdets nettselskap og netteiere.

I havbruk, spesielt ved laksefabrikker, er det i mange tilfeller takareal som står ubenyttet. Dette er areal som vil fungere godt for utbygging av solenergi, på grunn av at de som oftest har store, flate tak som står relativt høyt over bakken. Egen energiproduksjon lokalt vil kunne bidra inn på å senke energibehovet til fiskeforedlingsanlegget, enten ved solkraftproduksjon av elektrisitet med solceller, eller termisk energi ved bruk av solfangere.

3.1.1 Solceller

Innen fornybar energiproduksjon har solenergi fått fotfeste som effektiv og pålitelig. Ved å omdanne solinnstrålingen til nyttbar energi, vil et energisystem bli tilført ren og utslippsfri energi.



Figur 2: Lagvis illustrasjon av et solcellepanelens bestanddeler. Egen oversetting fra [8].

utløses ved at energien i innkommende sollys slår løs elektronene, som kan ledes inn i ønsket krets der strømmen skal forbrukes.

Solcellers virkningsgrad varierer i stor grad med type solcelleteknologi. Typisk ligger den mellom 15 og 24 prosent [9], og varierer som oftest av utetemperaturen. Virkningsgraden minker med om lag 0,3 til 1 prosent per °C utetemperaturen øker over referansetemperaturen [11]. I motsatt ende øker ytelsen med like mange prosent for hver temperaturgrad under referansetemperaturen. I tillegg taper solcellene effektivitet over tid, der virkningsgraden typisk avtar med en halv prosent årlig [12][13].

Kostnadmessig er solceller blitt billigere over det foregående tiåret, der gjennomsnittsprisen på solceller har blitt redusert med nesten 90 prosent siden 2010 [14]. Dermed kan solceller inngå som både et pålitelig og kostnadseffektivt alternativ.

Beregninger på solcellenes installerte effekt, kan gjøres ved å multiplisere solinnstrålingen, arealet og solcellepanelenes virkningsgrad [15], slik vist i Formel 1:

$$P = \mathbf{I} \cdot A \cdot \eta \quad (1)$$

Formelen finner effekten P [W], og består av solinnstråling I [$\frac{W}{m^2}$], som angir mengden solenergi som treffer solcellepanelet per kvadratmeter. A [m^2] er det effektive arealet til solcelleanlegget i kvadratmeter, og η er den dimensjonsløse virkningsgraden til solcellepanelene, og er forholdet mellom den totale tilførte solenergien og produsert elektrisk energi.

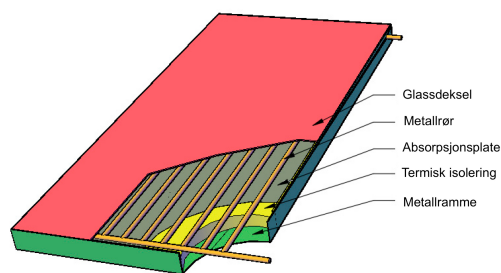
Dersom solinnstrålingen er et timesbasert datapunkt, vil enheten til I gå fra watt til wattimer. Dette fordi hvert datapunkt vil inneholde gjennomsnittlig solinnstråling i den gjeldende timen. Dermed kan formelen også brukes til å beregne energiproduksjon, slik vist i Formel 2. Solinnstråling

i én time har fått et indeksert symbol.

$$E = \mathbf{I}^* \cdot A \cdot \eta \quad (2)$$

Det er verdt å merke at formelen ikke tar hensyn til faktorer som skygging og stans på grunn av vedlikehold, og vil dermed kun være et estimat. Den faktiske energimengden som produseres av solcellesystemet kan variere i praksis.

3.1.2 Solfangere



Figur 3: Lagvis illustrasjon av en solfangers bestanddeler. Egen oversetting fra [16].

ne fungerer ved at en absorberator er plassert i vakuumrør, som fordamper og veksler varme i en manifold i toppen. Vakuumrørsolfangere er typisk godt isolert, og har derav i snitt lavere varmetap enn plane solfangere. Dette gjør at vakuumrørsolfangere egner seg godt i kalde klima eller ved områder med lav svake solinnstråling [18]. I motsetning til plane solfangere, kan vakuumrørsolfangere overhete på de varmeste sommerdagene, som følger av at varmen er fanget i rør, og ikke sirkulerer.

Plane solfangere er i de fleste tilfeller billigere enn vakuumrørsolfangere, på grunn av den enklere sammensetningen og virkemåten [18]. Virkningsgrader for solfangeranlegg varierer med både størrelse, plassering og temperaturnivå. Typisk ligger de i intervallet 40 til 80 prosent [19][20].

Plane solfangerne kan blant annet bidra til å varme opp vann som kan brukes i prosesser som krever varmtvann. Energimengde som kreves for å endre temperaturen i en gitt mengde væske er gitt ut ifra Formel 3:

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (3)$$

Q er varmemengde [W], m er massen [kg], C_p er spesifikk varmekapasitet [$\frac{J}{kg \cdot K}$] og ΔT er temperaturdifferansen [21]. Det er antatt at den spesifikke varmekapasiteten er konstant over temperaturskjellen ΔT , og at den har en verdi på $4186 \frac{J}{kg \cdot K}$.

Beregninger på solfangernes energiproduksjon kan gjøres ut ifra Formel 2.

3.2 Energibærere

En energibærer kan lagre energi i form av termisk, elektrisk, mekanisk eller andre former av energi [22], til bruk til et senere tidspunkt. Energibærere er gunstig i tilfeller der lagring av energi lar seg gjøre, slik at energien kan brukes ved et senere tidspunkt. I fiskeforedlingsfabrikker er det flere systemer som frigjør mengder med energi i form av varme og kulde som kan bli utnyttet til å produsere andre energiformer eller lagres i energibærere. I tillegg kan ulike energibærere lagre spillvarme fra industri i nærrområde som kan bli omgjort til nyttbar energi i andre systemer eller prosesser. I kommende delkapittel er det beskrevet ulike energibærere som denne oppgaven går nærmere inn på.

3.2.1 Batteri

Batteri har lenge blitt sett på som en bidragsyter til å minimere utslippene fra flere industrier samt lakseindustrien. Gjennom det siste tiåret har prisen for batteri blitt redusert med 90 prosent [23], noe som gjør det til et kostnadseffektivt alternativt innen energilagring. Både utenlandske leverandører og batteriselskapet Eaton estimerer at prisen for batteri ligger lineært på mellom 4000 og 7000 kroner per kWh lagringskapasitet [24][25]. I Norge er det flere større aktører som har vist interesse for å bygge batterifabrikker i Norge. Det er allerede bestemt at det skal bygges fire storskala celleproduksjonsanlegg innen 2030. I en analyse fremgjort av selskapet McKinsey i rapporten til NHO kan batterikjeden i Norge omsettes for 90 milliarder norske kroner 2030 norske og skape opp til 30 000 nye arbeidsplasser [26]. Dette vil føre til større konkurranse i markedet og kan på sikt gjøre batteri billigere for industrielt bruk. Samtidig som ny energikrevende industri blir bygget i Norge vil det bli enda større betydning å effektivisere norsk industri.

Blant teknologier for elektriske energilagere, er det litiumbatterier som skiller seg ut som den mest attraktive kandidaten. Dette er lett tilgjengelige batterier som holder høy energitetthet sammenlignet med andre typer batterier, og kan levere stabil spenning selv ved lave temperaturer [27]. Batteri kan lagre elektrisk kraft fra både egen kraftproduksjon eller strømmettet. Batteriet kan i flere industrier brukes til ”peakshaving” for perioder med høyere effektbehov. Dette er en løsning der energi lagres til perioder der industrien vet de har et høyt effektbehov. Dette vil minimere både belastningen på strømmettet, samt prisen for nettleie siden en del av nettleien baseres på effektuttak.

3.2.2 Hydrogen

En annen energibærer som kan bidra inn i energilagring i lakseindustrien, er hydrogen. Dette er et grunnstoff som kan fremstilles blant annet ved å spalte vann via elektrolyse [28]. De eneste biproduktene vil da være varme og oksygen. Sistnevnte er et stoff som er ettertraktet i laksenæringen, siden det er flere ledd i oppdrett som krever tilførsel av oksygen, eksempelvis brønnbåter. I retur kan hydrogen via brenselceller omdannes fra kjemisk til elektrisk energi. En av de største fordelene med hydrogen er at brenselet opererer utslippsfritt, og slipper ut kun vann som biprodukt. Både produksjon og bruk av hydrogen er dog prosesser med lave virkningsgrader sammenlignet med elektriske batteri, der det ved spalting foreligger et tap på mellom 20 og 30 prosent. I tillegg er det et betydelig tap ved omgjøring av hydrogen til elektrisk kraft [29].

I 2018 ble det åpnet et nytt laboratoriesenter i Trondheim på SINTEF for å se på mulighetene for å bytte ut dieselaggregat i oppdrettsnæringen med hydrogenanlegg [30]. Dette vil kunne føre til mindre klimagassutslipp dersom hydrogenet produseres bærekraftig, som kalles grønt hydrogen. Dette er hydrogenproduksjon som baserer seg på strøm fra fornybare energiresurser [31].

Selskapet H2 Marine jobber med å utvikle nullutslipsløsninger til akvakultur og distribuerer grønn hydrogen og oksygen til den maritime sektoren. De har ambisjoner om å bygge ut 40 til 50 hydrogenanlegg langs kysten for å minimere utslippene til den maritime næringen [32]. Prisen på hydrogen ligger i dag rett i underkant av 80 kroner per kg hydrogen [33]. I en rapporten fra NHO er det forventet at hydrogen kan dekke mellom 3 og 10 prosent av det globale energibehovet innen 2050. I samme rapport kommer det frem prognoser for produksjonskostnader av grønn hydrogen som vil ligge på 2-3 EUR/kg. På sikt viser tallene en produksjonskostnad på 20 prosent av dagens priser, som gjør hydrogen til en enda mer økonomisk konkurransedyktig energibærer fremover.

3.2.3 Termisk energilagring

Innen laksenæringen brukes kulde og varme for å bevare og forberede fisken. I laksenæringen finnes det flere ulike kjøle- og varmeprosesser som opererer ved ulike temperaturer. Dette åpner opp for energigjenvinning disse prosessene. Termisk energilagring, eller TES, kan bli brukt både til kulde og varmeenergi gjennom fysisk eller kjemisk form. En annen form for TES er Latent TES som utnytter energien fra et materiale når den skifter form på grunn av temperaturen til omgivelsene [34]. Dette kan foreksempel være vann som kjøler ned et materiale, men som går fra fast til flytende form på grunn av frigivelse av energi. Denne energien er betraktet som høyere enn tradisjonell energi. Denne type gjenvinningsteknologi blir ofte kalt for Phase Change Materials (PCMs). En siste mulighet for å kunne lagre termisk energi er ved å bruke termokjemisk energilagring, eller TCES, som lagrer energi ved bruk av reversible kjemiske prosesser. Gjennom prosjektet ITChES har SINTEF undersøkt denne teknologien på ulike materialer med temperaturer mellom 120°C og 300°C, slik at konseptet kan implementeres i større industrier [34].

SINTEF er også med å utvikle kald termisk energilagring (CTES) som skal kunne lagre deler av kjøleeffekten slik at kapasiteten til kjølesystem kan reduseres. Hovedhensikten med CTES er å minimere effekttoppene i kjølesystemer. Dette gjøres ved å lagre termisk energi i perioder med mindre effektbruk og dermed bruke energien under perioden med høyest effektbelastning [35].

3.3 Kjølleteknologi og energigjenvinning

Kjøling er et viktig element ved fiskeforedlingsanlegg, siden dette er med på å påvirke og forlenge holdbarheten og kvaliteten på laksen. Kjøling utføres blant annet ved bruk av underkjølt væske og tørris. I lakseindustrien er det vanlig å underkjøle av laksen, som inkluderer å kjøle laksen ned til -2.5 °C. Dette er en temperatur der laksen begynner å fryse, men blir ikke helt fryst, noe som bevarer holdbarhet og kvalitet [36]. Tørris blir ofte brukt for å fryse ned fisken etter at den er pakkeklar. I slike tilfeller er det vanlig å bruke pellets av fast karbondioksid som tørris, siden fast karbondioksid vil gå over i gassform, og ikke væskeform, dersom temperaturen stiger.

I kjøleprosesser produseres det i de fleste tilfeller varme, som følger av at man henter varme fra området man skal kjøle ned. Dersom denne varmen ikke er til direkte nytte i systemet, og slippes ut som et biprodukt, kalles dette for spillvarme. Spillvarme kan være overskuddsvarme fra kjøleprosesser, internvarme eller varme som blir sluppet ut til omgivelsene. I 2021 gjorde SINTEF en undersøkelse på spillvarme i norsk industri. Basert på deres undersøkelser ble det funnet at norsk industri slipper ut 20 TWh med spillvarme hvert år, som tilsvarer omtrent 10 prosent av Norges energiforbruk i 2020 [37]. Slik spillvarme kan bli brukt til oppvarming, ulike termodynamiske prosesser eller produksjon av elektrisk strøm. I kommende delkapittel blir det sett på hvordan varme og kulde kan bli gjenvunnet og brukes videre.

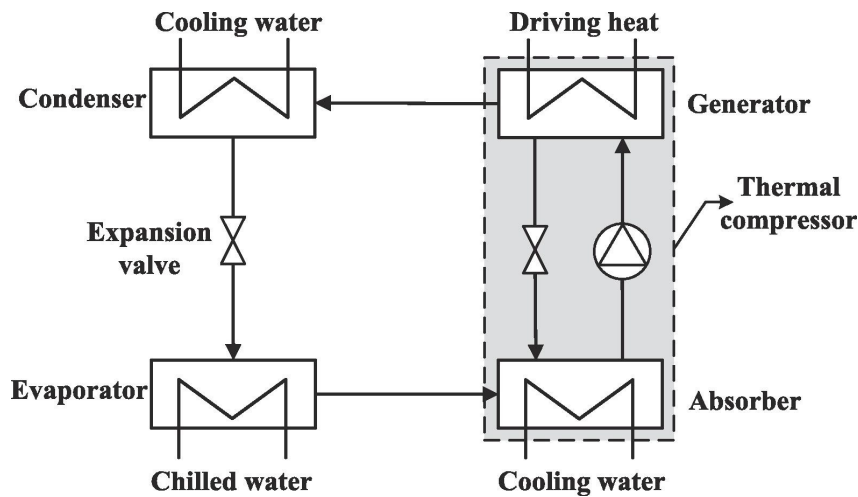
3.3.1 Absorpsjonskjølere

Innen termisk kjøling finnes kjølesystem som utnytter seg av allerede eksisterende varme, til å generere kjøleeffekt. For prosesser som har tap i varme, vil det for systemprosessene lønne seg å utnytte denne spillvarmen ved å overføre energien til andre prosesser. I sum vil dette øke den totale virkningsgraden, samt bidra til et energieffektiviserende samspill mellom varme, kulde og elektrisk energi.

Som nærmere beskrevet i foregående kapittel, vil det største behovet for termisk energi være kjøling, hovedsaklig til vann og frysing av fisk. I prosesser med spillvarme, er det sett nærmere på om det er mulig å ”lage kulde av varme”, ved å konvertere spillvarmen tilbake til kjøleeffekt.

På dette teknologiområdet finnes absorpsjonskjølere. Dette er en varmedrevet kjøleprosess som ved hjelp av et kjølemiddel bestående av vann og en absorbent, ofte litiumbromid eller ammoniakk, absorberer varme og dermed genererer kjøleeffekt. Dette foregår i motsetning til de fleste andre kjøleprosesser uten en kompressor.

Kjøleeffekten kommer av at kjølemiddelet i systemet pumpes fra en absorber og opp til en generator, via en varmeveksler. Her varmes kjølemiddelet opp med varme fra omgivelsene, som i dette tilfellet er laksefabrikkenes spillvarme, som igjen fordamper vannet i kjølemiddelet. Det som da er igjen av kjølemiddelet, er varmt og flytende lithiumbromid, som flyter tilbake til varmeveksleren og inn i absorbereren. Etter at vandampen er kondensert og samlet, renner denne ned til fordamperen i absorber-kammeret, der det lave trykket gjør at vannet fordamper. Ved å legge inn en kjølesløyfe gjennom fordamperen, kan en fjerne varme, og dermed generere en kjøleeffekt [38]. Prosessen er illustrert i Figur 4:



Figur 4: Illustrasjon av virkemåten av en absorpsjonskjøler [39].

En av de mange fordelene med absorpsjonsteknologi, er at den i all hovedsak kan drives av varme som ellers ville gått til spille. I tillegg er den enkel i drift, der kjøleeffekten simpelt kontrolleres ved hvilken temperatur som inngår i prosessen. Uten behovet for kompressorer er den også relativt strømgjerrig og stillegående, sammenlignet med kompressordrevne kjøleprosesser.

Siden teknologien har vært tilgjengelig i flere år, er også absorpsjonskjølere godt utviklet og pålitelige. Elektrisitetbehovet for å drive en absorpsjonskjøler er på omlag ett prosent av kjøleeffekten, noe som gjør absorpsjonskjølere til et energieffektivt alternativ [40].

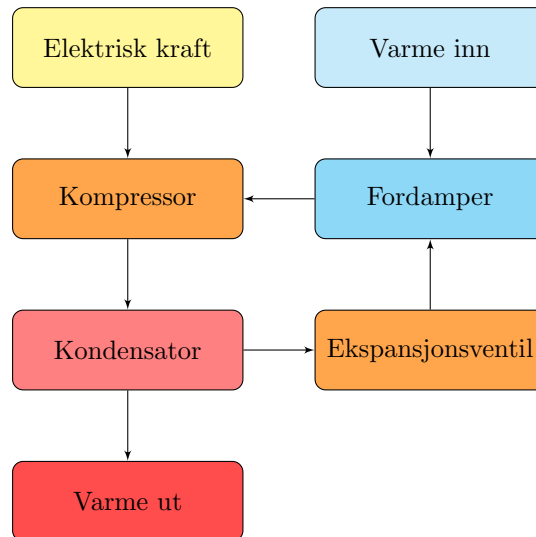
Per i dag har absorpsjonsteknologi dog en lavere effektfaktor (COP) enn andre tilsvarende varme- eller kjølesystem. COP-faktoren i absorpsjonskjølere beregnes ut ifra kjøleeffekt levert per varme som trengs for å holde systemet i drift. Blant absorpsjonsteknologi finnes det ulike typer sammensetninger, blant annet single og doble absorpsjonskjølere. Forskjellen baserer seg på antall generatorer og varmevekslere, og ved hvilke temperaturer de opererer ved. For singlstegs absorpsjonskjølere vil COP-faktoren ligge under 1, mens det for den doble stegsmodellen kan være over 1 [41]. En annen utfordring knyttes også til at systemet krever visse temperaturer inn for å generere effektiv kjøling, typisk temperaturer på over 70°C til 75°C [42]. I tillegg trenger absorpsjonskjølemaskinene en betydelig mengde tilført varme, på 1,5 ganger mer varmeeffekt enn levert kjøleeffekt.

Denne oppgaven vil senere gå nærmere inn på om det er nok mengder spillvarme til å drive en absorpsjonskjøleprosess. Siden dette er varmemengder som ellers ville gått til spille, vil en mulig implementering av absorpsjonskjølere totalt sett øke virkningsgraden i varme- og kjøleprosessene ved laksefabrikken, samt senke behovet for tilført termisk og elektrisk effekt.

3.3.2 Kompressorkjølere

Et naturlig alternativ til absorpsjonskjølere, vil for dette prosjektet være kompressordrevne kjøleprosesser. Dette fordi disse systemene vil generere høy kjøleeffekt med en relativ god effektivitet. For eksempel vil en dampkompressjonsprosess ha en COP-faktor på 3, under samme forhold der en absorpsjonskjøler har en COP-faktor på rundt 0,7 [43]. Dette er noe som vil virke positivt i retning total virkningsgrad og energieffektivitet. Minuset er dog behovet for tilført elektrisk energi for å drive kompressoren, noe som kan påvirke sluttresultatet på energieffektivitet.

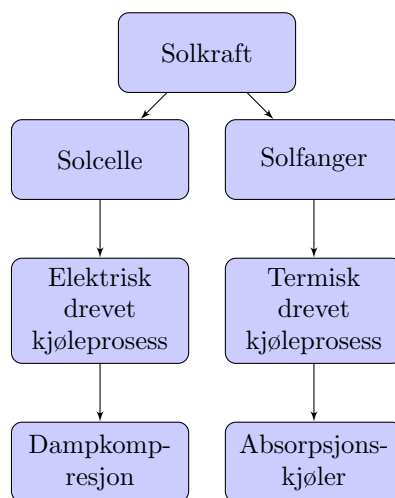
Kjøleeffekten kommer av at kjølemiddelet i systemet pumpes inn i en kompressor som gass form hvor den blir komprimert og pumpet gjennom ekspansjonsventilen og videre til en kondensator. Gjennom kondensatoren går gassen over til væske form, hvor kondensatoren gir i fra seg varme som en varmeveksler bruker til å varme opp et annet medium. Fra kondensatoren pumpes den videre til fordamperen hvor kjølemidlet går fra væske til gassform som går videre til kompressoren. I fordamperen trengs det varme fra omgivelsene og kan i dette tilfellet bli uthentet fra fiskeforedlingsfabrikken. Prosessen er illustrert i Figur 5.



Figur 5: Grunnleggende elementer i en kompressorkjøler. Basert på figur fra [44].

3.3.3 Solkraftdrevne kjøleprosesser

De to nevnte kjøleteknologiene kan også kombineres med installert solkraft på lokasjonen. For å se hvordan solenergien kan omdannes til kjøleeffekt, er det tatt utgangspunkt i to mulige hovedkategorier: elektrisk og termisk kjøling [39]. Slik illustrert i Figur 6, vil solkraften kunne benyttes enten elektrisk eller termisk, for å omdanne solkraften til effektiv kjølekapasitet i fabrikken.



Figur 6: Mulige utnyttelser av solkraft i kjøleprosesser. Basert på figur fra [39].

3.4 Miljø- og bærekraftsanalyse

Dersom ulike teknologier skal sammenlignes basert på energieffektivitet og energiproduksjon, kan det også være nødvendig å sammenligne teknologienes bærekraftighet. Dette kan gjøres eksempelvis ved å gjennomføre en livsløpsanalyse, som ser på produktenes utslipp gjennom levetiden. Slike livsløpsanalyser, forkortet LCA-er, vil kunne si noe om produktenes miljøpåvirkning i form av klimagassutslipp.

Livsløpsanalyser utføres med systematiske metoder, der utslipp i alle stadier i et produkt eller tjeneste sin levetid beregnes og summeres [45]. Dette inkluderer en definering av mål og omfang, samt innsamling av data om hvilke råvarer som tas i bruk, og hvilke biprodukt hvert ledd produserer. Videre vurderes miljøpåvirkningen ut ifra hvilke prosesser som inngår i produksjonen av varen eller tjenesten. Dette inkluderer alle ledd som fra råvareutvinning og produksjon, til distribusjon og bruk. Også avfallshåndtering eller gjenvinning kan inkluderes i disse beregningene.

Enkelte livsløpsanalyser kan også resultere i ulike nedbetalingstider. For eksempel er Energy payback time (EPBT) og Carbon payback time (CPT) mål på tilbakebetalingstid på henholdsvis energi og CO₂-utslipp [46][47]. Dette er indikatorer som sier noe om hvor lang tid et system må produsere energi for å spare igjen energimengden eller klimagassutslippene det krevde for å produsere det. Nedbetalingstidene i form av energi og utslippsbesparelser er indikatorer som kan legges til grunn for konklusjoner rundt hvilke energiproduserende teknologier som er mest hensiktsmessig fra et bærekraftig ståsted.

3.5 Økonomi

Økonomi er en ledende faktor for å gjøre nye investeringer. Nye investeringer er viktig for å skape økonomisk vekst til et selskap. Aksjonærene til selskapet har ofte ulike økonomiske krav for å implementere nye løsninger og investeringer. Dette kan være krav som tilbakebetalingstid eller årlig avkastning på investeringen. Det finnes flere underliggende faktorer som er både innefor og utenfor selskapets kontroll. Dette er faktorer som skatt, avgifter, støtteordninger og prissvingninger i markedet. I følgende del kapittel er det blitt sett på ulike økonomiske faktorer som kan være med på å påvirke det økonomiske resultatet av investeringen og ulike analyser for å avgjøre om det er en god investering.

3.5.1 Merverdiavgift og skatt

Merverdiavgift er en form for skatt som en forbruker betaler for varer og tjenester [48]. Ved kjøp av varer og tjenester som skal benyttes innad i en bedrift, og ikke selges videre, kan bedriften få kompensasjon for avgiften. Selskapet har krav på fradragsrett dersom investeringen er til bruk i avgiftspliktig virksomhet og selskapet er registrert i merverdiavgiftsregisteret [49]. Et selskap betaler merverdiavgift på varer og tjenester, men denne merverdiavgift blir tilbakebetalt til bedriften på et senere tidspunkt. I Norge er det seks terminer hvert år der bedrifter må sende inn regnskap for merverdiavgift for å se om selskapet er skyldig å betale eller få tilbake penger [50].

I Norge betaler et aksjeselskap 22 prosent skatt på alt av overskuddet til selskapet [51]. Ved investering av en tjeneste eller produkt som har som formål å generere mer inntekt for selskapet, vil det

ikke bli beskattet [52]. For at selskapet ikke skal bli beskattet av denne investeringen, kan selskapet få skattefradrag på varen eller tjenesten i en gitt periode. Med skattefradrag vil et selskap som investerer penger i et prosjekt kunne skrive av deler av investeringen hvert år slik at dette ikke blir beskattet. Ved større kjøp av tjenester og varer er det vanlig at et selskap kan kun skrive av deler av investeringsbeløpet hvert år i en rekke år før det totale beløpet er avskrevet. Det er ønskelig fra et selskap sin side å skrive av investeringen på skatten på kortest mulig periode, da dette vil føre til større kontantstrøm etter skatt, som igjen vil føre til større grad av likviditet i selskapet som kan brukes til nye investeringer. Med en investering som gir et selskap lavere driftskostnader vil dette føre til et høyere driftsresultat. Med et høyere driftsresultat før skatt så må selskapet betale mer skatt, siden et norsk selskap betaler 22 prosent av et positivt driftsresultat.

3.5.2 Strømstøtteordninger

På grunn av at strømprisene har økt de siste årene, har den norske regjeringen kommet med tiltak som økonomisk bistand for både private husholdninger og næringsliv. I desember 2021 introduserte regjeringen en midlertidig plan for strømstøtte til norske husholdninger [53], som i dag er gjort fast. For bedrifter derimot, har strømstøtteavtalene stort sett vært midlertidige avtaler. November 2022 ble det imidlertid vedtatt en midlertidig energitilskuddsordning for bedrifter med en strømintensitet på tre prosent eller mer i første halvår av 2022. Strømintensitet er selskapets strømkostnader per omsetning i en gitt periode. Ved å gjennomføre en gratis energikartlegging om egen bedrift kunne bedriften få 25 prosent rabattert strømregning av strømpriser som er over 0,7 kroner per kWh. Dersom bedriften forplikter seg til å gjennomføre energiøkonomiseringstiltak (ENØK), kunne bedriften få fratrukket 45 prosent av strømregningen over 0,7 kroner per kWh. I tillegg ville bedriften få dekket 41,8 prosent av kostnadene på tiltaket som ble utført [53].

Det har per april 2023 ikke kommet fast forlengelse på denne støtte ordningen. Med tanke på fortsatt høye strømpriser i fremtiden og spådommer om effektundersudd fra NVE er det grunnlag for å anta at det kan komme nye ordninger.

3.5.3 Økonomiske støtteordninger

Statsforetaket Enova forvalter flere støtteordninger innen bærekraftige investeringer i næringsliv, industri og private husholdninger [54].

For energiløsninger som omhandler solkraft, er det for blant annet solfangere nedfelt en mulighet til å få finansiell støtte på inntil to millioner kroner [55]. I generelle trekk har Enova mulighet til å støtte med 201 kroner per kvadratmeter med solfangere, så fremt at dette ikke overstiger 45 prosent av investeringskostnaden.

I 2022 økte Enova den statlige støtten til solceller til private husholdninger fra 26 250 kr til 47 500 kr [56]. Dette kom som følger av økte strømpriser, samt et lavere antall søknader ikke samsvarte med forventningene til Enova. Enova har tidligere bistått med økonomisk støtte til solcellepanel på næringsbygg, men gir per dags dato ingen økonomisk støtte til dette.

3.5.4 Investeringer

Investeringskostnader er å binde midler for fysiske eiendeler i fremtiden [57]. Investeringer er ment til å skape fysiske eiendeler eller tjenester som skaper eller øker nytteverdien til et selskap. For et selskap investerer i tjenester eller fysiske eiendeler er det ønskelig å regne på nytteverdien av investeringen. Med nytteverdi menes hva selskapet får ut av en investering i fremtiden. Dette kan være flere ulike faktorer som økonomiske verdier, klimafotavtrykk eller forbedring av sosiale forhold til selskapets ansatte. I denne rapporten er det først og fremst blitt sett på økonomiske investeringer, men som også kan være å påvirke miljø, status til selskapet og sosiale forhold. Økonomisk lønnsomhet kan bli kalkulert på flere ulike metoder som nåverdimetoden (NNV), tilbakebetalingstid (PB), levetidskostnad (LCOE) og internrente (IRR).

Netto nåverdi er verdien av en investering uttrykt som det fremtidige beløpet sin nåværende verdi [58]. Beregninger på nettonåverdi kan gjøres ut ifra Formel 4 [59]:

$$NNV = -G + \sum_t^{N_e} \frac{a}{(1+r)^t} + \frac{S}{(1+r)^{N_e}} \quad (4)$$

Formelen består av tre deler, der det første leddet trekker fra investeringskostnaden G [kr] for å ta hensyn til direkte kostnader ved en investering.

Det andre leddet er summen av alle nåverdien av årlige kontantstrømmer a [kr] fra investeringen over levetiden til prosjektet N_e [år]. Summen korrigeres for kalkulasjonsrenten r [%] og tiden t [år] fra investeringstidspunktet.

Den tredje leddet er nåverdien av restverdiene S [kr] fra slutten av levetiden til investeringen. For å beregne nåverdien trekker man fra investeringskostnaden, og legger til nåverdisummene og restverdiene. Dersom netto nåverdi er positiv, betyr det at investeringen er lønnsom, og motsatt dersom NNV er negativ.

Videre kan internrenten (IRR) beregnes, siden internrenten er den kalkulasjonsrenten som gir beregningene av en nåverdi lik null [60]. Det vil si at Formel 4 kan forlenges ved å sette NNV lik null, slik vist i Formel 5.

$$0 = NNV = -G + \sum_t^{N_e} \frac{a_t}{(1+r)^t} + \frac{S}{(1+r)^{N_e}} \quad (5)$$

Internrenten (IRR) beskriver den årlige avkastning av prosjektet [61], uten hensyn til prosjektets levetid. Derfor er det viktig å sammenligne internrenten med levetiden til prosjektet. For eksempel vil det være mer gunstig for et selskap å investere i et prosjekt med en internrente på 15 prosent over 10 år, enn en internrente på 20 prosent over 2 år. IRR blir ofte beregnet for å se om det tilfredsstillende et selskap sitt årlige avkastningskrav for å investere i nye prosjekt. Fra representanter i lakseindustrien, er dette årlige avkastningskravet typisk rundt 10 prosent eller høyere.

Når det i et selskap skal tas økonomiske beslutninger, legges også tilbakebetalingstid (PB) til grunn. Tilbakebetalingstid er et mål på hvor lang tid det går før selskapet har tjent tilbake investeringskostnadene til prosjektet [62], og kan beregnes ut ifra tidspunktet for tilbakebetaling PB og årlig

nettoinntekt a .

Dette gjøres ved å se på summen av kontantstrømmer frem til og med tilbakebetalingstiden PB , mot summen av de samme negative kontantstrømmene, men nå fra og med PB . Dersom investeringen har en tilbakebetalingstid PB , vil det være et tidspunkt i intervallet til $PB-1$ der den kumulative negative kontantstrømmen er nøyaktig lik den kumulative positive kontantstrømmen. Dette vil da være det punktet der investeringen har generert nok positive kontantstrømmer til å dekke investeringskostnadene. Disse antagelsene og metodene er sammenfattet og definert som Formel 6:

$$\sum_{t=0}^{PB-1} a < G \leq \sum_{t=0}^{PB-1} a \quad (6)$$

Dersom innbetalingsoverskuddet er konstant, kan tilbakebetalingstiden beregnes ved å sammenligne netto inntekt per år a med investeringskostnaden G [63] med Formel 7:

$$PB = \frac{G}{a} \quad (7)$$

Et annet økonomisk verktøy som også er med i de finansielle beslutningene, er levetidskostnaden (LCOE). Dette er en måte å estimere den gjennomsnittlige kostnaden per produsert enhet energi over levetiden til et energiprojekt, og beskriver kostnad per kWh basert på produksjon, levetid til prosjektet og investeringskostnadene. Den tar summen av kostnaden for produksjonsanlegget hver år og er delt på den summen av energiproduksjonen for hvert år [64]. Beregninger på LCOE kan gjøres ut ifra Formel 8.

$$LCOE = \frac{\sum \frac{(G+M)}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (8)$$

Formelen består av to summer, der den første summerer alle de årlige kostnadene G [kr] og vedlikeholdskostnadene M [kr] knyttet til prosjektet, justert for kalkulasjonsrenten r [%] og tiden t fra prosjektets start. Denne summen gir den totale nåverdien av kostnadene over prosjektets levetid.

Den andre summen finner årlig produksjonsmengde av energi E [kWh] over prosjektets levetid, justert for den samme kalkulasjonsrenten r og tiden t . Videre divideres summen av nåverdien av kostnadene med nåverdien av energiproduksjonen over prosjektets levetid, for å finne levetidskostnaden.

Basert på tall fra NVE ligger levetidskostnader på eksempelvis vannkraftverk og landbasert vindkraft på henholdsvis 0,4 og 0,3 kr/kWh. For solkraft på hustak er levetidskostnaden 1 kr/kWh, og for flate tak 0,7 kr/kWh [65].

3.6 Regelverk

Med større investeringer av elektrisk kraftproduksjon til næringsbygg er det en rekke regelverk og konsesjoner som bedrifter må forholde seg til. De fleste av disse konsesjonene er nedfelt i energiloven [66], som omhandler regulering av produksjon, fordeling og bruk av energi [67]. I henhold til energiloven er det flere underliggende konsesjoner som anleggskonsesjon, omsetningskonsesjon og områdekonsesjon.

Med større utbygging på et bygg i form av elektrisk kraft produksjon eller annen form av utbygging, må dette søkes om direkte til kommunen hvor utbygging tar sted. Det kommer frem at slike utbygginger må søkes om til kommunen for å bestemme om det kan være til skade for andre bedrifter, boliger, eller miljø i nærheten av utbyggingen [68].

Anleggskonsesjon omfatter tillatelsen til å eie og drive et elektrisk anlegg for produksjon og omforming som er hjemlet i energilovens kapittel 3 [69]. I følge NVE kan anleggskonsesjon bli tilgitt basert på energiloven dersom anlegget anses for å være samfunnsmessig rasjonelt [70]. Områdekonsesjon omfatter bygging, eierskap og drift an nettanlegget. Dette er nettanlegg med spenning opp mot 22 kV. I følge NVE er et selskap også konsesjonspliktig etter energiloven dersom det trengs et spenningsanlegg på over 1 kV for å få kraften ut på nettet [71].

Omsetningskonsesjonen gir rett til å selge elektrisk kraft og har som formål å skape et effektivt kraftmarked. Med omsetningskonsesjonen er selskapet pliktig til å rapportere økonomiske og tekniske rapporter om driften [70].

Med en installert kapasitet på over 100 kW regnes enheten som kraftprodusent og inngår derfor ikke inn i plusskundeordningen [72]. Dette gjør at enheten må betale et fast ledd på 1,36 øre/kWh ekskludert merverdiavgift for salg av elektrisk kraft. Selskaper kan dog søke om elsertifikater som er en støtteordning for kraft produsert fra fornybare energikilder [73]. Elsertifikater eller grønne sertifikater er en felles satsning på fornybar energi med Sverige som ble vedtatt i 2012 [73]. Denne ble imidlertid ikke innført som en støtteordning for kraftselskaper før i 2021.

Kraftprodusenter kan søke om opprinnelsesgaranti som er en merkeordning for å vise kunder hvilken spesifikk energikilde kraften kommer fra [74]. Opprinnelsesgaranti må søkes om, men med en slik garanti så er anlegget godkjent i 5 år og selskapet for en ekstra inntekt fra sin fornybare kraftproduksjon. Denne garantien regnes som et instrument på grønn kraft og derfor er det ekstra fortjeneste ved å selge denne kraften. Denne garantien har Norge og deres kraftprodusenter solgt i flere år til utenlandske nasjoner. I følge NVE var 98 prosent av strømproduksjonen i 2017 fra fornybare energikilder. Basert på en rapport fra Oslo Economics ble 80 til 90 prosent av de norske opprinnelsegarantiene solgt til utenlandske kunder [74].

Historisk sett påvirker både nasjonale og verdenssituasjoner endringer i regelverk. I slutten av kalenderåret av 2022 ble det innført høyprisbidrag på 23 prosent av kraftpris som overstiger 70 øre per kWh [75]. Dette ble utgitt som en særavgift, men som bare gjelder for vannkraftverk med installert kapasitet på over 1 MW og vindkraftverk som er konsesjonspliktig etter energiloven. Det er i de fleste tilfeller innleide konsulenter som tar hånd om slike søknader.

4 Metode

Gjennom samarbeidet med MMC First Process er det blitt sett på flere ulike bærekraftige og økonomiske tiltak for fiskeforedlingsfabrikken til Austvoll Laksepakkeri.

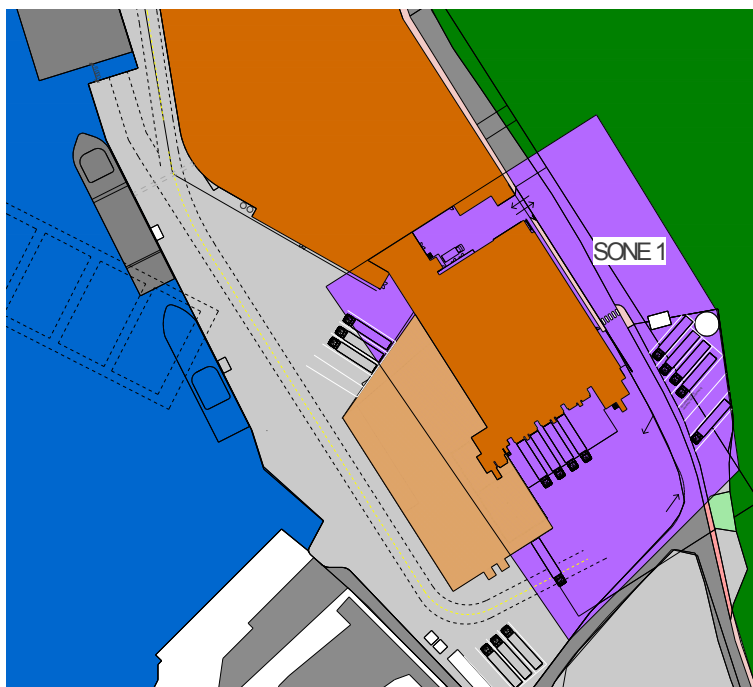
Fra MMC First Process sin side er det fremlagt flere områder det er ønskelig å se nærmere på, som alle inkluderer energibesparelse. Dette kan for eksempel være egen energiproduksjon, energieffektivisering av eksisterende system, eller andre alternativ til dagens løsninger.

4.1 Energiproduksjon

En av flere måter å senke et fiskeforedlingsanlegg sitt energiforbruk på, er å implementere løsninger for egenproduksjon av energi. Dette kan være energi som går direkte inn på strømforbruket som elektrisk energi, eller annen energiproduksjon som produserer eksempelvis termisk energi.

Fra MMC First Process er det lagt frem plantegninger og kart som viser tilgjengelig takareal på den nye fabrikkdelen som skal bygges. Her kommer det frem at det skal bygges en ny fabrikkdel som har omtrent 2000 m² takareal, samt opplysninger om at takkonstruksjonene er dimensjonert for utbygging av solceller i fremtiden. Dermed kommer solkraft inn som et alternativ som lar seg installere uten kostbare ombygginger. I den forbindelse er det ønskelig å se nærmere på hva egen, lokal energiproduksjon ved solkraft vil bidra inn på de energirelaterte utfordringene.

Figur 7 viser området rundt fabrikk i Austvoll. Fabrikkens bygningsdel er i oransje, der den oransje delen innfelt i lilla område er det nye bygget som ble reist våren 2023.



Figur 7: Sonekart av lokasjonen ved laksefabrikken sine nye fabrikkdel.

Følgende kapitler tar for seg energiproduksjon ved bruk av solceller eller solfangere, for å bidra til å senke det totale energiforbruket.

4.1.1 Elektrisk energiproduksjon ved bruk av solceller

Ved hjelp av solkraft kan lokasjonens energiforbruk helt eller delvis dekkes av fornybar energi. For å finne potensiell energiproduksjon ved hjelp av solceller, er det tatt utgangspunkt i EU-kommisjonens PVGIS, som er reelle solinnstrålingsdata i et gitt område [76]. Det er tatt utgangspunkt i at solcellene er av type monokrystallinske solceller, siden dette er den type solcellepanel kontaktede leverandører leverer.

For å vite hvor mye av det tilgjengelige takarealet som er egnet for solceller, er det tatt kontakt med flere solcelleleverandører, deriblant Soleie [77]. Her opplyser en prosjektleder at omtrent 1200 m² av det nye taket på 2000 m² vil kunne benyttes i effektivt solcelleareal. Dette på grunn av at solcellene i utgangspunktet ikke skal ligge nærmere enn to meter fra kanten, samt at det skal være 20 til 30 cm mellom hvert panel.

Solinnstrålingsdataene er hentet fra laksefabrikkens nøyaktige lokasjon, og lufttemperaturen fra nærmeste målepunkt "Austevoll SN50175" [78], ca. 8,5 km i luftlinje fra fabrikk.

Med oppgitt takareal vil det sammen med solinnstrålingsdata og antatte verdier for virkningsgrad være mulig å regne på forventet energiproduksjon ved installering av solceller.

Det også tatt kontakt med flere aktører i nærliggende og tilsvarende industri, for å høre om de har regnet på solcelleproduksjon. Dette for å sammen med egne beregninger for å i høyere grad vil kunne gjøre presise estimater. Blant dem er en prosjektleder ansatt i Bremnes Seashore, som er et annet prosesseringsanlegg i nærheten av Austevoll, som MMC First Process også har levert utstyr for. Høsten 2022 fikk Bremnes Seashore konkrete tilbud på installering av solceller. Fra deres potensielle leverandør fikk de et anslag på hvor mye solceller på hver enkelt lokasjon ville produsere. Tallene presenteres sammen med egenberegnete resultat i Kapittel 6.1.1.

4.1.2 Termisk energiproduksjon ved bruk av solfangere

Som følger av ønsket om å undersøke om solkraft vil kunne dekke et visst energibehov for lokasjonen, er det også undersøkt om solfangere vil kunne bidra inn på dette området.

Blant bruksområdene som står for et høyt energiforbruk i fabrikk, er behovet for varmtvann tilknyttet tappevannet som brukes til nedvask av fabrikk ved endt skift. Ved laksefabrikken på Austevoll er dette varmtvannsbehovet 90 000 liter vann daglig, der det er ønskelig at vannet har en temperatur på rundt 70°C. Ved eksisterende løsning varmes nett vannet fra 10°C til 30°C via en CO₂-varmepumpe, og det er derfor sett på om solfangere vil kunne heve vanntemperaturen videre opp til 70°C.

Selve nedvasken av fabrikk foregår om natten, etter endt skift samme kveld. Derfor eksisterer det en periode mellom tiden der solfangere produserer varmtvann, og vaskere tar ibrug tappevannet for bruk til nedvask. Siden tiden for energiproduksjon og tiden for nedvask ikke samsvarer, er det et behov for et større varmelager som kan ta vare på varmeenergien fra produksjon til bruk. Dette er noe som per i dag løses ved å ha seks varmtvannstanker på totalt 90 000 liter. Ved tilfellet varmtvannsproduksjon ved hjelp av solceller, er det mulig å lagre varmtvannet på disse tankene, siden de allerede brukes til oppbevaring av varmtvann.

Med tanke på arealet er det tatt like antagelser som i tilfellet med solceller, der rundt 1200 m² av de 2000 m² vil være effektivt solkraftareal. Dette er antagelser gjort med bakgrunn i at solcelle- og solfangerpanelene er like i dimensjonene, som fremvist av de potensielle leverandørene som er kontaktet. Beregningene er dermed gjort ut ifra et solfangeranlegg med et areal på 1200 m².

For å se nærmere på hvilket bidrag solfangere kan ha til dette energibehovet, er det lastet ned solinnstrålingsdata for området laksefabrikken ligger i. Disse dataene er hentet fra samme database som for solcellene. Siden oppgitt antall produksjonsdager er 250, er det gjort antagelser rundt at de fleste dagene er ved sommerhalvåret. Dette på grunn av at laksefabrikken har et høyere slaktevolum ved sommeren enn ved vintermånedene. For å beregne hvilket bidrag solfangerne vil ha, er det for de 250 produksjonsdagene, tilsvarende rundt åtte måneder, innhentet solinnstrålingsdata fra mars til oktober.

4.2 Energilagring

Med et solkraftanlegg i gitt størrelse er det en overveiende sannsynlighet for at det vil være perioder der det produseres mer energi enn det laksefabrikken forbruker. Dette vil enten være på dagen med lav produksjon, i helg og feriedager, samt på svært solintensive dager. Derfor er det også undersøkt om overskuddsenergi vil kunne ha andre bruksområder for disse periodene, slik at energi ikke går til spille.

Dersom resultatene tilsier at det i perioder produseres overskuddsenergi ved bruk av solceller, er det sett på lagring med batteri, produksjon av hydrogen eller alternativt å selge strømmen tilbake på det lokale kraftnettet.

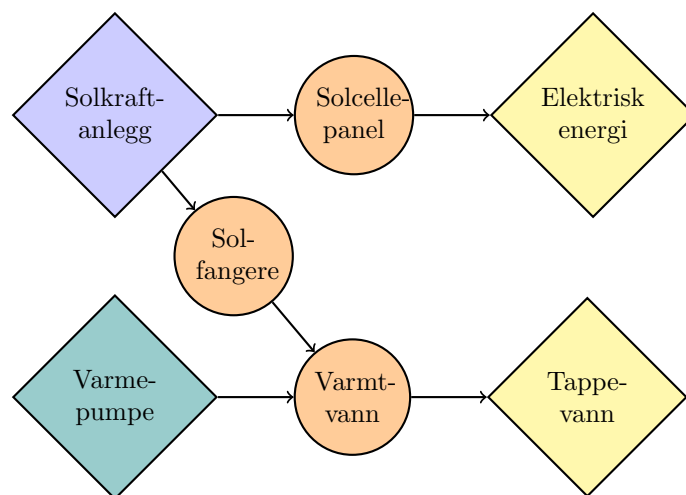
Ved overskuddsenergi fra solfangerne, har varmeeffekten flere ulike bruksområder. Ifølge MMC First Prosess er det ingen nærliggende industri som ville kunne dra nytte av varme, heller ingen fjernvarmenett. Derfor må det undersøkes andre muligheter for å utnytte denne spillvarmen effektivt.

4.3 Kombinasjon av løsninger

Etter å ha undersøkt muligheter for energiproduksjon og -lagring, vil det også være naturlig å se på muligheter for å kombinere disse. I tillegg er det undersøkt om det tilgjengelige takarealet vil kunne benyttes til både solceller og solfangere, for å dekke deler av henholdsvis elektriske og termisk energibehov.

En kombinasjon av solkraftteknologiene vil fordele seg slik illustrert i Figur 8.

I et slikt tilfelle vil solkraftteknologiene jobbe sammen for å ta unna laksefabrikkens energiforbruk, der solcellenes elektriske energi vil gå direkte inn i det elektrisitetsforbruket, og solfangere til oppvarming av tappevann til nedvask. Styrken til en slik løsning vil være fleksibiliteten i energisystemet, samt at både det elektriske og termiske energibehovet får bistand fra fornybar energi. En av svakhetene er systemkompleksiteten, som igjen kan gir høyere kostnader tilknyttet installering og drift.



Figur 8: Kombinasjon av løsninger for å utnytte solkraft.

4.4 Miljø- og bærekraftsanalyse

Siden både solceller og solfangere er relativt godt utbredt i teknologiverdenen, eksisterer det gode og relevante LCA-analyser og miljøforskning. Derfor er det foretatt et litteratursøk rundt solcellepaneler -og fangere sin bærekraftighet. For å kunne sammenligne klimafotavtrykket til de to teknologiene, er det sett på to forskjellige funksjonelle enheter: klimagassutslipp per produserte kilowatttime, og klimagassutslipp per areal. En sammenligning av disse to funksjonelle enhetene vil gi et solid grunnlag for konkluderende resultat på solenergiteknologienes miljøpåvirkning.

I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i tre studier, der den ene tar for seg en sammenligning av miljøpåvirkning hos både solceller og solfangere [79]. De to andre studiene går mer i dybden på henholdsvis solceller og solfangere. LCA-resultater knyttet til solceller er hentet fra en NTNU-masteroppgave [80], og om solfangere fra et forskningsprosjekt [81].

4.5 Økonomiske analyser og overskuddsenergi

For å se på lønnsomheten av de ulike scenarioene er det blitt sett på betydningen av investeringskostnader, vedlikehold, skatt og støtte fra næringslivet. Gjenvunnet eller spart energi skal deretter sammenlignes opp mot strømprisene for referanseåret 2022 for å se om investeringene er lønnsomme. Året 2022 er blitt brukt som referanseår, siden dette er siste data tilgjengelig som beskriver dagens samfunnssituasjon mer nøyaktig enn å bruke tidligere år. Etter nettsøk, samt tilbakemeldinger fra næringslivet, er det også forventet at strømprisen vil holde seg på forholdsvis høye nivåer sammenlignet med årene før 2021.

5 Systembeskrivelse og forutsetninger

Følgende kapitler vil gå nærmere inn på hvilke antagelser som er gjort, samt hvilke forutsetninger og begrensninger som ligger til grunn for beregningene. Antagelsene er gjort som en helhetsvurdering kombinert av bakgrunnsteori, informasjon fra MMC First Process, samt hvilke opplysninger leverandører har kommet med.

5.1 Antagelser knyttet til solkraft

Som en del av systembeskrivelsen tilhørende utbygging av eventuell solkraft, vil det følgende bli presentert hvilke opplysninger som legges til grunn for resultatberegningene.

Solcellepanelenes effektivitet er antatt å ha en virkningsgrad på 20 prosent, ved en referansetemperatur på 20°C, som er temperaturen solcellene oppnår sin makseffekt. I dette tilfellet er det antatt en temperaturkoeffisient som tilsier at solcellenes ytelse minker med 0,5 prosent per °C utetemperatur øker over referansetemperaturen. I tillegg øker virkningsgraden med 0,5 prosent for hver temperaturgrad under referansetemperaturen. Det er antatt at solcellepanelets egentemperatur er lik utetemperaturen pluss 17°C. Det er også tatt hensyn til at solcellene taper effektivitet over tid, ved at det er antatt et tap i virkningsgrad over tid tilsvarende en halv prosent årlig.

For solfangerne, er virkningsgraden antatt å være 54 prosent, som ligger midt i intervallet for temperaturene solfangerne er tenkt å operere ved. I tillegg er det inkludert en skaleringsfaktor på 15 prosent for å kompensere for tap i netto energiproduksjon, på grunn av energibehov tilknyttet pumpesystem, samt varmetap.

Både solfangere og solcellene har en antatt levetid på 30 år.

5.2 Økonomiske antagelser og begrensninger

I forbindelse med de økonomiske beregningene er det blitt gjort antagelser som er med på å påvirke resultatet.

De økonomiske beregningene er gjort både før og etter skatt. Det er antatt at avskrivninger på investeringskostnaden er lineær med levetiden til anlegget. Som tidligere nevnt vil driftsresultatet til selskapet bli høyere grunnet lavere driftskostnader, siden store deler av energien blir produsert fra eget anlegg. Derfor er det tatt hensyn til 22 prosent skatt etter avskrivninger på prosjektet av kontantstrømmen.

Levetidskostnader (LCOE) er basert på en kalkulasjonsrente på 10 prosent, siden dette er et avkastningskrav som de fleste aktører innen laksenøringen har. I forbindelse med utbygging av solcelle- og solfangeranlegg må det også søkes om konsesjoner til NVE og søknader til den aktuelle kommunen. Basert på kommunikasjon med NVE [82], vil ikke dette være en krevende konsesjonsøknader, siden denne kan skrives uten innhenting av spesialiserte konsulenter. I følge Austevoll kommunen må det søkes om tillatelse til å bygge solcellepanel siden anlegget er av en viss størrelse [68]. Det er tiltenkt at konsulenter skriver disse søknadene til kommunen og eventuelle støtteordninger. Etter tilbakemelding fra ulike selskaper vil disse tjenestene ligge på mellom 60 000 og 80 000 kr. I tillegg

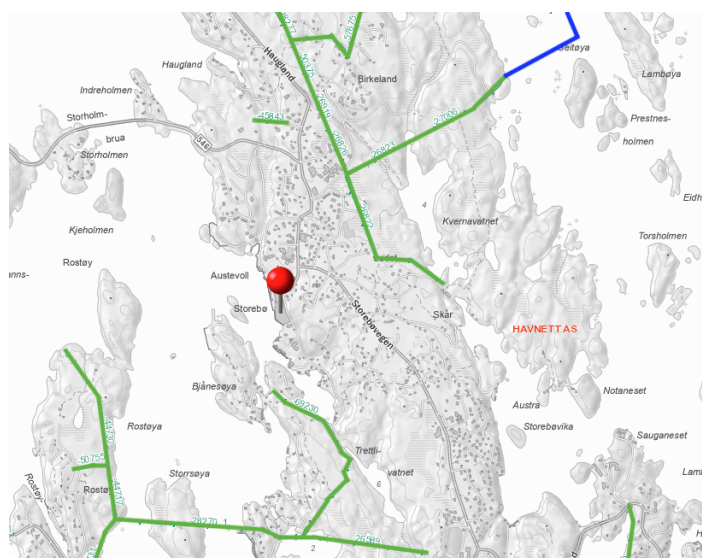
kommer det gebyrer og avgifter for behandling av disse søknadene. Derfor er det blitt estimert 100 000 kroner til eventuelle søknader hvor eksterne konsulenter kan hentes inn for å skrive disse søknadene. Dette er blitt lagt inn for både beregningene på solfangere og solcelle.

Det er i denne oppgaven ikke blitt lagt inn fordeler av opprinnelsesgarantier av strøm, grunnet energien i hovedsak er til eget forbruk. Det er ikke medregnet et fratrukk på strømregningen over 0,7 kr per kWh. Dette er på grunn av at disse ordningene kun har vært midlertidige, og ikke nødvendigvis vil være i kraft ut solkraftens levetid. I stedetfor er det gjort økonomiske beregninger med bakgrunn i flere scenarier for ulike strømpriser.

Siden strømprisen varierer fra time til time gjennom hele året, er det gjort økonomiske beregninger med utgangspunkt i flere ulike strømprisscenarier. Det er blitt sett nærmere på ulike årstider for å se om det er større forskjeller på spotprisen. Strømforbruket vil være annerledes de dagene det ikke er drift, og derfor er det også sett på strømpriser i helger og helligdager. Fabrikken opererer med flest dager på sommermånedene siden dette er en tid der slaktevolumet er størst. I de fleste helgene er fabrikken stengt, men på sommertid kan fabrikken også være åpen på lørdager, men på de fleste søndagene og helligdagene er fabrikken stengt. De dagene der fabrikken ikke er åpen, vil energiforbruket reduseres, og sitte igjen med overskuddsenergi fra egen energiproduksjon. Det er derfor sett på om strømprisene i helg og helligdager gjør det mest lønnsomt å lagre energien, eller å selge det tilbake på kraftnettet. Ved salg av overskuddsenergi tilbake til kraftleverandør er det antatt ingen avgift for nettleie da de fleste nettselskapene ikke har en slik avgift.

På grunn av at et solcelleanlegg vil oppnå et visst nivå installert effekt, er det tatt kontakt med lokalt nettselskap for å finne ut av nettkapasiteten. Ifølge karttjenesten NVE Atlas, ligger det i dag et høyspentnett på 22 kV ved fabrikken [83]. Det er Havnett AS som er ansvarlig for kraftnettet i Austevoll kommune, men det er Austevoll Kraftlag SA som eier det lokale distribusjonsnettet. Etter kontakt med nettselskapet Havnett AS kommer det frem at det er bygd en ny trafo som er dimensjonert til den nye fabrikken til laksepakkeriet [84].

Det lokale kraftnettet er som illustrert i Figur 9. Grønne uthevinger er distribusjonsnett på 22 kV, og de blå linjene er sjøkabler i eie Lerøy Vest AS. Rød pin er lokasjonen til Austevoll Laksepakkeriet AS.



Figur 9: Kraftnettoversikt rundt fabrikkens lokasjon [83].

6 Resultater og diskusjon

Følgende kapitler vil presentere de funn og resultater som denne bacheloroppgaven har kommet frem til. Dette dreier seg om beregninger på energiproduksjon, miljøkonsekvenser og økonomi, samt diskusjon rundt områdene som er undersøkt.

6.1 Solkraftpotensiale

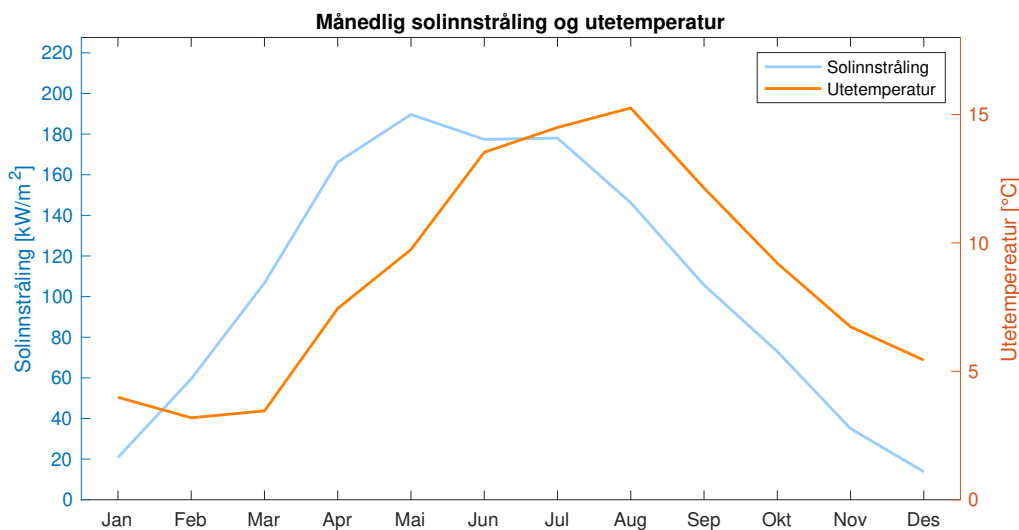
Som beskrevet i metodekapittelet 4.1, er det gjort beregninger på hvorvidt utbygging av solkraft på fabrikkens takareal vil bidra til energieffektivitet og økonomisk lønnsomhet.

Følgende kapitler vil ta for seg hvilke resultater som er funnet ved beregninger på energiproduksjon med solkraft.

6.1.1 Elektrisk energiproduksjon med solceller

For å se på energiproduksjon med solceller, er det tatt utgangspunkt i et takareal på 2000 m², derav 1200 m² av disse kan benyttes i effektivt solcelleareal.

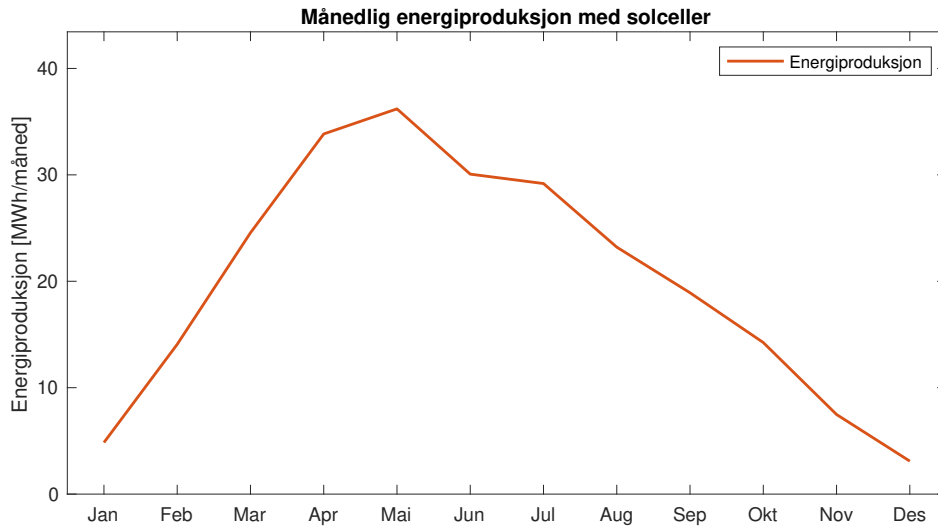
Figur 10 viser området utetemperatur og solinnstråling som et gjennomsnitt for årenene 2018, 2019 og 2020.



Figur 10: Solinnstråling og utetemperatur i Austevoll-området.

For beregninger av den totale energiproduksjonen med solceller, er beregningene gjort ved bruk av MATLAB. Koden ligger i sin helhet i Vedlegg A. Resultatet er basert på temperaturer og solinnstrålingsdata som et gjennomsnitt av 2018, 2019 og 2020. Beregningene viser at et solcelleanlegg på 1200 m² i Austevoll vil ha en årsproduksjon på 239,7 MWh. Dette tilsvarer en energiproduksjon på 199,8 kWh per kvadratmeter.

Energiproduksjon per måned vises i Figur 11.



Figur 11: Energiproduksjon med solceller per måned.

Fra beregningene er det tydelig at det er ved sommeren det produseres klart mest energi ved bruk av solceller. I tilfellet med laksefabrikken er dette gunstig, siden fabrikkens energiforbruk øker ved sommeren som følger av økt kjølebehov. Solceller gjør seg da til et energimessig attraktivt alternativ for laksefabrikken i Austevoll.

Som nevnt i metodekapittelet, har også et lignende anlegg blitt beregnet på av en leverandør for Bremnes Seashore. Der ble flere lokasjoner tilhørende bedriften undersøkt for potensiell energiproduksjon ved hjelp av solceller. Prosjektlederen i Bremnes Seashore har lagt frem to eksempler fra leverandørens estimater. Disse eksemplene er et solcelleanlegg på 2200 m² og et på 4500 m². Førstnevnte ville ifølge leverandør produsere 370 MWh årlig, og sistnevnte 800 MWh. Dette utgjør da en energiproduksjon per areal på henholdsvis 168,2 og 177,8 kWh/m².

Prosjektlederen i Soleie sine beregninger viser at et solcelleanlegg på 1156 m² årlig vil produsere 176 MWh, tilsvarende 152,2 kWh/m². Verdt å nevne er at disse tallene er basert på solinnstrålingsdata fra Flesland i Bergen kommune.

Både tallene fra Bremnes Seashore og Soleie er tall som ligger i underkant av egne beregninger, og kan skyldes flere faktorer. Blant annet er det ukjent om hvilke virkningsgrader og vinkler det er beregnet med, og heller ikke om resultatet er medberegnet skygging og andre begrensende parametre.

Sammenlignes resultatene er det grunnlag for å anslå at solcelleproduksjon i området der Austevoll Seafood bygger sin nye fabrikk, vil kunne hente mellom 160 og 200 kWh årlig per kvadratmeter med solceller. På grunn av tap i virkningsgrad over tid, vil energiproduksjonen etter 20 år ligge på mellom 144 og 180 kWh per kvadratmeter årlig.

En illustrasjon av solcelleanlegget er utarbeidet av prosjektlederen i Soleie, og vises i Figur 12.



Figur 12: Illustrasjon av solcelleanlegg på den nye fabrikkdelen. Illustrasjon av Soleie AS.

6.1.2 Termisk energiproduksjon med solfangere

Resultatene rundt solfangere tilhører spørsmålet om solfangere kan bidra med termisk energi inn på energibehovet tilknyttet oppvarming av tappevann. Med et daglig varmtvannsbehov på 90 000 liter daglig, tilsvarer dette ut ifra Formel 3 et daglig energibehov på 4,2 MWh daglig. Dette vil med 250 produksjonsdager i sesongen utgjøre et energibehov på 1046 MWh årlig.

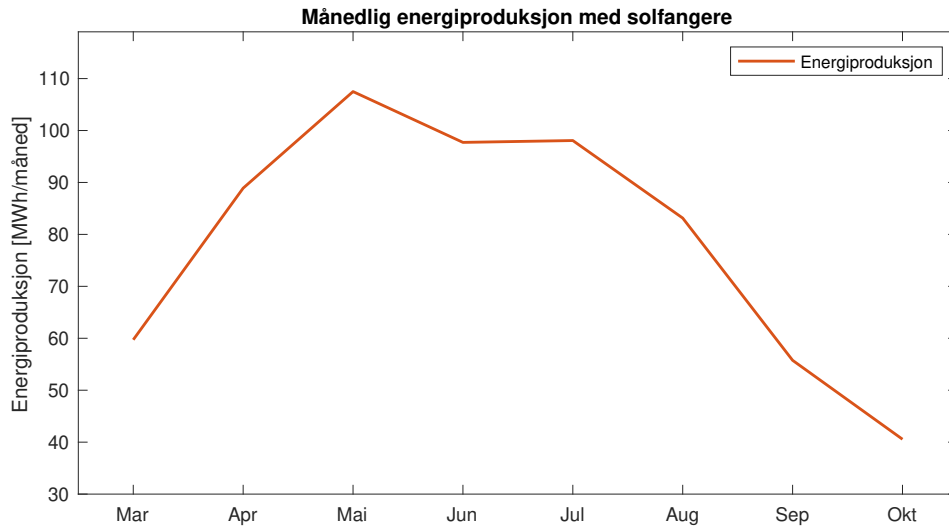
Gitt tilfellet er det funnet ut at det er plane solfangere, kontra vakkumrørbaserte solfangere, som vil være mest effektivt. Dette på grunn av plane solfangere er billigere både i installering og i drift, samt at den flate takkonstruksjonen er best egnet for de plane solfangerne.

For å finne ut om plane solfangere vil kunne dekke hele eller deler av dette varmebehovet, er energiproduksjon kalkulert ut ifra Formel 2. Til grunn for energiberegningene legges et datasett for timesbasert solinnstråling på 5880 datapunkter fra mars til oktober måned, som et gjennomsnitt for årene 2018-2020.

For et solfangeranlegg på 1200 m², viser beregningene at den årlige energiproduksjonen vil ligge på 631,4 MWh. Det vil si at et solfangeranlegg som kler den nye fabrikkdelen i solfangere, vil dekke 60 prosent av det daglige energibehovet til oppvarming av tappevann til nedvask.

Solfangernes energiproduksjon per måned vil fordele seg slik illustrert i Figur 13.

Et usikkerhetsmoment tilknyttet solfangere, er om takkonstruksjonen vil tåle installering av et solfangeranlegg i gitt størrelse. Opplysningene om at taket er dimensjonert for solceller, vil ikke nødvendigvis bety at taket tåler solfangere der store mengder vann skal passere. Dermed bør det undersøkes om taket er dimensjonert for solfangere, inkludert sirkulerende vann, før en eventuell beslutning tas.



Figur 13: Energiproduksjon med solfangere per måned.

6.1.3 Sammenligning av solkraftteknologienes energiproduksjon

Etter å ha gjort beregninger på både elektrisk og termisk solkraft, vil det være mulig å sammenligne potensialene for å se hvilken teknologi det er som utnytter takarealet mest effektivt.

For å sammenligne teknologiene, er det ut ifra beregningene sett på hvilken teknologi det er som produserer mest energi per areal. Ved å dele den årlige energiproduksjonen på solkraftarealet beregningene er gjort på, vil svaret gi en indikator på om solceller eller solfangere disponerer takarealet best. Resultatene er presentert i Tabell 1.

Tabell 1: Sammenligning av energiproduksjon per areal med solenergi.

Solenergi-teknologi	Energi-produksjon [MWh]	Areal [m ²]	Energiproduksjon pr. areal [kWh/m ²]
Solceller	239,7	1200	199,8
Solfangere	631,4	1200	526,1

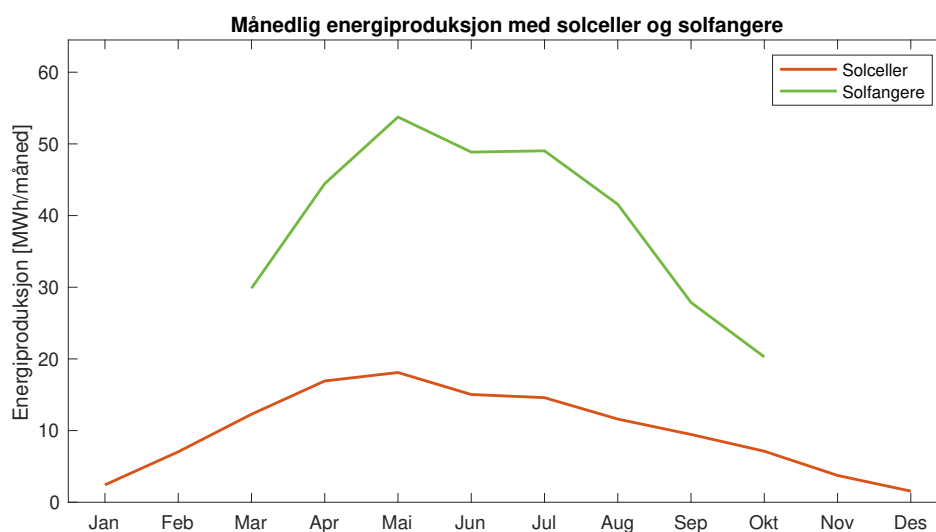
Fra sammenligningen er det klart at det er solfangere som vil gi høyest utnyttelse av takareal, dersom effektiviteten beregnes ut ifra energi per areal. Sammenligningen viser at solfangerne genererer over to og en halv ganger så mye energi per areal i løpet av et år, selv om solfangerne kun opererer ved 250 av dagene. Dette kan skyldes solfangerens høyere virkningsgrad i forhold til solcellene.

Selv om solfangerne viser en klar fordel over solceller i form av energiproduksjon per areal, er det verdt å merke at solcellene produserer elektrisk energi, som kontra termisk energi er lettere å utnytte energieffektivt, samt har høyere nytteverdi. Den elektriske energien kan brukes til å drive teknisk utstyr i fabrikken, som varmpumper, kompressorer og pumper. Dette vil bidra direkte inn på fabrikkens elektriske energibehov. I tillegg er tap knyttet til lagring av elektrisk energi lavere enn ved termisk energilagring. Derfor er det også blitt sett på lagring av elektrisk overskuddsstrøm, spillvarme og andre faktorer som kan påvirke hvor mye energi som kan hentes ut.

6.1.4 Kombinasjon av solkraftteknologier

Samtidig er det også sett på om solkraftteknologiene kan kombineres, der den ene halvdel av taket dekkes i solceller, og den andre i solfangere. I et slikt tilfelle vil både solfangere og solceller ha et areal på 600 m² hver. Siden energiproduksjonen varierer lineært med arealet, gitt Formel 1, vil energiproduksjonen for både solfangere og solceller halveres i forhold til tallene som er kommet frem til i foregående kapitler.

Total energiproduksjon fra solceller vil da være 119,9 MWh årlig. For solfangere sin del, vil de produsere 315,7 MWh årlig, som tilsvarer 30 prosent av oppvarmingsbehovet til tappevann for nedvask. Månedlig energiproduksjon med halve taket i solceller, og halve i solfangere, vil fordeles slik som illustrert i Figur 14.



Figur 14: Kombinasjon av solceller og solfangere.

6.1.5 Sammenligning av solkraftteknologienes bærekraftighet

Fra energiberegningene er det klart at solfangere vil produsere klart mest energi per benyttede areal. Med i spørsmålet om hvilken type solkraftteknologi en skal gå for, hører det også analyser rundt bærekraftighet til.

Som beskrevet i metodekapittelet, er det sammenlignet tre studier som alle tar for seg en livsløpsanalyse av solkraftteknologiene. Den første studien det er tatt utgangspunkt i, sammenligner klimagasspåvirkningen til både solceller og solfangere. De to andre tar for seg miljøpåvirkninger hos henholdsvis solceller og solfangere.

I sammenligningsstudien fra 2018 [79], kommer forfatterne frem til at solcellepanel er miljømessige overlegne i forhold til solfangere. Dette gjelder ikke bare innen klimagassutslipp, men også innenfor de fleste påvirkningsindikatorer som arealbruk, menneskelig toksisitet og forgiftning av vann. Til grunn for konklusjonen legger de en LCA-studie som viser hvordan miljøpåvirkningene fordeler seg innenfor flere påvirkningskategorier for både solceller- og fangere.

For å gå enda mer i dybden, er det gjort litteratursøk som går mer spesifikt inn på henholdsvis

solceller og solfangere sitt klimafotavtrykk. I solcellenes tilfelle, er det hentet informasjon fra en masteroppgave fra 2013 [80]. Her kommer forfatter frem til at monokrystallinske solceller har et klimagassbidrag (GWP) på 155 kg CO₂-ekvivalenter per kvadratmeter, dersom solcellene produseres ut ifra Elkem Solar Silicon (ESS) sin produksjonsprosess. Dersom Siemens' metode (SIM) brukes, ligger klimagassbidraget på 260 CO₂-ek./m². I denne oppgaven er det tatt et gjennomsnitt av de to produksjonsmetodene, siden det er ukjent informasjon om hvordan en eventuell leverandør vil produsere solcellene. Dette gjennomsnittet tilsier en klimagasspåvirknings gjennom et livsløp på 207,5 CO₂-ek./m².

For solfangernes del, er informasjonen hentet fra et forskningsprosjekt som ser på utslipp gjennom et solfangerpanels livssyklus [81]. Her kommer det frem at én solfangerenhet gjennom en livssyklus har et klimagassbidrag på 721 CO₂-ekvivalenter. Denne solfangerenheten har et areal på 2,13 m², som gir en miljøpåvirkning gjennom livsløpet på 338,5 CO₂-ek./m².

Fra de andre forskningsprosjektene kommer det frem at solceller har en energibetalingstid (EPBT) på 4 år, kontra solfangernes 1,7 år [85][86]. For tilbakebetalingstid på klimagassutslipp (CPT) har solceller en tilbakebetalingstid på mellom 1 og 3 år, mot solfangere på mellom 3 og 8 år [87][88]. Grunnen til at tall for tilbakebetaling for klimagassutslipp oppgis i et intervall, er fordi dette er verdier som varierer med energimiksen i området systemet skal produsere solenergi. I områder med en energimiks bestående av en lav andel fossile brensel, vil CPT øke som følger av lave klimagassutslipp per energienhet. I Norge vil tilbakebetalingstid på klimagasser være noe høyere, på grunn av at energimiksen i Norge har en høyere andel fornybar energi enn andre land på kontinentet [89].

Oppsummerende har solceller har en lavere tilbakebetalingstid på klimagassutslipp i forhold til solfangere, men en høyere energibetalingstid. Dette kan blant annet skyldes at produksjon av solfangere genererer mer utslipp enn ved solceller, men at solfangere på sin side produserer mer per areal med sin høyere virkningsgrad.

Med resultater på klimagassutslipp per areal, vil det for laksefabrikkens tilfelle være mulig å regne på klimagassutslipp ved installering av et solkraftanlegg på 1200 m². For et solcelleanlegg vil klimagasspåvirkningen gjennom et livsløp ligge på 249 tonn CO₂-ek., og for solfangerne 406,2 tonn CO₂-ek.

Alle resultater knyttet til miljø- og bærekraftsanalyser er sammenfattet og presentert i Tabell 2.

Tabell 2: Sammenligning av solkraftteknologienes bærekraftighet.

Solkraftteknologi	GWP [kg CO ₂ -ek./m ²]	EPBT [år]	CPT [år]
Solceller	207,5	4	1-3
Solfangere	338,5	1,7	3-8

Sammenlignes funnene fra de tre studiene, er det tydelig at solceller er den klart mest klimavennlige teknologien når det kommer til solkraft. Solcellene vil på sin side stå for totalt lavere klimagassutslipp gjennom sitt livsløp, kontra solfangere som har omtrent halvannen ganger så høyt klimagassbidrag.

6.2 Kjøleteknologi og energigjenvinning

Fra MMC First Process er det fremlagt opplysninger om mengder spillvarme og ved hvilke temperaturer disse er på. I all hovedsak dreier dette seg om spillvarme med en temperatur på mellom 60°C og 70°C. Det er i denne bacheloroppgaven blitt sett på hvorvidt dette kan energigjenvinnes, for bruk i andre system.

Spillvarme med de gitte temperaturene har vist seg å være vanskelig å utnytte energieffektivt, på grunn av at det i fiskeforedlingsanleggs tilfelle er få bruksområder for varme med disse temperaturene. Spillvarmen vil ikke kunne ledes inn på eksisterende varmpumper, siden dette vil gå utover effekt faktoren og effektiviteten til varmpumpene [90]. I tillegg er temperaturen for lav til at den vil kunne brukes i prosesser som genererer elektrisitet av damp, der varmen stort sett må holde temperaturer på minst det dobbelte [91]. Derfor er det sett på om spillvarmen vil kunne brukes inn på absorpsjonskjølere, for å omdanne denne til kjøleeffekt.

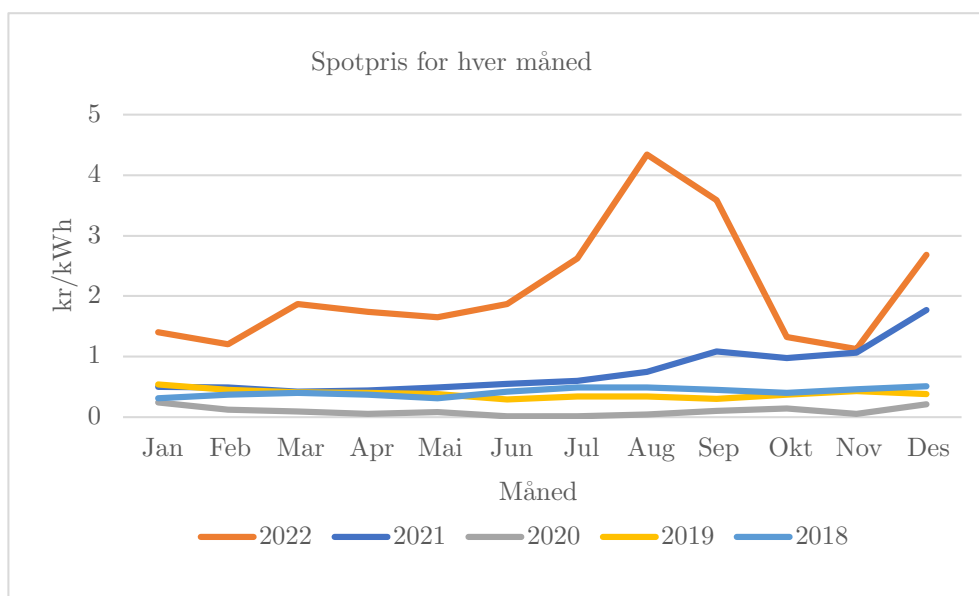
Fra kontakt med en seniorforsker i SINTEF, kommer det klart frem at absorpsjonskjølere hverken vil være økonomisk eller bærekraftig lønnsom. Seniorforskeren skrev også en mulighetsstudie om bruk av overskuddsvarme til kaldproduksjon i fiskeindustrien, der de konkluderer med at RSW-kjølere er klart mere effektive [92]. Dette på grunn av at investeringskostnadene er for store i forhold til inntjeningen. Antatte produksjonsforhold i mulighetsstudien samsvarer med referansefabrikken i denne bacheloroppgaven. Samtidig har det etter samtaler med Statkraft Varme AS kommet frem at temperaturen på spillvarmen, samt mengden varme, er for lave til at absorpsjonskjølemaskiner vil kunne benyttes. Med bakgrunn i dette antas det at siden fiskeforedlingsanlegget i Austevoll allerede er utstyrt med flere RSW-er, vil absorpsjonskjølere utgå som et bærekraftig alternativ til kjøling i prosesssystemer ved fabrikken.

6.3 Økonomiske resultat

I følgende delkapitler presenteres de økonomiske beregninger som er gjort. Dette inkluderer beregninger på nåverdi før og etter skatt, tilbakebetalingstid, internrente og levetidskostnader. Beregningene baserer seg på ulike scenarioer for strømpris, samt ulike kalkulasjonsrenter. Beregningene er utført ved hjelp av Microsoft Excel, og ligger vedlagt i Vedlegg C.

6.3.1 Analyse av strømpriser

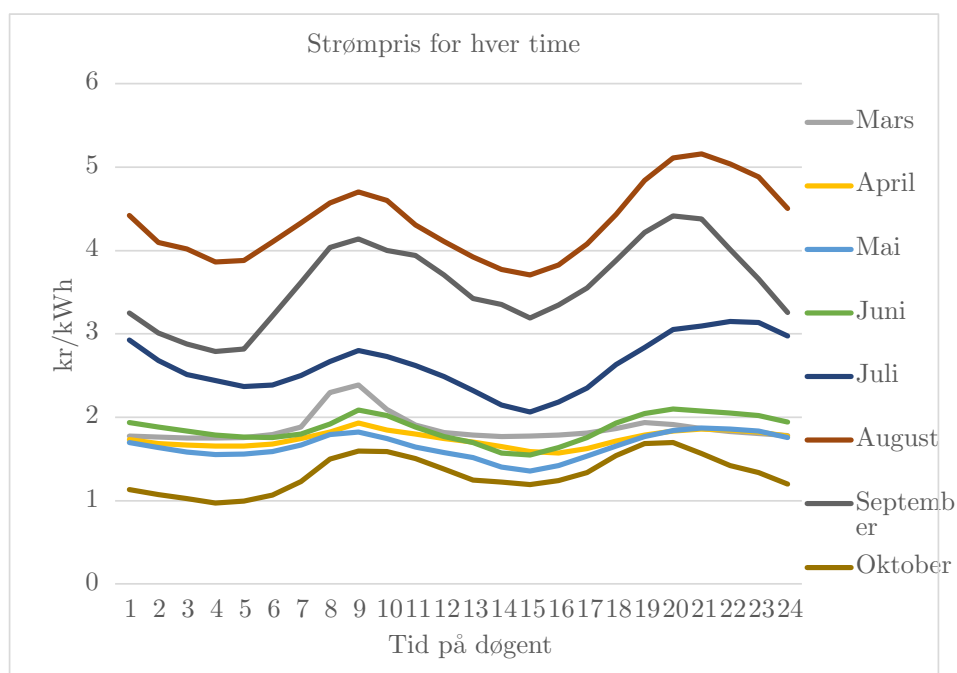
For å beregne lønnsomheten og kontantstrømmen av de ulike scenarioene, er det blitt hentet data på strømpriser fra den nordiske kraftbørsen Nord Pool. Fra Nord Pool er det hentet strømpriser fra region sør, der fabrikken befinner seg. Tall fra Nord Pool viser at gjennomsnittsprisen på strøm i 2021 var på 0,8 kr/kWh, mot 2,1 kr/kWh i 2022 [7]. Til sammenligning viser data fra Nord Pool at strømprisen mellom årene 2014 til 2019 i snitt lå på 0,3 kr/kWh. Dette tyder på en kraftig økning i strømpris. I Figur 15 vises gjennomsnittspris på strøm fra 2018 til og med 2022 for region sør.



Figur 15: Strømprisen for de ulike månedene i 2018 til og med 2022 [7].

Figuren viser at 2021 og 2022 er år der strømprisen skiller seg ut fra tidligere år. Første halvdel av året 2021 viser til en stabil strømpris på rundt 0,4 kr/kWh. Strømprisen var lenge stabil før den steg opp mot 2 kr/kWh. Som vist i figuren, er det større svingninger for året 2022 og høyere strømpriser enn tidligere år. Strømprisen for 2022 var på sitt høyeste i august, på rett i underkant av 4,5 kr/kWh.

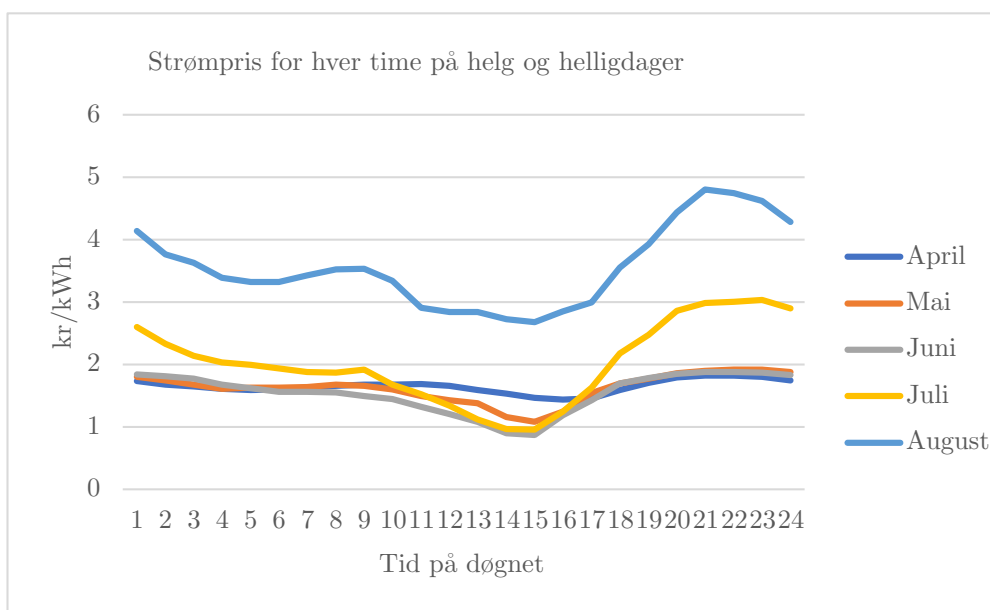
Tall fra kraftbørsen viser at strømprisen som oftest er høyere på dagtid enn ved natten. Figur 16 viser et gjennomsnitt for strømpris for hver time i hver måned fra mars til november i året 2022. Dette er tall som kan legges til grunn for mere presise resultater på hvor mye bedriften kan spare i strømutfgifter på å installere egen energiproduksjon.



Figur 16: Strømpris for hver time fra mars til oktober 2022 [7].

Slik figuren viser, foreligger det et mønster på når strømmen er dyrest. For de fleste månedene er strømmen billigst på natten og midt på dagen. Prisen øker fra morgenen av og forholder seg stabilt midt i arbeidsdagen og frem til ettermiddagstider. Dette er mønstre som kommer av samtidig økt etterspørsel av strøm i visse tidspunkt.

For å beregne eventuelle inntekter på salg av overskuddsstrøm, er det sett nærmere på strømprisen ved helg og helligdag der fabrikken holder stengt. Figur 17 viser strømprisene på helligdager og helger når fabrikken for tidspunkt der fabrikken ikke holder drift, for månedene april til august. Dette er månedene med høyest solinnstråling og derav størst tilgang på overskuddsenergi.



Figur 17: Spotpris for hver time på helg og helligdager fra april til august 2022 [7].

Tidspunktet der en laksefabrikk er i drift, er typisk fra klokken 07 til 20 på hverdager. I dette tidspunktet viser analysene av strømprisen gjort fra tall fra Nord Pool at strømprisen i 2022 mellom månedene fra mars til oktober, lå på 2,5 kr/kWh. I helg og helligdag er det i samme tidsperiode en snittpris på 1,9 kr/kWh. Dette viser at strømprisen i helger og på helligdager ligger noe lavere enn på hverdager gjennom disse timene.

Basert på disse tallene, er det satt opp tre ulike strømprisscenario som de økonomiske beregningene baserer seg på. Strømprisene som er valgt å ta utgangspunkt i er på 1 kr/kWh, 1,4 kr/kWh og 1,8 kr/kWh. Dette gir de økonomiske beregningene et større spekter med relativ stor spredning. I tillegg er det opplyst fra andre aktører i samme geografiske område som Austevoll Laksepakkeri at fastprisavtaler på 1,5 kr/kWh er vanlig. Derfor utgjør et fjerde scenario en strømpris på 1,5 kr/kWh.

Det er for de økonomiske beregningene viktig å sammenligne ulike tilfeller av strømpriser, siden den i de siste årene har vist seg å være volatil og uforutsigbar. På grunn av at det er relativt stor forskjell mellom billigste og dyreste strømscenario, er påslag på strømpris fra strømleverandør ekskludert fra beregningene.

Bedriften må også betale nettleie til nettselskapet, som en avgift for drift, utbygging og vedlikehold av strømmettet. Prisen på nettleien avgjøres av det totale forbruket til kunden, samt samtidig effektbehov. I denne rapporten er Havnett AS og deres nettleipriser lagt til grunn for beregningene.

Prisene som er blitt sett på er priser for næring med forbruk over 100 000 kWh i året, som gir en nettleie på 18 øre/kWh [93]. Strømprisscenarioene vil dermed være på 1,18 kr/kWh, 1,58 kr/kWh og 1,98 kr/kWh. I tillegg kommer scenario fire, med fastprisavtalen, på 1,68 kr/kWh.

6.3.2 Økonomiske resultat rundt solcellepanel

Gjennom denne bacheloroppgaven er det tatt kontakt med flere leverandører av solcellepanel og installatører, for å innhente priser på solcelleanlegg. Det er blitt tatt direkte kontakt med flere leverandører, siden størrelse, nettspenning, takhøyde, materialbruk og flere andre faktorer påvirker totalprisen på anlegget.

Fra Midtenergi er det estimert at et solcellepanel vil koste mellom 10 til 12 kroner per watt installert [94], og en pris på 2000 kr/m². Suno Installasjon AS oppgir tall på 12,5 kr/kW [95]. Det er derimot bedriften Soleie som har kommet med de mest presise resultatene, ved å gjøre beregninger på hvor mye et 1200 m² solcelleanlegg vil koste å installere ved Austevoll Laksepakkeri [77]. Fra Soleie oppgis det et estimat på rundt av 2,4 millioner kroner ekskludert MVA, og er også det estimatet som legges til grunn i videre økonomiske beregninger. Prisen inkluderer både AC-konvertere og installering av anlegget, og en totalpris på 532 solcellepaneler på 460 Wp hver. For å ta høyde for andre eventuelle ekstrakostnader, er totalprisen antatt å være 2,6 millioner kroner, for et solcelleanlegg som dekker taket på den nye fabrikkdelen. Dette solcelleanlegget vil da være på 1200 m² og ha en installert kapasitet på 244 kWp.

Med gitt investeringskostnad, er det videre gjort beregninger på nåverdi med de ulike strømprisscenarioene og ulike kalkulasjonsrenter. Beregningene er gjort ut ifra Formel 4. Tabell 3 presenterer resultatet av nåverdiberegningene før skatt:

Tabell 3: NNV-beregninger av solcellepaneler før skatt.

Kalkulasjonsrente	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
5%	1 437 341 kr	2 828 332 kr	4 219 323 kr	3 176 080 kr
7%	679 177 kr	1 808 826 kr	2 938 476 kr	2 091 239 kr
9%	129 717 kr	1 069 988 kr	2 010 258 kr	1 305 055 kr
11%	- 279 070 kr	520 321 kr	1 319 712 kr	720 169 kr
13%	- 590 738 kr	101 254 kr	793 247 kr	274 252 kr
15%	- 833 778 kr	- 225 528 kr	382 722 kr	- 73 465 kr

Resultatene viser at scenario 1 har en årlig avkastning på 9 prosent med en nåverdi på 129 717 kroner før skatt. Scenario 4, med en fastpris på 1,5 kr/kWh, gir en årlig avkastning på 13 prosent med en nåverdi på 274 252 kroner. Tre av fire scenario har positiv nåverdi med en årlig avkastning på 13 prosent eller høyere.

Resultatene for nåverdiberegningene etter skatt presenteres i Tabell 4:

Tabell 4: NNV-beregninger av solcellepaneler etter skatt.

Kalkulasjonsrente	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
4 %	1 260 287 kr	2 476 761 kr	3 381 866 kr	2 780 879 kr
6 %	491 187 kr	1 465 718 kr	2 195 788 kr	1 709 351 kr
8 %	- 58 353 kr	743 237 kr	1 347 833 kr	943 634 kr
10 %	- 461 757 kr	212 832 kr	725 016 kr	381 480 kr
12 %	- 765 506 kr	- 186 579 kr	255 787 kr	- 41 847 kr

Etter skatt vil scenario 1 ha en årlig avkastning på 8 prosent med en nåverdi på negativt 58 353 kroner. Scenario 4 har en årlig avkastning på 10 prosent og en nåverdi på 381 480 kroner. Tre av fire scenario har en positiv netto nåverdi med en årlig avkastning på 10 prosent eller høyere.

Beregninger på internrente og tilbakebetalingstid er gjort med henholdsvis Formel 6 og Formel 5. Resultatene før skatt presenteres i Tabell 5.

Tabell 5: Økonomiske faktorer av investeringer av solceller før skatt.

Økonomiske faktorer	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
IRR	9,6 %	13,6 %	17,4 %	14,5 %
Tilbakebetalingstid	9,6 år	7,1 år	5,6 år	6,6 år

Resultatene viser at scenario 1 har en internrente på 9,6 prosent og en tilbakebetalingstid på 9,6 år. Scenario 4 gir en internrente på 14,5 prosent med en tilbakebetalingstid på 7,6 år. Gjennomsnittlig tilbakebetaling av investeringen er 7,7 år.

Resultatene for beregninger på internrente og tilbakebetalingstid etter skatt presenteres i Tabell 6:

Tabell 6: Økonomiske faktorer av investeringer av solceller etter skatt.

Økonomiske faktorer	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
IRR	7,8 %	11,0 %	13,4 %	11,8 %
Tilbakebetalingstid	11,3 år	8,5 år	7,2 år	8,0 år

Resultatene gir scenario 1 en internrente på 7,8 prosent, og en tilbakebetalingstid på 11,3 år. Scenario 4 har en internrente på 11,8 prosent og en tilbakebetalingstid på 8,0 år. Gjennomsnittlig tilbakebetalingstid etter skatt er på 8,7 år.

Levetidskostnader er beregnet ut ifra Formel 8, med en antatt kalkulasjonsrente på 10 prosent. Resultatene gir en levetidskostnad på 1,2 kr/kWh for alle scenarioer, både før og etter skatt.

Verdt å bemerke er at beregningene er gjort ut ifra antagelsene om at det tas én investering. Blant annet er det ikke medregnet utskiftninger av komponenter, som for eksempel de to AC-konverterene anlegget krever. Disse har en levetid på rundt 10 til 15 år [77], og med solcelleanleggets antatte levetid på 30 år må AC-konverterene sannsynligvis skiftes ut minst én gang. Denne kostnaden vil føre til en årlig avkastning på én til to prosent lavere enn beregningene som vist.

6.3.3 Økonomiske resultat rundt solfangere

For beregninger på økonomiske forhold tilknyttet solfangere, er det innhentet priser fra flere leverandører. Fra selskapet Inaventa Solar er det oppgitt en pris på 2500 kr per m² [96]. Dette er et prisanslag kun for solfangere, og uten rørsystem, pumper og installering. Fra Getek, som blant annet jobber med installasjon av solfangere, er det innhentet en timespris på 1250 kr per time for slike oppdrag [97]. Med antagelser om at det trengs 200 arbeidstimer for installasjon, blir installasjonskostnadene 250 000 kroner.

Fra selskapet Armatec er det gitt spesifikt tilbud som inneholder pumpe, rørsystemer, tanker og solfangere til å dekke 1000 m² [98]. Vedlegg B fremviser prisen på enkeltkomponenter i det fremlagte tilbudet fra solfangerleverandøren. Prislisten viser at kostnaden per solfangerpanel er på 6100 kroner, som gir en pris på rett i underkant av 2500 kr/m². Denne estimerte prisen ligger på 5,8 millioner kroner, ekskludert MVA, for et anlegg på 1000 m². For prosjektet kan det søkes Enova-støtte på inntil 201 kr/m² [54]. For dette antas det en konsulentkostnad på 100 000 kroner. Kombineres prisanslaget med installasjonskostnader, Enova-støtte og utgifter til konsulent tjenester, blir total kostnaden på 6 millioner kroner.

Med installasjonskostnaden er det videre regnet på netto nåverdi med Formel 4. Tabell 7 viser nåverdiberegninger før skatt:

Tabell 7: NNV-beregninger av solfangere før skatt.

Kalkulasjonsrente	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
5 %	4 722 921 kr	8 374 273 kr	12 025 624 kr	9 287 110 kr
7 %	2 708 662 kr	5 673 993 kr	8 639 324 kr	6 415 326 kr
9 %	1 248 981 kr	3 717 191 kr	6 185 401 kr	4 334 244 kr
11 %	163 078 kr	2 261 480 kr	4 359 882 kr	2 786 080 kr
13 %	- 664 785 kr	1 151 695 kr	2 968 175 kr	1 605 815 kr
15 %	- 1 310 319 kr	286 338 kr	1 882 994 kr	685 502 kr

Beregningene viser det en betydelig forskjell på netto nåverdier mellom de ulike strømprisscenarioene og kalkulasjonsrentene. Scenario 1 gir en avkastning på 11 prosent og en nåverdi på 163 078 kroner, og scenario 4 en avkastning på 15 prosent og en nåverdi på 685 503 kroner. Tre av fire scenario på solfangere før skatt har positiv nåverdi med en årlig på 15 prosent eller høyere.

Tabell 8 viser de samme beregningene etter skatt:

Tabell 8: NNV-beregninger av solfangere etter skatt.

Kalkulasjonsrente	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
4 %	4 138 226 kr	7 331 469 kr	9 806 170 kr	8 129 780 kr
6 %	2 118 323 kr	4 676 468 kr	6 670 470 kr	5 316 004 kr
8 %	675 059 kr	2 779 233 kr	4 428 806 kr	3 305 277 kr
10 %	- 384 403 kr	1 386 396 kr	2 782 409 kr	1 829 095 kr
12 %	- 1 182 138 kr	337 547 kr	1 542 090 kr	717 468 kr

Beregningene gir scenario 1 en årlig avkastning på 8 prosent og en nåverdi på 675 059 kroner. Scenario 4 gir en årlig avkastning på 12 prosent med en nåverdi på 717 468 kroner. Tre av fire scenario har positiv nåverdi med en årlig avkastning på over 12 prosent.

Videre er det beregnet internrente og tilbakebetalingstid for det tenkte solfangeranlegget. Ut ifra

Formel 5 er internrenten beregnet, og Formel 6 gir resultater for tilbakebetalingstid. Tabell 9 viser beregninger på internrente og tilbakebetalingstid før skatt:

Tabell 9: Økonomiske faktorer av investeringer av solfangere før skatt.

Økonomiske faktorer	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
IRR	11,4 %	15,8 %	20,1 %	16,9 %
Tilbakebetalingstid	8,3 år	6,2 år	5,9 år	6,8 år

Scenario 1 før skatt gir en tilbakebetalingstid på 8,3 år, der scenario 4 har en tilbakebetalingstid på 6,8 år. Den gjennomsnittlige tilbakebetalingstiden på investeringen før skatt tilsvarer 6,8 år. Internrente for scenario 1 er på 9,2 prosent og scenario 4 på 16,9 prosent. Tabell 10 viser de samme beregningene etter skatt:

Tabell 10: Økonomiske faktorer av investeringer av solfangere etter skatt.

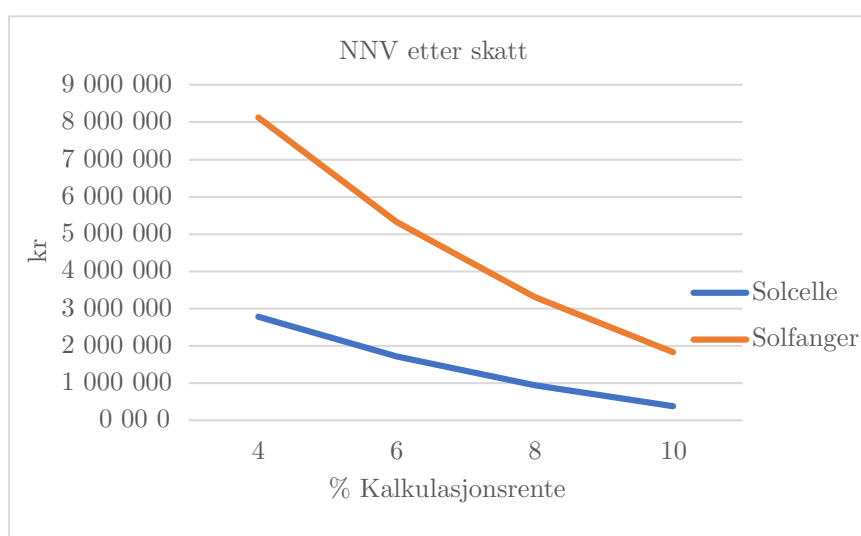
Økonomiske faktorer	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
IRR	9,2 %	12,8 %	15,5 %	13,6 %
Tilbakebetalingstid	9,9 år	7,5 år	6,2 år	7,0 år

Beregningene viser at scenario 1 etter skatt vil ha en tilbakebetalingstid på 9,9 år og en årlig avkastning på 9,2 prosent. Scenario 4 har en tilbakebetalingstid på 7 år og en årlig avkastning på 13,6 prosent. Gjennomsnittstiden på tilbakebetaling av investeringen er på 7,7 år.

Levetidskostnader, som er beregnet ut ifra Formel 5, gir et resultat på 1,07 kr/kWh for alle scenario, både før og etter skatt.

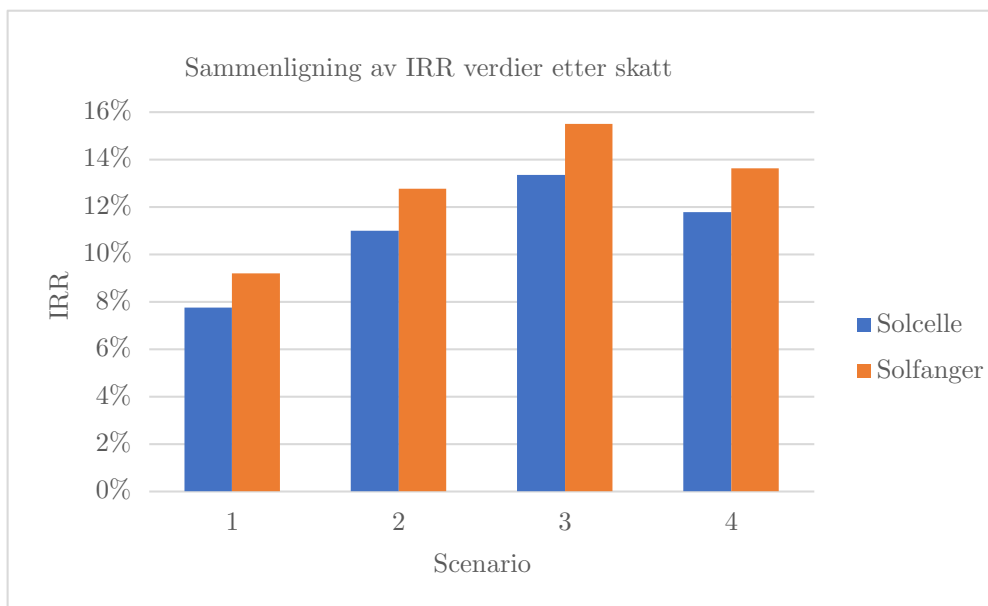
6.3.4 Sammenligning av økonomiske beregninger ved solceller og solfangere

Basert på nåverdiberegninger for både solceller og solfangere, presenteres utvikling i nåverdi ved ulike kalkulasjonsrenter etter skatt i Figur 18. Figuren tar utgangspunkt i scenario 4, med en fastprisavtale på 1,5 kr/kWh. Grafene viser at solfangere har høyere lønnsomhet ved gitt tilfelle, siden avkastningen over tid er høyere enn ved solceller.

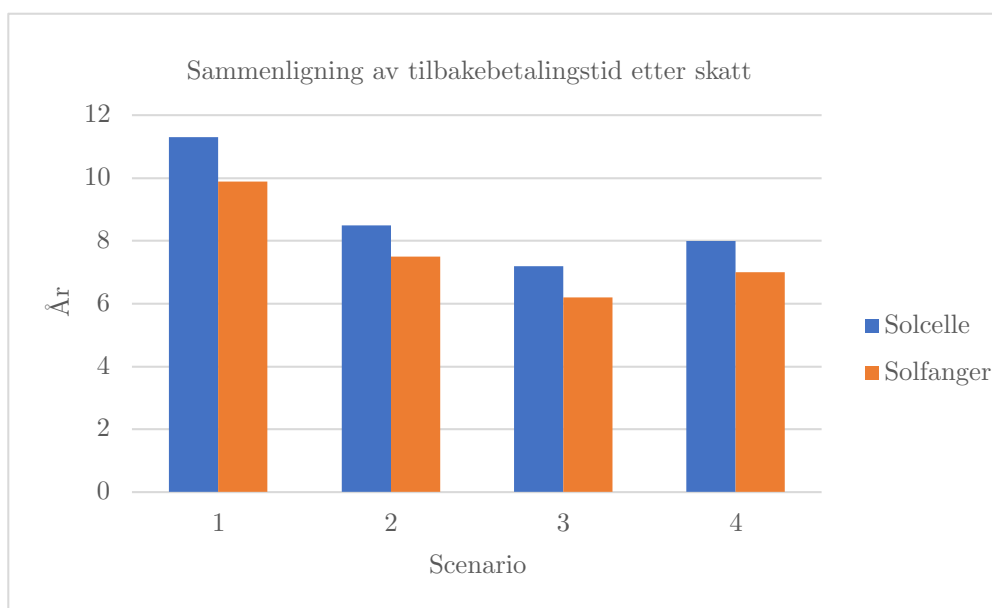


Figur 18: Sammenligning av nåverdier etter skatt med strømprisscenario 4.

For å gi en mer visuell sammenligning av lønnsomheten til solceller og solfangere, sammenlignes internrentene og tilbakebetalingstidene etter skatt ved de fire scenarioene i henholdsvis Figur 19 og Figur 20:



Figur 19: Sammenligning av internrente ved ulike strømprisscenario etter skatt.



Figur 20: Sammenligning av tilbakebetalingstid ved ulike strømprisscenario etter skatt.

Beregningene på levetidskostnader viser at produksjonskostnaden for solfangere er på 0,35 kr/kWh, og 0,41 kr/kWh for solceller. At solfangere har lavere levetidskostnad, til tross for at anlegget er klart dyrere, kan skyldes at solfangere produserer langt mer energi i løpet av et år i forhold til solceller.

Beregningene viser at solfangere har høyere lønnsomhet i alle tilfeller av strømpriser og kalkulasjonsrenter. Det er derimot flere faktorer som er med på å påvirke lønnsomheten til prosjektene.

Blant annet er det usikre tider i markedet, med en skadd økonomi etter pandemien, og krig på

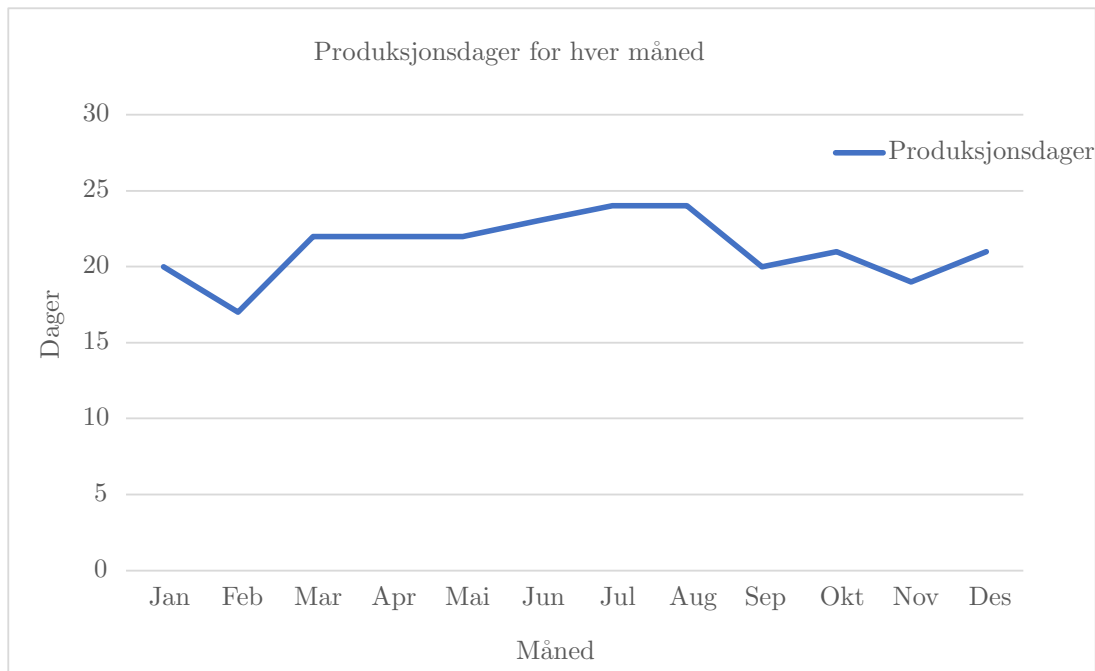
kontinentet. Dette har ført til høy inflasjon i blant annet Norge. I beregningen er det ikke tatt hensyn til inflasjon i samfunnet, noe som kan være med på å gi avvik i resultatene.

I tillegg er de innhentede totalkostnadene til solceller og -fangere kun estimater, og vil kunne variere i virkeligheten. Det vil være utfordrende å finne reelle priser uten at leverandører har vært på befaring og i direkte samtaler med laksefabrikken. Dette kan være med på å påvirke resultater knyttet til lønnsomhetsberegninger.

6.3.5 Overskuddsenergi

Beregningene på energiproduksjon viser at produksjonen er høyest ved april og mai måned, både for solcellepanelene og solfangerne. Resultatene viser også at produksjonen ligger på over 20 MWh i måneden fra mars til august. Basert på energiforbruket til fabrikken, vil ikke solceller produsere nok til å ta unna all energiforbruk på dagene fabrikken er i drift. Dette vises ved å sammenligne den høyeste energiproduksjonen, som er i mai på 36 MWh/måned, som utgjør litt i overkant av 1,2 MWh daglig. Dette er en energiproduksjon som er under halvparten av energibehovet til fabrikken i samme periode. Med andre ord vil det ikke det være tilgjengelig overskuddsenergi fra solcellene på dagene der fabrikken holder drift. Dermed vil det kun være overskuddsenergi tilgjengelig i dager der fabrikken holder stengt, som ved helger og helligdager.

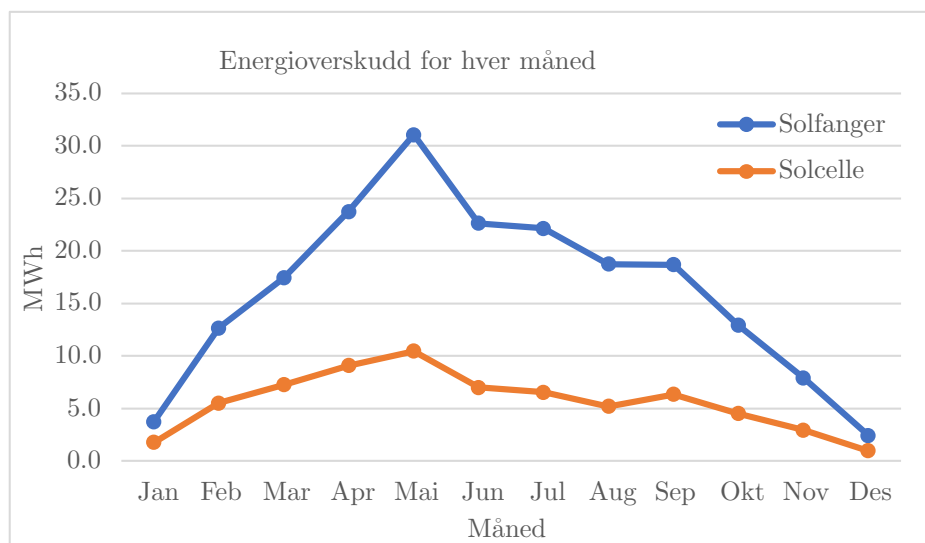
For å gi bedre illustrasjon av arbeidsdagene per måned, er det tatt antagelser på hvor mange produksjonsdager det er hver måned i løpet av et år, slik illustrert i Figur 21. Figuren er basert på informasjon om at fabrikken har en høyere produksjon på sommeren, som følger av økt slaktevolum ved disse tidene.



Figur 21: Omtrentlig antall produksjonsdager for hver måned.

Basert på energiproduksjon og antall arbeidsdager i løpet av hver måned, er det blitt regnet hvor mye overskuddsenergi det er mulig å hente hver måned. Det er her antatt at både solceller og solfangerne produserer energi hele året, også dagene utenom de 250 arbeidsdagene fabrikken holder

drift. Figur 22 viser energioverskuddet for hver måned for solfangere og solceller:



Figur 22: Energioverskudd fra solfangere og solceller over et år.

Det er fra beregningene tydelig at det er størst energioverskudd i mai måned. Dette kan skyldes at mai ofte er en måned med flere helligdager enn andre måneder, samt at energiproduksjonen er høy sammenlignet med resten av året. Fra solcellene er det i mai rundt 10 MWh med elektrisk overskuddsenergi. For solfangerne er det i samme tidsperiode et termisk energioverskudd på 30 MWh. Gjennom et år vil det være et energioverskudd på 68 MWh elektrisk energi fra solcelleanlegget, og 194 MWh termisk energi fra solfangeranlegget.

Basert på disse tallene, er det sett på om det er mest hensiktsmessig å lagre overskuddsenergien eller ikke. For solfangerne som produserer varmtvann, har det vist seg å være utfordrende å utnytte denne energien videre. Dette skyldes at fabrikken utover oppvarming av vaskevann ikke har noen store energiposter som krever varme, men heller kjøling. Denne overskuddsenergien vil da være tilgjengelig for andre bruksområder utenfor fabrikken, som for eksempel nærliggende industri, eller til oppvarming av parkeringsplass eller trailerramper for snøfri ferdsel på vinteren.

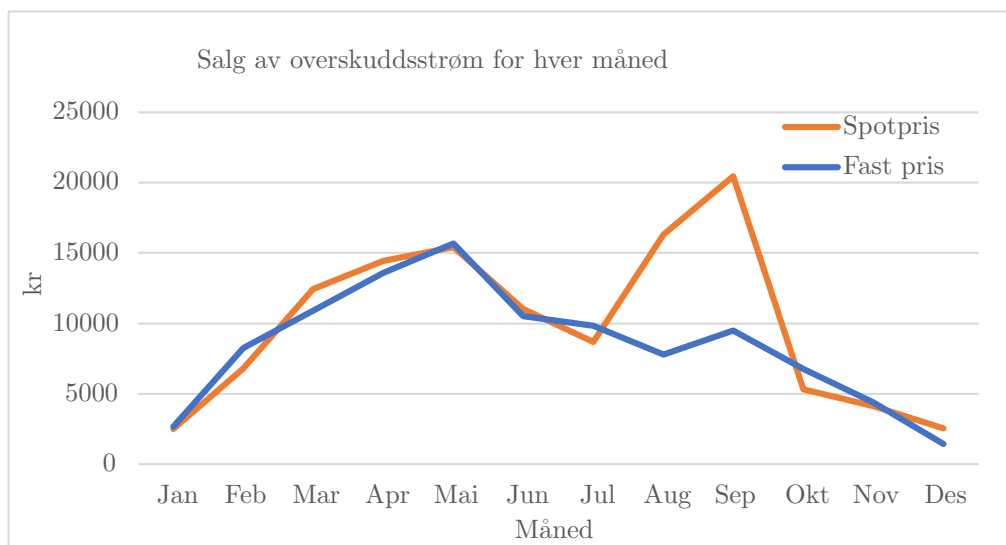
For solceller som produserer elektrisk energi, er det sett på energibærerne batteri og hydrogen. Dette er på grunn av at det er disse to teknologiene som vil være mest hensiktsmessig både med tanke på energitap og kostnader. Med et energioverskudd på opptil 1,5 MWh om dagen, vil det være et behov for batterier som til sammen utgjør tilsvarende størrelse. Med gitte priser fra kontaktede batterileverandører, vil dette utgjøre en kostnad på mellom 6 og 10 millioner. Dette er en investering som er såpass kostbar, at batteri utgår som alternativ for langtidslagring av overskuddsenergi. Imidlertid vil en investering av et mindre batteri kunne være hensiktsmessig, ved å ta ut effekttopper påfølgende dag.

Med hydrogen som energibærer og -lager for overskuddenergi, vil overskuddenergien ikke være stor nok til at lønnsomheten overgår kostnadene. Dette skyldes at overskuddsenergien er såpass uregelmessig gjennom et år, noe som gjør det mer komplisert å holde produksjon og lagring av hydrogen i gang. I tillegg krever hydrogen at bedriften innhenter teknikere som er spesialisert på feltet, noe som vil øke kostnadene tilknyttet implementeringen av hydrogen. Dersom hydrogen skulle blitt lønnsomt, burde det også eksistert et behov for varme og oksygen, som er biproduktene til produksjon av hydrogen. Siden det allerede har vist seg å være vanskelig å utnytte varme

effektivt i fabrikken, vil det ikke være effektive måter å utnytte denne energien på. Samtidig får Austevoll Laksepakkeri levert ferdig bløgget fisk fra bløggebåter, noe som gjør at det ikke eksisterer et nærliggende behov for oksygen. Ved andre laksefabrikker vil det kunne være et behov for både varme og hydrogen, for eksempel ved fabrikker som tar i mot levende fisk fra brønnbåter. I et slikt tilfelle har både brønnbåter og fabrikken et behov for oksygen, for å holde oksygennivået i vannet ved riktige verdier.

En siste løsning kan i solcellenes tilfelle være å selge strømmen tilbake på kraftnettet. Dette er en løsning som ikke krever noen form for investeringer, siden strømmen selges direkte tilbake på samme nett som den ble levert fra. I slike tilfeller er det også vanlig å inngå fastprisavtaler på strømmen som selges. Med bakgrunn i energiloven, blir laksefabrikken regnet som en kraftprodusent dersom solcelleanlegget på 1200 m² bygges. Med informasjon fra lokale kraftselskap i området, samt oversikten over eksisterende kraftnett, vil det ikke være behov for utbygginger av nytt kraftnett, for at det kan selges strøm fra solcelleanlegget.

Med utgangspunkt i data for hvor mye overskuddsstrøm det er tilgjengelig for hver måned, er det regnet på to tilfeller der strømmen selges tilbake på kraftnettet. I det ene tilfellet selges strømmen tilbake med en pris som følger spotprisen, og det andre tilfellet er en fastprisavtale der strømmen selges til 1,5 kr/kWh. Siden det kun vil være overskuddsenergi tilgjengelig på dagtid, er snittet for strømpris kalkulert ut ifra strømprisen mellom klokken 07 og 20. Denne gjennomsnittlige strømprisen er videre multiplisert med mengde overskuddsenergi. Inntekter som følger av salg av overskuddsstrøm per måned vises i Figur 23:



Figur 23: Sammenligning av strømsalg basert på spot- og fastpris.

Den oransje grafen for spotpris viser en betydelig økning av inntekt i august og september måned. Dette kommer som følger av høye strømpriser i disse tidsperiodene fra referanseåret som strømprisen tar utgangspunkt i. Totalt viser resultatet at overskuddsstrømmen kan selges tilbake på nettet for 120 000 kroner dersom salgsprisen følger spotprisen, og 101 000 kroner med fastpris. I løpet av 30 år vil dette utgjøre henholdsvis 3,6 og 3,0 millioner kroner.

7 Konklusjon

Denne bacheloroppgaven har sett på hvorvidt energieffektivisering og energiltak kan bidra inn mot en mer bærekraftig drift hos fiskeforedlingsanlegg. Med et utgangspunkt i en Austevoll Laksepakkeri AS, tilhørende Austevoll Seafood ASA, er det gjort beregninger på om implementering av lokal energiproduksjon ved anlegget vil la seg gjøre, samt beregninger på bærekraftig og økonomisk lønnsomhet. Det er også utredet hvorvidt energisystemene kan energieffektiviseres eller -gjenvinnes, for å øke den totale virkningsgraden.

Ved dagens fiskeforedlingsanlegg jobber flere energisystemer sammen for å bidra med kjøleeffekt for å holde laksen ved riktig temperatur, og varmpumper for prosesser som krever varme. For kjølebehovet jobber blant annet et nettverk av RSW-kjølere med å holde temperatur på vann og laks ned mot null grader, for å bevare kvaliteten på produktet. I denne prosessen inngår også varmeveksling fra blodvann fra bløggebåter som leverer laks fra oppdrettslokasjonene til fabrikk. Som et alternativ eller tillegg til dette, er det sett på om fabrikkens spillvarme kan benyttes til å generere kjøleeffekt. På dette teknologiområdet finnes absorpsjonsskjølere, der spillvarme erstatter kompressorer for å drive kjølemediet. Resultatene viser at spillvarmen i Austevoll Laksepakkeri sitt tilfelle holder både for lav temperatur og mengde, til at absorpsjonsskjølere vil være lønnsomme. Det er heller ikke funnet andre bruksområder for fabrikkens spillvarme.

Med fiskeforedlingsanleggets nye fabrikkdel med et takareal på 2000 m², er det funnet at 1200 m² av disse vil kunne brukes til effektivt solkraftareal. Et solcelleanlegg i denne størrelsen vil kunne produsere 240 MWh årlig, og dermed direkte bidra inn på laksefabrikkenes energibehov og belastning på lokalt kraftnett. Et solfangeranlegg i tilsvarende størrelse vil kunne produsere 630 MWh årlig i termisk energi. Dette er energi som kan brukes til å heve tappevann til bruk for nedvask, fra 30°C til 70°C. Solfangeranlegget vil gjennom et år produsere 60 prosent av energibehovet tilknyttet denne oppvarmingen.

Økonomisk sett er solfangere mer lønnsomme enn solceller, til tross for at solfangere er klart dyrere enn solceller. Dette skyldes solfangernes høyere energiproduksjon i løpet av et år. Med utgangspunkt i flere ulike strømprisscenario, har solfangere en gjennomsnittlig tilbakebetalingstid etter skatt på 7,7 år, mot solcellenes 8,6 år. Også netto nåverdi er høyere for solfangerne, samt at levetidskostnadene er lavere. Til tross for dette, vil solcellenes elektriske energiproduksjon ha høyere bruksverdi i laksefabrikkenes tilfelle. Dette på grunn av at det ikke er funnet bruksområder for overskuddsvarme, mens den elektriske energien lettere lar seg lagre eller selges tilbake på kraftnettet. I fiskeforedlingsanlegget vil salg av overskuddsstrøm være klart mest lønnsomt, der beregnet inntekt tilknyttet overskuddsstrømsalg ligger på over 100 000 kroner årlig.

I alt peker de funn som er gjort at energiltak ved fiskeforedlingsanlegg vil gi en mer bærekraftig tilnærming til lakseproduksjon. Dette vil igjen øke lakseaktørens omdømme, der fremoverlente og bærekraftige strategivalg viser grønn omstillingsevne og vilje. I sum viser utredningene og resultatene at bærekraftige energiltak i fiskeforedlingsanlegg vil virke positivt inn både ved energiforbruk, energikostnader og et styrket, bærekraftig omdømme.

8 Videre arbeid

Dette kapittelet omhandler hvilke områder som videre kan jobbes videre på for å øke forståelse og nøyaktighet rundt beregninger på energiltak ved fiskeforedlingsanlegg.

I de økonomiske beregningene er det blitt tatt direkte kontakt med leverandører av solfangere og solceller som gjør disse datene mer eller mindre nøyaktig. Prisen på disse anleggene er også rundet opp for å dekke eventuelle ekstrakostnader i forbindelse med bygging av anleggene. Dette gjelder også priser på faktorer som ulike støtteordninger, konsulenttjenester og ulike scenario på kraftpris. For videre arbeid anbefales det å undersøke enkelte områder nøyere, som blant annet vedlikeholdskostnader. I tillegg bør de økonomiske beregningene styrkes ved å inkludere restverdien av anlegget etter endt levetid, en verdi som i denne oppgavens tilfelle ble antatt å være 0 kroner. Samtidig bør ekstrakostnader knyttet til utskifting av komponenter inkluderes, eksempelvis AC-konvertere, for å få nøyere resultat på nåverdiberegninger, tilbakebetalingstid og levetidskostnader. Samtidig vil også markedets inflasjon ha en påvirkning på lønnsomheten til prosjektet. Videre arbeid bør dermed inkludere nærmere analyser på hvordan inflasjonen står i markedet, og hvordan utviklingen av denne forventes i fremtiden. Det samme gjelder å gjennomføre en sensitivitetsanalyse, for å utrede hvor sterkt et resultat er, ved å ta for seg risiko ved bruk av ulike kalkulasjonsrenter.

Ved undersøkelser av bruksområder for overskuddenergi, bør det også i videre arbeid undersøkes nærmere hvorvidt hydrogen vil la seg gjøre. I denne bacheloroppgaven peker funnen dithen at det er langt frem til det punktet der hydrogenproduksjon med overskuddsstrøm er hensiktsmessig, men dette vil ikke nødvendigvis være tilfellet for andre fiskeforedlingsanlegg. Videre arbeid rundt dette bør dermed ta for seg om det er andre bruksområder for overskuddsvarme og oksygen i nærliggende industri eller næring.

Opplysningene om at taket på den nye fabrikkdelen er dimensjonert for utbygging av solkraft, gjelder ikke nødvendigvis for solfangere. Det er fra samarbeidsbedriften i denne oppgaven ikke fremlagt opplysninger om at taket er dimensjonert kun for solceller, eller om eventuelle solfangere også er inkludert i disse dimensjoneringene. Videre arbeid knytter seg da til å undersøke om takkonstruksjonen på laksefabrikken vil tåle den ekstra påkjenningen som solfangere medbringer. Et annet interessant område er å bygge tak over parkeringsplass til ansatte ved fiskeforedlingsanlegge. Dette vil kunne føre til et større tilgjengelig takareal til bruk for solkraft.

I tilfellet utbygging av solkraft, bør videre analyser rundt installasjonenes klimafotavtrykk forsterkes. Dette for å gå enda mer i dybden på klimagassutslipp og materialbruk, for å sikre at valget som blir tatt er bærekraftig forankret i høyest mulig grad.

Resultat rundt energigjenvinning av spillvarme har vist at det er vanskelig å utnytte denne effektivt i gitt tilfelle. Spillvarmen innehar både for lav varme og mengde til å kunne brukes direkte inn i noen system som tar nytte av spillvarmen. Videre arbeid kan dermed omhandle å se på om det lønner seg å varme opp spillvarmen ytterligere, for å åpne for muligheten å bruke det inn i for eksempel absorpsjonskjølere eller til energiproduksjon via TEGs. Dette er noe som vil kunne øke effektiviteten betraktelig, men som har gått utenfor denne oppgavens omfang, og er dermed et viktig steg i videre arbeid.

I tillegg bør støtteordninger utenom Enova vurderes i et tilfelle der solkraft av denne størrelsen skal installeres. I tillegg til finansielle midler gjennom Enova, har også Innovasjon Norge og regionale

forskningsfond midler til bruk for implementering av bærekraftige energiltak. Videre arbeid kan derfor inkludere å undersøke mulighetene for støtte til utvikling og implementering av energiltakene, for å øke lønnsomheten til prosjektet.

I denne bacheloroppgaven er det sett på implementering av enten solceller eller solfangere på hele taket, eller halve taket med en av delene. Et interessant teknologiområde som ennå er lite utbredt, er en hybridløsning der solceller og solfangere ligger oppå hverandre, for å utnytte innkommende solenergi maksimalt. Konseptet fungerer ved at rør ligger på baksiden av solcellepanelene, med en sirkulerende væske som varmes opp av at solcellepanelene øker i temperatur. Dette fører til at væsken varmes opp til et gitt bruksområde, samt at solcellene kjøles. Dette vil i sum øke virkningsgraden, både ved at solinnstrålingen utnyttes bedre, samt at solcellene holdes kjølige. En slik løsning vil dermed gi bedriften tilgang på både elektrisk og termisk energi, til bruk i fiskeforedlingsanlegget.

Bibliografi

- [1] Anne Turi Baklien. «Nok et rekordår i oppdrettsnæringen». I: (2020). URL: <https://www.ssb.no/jord-skog-jakt-og-fiskeri/artikler-og-publikasjoner/nok-et-rekordar-i-oppdrettsnaeringen#:~:text=Nordland%5C%20var%5C%20fylket%5C%20med%5C%20st%5C%C3%5C%B8rst%5C%20produksjon%5C%20av%5C%20oppdrettslaks%5C,henholdsvis%5C%20201%5C%20600%5C%20tonn%5C%20laks%5C%20verdt%5C%2010%5C%20C0%5C%20> (sjekket 30. mar. 2023).
- [2] SSB. «Energibruk i industrien». I: (2022). URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/energibruk-i-industrien> (sjekket 11. mai 2023).
- [3] iLaks.no. «Inka og Bremnes Seashore bruker spillvarme til å spare enorme mengder strøm». I: (2022). URL: <https://ilaks.no/inka-og-bremnes-seashore-bruker-spillvarme-til-a-spare-enorme-mengder-strom/>.
- [4] Asplan Viak. «Potensialet for reduserte klimagassutslipp og omstilling til lavutslippssamfunnet for norsk oppdrettsnæring». I: (2021). URL: <https://d33by0imu011lz.cloudfront.net/1622098977/potensialet-for-klimakutt-i-havbruksnaeringa-sammendrag-for-beslutningstakere-asplan-viak-26-05-2021.pdf>.
- [5] K. Buvik mfl. «Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030». I: (2022). URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf.
- [6] Stortingets utredningsseksjon. «Norges behov for utenlandskabler og utbygging av kraftnettet». I: (2022). URL: <https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/utredningsseksjonen/utredningsnotater/2022/norges-behov-for-utenlandskabler-og-utbygging-av-kraftnettet-2021251.pdf> (sjekket 12. mai 2023).
- [7] Nord Pool. «Marked data». I: (2023). URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Regulating-Power1/Regulating-Prices1/NO1/Hourly/?view=table>.
- [8] Jason Svarc. «Solar Panel Construction». I: (2020). URL: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction> (sjekket 2. mai 2023).
- [9] Lars Mæhlum og Knut A Rosvold. «Solceller». I: (2022). URL: <https://snl.no/solceller> (sjekket 12. apr. 2023).
- [10] Ingunn Mjønerud. «Alt du bør vite om solceller og solenergi». I: (2019). URL: <https://xn--strm-ira.no/solceller-og-solenergi> (sjekket 2. mai 2023).
- [11] Solar Calculator. «Solar panel temperature coefficient». I: (2023). URL: <https://solarcalculator.com.au/solar-panel-temperature/>.
- [12] Evergreen Electrical Services. «Do solar panels lose efficiency over time? Should you replace it at the end?» I: (2022). URL: <https://www.evergreenelectrical.com.au/blog/solar-panels-efficiency-over-time> (sjekket 25. apr. 2023).
- [13] Emily Glover. «How Long Do Solar Panels Last?» I: (2023). URL: <https://www.forbes.com/home-improvement/solar/how-long-do-solar-panels-last/> (sjekket 25. apr. 2023).
- [14] Our World in Data. «Solar (photovoltaic) panel prices». I: (2023). URL: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices> (sjekket 10. mai 2023).
- [15] RF Wireless World. «Solar Cell Efficiency calculator». I: (2012). URL: <https://www.rfwireless-world.com/calculators/Solar-Cell-Efficiency-Calculator.html> (sjekket 12. mai 2023).

-
- [16] Hilmi Hussin. «Thermal Performance Enhancement in Flat Plate Solar Collector Solar Water Heater: A Review». I: (2020). URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/8/7/756> (sjekket 2. mai 2023).
- [17] Norsk solenergiforening. «Solfangere». I: (ukjent). URL: <https://www.solenergi.no/solvarme> (sjekket 20. apr. 2023).
- [18] Chris Williams. «Which is Better: Solar Thermal Flat Plate or Evacuated Tube Collectors?». I: (2011). URL: <https://blog.heatspring.com/solar-thermal-flat-plate-or-evacuated-tube-collectors/> (sjekket 20. apr. 2023).
- [19] J. Fan mfl. «Efficiency and lifetime of solar collectors for solar heating plants». I: (2009). URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/13724918.pdf> (sjekket 9. mai 2023).
- [20] Hugues Defreville. «Everything you need to know about how solar thermal energy works». I: (2022). URL: <https://newheat.com/en/how-does-solar-thermal-energy-work/> (sjekket 9. mai 2023).
- [21] ADG Efficiency. « $Q = m C_p dT$ ». I: (2023). URL: <https://adgefficiency.com/energy-basics-q-m-cp-dt/> (sjekket 2. mar. 2023).
- [22] Maria Vetleseter Bøe og Bjørn Pedersen. «Energibærer». I: (2022). URL: <https://snl.no/energib%c3%a6rer>.
- [23] Grace Donnelly. «After a decade of declines, battery prices will increase in 2022, top analysts say». I: (2022). URL: <https://www.morningbrew.com/series/battery-tech-for-evs-and-beyond/stories/2022/04/13/after-a-decade-of-declines-battery-prices-will-increase-in-2022-top-analysts-say>.
- [24] S. O’Dea. «Lithium-ion battery pack costs worldwide between 2011 and 2030». I: (2023). URL: <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/> (sjekket 16. apr. 2023).
- [25] Eaton. «Privat kontakt med ingeniør i Eaton». I: (2023). URL: <https://www.eaton.com/no-no-no/products/energy-storage.html> (sjekket 2. mar. 2023).
- [26] Ivar Valstad mfl. «Norske muligheter i grønne elektriske verdikjeder». I: (2020). URL: https://www.nho.no/siteassets/veikart/rapporter/gronne-elektriske-verdikjeder_final.pdf.
- [27] Ivar Gunvaldsen, Steinar Mathiesen og Knut Rosvold. «Batteri». I: (2023). URL: <https://snl.no/batteri> (sjekket 26. apr. 2023).
- [28] Lars Ursin. «Ekspertintervjuet: Strøm + vann = hydrogen». I: (2021). URL: <https://energiogklima.no/to-grader/ekspertintervju/ekspertintervjuet-strom-vann-hydrogen/> (sjekket 15. mai 2023).
- [29] Odd Richard Valmot. «Selv med batteriframskritt: Vi kommer ikke utenom hydrogen». I: (2021). URL: <https://www.tu.no/artikler/selv-med-batteriframskritt-vi-kommer-ikke-utenom-hydrogen/504859>.
- [30] Svein Tønseth. «Ny hydrogen-lab åpner for grønnere lakseproduksjon». I: (2018). URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2018/ny-hydrogen-lab-apner-for-gronnere-lakseproduksjon/>.
- [31] Håvard Egge. «Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?». I: (2020). URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/> (sjekket 15. mai 2023).
-

-
- [32] Katrine Andreaasen. «Satser stort på grønt hydrogen og oksygen til oppdrettsnæringen». I: (2021). URL: <https://www.fiskerioghavbruk.no/innovasjon-i-havrommet/satser-stort-pa-gront-hydrogen-og-oksygen-til-oppdrettsnaeringen/>.
- [33] Mathias Klíngenberg. «Åpner ny hydrogenfyllestasjon: Tror på bedring for bilistene». I: (2021). URL: <https://www.tu.no/artikler/apner-ny-hydrogenfyllestasjon-tror-pa-bedring-for-bilistene/511679>.
- [34] Jorge Beceiro. «Thermochemical Energy Storage: The next generation thermal batteries?» I: (2022). URL: <https://blog.sintef.com/sintefenergy/thermochemical-energy-storage-the-next-generation-thermal-batteries/>.
- [35] Håkon Selvnæs. «Cold thermal energy storage». I: (2022). URL: <https://blog.sintef.com/sintefenergy/energy-efficiency/cold-thermal-energy-storage/>.
- [36] Anne Slíper Midlíng. «Supercool salmon stay fresh for a month». I: (2014). URL: <https://norwegianscitechnews.com/2014/08/supercool-salmon-stay-fresh-for-a-month/> (sjekket 11. mai 2023).
- [37] Europower Energi-redaksjonen. «20 TWh overskuddsvarme fra norsk industri». I: (2021). URL: <https://www.fjernvarme.no/20-twh-overskuddsvarmefra-norsk-industri>.
- [38] Paul Evans. «Absorption Chiller, How it works». I: (2017). URL: <https://theengineeringmindset.com/absorption-chiller-works/> (sjekket 29. mar. 2023).
- [39] Ali Shirazi mfl. «Solar-powered absorption chillers: A comprehensive and critical review». I: (2018). URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418305752?casa_token=-0kZRttNe1wAAAAA:Goi8hWKOJNYCQijyWTeQMSd2vIGdjzTKoi7QmcZwBTexdsqmXwpYYEKu7WvaPWI (sjekket 30. mar. 2023).
- [40] Statkraft. «Absorpsjonskjøling». I: (2020). URL: <https://www.statkraftvarme.no/produkter-og-tjenester/kjoling-av-bygg/absorpsjonskjoling/> (sjekket 26. apr. 2023).
- [41] U.S. Department of Energy. «Absorption Chillers for CHP Systems». I: (2017). URL: <https://www.energy.gov/eere/amo/articles/absorption-chillers-chp-systems-doe-chp-technology-fact-sheet-series-fact-sheet> (sjekket 29. mar. 2023).
- [42] «Privat kontakt med seniorrådgiver i Statkraft Varme AS». I: (mai 2023). URL: <https://www.statkraftvarme.no/>.
- [43] Kevin D. Rafferty. «Absorption Refrigeration». I: (1998). URL: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/895108> (sjekket 30. mar. 2023).
- [44] Philip Nickerson. «Cool it: Refrigeration basics for aquaculture operations managers». I: (2010). URL: <https://www.globalseafood.org/advocate/cool-it-refrigeration-basics-aquaculture-operations-managers/> (sjekket 11. mai 2023).
- [45] Sphera. «What is Life Cycle Assessment (LCA)?» I: (2020). URL: <https://sphera.com/glossary/what-is-a-life-cycle-assessment-lca/> (sjekket 15. mai 2023).
- [46] National Renewable Energy Laboratory. «Energy Payback Time». I: (2011). URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/energy-payback-time> (sjekket 14. mai 2023).
- [47] IEMA. «Calculating carbon payback». I: (2012). URL: <https://www.iema.net/articles/calculating-carbon-payback-for-wind-farms> (sjekket 15. mai 2023).
- [48] Henrik Skar. «merverdiavgift». I: (2022). URL: <https://snl.no/merverdiavgift> (sjekket 14. apr. 2023).
-

-
- [49] Finansdepartementet. «Lov om merverdiavgift (merverdiavgiftsloven)». I: (2023). URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2009-06-19-58/kap3#kap3> (sjekket 24. apr. 2023).
- [50] Altinn. «Rapportering og betaling av mva». I: (2023). URL: <https://www.altinn.no/starte-og-drive/skatt-og-avgift/avgift/rapportering-og-betaling-av-mva/> (sjekket 15. mai 2023).
- [51] Altinn. «Skatt for aksjeselskap». I: (2023). URL: <https://www.altinn.no/starte-og-drive/skatt-og-avgift/skatt/skatt-for-aksjeselskap/> (sjekket 15. apr. 2023).
- [52] Levi Gårseth-Nesbakk. «avskrivning». I: (2022). URL: <https://snl.no/avskrivning> (sjekket 13. apr. 2023).
- [53] Jan Christian Vestre. «Nå kommer hjelpen til de mest strømutsatte bedriftene». I: (2022). URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/stromtiltak-for-naringslivet-vilkar-og-avgrensninger/id2930025/> (sjekket 12. apr. 2023).
- [54] Enova. «Om Enova». I: (2023). URL: <https://www.enova.no/om-enova/> (sjekket 10. mai 2023).
- [55] Enova. «Varmesentraler». I: (2023). URL: <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/varmesentraler/> (sjekket 11. apr. 2023).
- [56] Kjetil Malkenes Hovland. «Enova tar grep etter strømsjokket: Øker støtten til solceller og strømstyring». I: (2022). URL: <https://e24.no/energi-og-klimatek/i/471V69/enova-tar-grep-etter-stroemshokket-oeker-stoetten-til-solceller-og-stroemstyring> (sjekket 10. mai 2023).
- [57] Gerhard Stoltz. «Investering». I: (2023). URL: <https://snl.no/investering> (sjekket 15. apr. 2023).
- [58] Levi Gårseth-Nesbakk og Finn-Egil Kaurel. «Netto Nåverdi». I: (2021). URL: https://snl.no/netto_n%C3%A5verdi (sjekket 15. apr. 2023).
- [59] Corporate finance institute. «Net Present Value (NPV)». I: (2023). URL: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/net-present-value-npv/> (sjekket 19. mai 2023).
- [60] Jason Fernando. «Internal Rate of Return (IRR) Rule: Definition and Example». I: (2023). URL: <https://www.investopedia.com/terms/i/irr.asp> (sjekket 19. mai 2023).
- [61] CFI Team. «Internal Rate of Return (IRR)». I: (2023). URL: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/internal-rate-return-irr/> (sjekket 2. mar. 2023).
- [62] Levi Gårseth-Nesbakk. «Payback». I: (2022). URL: <https://snl.no/payback> (sjekket 12. apr. 2023).
- [63] Julia Kagan. «Payback Period Explained, With the Formula and How to Calculate It». I: (2023). URL: <https://www.investopedia.com/terms/p/paybackperiod.asp> (sjekket 19. mai 2023).
- [64] CFI Team. «Levelized Cost of Energy (LCOE)». I: (2023). URL: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/> (sjekket 12. apr. 2023).
- [65] NVE. «Kostnader for kraftproduksjon». I: (2023). URL: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (sjekket 15. mai 2023).
- [66] Olje- og energidepartementet. «Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi». I: (2022). URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50> (sjekket 10. mai 2023).
- [67] Lars Olav Askheim og Tore Brænd. «Energiloven». I: (2023). URL: <https://snl.no/energiloven> (sjekket 20. apr. 2023).
-

-
- [68] Austevoll kommune. «Privat kontakt med rådgiver i Austevoll kommune». I: (2023). URL: <https://www.austevoll.kommune.no/tenester/bygg-og-eigedom/bygging-og-riving/ma-du-soka-kommunen/> (sjekket 17. apr. 2023).
- [69] Lars Olav Askheim. «anleggskonsesjon». I: (2021). URL: <https://snl.no/anleggskonsesjon> (sjekket 24. apr. 2023).
- [70] NVE. «Behov for tillatelser». I: (2021). URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/bransjeoppgaver/pilot-og-demonstrasjonsprosjekter/behov-for-tillatelser/> (sjekket 24. apr. 2023).
- [71] NVE. «Konsesjonsbehandling av solkraftverk». I: (2022). URL: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-solkraftverk/> (sjekket 20. apr. 2023).
- [72] NVE. «Plusskunder». I: (2022). URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/> (sjekket 24. apr. 2023).
- [73] NVE. «Elsertifikater». I: (2022). URL: <https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/> (sjekket 24. apr. 2023).
- [74] Magnus Blaker. ««Håpløs» EU-ordning lar norske strømselskaper tjene milliarder på å selge god samvittighet til Tyskland». I: (2019). URL: <https://www.nettavisen.no/nyheter/haplos-eu-ordning-lar-norske-stromselskaper-tjene-milliarder-pa-a-selge-god-samvittighet-til-tyskland/s/12-95-3423675912> (sjekket 9. mai 2023).
- [75] Finansdepartementet. «Høyprisbidrag på vind- og vannkraft». I: (2022). URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/hoyprisbidrag-pa-vind-og-vannkraft/id2929111/> (sjekket 18. apr. 2023).
- [76] European Commission. «Photovoltaic geographical information system». I: (2022). URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (sjekket 25. apr. 2023).
- [77] «Privat kontakt med prosjektleder i Soleie». I: (apr 2023). URL: <https://soleie.no/>.
- [78] Norsk klimaservicesenter. «Observasjoner og værstatistikk». I: (2023). URL: <https://seklima.met.no/> (sjekket 13. apr. 2023).
- [79] Nazmul Huda et al. «Environmental Impacts of Solar-Photovoltaic and Solar-Thermal Systems with Life-Cycle Assessment». I: (2018). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/9/2346> (sjekket 21. apr. 2023).
- [80] Kristine Bekkelund. «A Comparative Life Cycle Assessment of PV Solar Systems». I: (2013). URL: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/235329/654872_FULLTEXT01.pdf?sequence=1 (sjekket 21. apr. 2023).
- [81] Fulvio Ardente mfl. «Life cycle assessment of a solar thermal collector». I: (2005). URL: https://www.researchgate.net/publication/223001394_Life_cycle_assessment_of_a_solar_thermal_collector (sjekket 24. apr. 2023).
- [82] «Privat kontakt med seniorrådgiver i konsesjonsavdelingen i NVE». I: (apr 2023). URL: <https://www.nve.no/>.
- [83] NVE. «NVE Atlas». I: (2023). URL: <https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#> (sjekket 9. mai 2023).
- [84] Austevoll kraftlag. «Privat kontakt med rådgiver i Havnett AS». I: (2023). URL: <https://www.aknett.no/Produkt-og-tenester/Priser/Anleggsbidrag> (sjekket 15. apr. 2023).
-

-
- [85] Rand Askar og Luis Bragança. «Energy Pay-Back Time Analysis of Solar Energy Systems; Photovoltaics and Solar Collectors». I: (2019). URL: https://www.researchgate.net/publication/334060403_Energy_payback_time_analysis_of_solar_energy_systems_photovoltaics_and_solar_collectors (sjekket 10. apr. 2023).
- [86] The National Renewable Energy Laboratory. «What is the energy payback for PV?» I: (2004). URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35489.pdf> (sjekket 24. apr. 2023).
- [87] Logan Haggerston. «Understanding the Carbon Footprint of Solar Panels». I: (2022). URL: <https://hcb-solar.com.au/understanding-the-carbon-footprint-of-solar-panels/> (sjekket 24. apr. 2023).
- [88] Gillian Menzies og Y. Roderick. «Energy and carbon impact analysis of a solar thermal collector system». I: (2010). URL: https://www.researchgate.net/publication/233130486_Energy_and_carbon_impact_analysis_of_a_solar_thermal_collector_system (sjekket 24. apr. 2023).
- [89] Det internasjonale energibyrået (IEA). «Total energy supply, 2020». I: (2023). URL: <https://www.iea.org/regions/europe> (sjekket 25. apr. 2023).
- [90] «Privat kontakt med prosjektleder i Bremnes Seashore». I: (apr 2023). URL: <https://www.seashore.no/>.
- [91] «Privat kontakt med en seniorforsker innen fiskeri og ny biomarin industri i SINTEF Ocean». I: (apr 2023). URL: <https://www.sintef.no/sintef-ocean/om-sintef-ocean/fiskeri-og-ny-biomarin-industri/>.
- [92] Stein R. Nordtvedt, Eva Rosenberg og Tom S. Nordtvedt. «Feasability study of use of surplus heat for cold production in the fish industry». I: (2012). URL: <https://www.sintef.no/en/publications/publication/934022/> (sjekket 11. mai 2023).
- [93] Havnett AS. «Nettleigetariff». I: (2023). URL: <https://www.aknett.no/Produkt-og-tenester/Priser/Nettleigetariff> (sjekket 9. apr. 2023).
- [94] «Privat kontakt med salgsavdeling i Midt Energi». I: (apr 2023). URL: <https://midtenergi.no/>.
- [95] «Privat kontakt med selskapet SUNO». I: (apr 2023). URL: <https://www.suno.no/>.
- [96] «Privat kontakt med daglig leder i INAVENTA SOLAR». I: (apr 2023). URL: <https://inaventasolar.com/nb/kontakt>.
- [97] «Privat kontakt med salgsingeniør i Getek». I: (apr 2023). URL: <https://getek.no/nettilknyttet-solcelleanlegg/solceller-pa-naeringsbygg-og-offentlige-bygg/>.
- [98] «Privat kontakt med salgsingeniør i Armatec AS». I: (apr 2023). URL: <https://www.armatec.com/no/>.

Vedlegg

A Programmeringskode for solkraftberegninger

```
close all; clear all; clc
% Importering av data for solinnstråling
filnavn = {'sol_2018.csv', 'sol_2019.csv', 'sol_2020.csv'};
soldata_solcelle = []; soldata_solfanger = [];
for i = 1 data =
→ readtable(filnavn{i}, 'Delimiter', ',', 'PreserveVariableNames', 1);
    soldata_solcelle = [soldata_solcelle; data{1:8760, 2}]; % for solceller
→ (hele året)
    soldata_solfanger = [soldata_solfanger; data{1441:7320, 2}]; end % for
→ solfangere (sommerhalvåret)
    gjsnitt_soldata_solcelle = mean(soldata_solcelle, 2);
    gjsnitt_soldata_solfanger = mean(soldata_solfanger, 2);
% Importering av data for utetemperatur
T =
→ readtable('gjennomsnitt_temp.csv', 'Delimiter', ';', 'PreserveVariableNames', 1);
→
T = T.Lufttemperatur; T = replace(T, ',', '.'); T = char(T); T = str2num(T); T =
→ T(1:8760);
% Definere varierende virkningsgrad for solceller
referansetemp = 20; % referansetemperatur [°C]
virkningsgrad = 0.20; % solcellers virkningsgrad ved referansetemperatur [-]
variabel_virkningsgrad = virkningsgrad + (referansetemp - (T + 17)) * (0.5 / 100); %
→ varierende virkningsgrad
% Konstanter
A = 1200; % tilgjengelig takareal for installering av solkraft [m2]
eta = 0.54; % solfangernes virkningsgrad
% Beregne energiproduksjon med solceller
energiprod_celle = gjsnitt_soldata_solcelle .* variabel_virkningsgrad .* A; %
→ [Wh]
E_solcelle = energiprod_celle * 10-6; % omregner fra Wh til MWh
tot_E_solcelle = sum(E_solcelle); % årstotal energiproduksjon med solceller
→ [MWh]
% Beregne energiproduksjon med solfangere
energiprod_fanger = gjsnitt_soldata_solfanger .* A .* eta * 10-6; %
→ omregner fra Wh til MWh
E_solfanger = 0.85 * energiprod_fanger; % kompenserer for energibehov til
→ pumpe og varmetap
tot_E_solfanger = sum(E_solfanger); % årstotal energiproduksjon med
→ solfangere [MWh]
% For-løkke for glatting av inputdata
for i = 1:12; q = i * 8760 / 12; p = (i - 1) * 8760 / 12 + 1;
    SI = gjsnitt_soldata_solcelle(p:q, 1); % glatter solinnstråling
```

```

    IM(i,1) = sum(SI)/1000; % omregner fra W til kW
    MT = T(p:q,1); % glatter temperatur
    TM(i,1) = mean(MT);
    SE_c = E_solcelle(p:q,1); % glatter energiproduksjon med solceller
    EM_c(i,1) = sum(SE_c); end
for i = 1:8 q = i * 5880/8; p = (i-1) * 5880/8 + 1;
    SE_f = E_solfanger(p:q,1); % glatter energiproduksjon med solfangere
    EM_f(i,1) = sum(SE_f); end
% Plotte utetemperatur og solinnstråling
    t_c = 1:12; maneder = {'Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr', 'Mai', 'Jun', 'Jul',
→ 'Aug', 'Sep', 'Okt', 'Nov', 'Des'};
    figure(1); set(gcf, 'Position', [0 450 600 300], 'color', 'w');
        title('Månedlig solinnstråling og utetemperatur')
        yyaxis left
        plot(t_c, IM, 'k', 'LineWidth', 1.5, 'color', '[0.6 0.8 1]')
        ylabel('Solinnstråling [kW/m^2]')
        ylim([0, max(IM)*1.2]); set(gca, 'YTick', 0:20:max(IM)*1.2);
        yyaxis right
        plot(t_c, TM, 'k', 'LineWidth', 1.5, 'color', '[1 0.5 0]')
        ylabel('Utetemperatur [°C]'); set(gca, 'ylim', [0 18], 'YTick', 0:5:18);
        datetick('x', 'mmm', 'kepticks')
        xticks(1:12); xticklabels(maneder); xlim([0.5, 12.5]);
        legend('Solinnstråling', 'Utetemperatur')
% Plotter energiproduksjon per måned med solceller
    figure(2); set(gcf, 'Position', [0 450 600 300], 'color', 'w');
        plot(t_c, EM_c, 'k', 'LineWidth', 1.5, 'color', '[0.8500 0.3250 0.0980]')
        datetick('x', 'mmm', 'kepticks')
        xticks(1:12); xticklabels(maneder); xlim([0.5, 12.5]);
        ylim([0, max(EM_c)*1.2]); set(gca, 'YTick', 0:10:max(EM_c)*1.2);
        ylabel('Energiproduksjon [MWh/måned]')
        legend('Energiproduksjon')
        title('Månedlig energiproduksjon med solceller')
% Plotter energiproduksjon per måned med solfangere
    t_f = 1:8; maneder = {'Mar', 'Apr', 'Mai', 'Jun', 'Jul', 'Aug', 'Sep',
→ 'Okt'};
    figure(3); set(gcf, 'Position', [0 450 600 300], 'color', 'w');
        plot(t_f, EM_f, 'k', 'LineWidth', 1.5, 'color', '[0.8500 0.3250 0.0980]')
        datetick('x', 'mmm', 'kepticks'); xticks(1:8); xticklabels(maneder);
        xlim([0.5, 8.5]); ylim([30, ceil(max(EM_f)*1.1)])
        ylabel('Energiproduksjon [MWh/måned]'); legend('Energiproduksjon')
        title('Månedlig energiproduksjon med solfangere')

```

B Pristilbud på solfangeranlegg fra leverandør

Tilbud T1005177



Side 1 av 1

Fakturaadresse

Assemblin AS, Rør, Prosj,Oslo
c/o Faktura mottak, P.B. 5077
8608 MO I RANA
Norway

Leveringsadresse

Assemblin AS, Service Østfold
Bjørnstadmyra 7
1712 GRÅLUM
Norway

Kundenr.	10818	Anleggs ID		Tilbudsdato	19.04.23
Organisasjonsnr.	965808752	Selger	Asbjørn Kverneggen	Gyldig til	19.05.23
Kontaktperson		Betalingsbetingelser	60 Dager netto	Leveringsbet.	FCA
Deres referanse		Est. lev.tid			
Forespørselsnr.	INDUSTRIBYGG I STØRFRØ				

Nr.	Beskrivelse	Antall	Enhet	Salgspris	Rabatt-%	Beløp
	1000m ² solfangerareal					
	De Dietrich INISOL CH 250 solfangergrupper					
111127	CH 250 solfanger 2,5 m2 (ER647)	400,00	Stk.	8 770,00	30,00	2 455 600,00
111478	CH 250 3/4" inngang (ER649)	40,00	Stk.	241,00	30,00	6 748,00
111479	CH 250 3/4" utgang med føler og manuell lufteventil (ER650)	40,00	Stk.	589,00	30,00	16 492,00
111480	CH 250 3/4" plugg (ER651)	80,00	Stk.	133,00	30,00	7 448,00
111481	CH 250 3/4" kobling mellom paneler (ER652)	720,00	Stk.	175,00	30,00	88 200,00
117901	Taco Setter Bypass 3/4" SOLAR 130 reg. ventil, 2-12 l/min.	40,00	Stk.	2 220,00	30,00	62 160,00
111135	CH 250 profilskinne (ER732)	400,00	Stk.	1 180,00	30,00	330 400,00
116281	Festeordning solvarme 6 stk. for takstein (EG312)	160,00	Stk.	2 890,00	30,00	323 680,00
111132	CH 250 takstativ for 1 panel start - vertikal (ER658)	40,00	Stk.	2 870,00	30,00	80 360,00
111133	CH 250 takstativ utvidelse - vertikal (ER659)	360,00	Stk.	1 450,00	30,00	365 400,00
126233	Fleksibel slange 500-1000 mm (3/4" x 3/4") MF - AISI316	80,00	Stk.	812,00	30,00	45 472,00
111251	Solstasjon SolexMega-Kaskade HZ <400 m ²	3,00	Stk.	410 800,00	30,00	862 680,00
111966	S600 Reflex 10 bar ekspansjonskar for solvarmeanlegg	3,00	Stk.	22 577,00	42,00	39 283,98
116284	Solvarmevæske "L", 20l, 60/40, EG101 - NRF nr. 8359207 HMS	134,00	Stk.	1 670,00	30,00	156 646,00
124133	Akvaterm Rund 7500 liter isolert uten spiral - 3 bar	6,00	Stk.	244 100,00	33,00	981 282,00
				Totalt NOK eks. mva		5 821 851,98
				25% Mva.		1 455 463,00
				Totalt NOK inkl. mva.		7 277 314,98

For å sikre disse vilkår MÅ tilbudsnummer oppgis ved bestilling
Tilbudet er konfidensielt mellom Armatec AS og kunde.

Se våre salgs og leveringsbetingelser på www.armatec.no

Valutaforbehold: +/- 2%

SGP Armatec AS og Armatec AS har per 1. Oktober 2022 fusjonert til Armatec AS med org. nr. NO957541607 MVA

Armatec AS - Asker
Solbråveien 63
1383 ASKER
Norway

Telefonnr.
E-post
Hjemmeside
Foretaksregisteret

Bank
Kontonr.
SWIFT-kode
IBAN

Nordea
62190587822
NDEANOKK
NO8562190587822

C Tabeller for økonomiske beregninger

Tabell 11: Solceller: nåverdi- og levetidskostnadberegninger etter skatt.

År	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	LCOE
0	- 2,600,000 kr	- 2,600,000 kr	- 2,600,000 kr	- 2,600,000 kr	0 MWh
1	235,536 kr	310,041 kr	384,547 kr	328,668 kr	239 MWh
2	234,434 kr	308,567 kr	363,633 kr	327,100 kr	238 MWh
3	233,337 kr	307,100 kr	361,796 kr	325,540 kr	236 MWh
4	232,247 kr	305,640 kr	359,967 kr	323,989 kr	235 MWh
5	231,161 kr	304,188 kr	358,148 kr	322,444 kr	234 MWh
6	230,081 kr	302,743 kr	356,338 kr	320,908 kr	233 MWh
7	229,007 kr	301,305 kr	354,536 kr	319,379 kr	232 MWh
8	227,937 kr	299,874 kr	352,744 kr	317,858 kr	231 MWh
9	226,874 kr	298,451 kr	350,961 kr	316,345 kr	229 MWh
10	225,815 kr	297,034 kr	349,187 kr	314,839 kr	228 MWh
11	224,762 kr	295,625 kr	347,421 kr	313,341 kr	227 MWh
12	223,714 kr	294,223 kr	345,665 kr	311,850 kr	226 MWh
13	222,671 kr	292,827 kr	343,917 kr	310,366 kr	225 MWh
14	221,634 kr	291,439 kr	342,178 kr	308,890 kr	224 MWh
15	220,601 kr	290,058 kr	340,447 kr	307,422 kr	223 MWh
16	219,574 kr	288,683 kr	338,726 kr	305,960 kr	222 MWh
17	218,552 kr	287,316 kr	337,012 kr	304,506 kr	220 MWh
18	217,535 kr	285,955 kr	335,308 kr	303,060 kr	219 MWh
19	216,523 kr	284,601 kr	333,612 kr	301,620 kr	218 MWh
20	215,516 kr	283,254 kr	331,924 kr	300,188 kr	217 MWh
21	214,515 kr	281,913 kr	330,245 kr	298,763 kr	216 MWh
22	213,518 kr	280,580 kr	328,574 kr	297,345 kr	215 MWh
23	212,526 kr	279,252 kr	326,912 kr	295,934 kr	214 MWh
24	211,539 kr	277,932 kr	325,258 kr	294,530 kr	213 MWh
25	210,558 kr	276,618 kr	323,612 kr	293,133 kr	212 MWh
26	209,581 kr	275,311 kr	321,975 kr	291,744 kr	211 MWh
27	208,609 kr	274,010 kr	320,345 kr	290,361 kr	210 MWh
28	207,641 kr	272,716 kr	318,724 kr	288,985 kr	209 MWh
29	206,679 kr	271,428 kr	317,111 kr	287,616 kr	208 MWh
30	205,721 kr	270,147 kr	315,506 kr	286,253 kr	206 MWh
NNV	- 461,757 kr	212,832 kr	725,016 kr	381,480 kr	2,162 MWh
IRR	7,8 %	11,0 %	13,4 %	11,8 %	
Life Cost	2,647,135 kr				
LCOE	1,22 kr/kWh				

Tabell 12: Solfangere: nåverdi- og levetidskostnadberegninger etter skatt.

År	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	LCOE
0	- 6,000,000 kr	- 6,000,000 kr	- 6,000,000 kr	- 6,000,000 kr	0 MWh
1	618,568 kr	814,146 kr	1,009,723 kr	863,040 kr	627 MWh
2	615,676 kr	810,275 kr	960,875 kr	858,925 kr	624 MWh
3	612,798 kr	806,425 kr	956,051 kr	854,831 kr	621 MWh
4	609,935 kr	802,593 kr	951,251 kr	850,757 kr	617 MWh
5	607,086 kr	798,780 kr	946,475 kr	846,704 kr	614 MWh
6	604,251 kr	794,987 kr	941,723 kr	842,671 kr	611 MWh
7	601,430 kr	791,213 kr	936,995 kr	838,658 kr	608 MWh
8	598,623 kr	787,457 kr	932,291 kr	834,666 kr	605 MWh
9	595,831 kr	783,720 kr	927,610 kr	830,693 kr	602 MWh
10	593,052 kr	780,002 kr	922,952 kr	826,740 kr	599 MWh
11	590,287 kr	776,303 kr	918,318 kr	822,807 kr	596 MWh
12	587,536 kr	772,622 kr	913,707 kr	818,893 kr	593 MWh
13	584,799 kr	768,959 kr	909,119 kr	814,999 kr	590 MWh
14	582,076 kr	765,315 kr	904,554 kr	811,125 kr	587 MWh
15	579,366 kr	761,689 kr	900,012 kr	807,269 kr	584 MWh
16	576,669 kr	758,081 kr	895,492 kr	803,434 kr	581 MWh
17	573,987 kr	754,491 kr	890,995 kr	799,617 kr	579 MWh
18	571,317 kr	750,919 kr	886,521 kr	795,819 kr	576 MWh
19	568,661 kr	747,365 kr	882,069 kr	792,041 kr	573 MWh
20	566,018 kr	743,828 kr	877,639 kr	788,281 kr	570 MWh
21	563,389 kr	740,310 kr	873,231 kr	784,540 kr	567 MWh
22	560,772 kr	736,809 kr	868,845 kr	780,818 kr	564 MWh
23	558,169 kr	733,325 kr	864,482 kr	777,114 kr	561 MWh
24	555,578 kr	729,859 kr	860,140 kr	773,429 kr	559 MWh
25	553,001 kr	726,410 kr	855,820 kr	769,763 kr	556 MWh
26	550,437 kr	722,979 kr	851,521 kr	766,114 kr	553 MWh
27	547,885 kr	719,564 kr	847,244 kr	762,484 kr	550 MWh
28	545,346 kr	716,167 kr	842,988 kr	758,872 kr	548 MWh
29	542,820 kr	712,787 kr	838,754 kr	755,278 kr	545 MWh
30	540,306 kr	709,423 kr	834,540 kr	751,703 kr	542 MWh
NNV	- 384,403 kr	1,386,396 kr	2,782,409 kr	1,829,095 kr	5,676 MWh
IRR	9,2 %	12,8 %	15,5 %	13,6 %	
Life Cost	6,047,135 kr				
LCOE	1,07 kr/kWh				

Tabell 13: Solceller: Beregninger på tilbakebetalingstid med solceller etter skatt.

År	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Kumulativ	Kumulativ	Kumulativ	Kumulativ
0	(2 600 000) kr	(2 600 000) kr	(2 600 000) kr	(2 600 000) kr	(2 600 000) kr	(2 600 000) kr	(2 600 000) kr	(2 600 000) kr
1	235536 kr	310041 kr	384547 kr	328668 kr	(2364464) kr	(2289959) kr	(2215453) kr	(2271332) kr
2	234434 kr	308567 kr	363633 kr	327100 kr	(1981392) kr	(1851820) kr	(1851820) kr	(1944232) kr
3	233337 kr	307100 kr	361796 kr	325540 kr	(1896693) kr	(1674292) kr	(1490024) kr	(1618692) kr
4	232247 kr	305640 kr	359967 kr	323989 kr	(1664447) kr	(1368652) kr	(1130057) kr	(1294703) kr
5	231161 kr	304188 kr	358148 kr	322444 kr	(1433285) kr	(1064464) kr	(771910) kr	(972259) kr
6	230081 kr	302743 kr	356338 kr	320908 kr	(1203204) kr	(761721) kr	(415572) kr	(651351) kr
7	229007 kr	301305 kr	354536 kr	319379 kr	(974198) kr	(460417) kr	(61036) kr	(331971) kr
8	227937 kr	299874 kr	352744 kr	317858 kr	(746260) kr	(160543) kr	291708 kr	(14113) kr
9	226874 kr	298451 kr	350961 kr	316345 kr	(519387) kr	137908 kr	642669 kr	302232 kr
10	225815 kr	297034 kr	349187 kr	314839 kr	(293572) kr	434942 kr	991856 kr	617071 kr
11	224762 kr	295625 kr	347421 kr	313341 kr	(68810) kr	730567 kr	1339277 kr	930411 kr
12	223714 kr	294223 kr	345665 kr	311850 kr	154904 kr	1024790 kr	1684942 kr	1242261 kr
13	222671 kr	292827 kr	343917 kr	310366 kr	377575 kr	1317617 kr	2028859 kr	1552627 kr
14	221634 kr	291439 kr	342178 kr	308890 kr	599209 kr	1609056 kr	2371036 kr	1861518 kr
15	220601 kr	290058 kr	340447 kr	307422 kr	819810 kr	1899113 kr	2711484 kr	2168939 kr
16	219574 kr	288683 kr	338726 kr	305960 kr	1039384 kr	2187797 kr	3050209 kr	2474900 kr
17	218552 kr	287316 kr	337012 kr	304506 kr	1257936 kr	2475112 kr	3387222 kr	2779406 kr
18	217535 kr	285955 kr	335308 kr	303060 kr	1475471 kr	2761067 kr	3722529 kr	3082466 kr
19	216523 kr	284601 kr	333612 kr	301620 kr	1691994 kr	3045668 kr	4056141 kr	3384086 kr
20	215516 kr	283254 kr	331924 kr	300188 kr	1907511 kr	3328921 kr	4388065 kr	3684274 kr
21	214515 kr	281913 kr	330245 kr	298763 kr	2122025 kr	3610835 kr	4718311 kr	3983037 kr
22	213518 kr	280580 kr	328574 kr	297345 kr	2335543 kr	3891414 kr	5046885 kr	4280382 kr
23	212526 kr	279252 kr	326912 kr	295934 kr	2548070 kr	4170667 kr	5373797 kr	4576316 kr
24	211539 kr	277932 kr	325258 kr	294530 kr	2759609 kr	4448599 kr	5699055 kr	4870846 kr
25	210558 kr	276618 kr	323612 kr	293133 kr	2970167 kr	4725217 kr	6022667 kr	5163980 kr
26	209581 kr	275311 kr	321975 kr	291744 kr	3179747 kr	5000528 kr	6344642 kr	5455723 kr
27	208609 kr	274010 kr	320345 kr	290361 kr	338356 kr	5274538 kr	6664987 kr	5746084 kr
28	207641 kr	272716 kr	318724 kr	288985 kr	3595997 kr	5547254 kr	6983711 kr	6035068 kr
29	206679 kr	271428 kr	317111 kr	287616 kr	3802676 kr	5818682 kr	7300822 kr	6322684 kr
30	205721 kr	270147 kr	315506 kr	286253 kr	4008397 kr	6088829 kr	7616328 kr	6608937 kr
Payback	11,3 år	8,5 år	7,2 år	8,0 år				

Tabell 14: Solfangere: Beregninger på tilbakebetalingstid med solceller etter skatt.

År	Scenario 1	Kumulativ	Scenario 2	Kumulativ	Scenario 3	Kumulativ	Scenario 4	Kumulativ
0	(6,000,000) kr	(6,000,000) kr	(6,000,000) kr	(6,000,000) kr	(6,000,000) kr	(6,000,000) kr	(6,000,000) kr	(6,000,000) kr
1	618568 kr	(5381432) kr	814146 kr	(5185854) kr	1009723 kr	(4990277) kr	863040 kr	(5136960) kr
2	615676 kr	(4765755) kr	810275 kr	(4375579) kr	960875 kr	(4029402) kr	858925 kr	(4278035) kr
3	612798 kr	(4152957) kr	806425 kr	(3569154) kr	956051 kr	(3073352) kr	854831 kr	(3423204) kr
4	609935 kr	(3543022) kr	802593 kr	(2766561) kr	951251 kr	(2122100) kr	850757 kr	(2572446) kr
5	607086 kr	(2935937) kr	798780 kr	(1967781) kr	946475 kr	(1175625) kr	846704 kr	(1725742) kr
6	604251 kr	(2331686) kr	794987 kr	(1172794) kr	941723 kr	(233902) kr	842671 kr	(883071) kr
7	601430 kr	(1730256) kr	791213 kr	(381581) kr	936995 kr	703,094	838658 kr	(44412) kr
8	598623 kr	(1131633) kr	787457 kr	405876 kr	932291 kr	1,635,385	834666 kr	790,253
9	595831 kr	(535802) kr	783720 kr	1189596 kr	927610 kr	2,562,995	830693 kr	1,620,946
10	593052 kr	57250 kr	780002 kr	1969598 kr	922952 kr	3485947 kr	826740 kr	2447685 kr
11	590287 kr	647537 kr	776303 kr	2745901 kr	918318 kr	4404265 kr	822807 kr	3270492 kr
12	587536 kr	1235073 kr	772622 kr	3518523 kr	913707 kr	5317972 kr	818893 kr	4089385 kr
13	584799 kr	1819872 kr	768959 kr	4287482 kr	909119 kr	6227091 kr	814999 kr	4904384 kr
14	582076 kr	2401948 kr	765315 kr	5052796 kr	904554 kr	7131645 kr	811125 kr	5715509 kr
15	579366 kr	2981313 kr	761689 kr	5814485 kr	900012 kr	8031657 kr	807269 kr	6522778 kr
16	576669 kr	3557983 kr	758081 kr	6572566 kr	895492 kr	8927149 kr	803434 kr	7326212 kr
17	573987 kr	4131969 kr	754491 kr	7327057 kr	890995 kr	9818144 kr	799617 kr	8125829 kr
18	571317 kr	4703287 kr	750919 kr	8077976 kr	886521 kr	10704665 kr	795819 kr	8921648 kr
19	568661 kr	5271948 kr	747365 kr	8825340 kr	882069 kr	11586733 kr	792041 kr	9713689 kr
20	566018 kr	5837966 kr	743828 kr	9569169 kr	877639 kr	12464372 kr	788281 kr	10501970 kr
21	563389 kr	6401354 kr	740310 kr	10309479 kr	873231 kr	13337603 kr	784540 kr	11286510 kr
22	560772 kr	6962127 kr	736809 kr	11046287 kr	868845 kr	14206448 kr	780818 kr	12067328 kr
23	558169 kr	7520295 kr	733325 kr	11779613 kr	864482 kr	15070930 kr	777114 kr	12844442 kr
24	555578 kr	8075874 kr	729859 kr	12509472 kr	860140 kr	15931070 kr	773429 kr	13617871 kr
25	553001 kr	8628875 kr	726410 kr	13235882 kr	855820 kr	16786889 kr	769763 kr	14387634 kr
26	550437 kr	9179312 kr	722979 kr	13958861 kr	851521 kr	17638410 kr	766114 kr	15153748 kr
27	547885 kr	9727197 kr	719564 kr	14678425 kr	847244 kr	18485654 kr	762484 kr	15916232 kr
28	545346 kr	10272542 kr	716167 kr	15394592 kr	842988 kr	19328642 kr	758872 kr	16675105 kr
29	542820 kr	10815362 kr	712787 kr	16107379 kr	838754 kr	20167396 kr	755278 kr	17430383 kr
30	540306 kr	11355668 kr	709423 kr	16816802 kr	834540 kr	21001936 kr	751703 kr	18182086 kr
Payback	9,9 år		7,5 år		6,2 år		7,1 år	

