

Hans Martin Lie,
Ola Haaheim-Simonsen,
Mattis Hansen Åmodt,
Sebastian Gjerde Speleman

Fornybar Energi og Energilagring for Gaia Salmon på Træna

*Renewable Energy and Energy Storage regarding
Gaia Salmon Located on Træna*

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi - Elektroingeniør
Veileder: Magnus Korpås
Mai 2023

Hans Martin Lie,
Ola Haaheim-Simonsen,
Mattis Hansen Åmodt,
Sebastian Gjerde Speleman

Fornybar Energi og Energilagring for Gaia Salmon på Træna

*Renewable Energy and Energy Storage regarding Gaia
Salmon Located on Træna*

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi - Elektroingeniør
Veileder: Magnus Korpås
Mai 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Tittelside

Oppgavetittel (norsk og engelsk): Fornybar Energi og Energilagring for Gaia Salmon på Træna Renewable Energy and Energy Storage regarding Gaia Salmon Located on Træna	
Forfatter: Speleman, Sebastian Gjerde Lie, Hans Martin Haaheim-Simonsen, Ola Åmodt, Mattis Hansen	Prosjektnummer: E2331
	Innleveringsdato: 22.05.2023
	Gradering: [X] åpen [] lukket
Studium:	Elektroingeniør - BIELEKTRO
Studiereting:	Elkraft og bærekraftig energi
Veileder internt:	Magnus Korpås
Institutt:	Institutt for elektrisk energi
Oppdragsgiver:	Træna Kommune (Gaia Salmon AS)
Kontaktperson:	Anders Budde
Stikkord norsk: Klima, energilagring, strømnnett, fornybar energi, øygruppe, elektrisitet, programmering	Stikkord engelsk: Climate, energy storage, power grid, renewable energy, archipelago, electricity, programming

Forord

Denne rapporten er sluttproduktet av en oppgave gitt av *Gaia Salmon AS* gjennom *Træna kommune*. Oppgaven representerer slutten av et treårig studieløp på *Institutt for elektrisk energi* og *Institutt for teknisk kybernetikk* ved *Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet*, Trondheim. Arbeidet ble utført av fire studenter ved studiet elektroingeniør, hvor tre av studentene tok fordypning i elkraftteknikk og én tok fordypning i automatisering og robotikk. Innholdet i denne oppgaven står for gruppens beregninger.

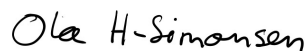
Først og fremst ønsker gruppen å takke Anders Budde, Træna kommune og Gaia Salmon for oppgaven og gode innspill under prosjektperioden. Under arbeidet med oppgaven har flere blitt kontaktet om informasjon og hjelp. Gruppen ønsker å rette en takk til Sivilingeniør – Bjørn B. Pedersen - Områdeansvarlig Nordlandskysten hos *Arva AS*, for hjelp og svar på spørsmål angående strømmettet til Træna. Vi ønsker også å takke Professor Christian Fredrik Sætre og Professor Trond Andersen for gode innspill i arbeidet med reguleringsteknikk.

Til slutt ønsker gruppen å takke intern veileder, Professor Magnus Korpås, for god veiledning. Din kjennskap og engasjement til elkraft, forskning og innovasjon har vært til stor nytte!

Signaturer



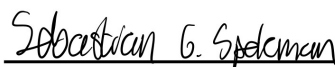
Hans Martin Lie



Ola Haaheim-Simonsen



Mattis Hansen Åmodt



Sebastian Gjerde Speleman

Trondheim 22.05.2023

Sammendrag

Prosjektet utforsker anvendelsen av fornybar energiproduksjon og energilagring for Gaia Salmons landbaserte oppdrettsanlegg for postsmolt på Træna. Området er kjent for krevende værforhold, og har begrenset strømtilførsel fra fastlandet. Målet er å undersøke mulighetene for maksimal fornybar energiproduksjon, samt gi en prognose for et energilagringssystem som vil kunne avlaste strømmettet etter Gaias energiforbruk.

Arbeidet viser at Træna har gunstige værforhold for både sol- og vindkraftproduksjon. Simuleringer i HOMER Pro viser at solcelleanlegg med en sørøst/nordvest-konfigurasjon gir høyest årlig energiproduksjon. En kombinasjon av solceller og vertikale turbiner produserer nesten like mye energi som løsningen med kun solceller. Den anbefalte løsningen er å dekke hele det tilgjengelige takareal med solcellepaneler i sørøst/nordvest-retning. Vedrørende vindkraft, anbefales det å installere større tradisjonelle vindturbiner i stedet for små vertikale turbiner på taket.

Det er tydelig at Gaia Salmons anlegg vil ha en betydelig innvirkning på Trænas strømmett. Trænas varierende energiforbruk kombinert med Gaias høye forbruk understreker viktigheten av å utvikle et energilagringssystem på Træna. Dette førte til videre arbeid med en prediktor til styringssystemet til det tenkte energilagringssystemet. Resultatene viser at kombinasjonen av historisk- og sanntidsdata for vær og strømmett er en pålitelig prediktor for forventet energitilførsel til systemet. Videre utvikling kan inkludere implementering av RBC og en PI-regulator. I fremtiden kan sannsynligvis systemet styres av KI gjennom MPC.

Basert på disse funnene konkluderes det med at installasjonen av et 2 MWh batteri hos Gaia har kan avlaste strømmettet og forbedre energiforbrukets døgnprofil på Træna. Batteriet vil også kunne sikre drift av anlegget ved strømbrudd. Det anbefales imidlertid at installasjonen av batteriet ikke påligger Gaia Salmon alene, da Træna kommune og strømmettselskapet vil dra størst nytte av en dette. Videre forskning og utvikling av et mer avansert energilagringssystem kan ytterligere forbedre batteriets innvirkning på strømmettet.

Abstract

The project explores the application of renewable energy production and energy storage for Gaia Salmon's land-based post-smolt aquaculture facility in Træna. The area is known for challenging weather conditions, and has a limited power supply from the mainland. The objective is to investigate the possibilities for maximum renewable energy production and provide a forecast for an energy storage system that can alleviate the power grid after Gaia's energy consumption.

The work demonstrates that Træna has favorable weather conditions for both solar and wind power generation. Simulations in HOMER Pro show that solar PV systems with a southeast/northwest configuration yield the highest annual energy production. A combination of solar panels and vertical turbines generates nearly the same amount of energy as the solution with solar panels alone. The recommended approach is to cover the entire available roof area with solar panels facing the southeast/northwest direction. Regarding wind power, it is advised to install larger traditional wind turbines instead of small vertical turbines on the roof.

It is evident that Gaia Salmon's facility will have a significant impact on Træna's power grid. The fluctuating energy consumption in Træna, combined with Gaia's high consumption, emphasizes the importance of developing an energy storage system in Træna. This led to further work on a predictor for the control system of the envisioned energy storage system. The results indicate that a combination of historical and real-time data on weather and the power grid serves as a reliable predictor for the expected energy supply to the system. Further development may involve the implementation of RBC and a PI-regulator. In the future, the system can likely be controlled by AI through MPC.

Based on these findings, it is concluded that the installation of a 2 MWh battery at Gaia's facility can alleviate the power grid and improve the daily energy consumption profile in Træna. The battery can also ensure operation during power outages. However, it is recommended that the responsibility for the battery installation does not solely rest with Gaia Salmon, as Træna kommune and the power utility would benefit the most from it. Further research and development of a more advanced energy storage system can further enhance the battery's impact on the power grid.

Innhold

Forord	II
Sammendrag	III
Abstract	IV
Figurer	VII
Tabeller	IX
Forkortelser	X
Definisjoner	XI
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Oppgaven	2
1.3 Avgrensinger og tilnærminger	4
1.4 Rapportens oppbygging	4
1.5 Problemstilling	5
1.6 Prosjekt mål	5
2 Teori	6
2.1 Energianalyse	6
2.1.1 Sol	6
2.1.2 Vind	8
2.1.3 Kapasitetsfaktor	10
2.1.4 HOMER Pro	11
2.1.5 Strømnett	11
2.1.5.1 Effektfaktor	14
2.2 Energilagring	15
2.2.1 Introduksjon	15
2.2.2 Energilagringssystem	15
2.2.2.1 Reguleringssteknikk	16
2.2.2.2 API og sensor	17
2.2.2.3 PID-Regulator	18
2.2.2.4 Regelbasert kontroller	19
2.2.2.5 Model Predictive Control	19
2.2.2.6 Prediktor	19
3 Metode	20
3.1 Væranalyse	20
3.2 Energianalyse	24
3.2.1 Sol	24

3.2.1.1	Sørvendt anlegg	25
3.2.1.2	Øst/vest orientering	28
3.2.2	Vind	30
3.2.3	Sol og vind	33
3.2.4	Forbruk	34
3.3	Energilagringssystem	37
3.3.1	Batteridimensjonering og avlastning av strømmettet	37
3.3.2	Prediktor	38
3.3.2.1	Tilgjengelig kapasitet strømkabel	39
3.3.2.2	Innhenting og bruk av soldata	39
3.3.2.3	Innhenting og bruk av vinddata	41
3.3.2.4	Sammenslåing av data	41
4	Resultat	42
4.1	Energianalyse	42
4.1.1	Sol	42
4.1.1.1	Sørvendt anlegg	42
4.1.1.2	Øst/vest orientert anlegg	44
4.1.1.3	Simuleringer	45
4.1.2	Vind	49
4.1.2.1	Simuleringer	53
4.1.3	Sol og vind	54
4.2	Energilagringssystem	56
4.2.1	Forbruksanalyse og batteri	56
4.2.2	Prediktor	59
5	Diskusjon	62
5.1	Løsninger for energiproduksjon	62
5.2	Utnyttelse av strømmettet	67
5.3	Styringssystem	71
6	Konklusjon	74
7	Referanser	75
8	Vedlegg	81
8.1	Vedlegg A	82
8.2	Vedlegg B	83
8.3	Vedlegg C	86
8.4	Vedlegg D	88
8.5	Vedlegg E	90

Figurer

1	Gaia Salmon AS sitt postsmoltanlegg	3
2	Struktur solcelle	6
3	Horisontal vindturbin [13]	8
4	Vertikal vind-turbin [15]	9
5	Logo HOMER Pro	11
6	Trænas ringnett, hentet fra NVE Atlas [24]	12
7	Trænas sjøkabel, hentet fra NVE Atlas [24]	12
8	Reguleringsløyfe [31]	16
9	Illustrasjon av API [32]	17
10	PID-Regulator [34]	18
11	RBC system [36]	19
12	Gjennomsnittlig døgnprofil over solenergi per måned	21
13	Gjennomsnittlige vindhastigheter per måned	21
	13a	21
	13b	21
14	Histogram over vindhastigheter	22
15	Gjennomsnittlige temperaturer	23
16	Geometri sol og solcellepanel	25
17	Øst/vest orienterte solceller	28
18	Satellittbilde fra Google Maps over tomten til Gaia Salmon med omtrentlig plassering av bygget	29
19	Orientering av paneler i forhold til bygg	30
	19a	30
	19b	30

19c	30
20	Lokasjonen til Øresvik trafostasjon	34
21	Øresvik trafostasjon jan.2019-jan.2023	34
22	Skalert data fra Øresvik trafostasjon til Træna	35
23	Renset data fra trafostasjon tilhørende Træna	35
24	Gjennomsnittlig døgnprofil tilhørende forbruket til Træna	36
25	Sammenlignet døgnprofil av måned med høyest og lavest forbruk, med gjennomsnittlig forbruk	36
26	Energikilder per måned	48
27	Oppsett for vertikalturbiner	50
28	Produksjon fra én Enercon E-115 vindturbin	54
29	Sammenlignet døgnprofil av måneden med høyest-, lavest- og gjennomsnittlig forbruk inkludert Gaias forbruk	57
30	Gjennomsnittlig døgnprofil for Træna før og etter installasjon av batteri ..	57
31	Batteriets opp- og utladeeffekt	58
32	Batteriets SoC	58
33	Illustrasjon av tilgjengelig energi fra prediktoren for 3 mulige konfigurasjoner	60
33a	Enkeltbidrag: sjøkabel og sol	60
33b	Totalt kapasitet: sjøkabel og sol	60
33c	Enkeltbidrag: sjøkabel og vind	60
33d	Totalt kapasitet: sjøkabel og vind	60
33e	Enkeltbidrag: sjøkabel, sol og vind	60
33f	Totalt kapasitet: sjøkabel, sol og vind	60

Tabeller

1	Årlig produksjon fra sørvendte solceller ved ulike helningsvinkler	45
1a	47°	45
1b	35°	45
1c	25°	45
1d	10°	45
2	Årlig produksjon og detaljer fra østvendte solceller	46
2a	Solproduksjon - øst	46
2b	Øst detaljer 1	46
2c	Øst detaljer 2	46
3	Årlig produksjon og detaljer fra vestvendte solceller	46
3a	Solproduksjon - vest	46
3b	Vest detaljer 1	46
3c	Vest detaljer 2	46
4	Levert effekt per time øst/vest anlegg	47
5	Data fra vertikalturbiner	52
5a	3 kW tre rader	52
5b	5 kW tre rader	52
5c	3 kW hele taket	52
5d	5 kW hele taket	52
6	Levert energi fra anlegg med sol og vind	55

Forkortelser

Forkortelser	Forklaring
AI	Artificial intelligence
API	Application programming interface
ARIMA	Autoregressive Integrated Moving Average
FN	Forente nasjoner
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatttime
IQR-metode	Interkvartilbredde - metoden
KI	Kunstig intelligens
kWh	Kilowatttime
kW	Kilowatt
MPC	Model Predictive Control
MWh	Megawatttime
MW	Megawatt
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NVE	Norges vassdrag- og energidirektorat
PID	Proporsjonal-integrasjon-derivasjon
PVW	Photovoltaic West, vestlig orientert solcellepanel
PVE	Photovoltaic East, østlig orientert solcellepanel
RBC	Rule-based controller
SARIMA	Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average
SoC	State-of-charge
SoH	State-of-health
TWh	Terrawatttime
Træna	Træna kommune
Trafostasjon	Transformatorstasjon

Definisjoner

Utrykk	Forklaring
Arva	Arva AS, nettselskapet gruppen har vært i kontakt med
Gaia	Gaia Salmon AS
HOMER Pro	Programvare for å simulere fornybar produksjon
NVE Atlas	Karttjeneste
Panda	Bibliotek tilhørende Python
Python	Programmeringsspråk

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Træna er en øygruppe i Nordland. Her skal Gaia Salmon AS drive landbasert oppdrett av postsmolt og matfisk. Gaia Salmon er en bedrift med stort fokus på bærekraft. Deres strategi og filosofi er tungt forankret i FNs bærekraftsmål. Landbasert oppdrett krever store mengder energi [1]. Træna kommune og Gaia Salmon ønsker å se på mulighetene for å produsere energi lokalt fra fornybare energikilder, primært sol og vind.

Grunnen til at dette bachelorprosjektet er relevant i dagens samfunn er at det vil være et stort behov for mer kraftproduksjon i Norge de neste årene. I november 2022 kom Statnett ut med sin årlige rapport, «Kortsiktig Markedsanalyse», som ser på hvordan forbruk og produksjon av kraft vil utvikle seg i Norge de neste fem årene frem til 2027 [2]. I rapporten konkluderer Statnett med at Norge risikerer å ende med negativ energibalanse fra 2027. I dag er det et overskudd på ca. 18 TWh per år, men i 2027 er dette estimert til å være på -2 TWh. Beregningene er for et år med normale verdier for nedbør og temperatur. Ved spesielt tørre og kalde år kan Norge få et betydelig kraftunderskudd før 2027. Grunnen til dette er at forbruket vil øke mer enn økningen i ny produksjon. Vindkraftutbygging på land har nesten stoppet opp, samtidig som havvindutbyggingen ikke har kommet ordentlig i gang.

I mars 2023 lanserte Statnett en områdeplan for Helgeland og Salten [3]. Områdeplanen tok for seg hvordan det skal planlegges for utbygging av kraftnettet i takt med et økt kraftforbruk. Fremtidige planer legger opp til at kraftforbruket i Helgeland og Salten kan firedoble seg i forhold til dagens forbruk. I dag har Helgeland og Salten et kraftoverskudd på ca. 6-7 TWh i et normalår. Hvis det ikke bygges ut ny kraft vil de gå fra stort kraftoverskudd til kraftunderskudd. Det er dermed svært positivt at Gaia Salmon på Træna ønsker å se på muligheter for lokal kraftproduksjon til eget forbruk. Dette kan bidra med å avlaste strømmettet, samt gi en bedre effektbalanse i kommunen. Strømmettet tilkoblet

Træna har begrenset kapasitet. Den elektriske hovedforsyningen til Træna er en sjøkabel fra fastlandet. Lange sjøkabler vil bli påvirket av spenningsfall. Dette fører til at effekten som kan hentes fra fastlandet er begrenset.

1.2 Oppgaven

Nedenfor er oppgaveteksten gitt av Træna kommune og Gaia Salmon. Gruppen har avgrenset oppgaven i samarbeid med veilder fra NTNU Magnus Korpås og kontaktperson i Træna kommune Anders Budde.

Denne oppgaven handler om hvordan de lokale forholdene tilrettelegger for produksjon av sol- og vindenergi i forbindelse med anlegget til Gaia Salmon på Træna. Store takareal og unike værforhold kan være både utfordrende eller bra for forskjellige aspekter ved bærekraftig energiproduksjon, vi ønsker en oversikt og vurdering over hvordan værforholdene her ute påvirker muligheten for produksjon av sol- og vindenergi. Træna ligger på polarsirkelen, men selv om det er langt nord er temperaturen om vinteren høy, og det er sjeldent snø mer en et par dager i året. Vindforholdene er derimot mer varierende, og det er ikke uvanlig med full storm flere ganger om vinteren.

- Kartlegge vær-faktorene som påvirker mulighetene for bærekraftig energi.
- Med tanke på disse, se på mulighetene for maks produksjon.

Bachelor-rapporten skal også se på prosjektering av best mulig løsning for maksimal fornybar energiproduksjon fra sol og vind, muligheten for et system som optimaliserer energibalansen, og hvordan den nye energiproduksjonen kan avlaste det begrensede strømnettet i kommunen.



Figur 1: Gaia Salmon AS sitt postsmoltanlegg

1.3 Avgrensinger og tilnærminger

- Analysen av værforhold tar ikke hensyn til endringer i klima som følge av global oppvarming.
- Valg knyttet til utforming av det fornybare energisystemet er basert på energibehovet, tilgjengelige ressurser, plass, bærekraft og miljøpåvirkning. Faktorer som ikke vektlegges er økonomi, reguleringer og insentiver.
- Støy og andre negative effekter som følge av installasjon av vindturbiner blir ikke tatt hensyn til.
- Energilagringssystemet blir forenklet til to deler av et fullstendig system. Den første delen tar for seg installasjonen av et batteri som ved enkle parametere kan påvirke strømnnettets belastning. Den andre delen tar for seg energistyringen av det tenkte systemet ved hjelp av en prediktor.
- Batteriets arkitektur vil ikke bli tatt hensyn til.

1.4 Rapportens oppbygging

Innholdet av rapporten er strukturert slik at leseren vil forstå den, med forbehold om grunnleggende kunnskap om elektroteknikk, energilagring og fornybar energi. Rapporten har tradisjonell oppbygging med teori - metode - resultater - diskusjon og konklusjon. Bakgrunnen for de forskjellige temaene vil bli lagt frem i teorikapittelet. I metodekapittelet vil fremgangsmåten for problemløsningen bli gjennomgått. Resultatene fra metodekapittelet vil bli presentert i resultatkapittelet, for så å bli drøftet i diskusjonen. Konklusjonen blir basert på diskusjonen av resultatene.

1.5 Problemstilling

Gaia Salmon har startet byggingen av et landbasert oppdrettsanlegg for postsmolt på Træna. Træna har utfordringer knyttet til krevende vær og avstand til fastlandet. Strømtilførselen til Træna har begrenset kapasitet. Gaia Salmon ønsker sammen med Træna kommune å kartlegge hvordan de lokale forholdene tilrettelegger for fornybar energiproduksjon. Det er ønskelig med en analyse av maksimal fornybar energiproduksjon, samt se på muligheten for et energilagringssystem med et styringssystem som illustrerer den fremtidige energibalansen til Gaia Salmon og Træna.

1.6 Prosjektmål

Det overordnede målet for prosjektet er å komme med en løsning som vil gi ren fornybar energi og som kan avlaste det lokale strømmettet. Prosjektet skal resultere i en analyse av maksimal mulig produksjon av fornybar energi fra sol og vind, samt en analyse av estimert fremtidig energiproduksjon. Det vil også bli sett på muligheten for energilagring med batteri for å bedre belastningen og kraftbalansen i strømmettet på Træna. Dersom sluttrapportens resultater leder til utvikling og produksjon av fornybar energi på Træna vil det bidra til mer effektiv energiflyt. Lokal fornybar energiproduksjon hos Gaia kan også inspirere andre selskaper til å gjøre lignende.

Gjennom arbeid med prosjektet ønsker gruppemedlemmene å opparbeide seg økt kompetanse innenfor feltet fornybar energi, henholdsvis sol og vind. Medlemmene vil også opparbeide seg erfaring innen projektering, gruppearbeid, datahåndtering og systemutvikling, samt organisering og planlegging.

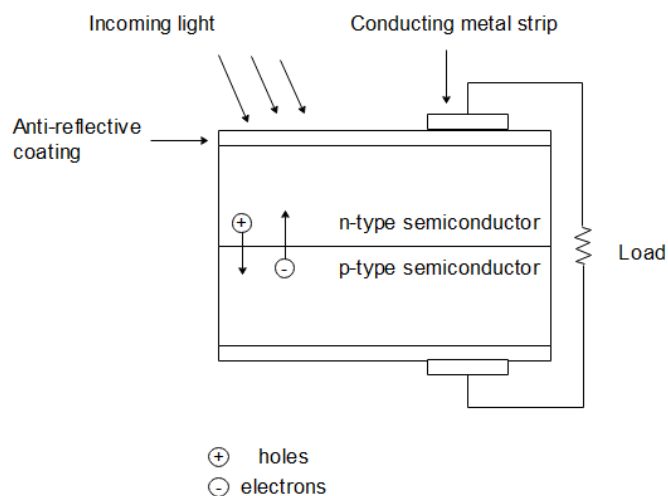
2 Teori

2.1 Energianalyse

2.1.1 Sol

Solenergi er en ressurs som kan utnyttes på flere måter. De vanligste bruksområdene av solinnstrålingen er aktiv og passiv solvarme, der man utformer bygningsstrukturer eller konstruerer anlegg som fanger opp varmen fra solen [4].

I oppgaven skal det sees på solceller som omformer solenergi til elektrisk energi. Gjennom en fotovoltaisk effekt omdanner en solcelle energi fra solens elektromagnetiske stråler til elektrisk energi. En solcelle består av to halvledere av silisium plassert mellom to elektroder. Den ene halvlederen er positivt dopet, den andre negativt dopet. Den n-dopede siden vil ha et overskudd av elektroner, disse vil forflytte seg til den p-dopede siden. Det vil bli dannet en isolerende barriere mellom de to sidene, dette vil hindre fri flyt av elektroner [5].



Figur 2: Struktur solcelle

Når fotoner fra solen treffer solcellen, vil det slås løs elektroner fra den isolerende barrieren. Dette danner ledige elektronhull. Grunnet spenningen mellom lagene av silisium vil elektronene bevege seg mot den negativt dopede siden, noe som etterlater elektronhull på den positive siden. Elektronene ønsker da å bevege seg tilbake til de ledige hullene på den positive siden. Når man kobler solcellen til en krets vil elektronene få en vei å gå, og det kan hentes ut elektrisk energi fra elektronstrømmene. Likning (1) viser formelen for energi fra solcelle [6].

$$E = A \cdot r \cdot H \cdot PR \quad (1)$$

E = energi [Wh]

A = areal [m^2]

r = virkningsgrad [%]

H = solinnstråling [W/m^2]

PR = konstant tap [%]

Hvor effektiv en solcelle er angis av en virkningsgrad. Denne virkningsgraden viser forholdet mellom innstrålt energi og produsert elektrisk energi. Med dagens teknologi er teoretisk maksimal virkningsgrad rundt 57% [7]. De fleste solceller som selges i dag har en virkningsgrad mellom 15% og 24%. Virkningsgraden til solceller varierer også med temperaturen. Ved lavere temperaturer blir solcellene mer effektive. Effektiviteten til solceller øker med rundt 0,4% for hver grad temperaturen synker. For eksempel er et solcelleanlegg på Hvaler mer effektivt enn et tilsvarende anlegg i Milano [8].

Det er flere måter å montere solceller. Energiproduksjonen er størst når panelet er vendt direkte mot solen. Solen beveger seg konstant, så det er ingen satt vinkel som alltid vil være ideell. Dette gir behov for endring av panelets vinkling. Noen solceller har en styringsenhet som endrer panelets vinkel utfra solinnstrålingen. Disse panelene kan ha både 1- og 2-akslet tilt [9]. Dette sørger for at panelets vinkel vil være ideell til alle døgnetts tider, men vil også føre til at panelet kaster skygge og tar større plass.

Det er ønskelig å ha en vinkel på panelene som er optimal om sommeren. Optimal vinkel varierer med sesongene. På sommeren står sola høyere på himmelen og den optimale vinkelen til solcellene vil være lavere, om vinteren er det omvendt. Ved å ha en vinkel som samsvarer med breddegraden oppnår man en god balanse mellom optimal vinkel på sommer og vinter [10].

For flate tak er det mest vanlig å plassere solcellepaneler i øst/vest retning med 10° helningsvinkel. Dette gir jevnere energiproduksjon gjennom dagen enn et sørvendt anlegg fordi det utnytter morgen- og kveldssolen bedre. 10° helningsvinkel er optimal for å få best utnytte takarealet. En større vinkel vil føre til at panelene kaster større skygge på hverandre, noe som setter krav til større avstand mellom radene. Et sørvendt solcelleanlegg vil gi høyere effekt i en kort periode midt på dagen, men mindre om morgen og kveld [11].

2.1.2 Vind

En vindturbin fungerer ved å utnytte vindens kinetiske energi til å drive en roterende aksel som igjen er koblet til en girkasse og en generator som produserer elektrisitet. Når vinden treffer rotorbladene vil vinden påføre en kraft som får bladene til å rotere rundt rotorakselen. Det finnes i hovedsak to ulike typer vindturbiner, med horisontal eller vertikal akse [12].



Figur 3: Horisontal vindturbin [13]

Figur 3 viser en tradisjonell horisontal vindturbin. De har oftest tre turbinblader som er rettet vinkelrett på vindretningen slik at akselen ligger horisontalt. Generatoren er plassert i et maskinhus på toppen av turbinen bak navet. Slike turbiner er som regel designet for å produsere ved vindhastigheter fra 3 m/s til 25 m/s. De fleste turbiner oppnår maksimal effekt ved cirka 13 m/s. Ved hastigheter over 25 m/s vil turbinene bli bremsset ned og stoppet for å hindre at komponenter tar skade. En horisontal turbin må alltid stå rettet mot vindretningen og er derfor utstyrt med en motor som kan dreie

maskinhuset og rotorbladene. For å maksimere kraftproduksjon ved ulike vindhastigheter kan angrepsvinkelen til rotorbladene justeres slik at rotorhastigheten optimaliseres. De fleste turbiner har gir som tillater at generatoren roterer raskere enn rotorbladene [14].

En vertikalturbin har en vertikal aksel med turbinblad, og har maskinhuset på bakkenivå i bunnen av tårnet. I motsetning til de horisontale turbinene er de vertikale turbinene uavhengige av vindretningen, de trenger derfor ikke et system for å rotere turbinen. I tillegg er det enklere med vedlikehold på generatoren siden den er plassert på bakkenivå og ikke i toppen av turbinen. En ulempe med vertikalturbiner er at de generelt er lavere enn horisontale og er dermed utsatt for lavere og mer irregulære vindhastigheter. De er også generelt mindre effektive enn de horisontale turbinene siden ikke alle turbinbladene utnytter vindenergien til enhver tid som følge av rotasjonen til turbinen [16]. De har også høyere belastning på rotorakselen som kan føre til mer slitasje og behov for vedlikehold [17].



Figur 4: Vertikal vindturbin [15]

Effekten til en vindturbin [18] kan regnes ut ved hjelp av følgende likning:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \eta \quad (2)$$

P = effekt [W]

ρ = lufttettheten [kg/m^3]

A = sveipearealet [m^2]

v = vindhastigheten [m/s]

η = virkningsgraden [%]

Fra likning (2) ser man at sveipearealet til turbinen og vindhastigheten har stor innvirkning på energiproduksjonen. Dette er grunnen til at det stadig utvikles større turbiner, der den største i dag har rotordiameter på over 200 meter [19]. Det er stabilt høyere vindhastigheter lenger fra bakken, det lønner seg derfor med høye turbiner.

For å unngå redusert vindhastighet og turbulens må vindturbiner være plassert med en gitt minsteavstand. For horisontale turbiner er tommelfingerreglen at avstanden skal være 5 til 10 diameter retning kryssvind, og rundt 10 diameter medvinds. Sammenliknet med tradisjonelle vindturbiner kan vertikalturbinene plasseres nærmere hverandre. De fungerer godt i turbulent vind, og kan plasseres 4 til 6 diametere fra hverandre. Dette fører til at vertikalturbiner kan produsere mye energi per areal [20].

2.1.3 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktoren forteller hvor godt utnyttet et kraftverk er i løpet av en tidsperiode, som regel ett år. Kapasitetsfaktoren finner man ved å dividere den faktiske produserte energien med den totale energien som ville blitt produsert, dersom kraftverket kjørte med maks ytelse gjennom hele året. Eksempelvis vil en kapasitetsfaktor på 50% bety at kraftverket produserte halvparten av den maksimale teoretiske energien i tidsperioden [21].

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{E_{\text{år}}}{P_{\text{installert}} \cdot h_{\text{år}}} \cdot 100\%$$

Kapasitetsfaktor gjelder for alle type kraftverk og har lik utregning.

2.1.4 HOMER Pro

HOMER er en programvare som originalt ble utviklet ved NREL i USA. HOMER ble først utviklet i 1993 for bruk internt i Department of Energy før NREL utga en gratis versjon til offentligheten noen år senere. HOMER Pro er en videreutviklet betalt versjon laget av HOMER Energy [22]. Programvaren er en simulasjonsmodell som simulerer, analyserer og optimaliserer designet av elektriske system med tradisjonelle og fornybare energikilder, samt energilagring med hensyn på kostnad. HOMER Pro kan simulere et system i tidsintervaller fra ett minutt til ett helt år [23].



Figur 5: Logo HOMER Pro

I HOMER pro kan man blant annet spesifisere om anlegget er koblet til strømmettet, hvor stor installert effekt solceller man har, hva slags solceller, antall og hva slags type vindturbiner man har. Man kan velge hvor i verden man ønsker at programmet skal simulere anlegget. HOMER Pro vil automatisk hente inn værdata og beregne hvor mye energi som kan bli produsert i løpet av hver time i året. HOMER pro vil gi data på hvor mye energi som må hentes fra nettet, til hvilken pris, og om man må drifte dieselaggregat for å dekke energibehovet. Man kan også importere værdata, eller få HOMER Pro til å hente ønsket data fra nett.

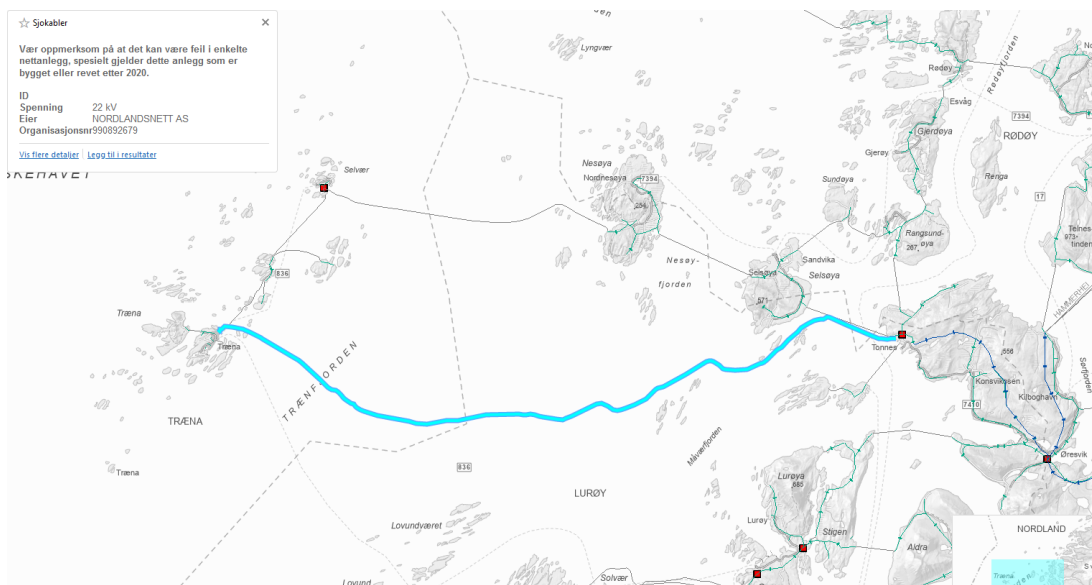
2.1.5 Strømnett

Strømnettet tilkoblet Træna kommune er et ringnett koblet til en 15 MW trafostasjon på fastlandet i Tonnes. Ringnettet er tilkoblet Selsøya, som er tilkoblet en 22 kV kabel i mast fra Sundøya. Denne tilkoblingen til Trænas ringnett vil ikke bli tatt med i utregningene. Fra trafostasjonen i Tonnes går det en 22 kV Sjøkabel eid av Arva på ca. 44,5 km. Kabelen går rett til Træna og kommer inn i Ishusvika, like ved der Gaia Salmon sitt anlegg ligger. Etter trafostasjonen blir regionalnettet på 11kV distribuert videre til øya via luftlinjer og nedgravd kabel. NVE Atlas viser deler av sentral-, regional- og distribusjonsnettet i nærområdet [24].



Figur 6: Trænas ringnett, hentet fra NVE Atlas [24]

NVE Atlas ga ikke tilstrekkelig informasjon om ringnettet. Det ble derfor etterspurt ytterligere informasjon om ringnettet og sjøkabelen tilkoblet Træna. Arva opplyste at det årlige energiforbruket på Træna er omtrent 20,5 GWh, med et maksimalt effektuttak på rundt 4,7 MVA. Dette inkluderer også naboøya Selvær. Den tilgjengelige kapasiteten for økt forbruk på Træna er rundt 4 MVA per dags dato, begrenset av spenningsfallet i sjøkabelen som kobler øya til Tønnes. Med den oppgitte informasjonen vil havkabelens kapasitet ligge på 8,7 MVA.



Figur 7: Trænas sjøkabel, hentet fra NVE Atlas [24]

Arva opplyste at sjøkabelens begrensning var spenningsfallet. Sjøkabelen fra Tonnes er en trefase AC kabel, med typebetegnelse TXRA 1X3X185 KQ. Ved tunglast på 3,6 MW, og en referansespenning på landsiden på 22 kV, vil spenningsfallet over kabelen være på 2,8%. Med det økte uttaket til Gaia Salmon blir spenningsfallet på 9%. Lengre sjøkabler som den fra Tonnes til Træna, er ofte begrenset av spenningsfall over kabelen. Den indre motstanden til en kabel øker med lengden. I “Teknisk håndbok Kraftkabel”, Draka norsk kabel, skrives det: “En vanlig grenseverdi for spenningsfall ved kraftoverføringer til installasjoner er maks. 5%, referert maks. last.” Formelen oppgitt for å finne spenningsfallet over en trefasekabel er følgende: [25]

$$\Delta U = \frac{P \cdot L \cdot (R_1 \cdot \cos\varphi + X_L \cdot \sin\varphi)}{U^2 \cdot \cos\varphi} \quad (3)$$

P = Overført effekt [kW]

L = lengde [m]

R_1 = ledermotstand, [Ω/km]

X_L = reaktans, [Ω/km]

U = driftsspenning, [V]

ΔU = spenningsfall, [%]

$\cos\varphi$ = effektfaktor hos belastningsobjekt [%]

Gaia har estimert sitt eget forbruk til ca. 4 MW, med et jevnt døgnforbruk med få topper. Videre har de informert om at strømforbruket vil øke med 20-30% etter 10 uker. Denne økningen skyldes vekst i smoltens størrelse, som krever mer strøm når fisken blir større. Det antas at informasjonen om den periodevise økningen er inkludert i den allerede oppgitte 4 MW.

2.1.5.1 Effektfaktor

Effektfaktor er forholdet mellom aktiv- og reaktiv effekt i en vekselstrømleder. I praktiske applikasjoner vil strøm og spenning aldri være i fase. Effektfaktoren er cosinus til vinkelen mellom fasen til strøm og spenning. Det er vanlig å beskrive effektfaktoren i per unit verdi. En effektfaktor på 0,7 viser til mer reaktivt tap enn en faktor på 0,9. Vinkelen mellom strøm og fase med betegnelsen φ , beregnes ut ifra trigonometri. Den aktive effekten, P , ble utregnet ut ved å multiplisere den tilsynelatende effekten, S , med $\cos\varphi$ [26][27]. Formelen for konvertering fra MVA til MW er som følger:

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \quad (4)$$

2.2 Energilagring

2.2.1 Introduksjon

Energilagring er en teknologi som gjør det mulig å lagre energi, for så å bruke den på et senere tidspunkt. Dette gir muligheten til å balansere energitilbud og etterspørsel, samt å bruke fornybar energi mer effektivt.

Det finnes i dag flere forskjellige typer energilagring som brukes over hele verden. En av de vanligste formene for energilagring er pumpekraftverk, som bruker overskuddsenergi til å pumpe vann fra lav til høy høyde, og dermed lagrer energi som kan anvendes når etterspørselen er stor. Batterier er en annen form for energilagring som blir stadig mer vanlig, spesielt med økningen i sol- og vindkraft som ikke til en hver tid produserer strøm når det er behov for det. Andre former for energilagring inkluderer termisk lagring, flyhjul, og superkondensatorer [28].

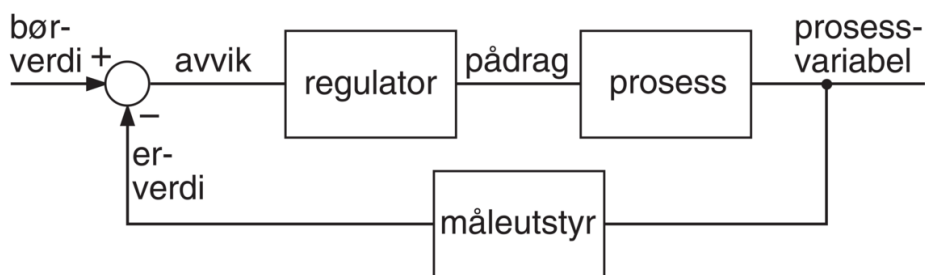
Stadig mer fornybar energi blir produsert og etterspørselen etter energilagringsteknologi øker. Energilagring vil spille en viktig rolle i den grønne energiomstillingen, og det er forventet at teknologien vil fortsette å utvikle seg i årene som kommer.

2.2.2 Energilagringssystem

Et energilagringssystem er et system sammensatt av flere energielementer. De fleste systemer har varierende energikilder, energilagringselementer og kontrollapparat som styrer prosessen. I dag er det vanlig med systemer satt sammen av solceller, vindturbiner og batteri. I et slikt system lades batteriet opp når det er et overskudd av energi [29].

2.2.2.1 Reguleringssteknikk

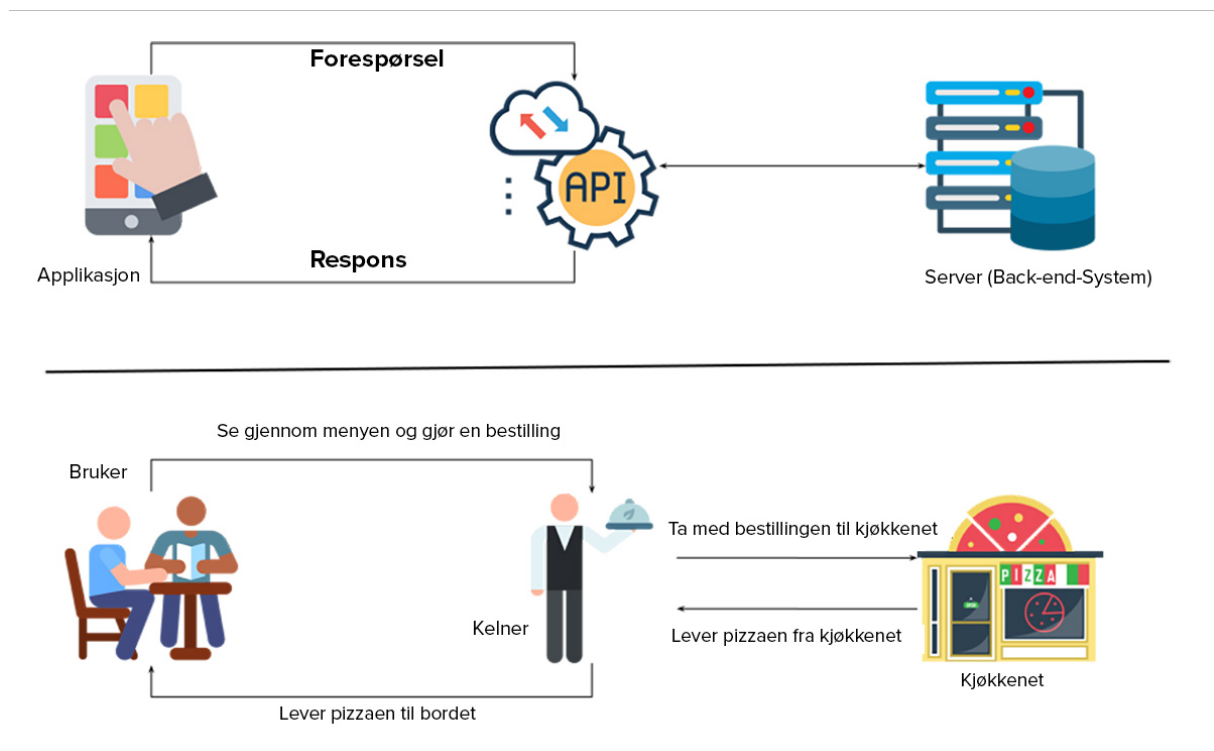
Reguleringssteknikk beskriver reguleringen og stabiliseringen av et dynamisk system. Den ønskede verdien til et regulerbart system beskrives ofte som en *referanse* (r). *Måling* (y) er en målt verdi gjennom en sensor som gir systemets tilstand. *Avvik* (e) er hvor langt målingen er unna referansen. Avviket brukes da til å skalere et *pådrag* (u). Pådrag er kraften som endrer systemet slik at målingen blir nærmere referansen. Det siste elementet som kan dukke opp er *forstyrrelser* (v). Forstyrrelser er andre krefter som ikke kan styres, men som ofte må måles eller forutsees. Det er disse verdiene som brukes for å definere et reguleringsystem. Reguleringssteknikk brukes til å bestemme verdiene i systemet [30].



Figur 8: Reguleringsløyfe [31]

2.2.2.2 API og sensor

API, *Application Programming Interface*, er et grensesnitt som gir direkte tilgang til data og funksjonalitet i et datasystem. Dette gjør det enkelt for en tjeneste å kommunisere med datasystemet [32]. API kan brukes for å hente informasjonen fra sensorer som er utenfor rekkevidde. En sensor er en elektronisk enhet som kan måle forskjellige verdier. Eksempler er: trykk, spenning, fuktighet, avstand og orientering.

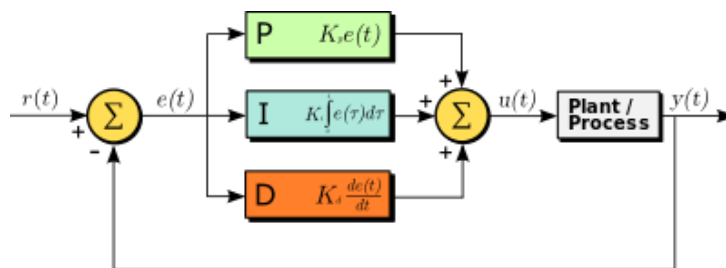


Figur 9: Illustrasjon av API [32]

Illustrasjonen i Figur 9 viser API sin virkemåte sammenliknet med en kelner på en restaurant. Kelneren representerer bindeleddet mellom kunden og kjøkkenet, på samme måte som API er bindeleddet mellom applikasjon og server. Serveren er der data fra sensoren lagres.

2.2.2.3 PID-Regulator

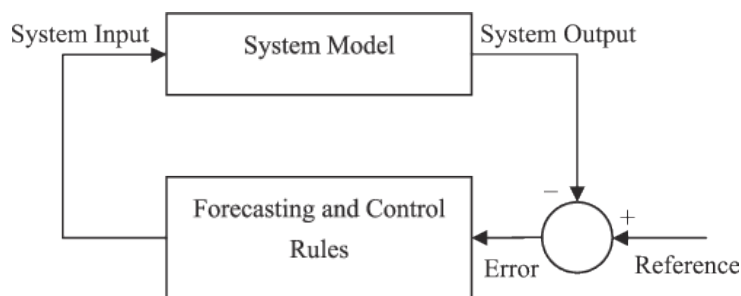
PID-regulator er den mest kjente formen for regulator. En PID-regulator er en enkel tilbakemeldingskontroller som brukes i flere forskjellige styringssystemer. PID står for Proportional, Integral og Derivative. Den proporsjonale delen P skalerer avviket til et pådrag for å jevne ut dette. Integraldelen I er delen av regulatoren som akumulerer feil over tid, og justerer utgangen basert på avviket. I -delen blir som regel satt til å reagere sakte på endringer. Derivasjonsleddet D er delen av regulatoren som reagerer på hvor raskt feilen endrer seg. D -delen bidrar til å dempe systemet og motvirker oversving. Sammen gir de tre delene PID-regulatoren evnen til å raskt og nøyaktig respondere på endringer i systemet [33].



Figur 10: PID-Regulator [34]

2.2.2.4 Regelbasert kontroller

RBC, *Rule-based Control*, er en metode for styring av et system basert på regler og parametre. Disse blir satt utfra systemets ønskede funksjon, av en med god kjennskap til systemet. Reglene er ofte basert på logiske eller rasjonelle uttrykk, og brukes til å bestemme respons i gitte situasjoner og tilstander i systemet [35].



Figur 11: RBC system [36]

2.2.2.5 Model Predictive Control

MPC, *Model Predictive Control*, er en avansert metode for å regulere systemer. MPC simulerer en model av prosessen som skal styres. Ved hjelp av historisk data kan kontrolleren forutsi hva som vil skje. En presis simulering av framtiden gjør det mulig å finne en god strategi for å løse problemet [37]. Da bruker MPC noe som heter en *Optimeringsalgoritme*. Dette kan ofte knyttes opp til maskinlæring [38]. Dersom algoritmen er for spesifisert kan man oppleve overfitting. Den vil da ikke være like robust for generelle hendelser [39].

2.2.2.6 Prediktor

En viktig del av MPC er en prediktoralgoritme som matematisk beregner sannsynligheten for fremtidige hendelser basert på tidligere data. Slike prediktorer finnes i en rekke anvendelser, for eksempel strømpris, aksjemarked og værmelding. Det finnes ulike metoder for å konstruere en prediktor, men de skal ikke sees på i detalj. Ved bruk av værdata kan det imidlertid være hensiktsmessig å nevne ARIMA og SARIMA [40], to statistiske modeller som ofte benyttes til værprognoser [41].

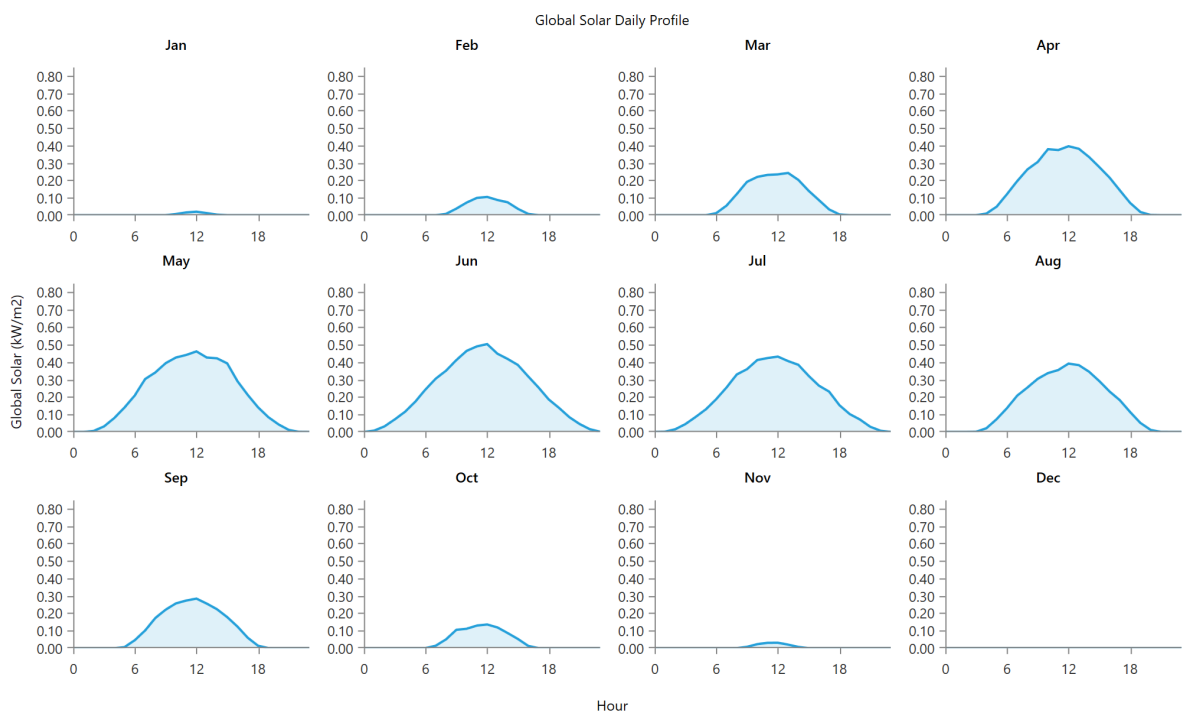
3 Metode

3.1 Væranalyse

I arbeidet brukes blant annet Norsk Klimaservice senter for å hente historisk værdata for vind [42]. Værstasjonen på Myken er den som ligger nærmest Træna og som vil ha mest representativ data. Myken er en øygruppe som ligger 25 km nord for Træna, i omtrent samme avstand fra fastlandet. Værdataen som ble brukt er vindhastigheter og procenter av tiden hver vindhastighet blåser. Dataen er gjennomsnittlig for hver enkelt måned fra året 2003 til 2023.

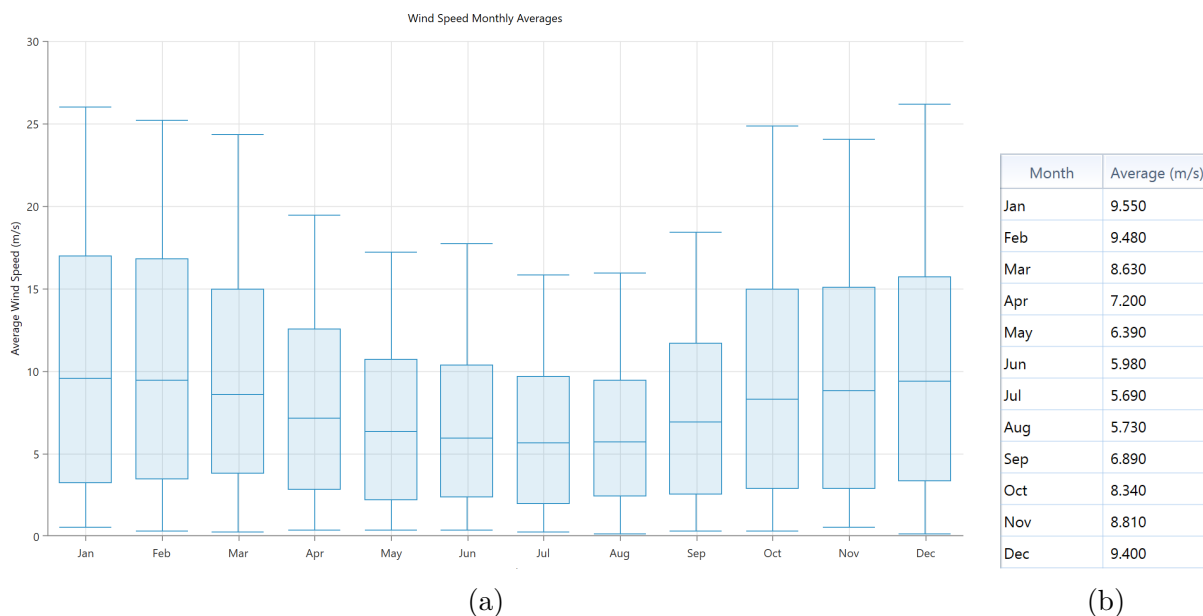
Programvaren HOMER Pro hentet inn historisk værdata. Værdataen ble automatisk hentet fra NASA sin database Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) som oppgir gjennomsnittlige timesverdier gjennom hele året for ulike værfaktorer [43]. Værdataen ble senere brukt av HOMER Pro til å gjøre simuleringer, det var også mulig å hente ut dataene i figurer og tabeller.

Soldataen ble hentet inn fra en 22-års periode mellom 1983-2005. I HOMER Pro kan man se verdier for ulike parametre. Figur 12 viser gjennomsnittlig døgnprofil av solinnslipp.



Figur 12: Gjennomsnittlig døgnprofil over solenergi per måned

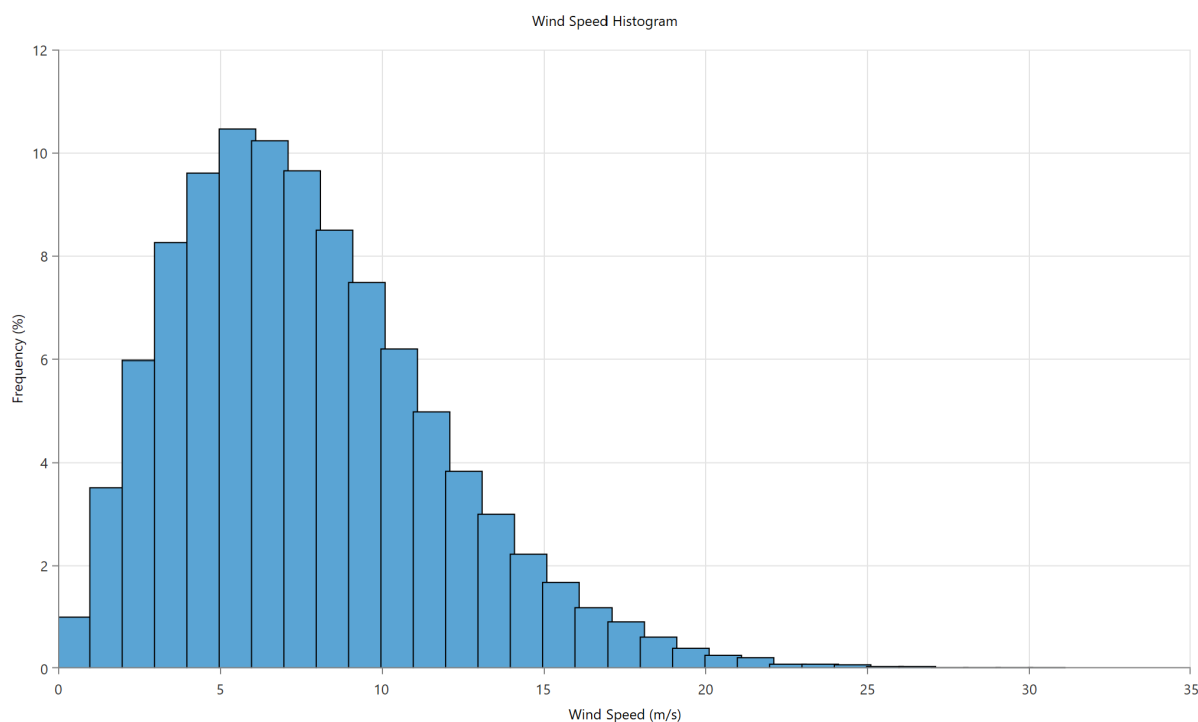
Vinddata ble hentet inn for en 30-års periode mellom 1984-2013. Vindhastighetene er for vinder 50 meter over havet, og er vist i en grafisk fremstilling av månedlige vindhastigheter i Figur 13.



Figur 13: Gjennomsnittlige vindhastigheter per måned

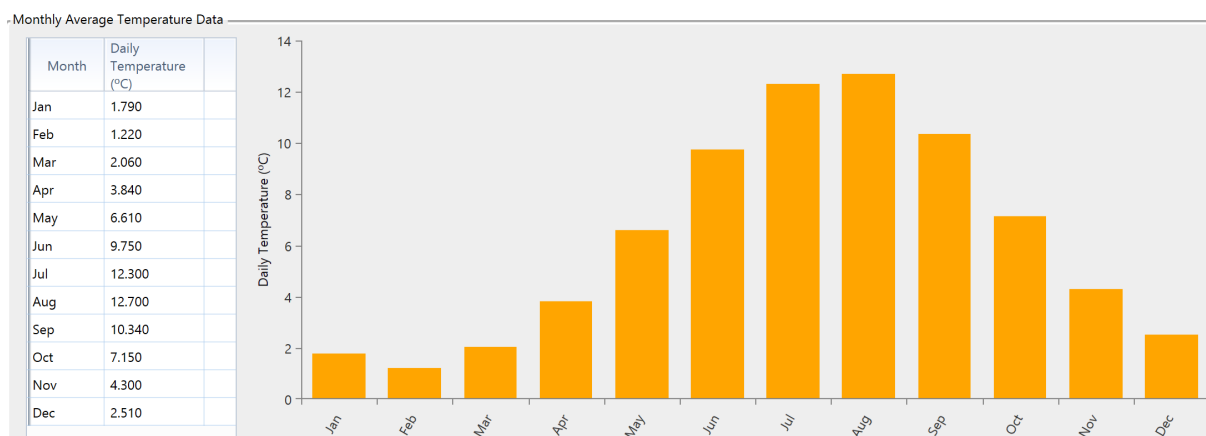
Figur 13 viser absolutte max/min-verdier, gjennomsnittlige max/min-verdier og total gjennomsnittlig vindhastighet per måned. For eksempel var gjennomsnittsverdien for januar 9,55 m/s, mens gjennomsnittlig maksimalverdi var 17,00 m/s og absolutte maks var 26,01 m/s. Den årlige gjennomsnittlige vindhastigheten ble beregnet av HOMER Pro til 7,67 m/s. Til sammenlikning er gjennomsnittet 4,88 m/s i Trondheim, og 3,91 m/s i Oslo i følge HOMER Pro.

Figur 14 viser et histogram som viser frekvensen av de ulike vindhastighetene på Træna. Denne grafen er nyttig å se på når typen vindturbin skal velges. På den måten er det mulig å utnytte så mye av vindresursen som mulig.



Figur 14: Histogram over vindhastigheter

En annen viktig værfaktor er temperatur. Som nevnt i kapittel 2.1.1 er solceller mer effektive ved kjøligere temperaturer. HOMER Pro hentet også inn data for gjennomsnittstemperaturer for hver måned som ble tatt med i simuleringene. Verdiene ble hentet for en 30-års periode fra 1984-2013. Gjennomsnittstemperaturen var lav, noe som vil være positivt for solproduksjonen. Figur 15 viser gjennomsnittstemperaturene for hver måned på Træna.



Figur 15: Gjennomsnittlige temperaturer

Den historiske værdataen for sol stammer ikke fra samme periode som dataene for vind og temperatur. I tillegg stammer all dataen fra før 2013. Dette blir diskutert i diskusjonen.

3.2 Energianalyse

Størrelsen på solcelleanlegget dimensjoneres etter tilgjengelig takareal. For å få maksimal effektivitet og vindgjennomstrømning må vertikalturbinene også være plassert på taket.

3.2.1 Sol

Som nevnt i kapittel 2.1.1 vil en vinkel på solcellepanelene som samsvarer med breddegraden gi en god produksjonsbalanse mellom sommer og vinter. For å finne den optimale vinkelen ble det kjørt flere simuleringer i HOMER Pro der vinkelen på panelene ble endret manuelt.

Selv om hvert panel produserer mest når det peker mot sør med den mest optimale vinkelen, betyr det ikke at dette er den beste løsningen for anlegget. Panelene må ha en viss avstand mellom seg for at de ikke skal kaste skygge på hverandre. En høy vinkel på panelene gir behov for større avstand mellom panelradene. Dette reduserer antallet paneler det er plass til. Det ble derfor gjort utregninger med flere ulike helningsvinkler for å undersøke dette.

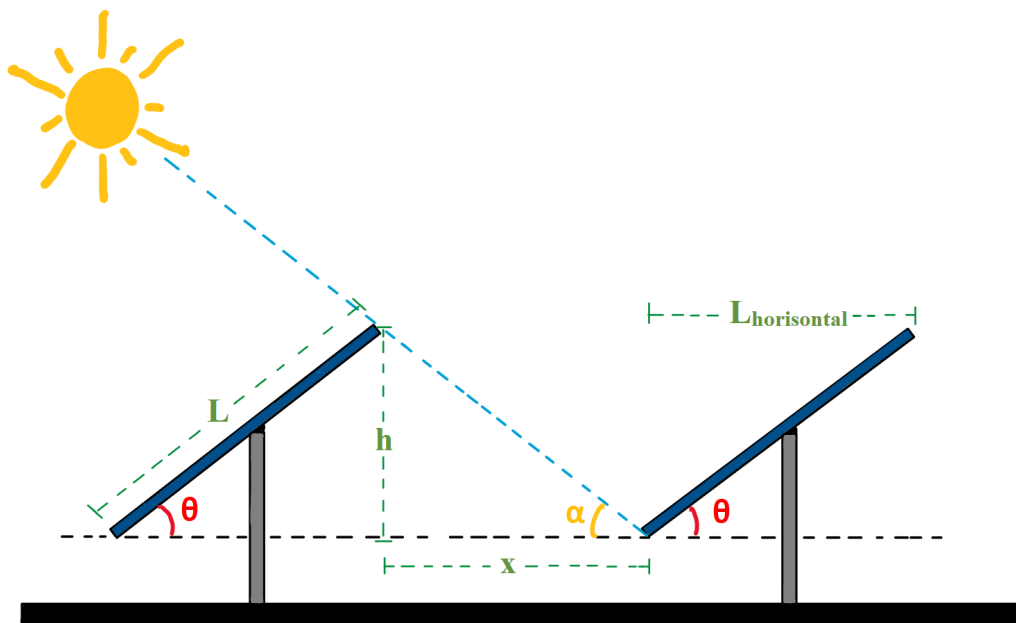
Vanligvis er det ønskelig å dimensjonere avstanden mellom panelene slik at de ikke kaster skygge på hverandre selv midt på vinteren når sola står lavest på himmelen. Dette er ikke relevant på Træna, siden det ikke er sol der da. Det må bestemmes et tidsintervall om sommeren der anlegget skal dimensjoneres for optimal produksjon. Figur 12 viser at det er mellom mars og september at det er betydelig med solinnstråling. Basert på dette ble anlegget optimalisert for produksjon mellom 15. mars og 15. september.

SunCalc.org [44] er en nettside der det er mulig å velge plassering på jorden, og få oppgitt solens vinkel på himmelen for hver time og minutt for alle dager i året. Klokketiden 11:00 den 15. mars er vinkelen på sola på $19,88^\circ$ og det er denne vinkelen som ble brukt i utregningene av avstanden mellom panelene. Med denne vinkelen vil panelene være skyggefrie mellom 09:00-17:00 i midten av april og mellom 07:00-19:00 på den lyseste dagen i året 21. juni.

Solcellepanelet som ble brukt i utregningene er av typen JAM60S20 390W fra JAsolar som har dimensjonene $1,776 \times 1,052$ m som selges hos blant annet Solcellespesialisten [45].

3.2.1.1 Sørvendt anlegg

For å finne avstanden mellom hver rad med paneler ble det brukt enkel geometri vist i Figur 16.



Figur 16: Geometri sol og solcellepanel

θ = Helningsvinkel på solcellepanelene [$^{\circ}$]

α = Vinkelen mellom sola og taket [$^{\circ}$]

L = Lengden på panelene [m]

h = Høyden til panelene [m]

x = Avstand mellom panelene [m]

Trigonometriske identiteter fra Figur 16:

$$\sin(\theta) = \frac{h}{L} \quad (5)$$

$$\tan(\alpha) = \frac{h}{X} \quad (6)$$

Fra likning (5) ble høyden til solcellepanelene funnet ved en gitt helningsvinkel θ og lengden til panelet L .

$$\begin{aligned} \sin(\theta) &= \frac{h}{L} \\ h &= L \cdot \sin(\theta) \end{aligned}$$

Fra likning (6) ble avstanden mellom panelene, X , funnet ved en gitt solvinkel, α , og høyden til panelet, h .

$$\begin{aligned} \tan(\alpha) &= \frac{h}{X} \\ X &= \frac{h}{\tan(\alpha)} \end{aligned}$$

Taket er 87 m bredt og det ble sett for seg at panelene skal monteres minst 1,5 m fra kanten med 1 m bred gang på midten av raden. Det ble også lagt inn 1 cm i mellom hvert panel for sikkerhetsskyld. Da kunne antall panel per rad regnes ut.

$$n_{\text{paneler per rad}} = \frac{b_{\text{tak}} - 2 \cdot X_{\text{takkant}} - b_{\text{midtgang}}}{b_{\text{panel}} + X_{\text{avstand mellom panel}}} \quad (7)$$

For å finne hvor mange rader med solceller det var plass til bakover på taket måtte den horisontale lengden per panel regnes ut. Den var avhengig av helningsvinkelen på panelet

θ og ble regnet ut ved hjelp av formel (8).

$$L_{horizontal} = L \cdot \cos(\theta) \quad (8)$$

Taket er 156 m langt og lengden hver rad trengte ble funnet. Dermed kunne antall rader det er plass til bakover bli regnet ut.

$$n_{rader} = \frac{L_{tak} - 2 \cdot X_{takkant}}{L_{horizontal} + X} \quad (9)$$

Visste nå det totale antallet paneler. Databladet oppga at panelene hadde en maksimal effekt på 390 W, som betydde at den totale installerte effekten på anlegget dermed kunne regnes ut.

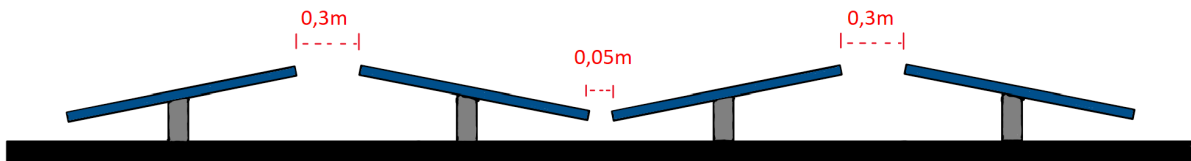
$$P_{installert} = P_{panel} \cdot n_{paneler} \cdot n_{rader} \quad (10)$$

Til slutt ble verdiene for installert effekt lagt inn i HOMER Pro og det ble gjennomført en simulering.

I tillegg til utregningene for den mest optimale helningsvinkelen, ble de også gjort for tre andre helningsvinkler, θ . Den ene vinkelen ble valgt til å være 10° . Dette er en vanlig vinkel på øst/vest orienterte anlegg. I tillegg ble to andre vinkler som lå mellom 10° og den optimale vinkelen valgt. Dette gjorde det mulig å sammenlikne den simulerte årsproduksjonen for hver konfigurasjon, slik at den mest optimale løsningen kunne bli funnet. For disse utregningene var det kun variabelen θ som ble endret.

3.2.1.2 Øst/vest orientering

I tillegg til å regne på et sørvendt solcelleanlegg med ulike helningsvinkler, ble det også undersøkt og regnet på installert effekt for et øst/vest orientert solcelleanlegg. Et slikt anlegg har annethvert panel rettet øst og vest med en helning på 10° , og avstander på 30 cm og 5 cm vist i Figur 17.



Figur 17: Øst/vest orienterte solceller

Fant først den horisontale lengden, $L_{horisontal, 10^\circ}$, på hvert panel ved vinkelen $\theta = 10^\circ$ ved bruk av formel (8).

Fant videre antall “dobbeltrader” det er plass til. Hver dobbeltråd har én rad paneler pekende øst, og én vest. Figur 17 viser to dobbeltrader.

$$n_{doppeltrader} = \frac{b_{tak} - 2 \cdot X_{takkant}}{2 \cdot L_{horisontal, 10^\circ} + 0,3 \text{ m} + 0,05 \text{ m}} \quad (11)$$

Fant så antall paneler per enkeltråd. Valgte å ha én 1 m bred midtgang på radene. La også inn et lite mellomrom på 1 cm mellom hvert panel.

$$n_{paneler \text{ per enkeltråd}} = \frac{L_{tak} - 2 \cdot X_{takkant} - b_{midtgang}}{b_{panel} + X_{avstand \text{ mellom panel}}} \quad (12)$$

Fant den totale installerte effekten i en himmelretning, for eksempel vestover

$$P_{vest, installert} = P_{panel} \cdot n_{paneler} \cdot n_{rader} \quad (13)$$

Den installerte effekten mot øst er lik den mot vest. Dermed ble den totale installerte effekten

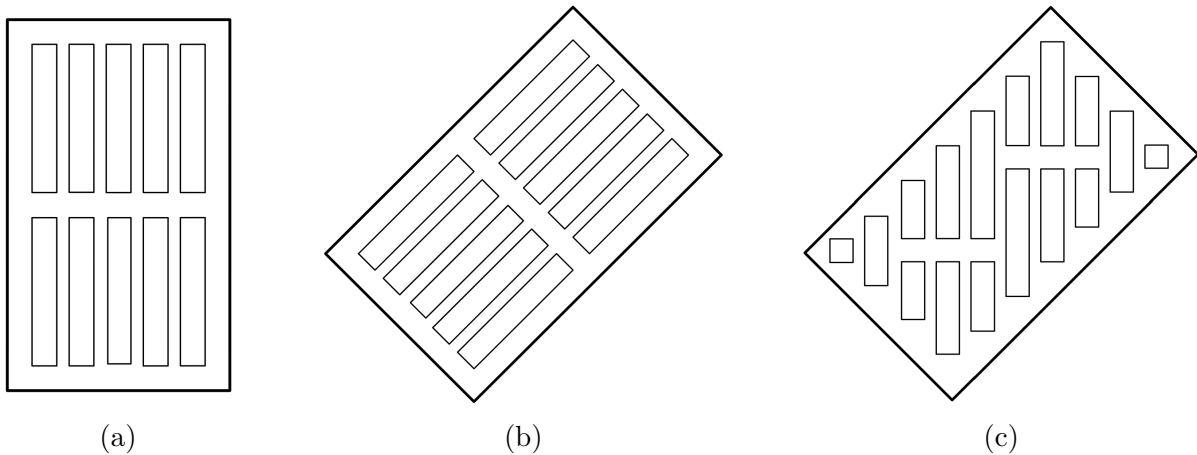
$$P_{tot, installert} = 2 \cdot P_{vest, installert} \quad (14)$$

Denne løsningen ble også simulert i HOMER Pro og ble sammenliknet med simuleringene fra de sørvendte anleggene.

En viktig detalj er at solcellepanelene for disse utregningene er plassert slik at de følger formen til bygget, og dermed ikke peker direkte sør, siden bygget ikke ligger eksakt nord-sør. Figur 18 viser et skjermbilde av tomten til Gaia Salmon på Træna hentet fra Google Maps, med en omtrentlig plassering av bygget i rødt. Her ser det ut som at bygget ligger mot nord-øst. Figur 19 illustrerer tre alternativer for orientering av solcellepanelene. Figuren viser ikke anlegg med sørvendt orientering, men prinsippet er fortsatt gjeldende. Sørvendte anlegg vil derfor også bli henviset til denne figuren. Det ble kjørt egne simuleringer i HOMER Pro for å finne ut hvordan de ulike orienteringene ville påvirke den totale energiproduksjonen.



Figur 18: Satellittbilde fra Google Maps over tomten til Gaia Salmon med omtrentlig plassering av bygget



Figur 19: Orientering av paneler i forhold til bygg

Det er relevant å se på energiproduksjonen per areal for sol. Dette vil bli sammenliknet med energi per areal for vindturbiner. Formelen som ble brukt for denne utregningen var da:

$$E_{\text{energitetthet,sol}} = \frac{E_{\text{produisert}}}{A_{\text{sol}}} \quad (15)$$

3.2.2 Vind

Det blir på to vertikalturbiner med ulik størrelse. Én på 3 kW og én på 5 kW [46].

3 kW-turbinen har en rotordiameter på 2,4 m og høyde 3,2 m.

5 kW-turbinen har en rotordiameter på 3,0 m og høyde 3,6 m.

Det er sett for seg at vertikalturbinene skal være plassert på deler av taket. Hvor stor andel av taket som dekkes av vertikalturbin avhenger av den mulige energiproduksjonen, og hvor stor den er sammenliknet med solcellene. Det er gjort beregninger med både 3 kW og 5 kW vertikalturbiner for å finne den som gir høyest energiproduksjon per areal.

For å ha tilstrekkelig avstand mellom turbinene må turbinene være plassert med mellomrom på:

$$X_{\text{mellom turbin}} = 5 \cdot d_{\text{turbin}} \quad (16)$$

Fant antall 3 og 5 kW-turbiner det vil være plass til langs kortsiden:

$$X_{turbin\ kortsid} = \frac{l_{kortsid}}{d_{turbin} + 5 \cdot d_{turbin}} \quad (17)$$

I formelen er $X_{turbin\ kortsid}$ antall turbiner inkludert mellomrom.

Regnet energiproduksjon for 3 rader med vindturbiner, både for 3 kW og 5 kW turbinene. Det var relevant å se på energiproduksjon per areal. Man er da ute etter kWh/år/m². Et program laget i Excel regnet energiproduksjonen for ønsket antall turbiner. Værdata-en som ble brukt var gjennomsnittlig data for hver måned basert på de siste 10 årene, hentet fra meteorologisk institutt. Excel-programmet viste også hvor stor prosentandel av anlegget sitt totale årsforbruk turbinene ville dekke.

Fant energiproduksjon og areal for tre rader med 3 og 5 kW-turbiner. Turbinene dekket et areal på:

$$A = (d_{turbin} + 2 \cdot (d_{turbin} + 5 \cdot d_{turbin})) \cdot l_{kortsid} \quad (18)$$

Av det totale takarealet dekket dette:

$$\frac{A}{l_{kortsid} \cdot l_{langside}} \cdot 100\% = X\% \quad (19)$$

Energiproduksjonen fra tre rader med 3 og 5 kW turbiner blir funnet i Excel. Regnet så energitetthet med:

$$E_{energitetthet\ vind} = \frac{E_{produisert}}{A_{Vind}} \quad (20)$$

Prosjekterte også potensiell energiproduksjon der hele taket ble dekket med turbiner.

Metoden for dette ble da:

$$X_{turbiner\ langside} = \frac{l_{bygg}}{d_{turbin} + 5 \cdot d_{turbin}} \quad (21)$$

Fant da antall turbiner på langsiden, har tidligere funnet antall på kortsiden. Dette ga et totalt antall turbiner på $X_{turbin\ kortsiden} \cdot X_{turbin\ langsiden}$. Da dekket vertikalturbinene hele takflaten. Det ville da ikke vil være plass til annen energiproduksjon på taket.

Fra Excel ble energiproduksjonen når det er installert 3 og 5 kW turbiner på hele taket funnet. Brukte formel 20 til å regne energitettheten.

Fant til slutt den totale installerte effekten med likning:

$$P_{tot, installert} = X_{effekt\ turbin} \cdot X_{antall\ turbiner} \quad (22)$$

Både 3kW-turbinene og 5kW-turbinene ble så simulert i HOMER Pro for å verifisere utregningene i tillegg til å få et mer nøyaktig estimat på årlig produksjon. Det var ikke mulig å spesifisere at det var en vertikal vindturbin, og ikke en horisontal. Det var likevel mulig å endre effektkurven og høyden til turbinen slik at de samstemte med databladet til de valgte vertikale turbinene.

Det har også blitt sett på energiproduksjon fra én stor tradisjonell horisontal vindturbin på 4,2 MW. Ved å sammenlikne den potensielle produksjonen fra vertikalturbinene med én tradisjonell turbin får man et godt perspektiv på energien som kan produseres. Vindturbinen som ble brukt som sammenlikningsgrunnlag er Enercon sin E-115 EP3 E3 med kapasitet på 4,2 MW [47]. Turbinen har rotordiameter på 115,7 m og en høyde på 90-150 m. Turbinen lå inne i HOMER Pro der all relevant data var tatt med. Det ble så kjørt simuleringer i HOMER Pro for å finne årsproduksjonen.

3.2.3 Sol og vind

Den siste analysen som ble gjort var av en kombinasjon med sol og vind. Utgangspunktet var tre rader med 5 kW-turbiner. Deretter ble det regnet ut hvor mange solcellepanel det var plass til på det resterende arealet.

Antall øst/vest-rader forble 21, men det var plass til færre panel per rad. Med 1,5 m avstand mellom vindturbinene og solcellene og én 1 m bred gang på midten av radene ble utregning for ny installert solkapasitet som følger.

$$X_{\text{plass i lengdretningn}} = l_{\text{bygg}} - X_{\text{takkant}} - 2 \cdot (d_{\text{turbin}} + X_{\text{mellom turbin}}) - d_{\text{turbin}} \quad (23)$$

$$X_{\text{Paneler per rad}} = \frac{X_{\text{plass i lengden}}}{X_{\text{panelbredde}} + X_{\text{avstand mellom panel}}} \quad (24)$$

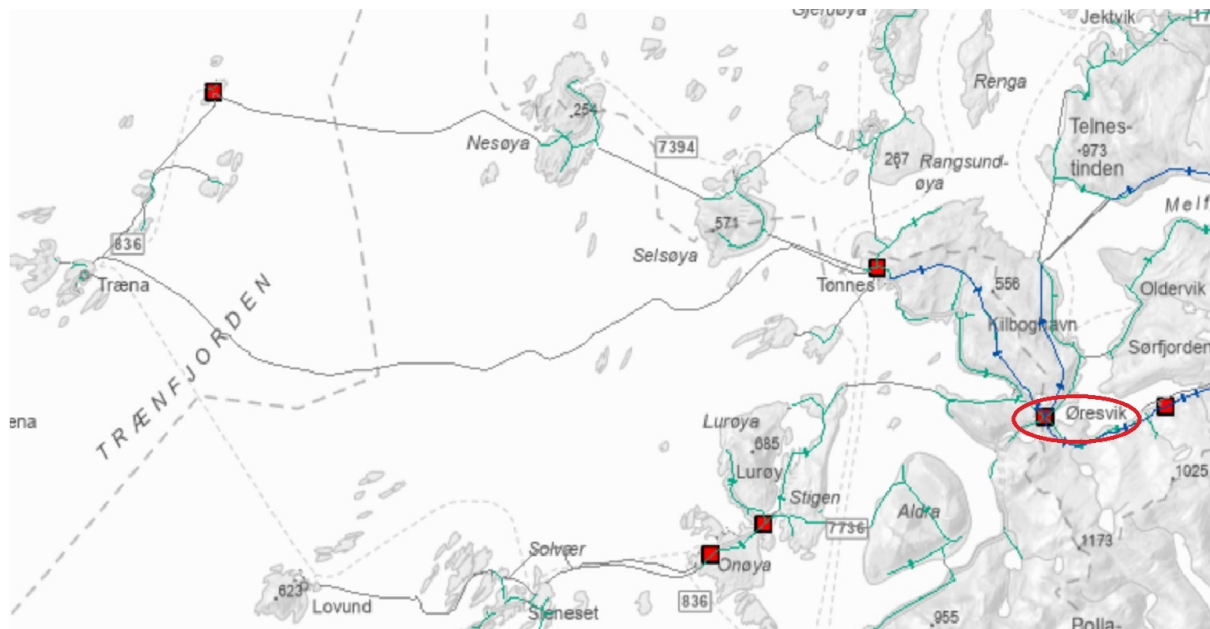
$$P_{\text{installert, ny}} = X_{\text{paneler per rad}} \cdot X_{\text{antall rader}} \cdot P_{\text{panel}} \quad (25)$$

$$P_{\text{tot ny}} = 2 \cdot P_{\text{installert ny}} \quad (26)$$

Denne kombinasjonen ble så simulert i HOMER Pro.

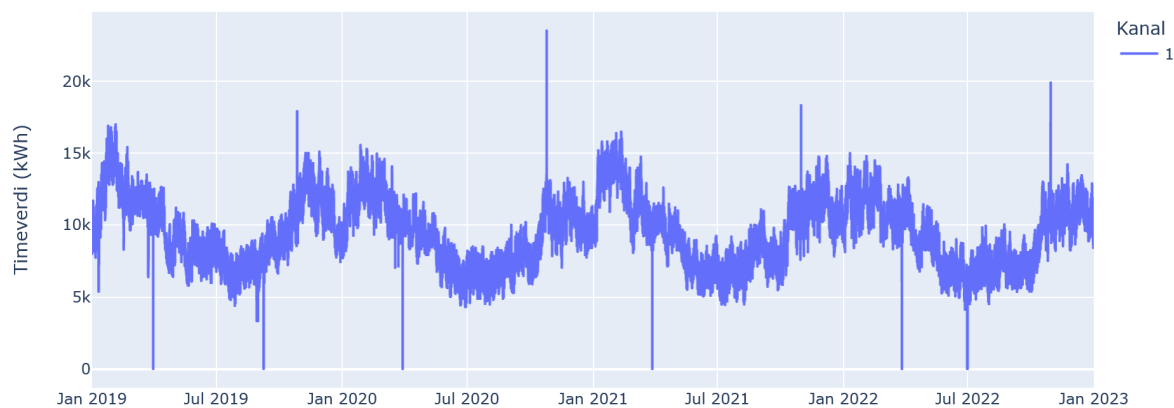
3.2.4 Forbruk

Arva delte forbruksdata fra Øresvik trafostasjon for perioden 2019-2023, da det ikke var mulig å få tilgang til data fra trafostasjonen på Tonnes tilkoblet Træna.



Figur 20: Lokasjonen til Øresvik trafostasjon

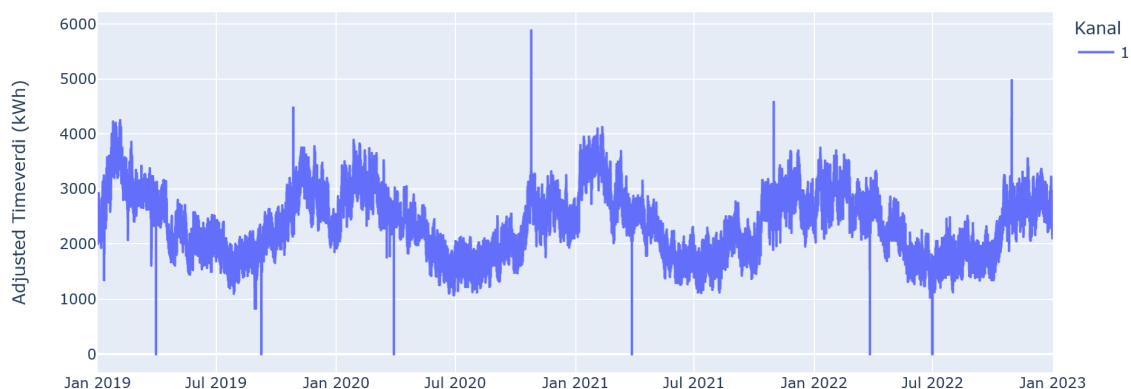
Dataen fra trafostasjonen var representativ ettersom den ligger i nærområdet til Træna, og det ble antatt at forbruksprofilen var lik Træna sin. Dataen ble derfor brukt i videre beregninger. Lokasjonen til Trafoen i Øresvik er vist i Figur 20. Datasettet inneholdt lasten fra trafoen i timesverdi. Et skript i Python med hjelp av pandas ble laget for å visualisere forbruket [48].



Figur 21: Øresvik trafostasjon jan.2019-jan.2023

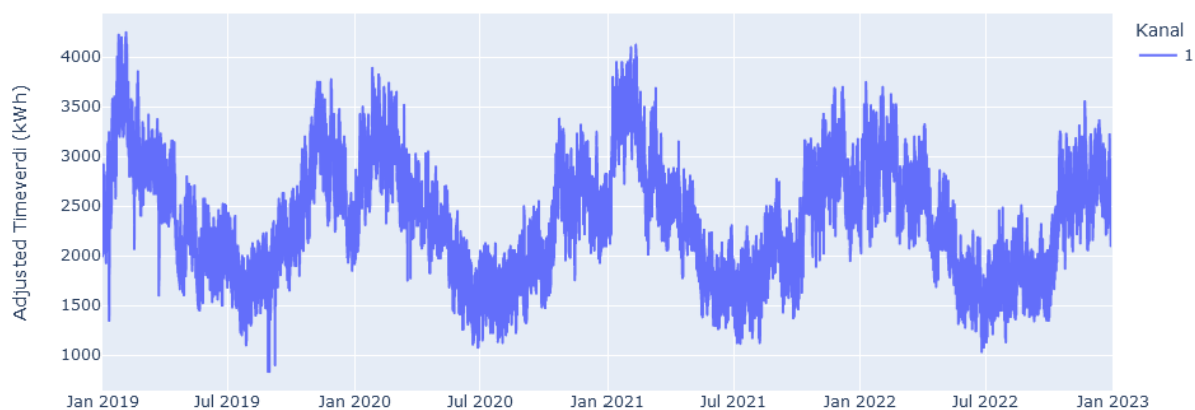
Verdiene til grafen i Figur 21 måtte skaleres for å representere Træna sitt forbruk. Snittet av energiforbruket fra 2019-2022 ble utregnet til 82,4 GWh. Da Arva ga informasjon om at Træna sitt energiforbruk på ca. 20,5 GWh, ble grafene skalert med følgende forhold:

$$\text{Forhold} = \frac{82,4 \text{ GWh}}{20,5 \text{ GWh}} \approx 4,0$$



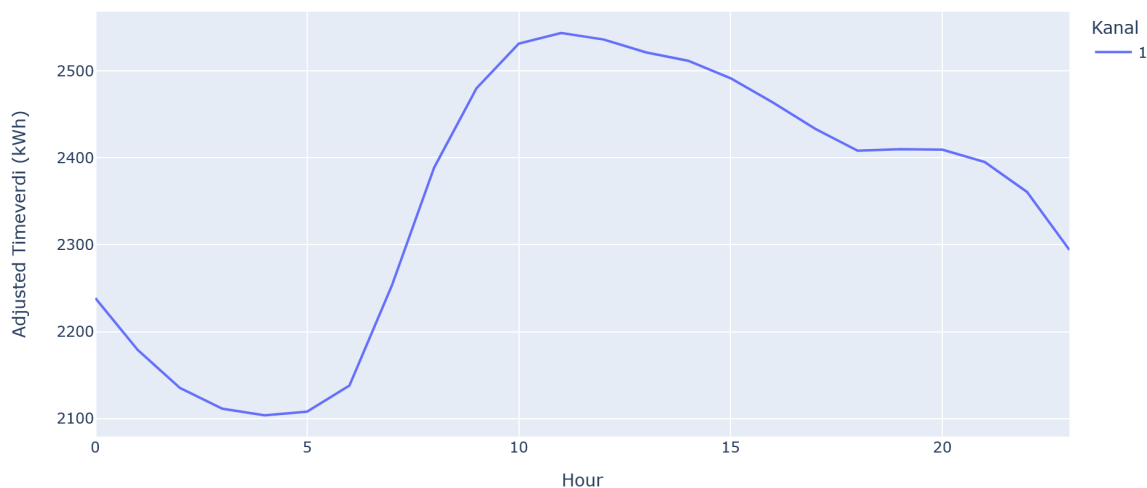
Figur 22: Skalert data fra Øresvik trafostasjon til Træna

Figur 22 viser sesongbaserte svingninger. Forbruket er høyest i vintermånedene og synker gradvis mot sommermånedene. De store utslagene i datasettet er målefeil og vil bli fjernet ved hjelp av IQR-metoden i Pandas.



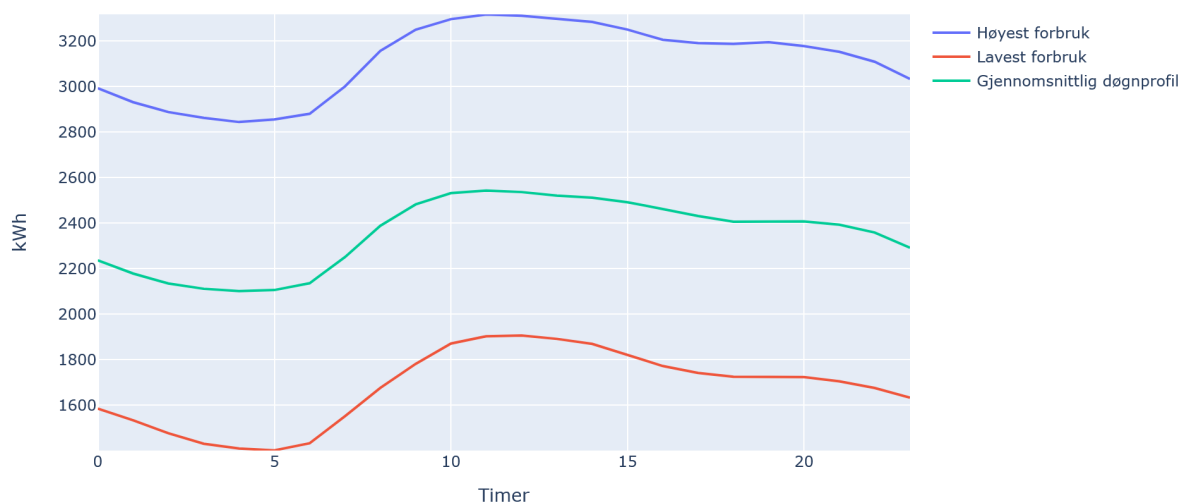
Figur 23: Renset data fra trafostasjon tilhørende Træna

Videre ble det fremstilt en døgnprofil som viser variasjonen i nettoforbruket i forhold til en gjennomsnittlig dag for hele datasettet, se Figur 24. Dette ble gjort ved å ta gjennomsnittet av hver time for alle dagene av hele datasettet.



Figur 24: Gjennomsnittlig døgnprofil tilhørende forbruket til Træna

Denne gjennomsnittlige døgnprofilen ble sammenlignet med en døgnprofil for måneden med høyest og lavest forbruk, se Figur 25. Dette ble gjort for å se på variasjonen i forbruket til Træna.



Figur 25: Sammenlignet døgnprofil av måned med høyest og lavest forbruk, med gjennomsnittlig forbruk

3.3 Energilagringssystem

Oppgaven ønsket å lage et energilagringssystem som potensielt kunne lagre overskudd av fornybar energi fra sol og vind. Like viktig var det å se på tilgjengelig energi fra strømmettet og kombinere dette til et system med et batteri. Det ble tidlig anslått at et fullstendig system ikke var oppnåelig innenfor tidsrammen. Dermed ble det valgt å ta for seg to deler av et energilagringssystem. Første del tok for seg strømmettets belastning og hvordan et batteri kunne avlaste det. Den andre delen tok for seg kombinasjonen av produsert fornybar energi og den tilgjengelige energien til strømmettet, og lagde med dette en prediktor for tilgjengelig energi. De to delene ble arbeidet med som separate deler til et endelig system som kunne videreutvikles.

3.3.1 Batteridimensjonering og avlastning av strømmettet

Etter å ha funnet døgnprofilen for strømforbruket til Træna var det mulig å se på en energilagringssystem. Det ble valgt å simulere et batteri som skulle lades opp når sjøkabelen til øya var lite belastet. På denne måten ville Gaia ha mulighet til å lade opp batteriet med billigere strøm, ettersom strømprisen kan være lavere om natten. Samtidig ville batteriets lademønster kunne avlaste sjøkabelen og dermed motvirke enda høyere effekttopper som Gaia sitt forbruk vil forårsake. Batteriet kan også fungere som en reserve ved strømbrudd.

For å visualisere batteriets virkemåte ble det laget et skript i Python [48]. Skriptet tok utgangspunkt i den gjennomsnittlige døgnprofilen fra datasettet skalert for Træna. Datasettet tok ikke hensyn til Gaias forbruk på 4 MW, det ble derfor lagt til i skriptet. For å skalere batteriet ble det lagt inn parametere for å styre opp- og utladningsraten. Samtidig kunne tidspunkt for opp- og utlading bli styrt manuelt. En annen viktig funksjonalitet var muligheten til å endre batteriets størrelse. Opp- og utladeeffekten til batteriet ble funnet med følgende formler:

$$\text{Oppladeeffekt} = \frac{\text{Totalkapasitet}}{\text{Oppladningsintervall}} \quad (27)$$

$$\text{Utladeeffekt} = \frac{\text{Totalkapasitet}}{\text{Utladningsintervall}} \quad (28)$$

Det første skriptet tok utgangspunkt i en batterikapasitet på 2 MWh. Denne størrelsen passet bra etter å ha sammenlignet med Norges første nettbatteri [49], Eatons Xstorage Container [50] og Teslas Megapack [51]. Etttersom det fantes kommersielle batterier i denne størrelsen ble den endelige størrelsen på batteriet 2 MWh.

Skriptet tar hensyn til laderaten slik at ladeeffekten aldri ville overstige kapasiteten til sjøkabelen. Med en kapasitet på 2 MWh ville batteriet klart å holde anlegget i full drift i én halv time med 100% kapasitet på batteriet. Etter rapport fra RME over strømbrudd i 2020, lå et gjennomsnittlig strømbrudd på 1 time og 7 minutter for nettselskapene i Norge [52].

Kapasiteten til sjøkabelen koblet til Træna på ca 8,7 MVA med effektfaktor på 0,9, ble omgjort til aktiv effekt i skriptet ved bruk av likning (4). Valget av en relativt lav effektfaktor ble gjort med hensyn på kabelens lengde. Etttersom det aldri ble opplyst noen effektfaktor fra Arva, ble det antatt at den var noe lavere enn normale effektfaktorer som vil være mellom 0,98 - 0,95. Formel (3) viser at spenningsfallet øker med lengden på kabelen.

3.3.2 Prediktor

Prediktoren er et Python-skript som ble programmert til å hente vær- og forbruksdata. Med denne dataen kunne den simulere et regulerbart system som viste bidragene fra fornybar energi og strømnettet. Tanken bak prediktoren var at den senere kunne bli brukt i en regulator for å styre oppladningen av et batteri. Variablene brukt av prediktoren var solhøydevinkelen, skydekkefaktoren, lufttemperatur, vindhastighet og historisk forbruks-

data. Prediktoren tok for seg de tre ulike kombinasjoner av fornybar energiproduksjon. Et anlegg med bare sol, et med bare vind, og et med en kombinasjon av sol og vind. Fra prediktoren ble det printet en graf som viser den fornybare energiproduksjonen fra sol og vind, samt bidrag fra strømmettet for to døgn frem i tid.

3.3.2.1 Tilgjengelig kapasitet strømkabel

Den første verdien nødvendig for å utforme prediktoren var tilgjengelig last på sjøkabelen. Fra metoden i 3.2.4 ble forbruket til Træna kommune funnet. I programmet ble tidsstemplingene og lastdataen for foregående år brukt for prediktoren det kommende året. Lastdata fra 2022 ble da brukt i prediktoren for 2023. Den tilgjengelige lasten ble funnet ved å ta den kjente kapasiteten på 8,7 MVA og konvertere den til MW ved hjelp av formel (4). Deretter ble forbruket til Træna kommune trukket fra, inkludert Gaia Salmon sitt forbruk på 4 MW. Dette resulterte i et nytt datasett som viste tilgjengelig kapasitet på sjøkabelen.

3.3.2.2 Innhenting og bruk av soldata

Likning (29) viser likningen for virkningsgrad i solcellen. Formelen er hentet fra databladet (Vedlegg C):

$$r = 20,9\% - (T^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot 0,35\% \quad (29)$$

r = Virkningsgrad [%]

T = Temperaturen i celsius [C°]

I formelen for virkningsgrad er 20,9% solcellen sin virkningsgrad hentet fra datablad [45]. 0,35% er endring i virkningsgrad avhengig av temperatur.

Videre kan likning (30) kan brukes til å beregne hvor mye sollys som treffer bakken utfra skydekke. Skydekke hentes automatisk fra meteorologisk institutt [53].

$$\begin{aligned} R &= R_0 \cdot (1 - 0.75F^{3.4}) \text{ W/m}^2 \\ R_0 &= 990 \cdot \sin(\theta) \end{aligned} \quad (30)$$

θ = Solvinkel [°]

R_0 = Solstråling uten skyer [$W \cdot m^2$]

F = Skydekke [%]

Denne likningen skal brukes i prediktoren energiproduksjon.

Solproduksjonen ble beregnet ved å slå sammen likning (1), (29) og (30). Den følgende likningen tar hensyn til den mest betydelige faktoren av solinnstrålingen, ettersom det finnes en rekke komplekse formler for å beregne fullstendig solinnstråling.

$$E = A \cdot (0,209 - (T - 25) \cdot 0,0035) \cdot (990 \cdot \sin(\theta) \cdot (1 - 0,75 \cdot F^{3,4})) \cdot 0,75 \quad (31)$$

T = Lufttemperaturen [°C]

θ = Solhøyde, vinkel over horisonten [°]

F = Skydekke [%]

A = Areal [m^2]

For å beregne solproduksjonen, var det først nødvendig å regne ut arealet av alle solcellepanelene. Deretter måtte informasjon om skydekke og temperatur bli hente inn. En API tilknyttet Meteorologisk institutt ble benyttet for å hente denne informasjonen [54]. Tjenesten “*Locationforecast 2.0*” ble benyttet for å hente ut værdatadata, som deretter ble omgjort til et datasett ved hjelp av Pandas [48]. De siste 30 radene i datasettet som kun inneholdt data for hver sjettede time ble fjernet, ettersom de ikke ga nøyaktige målinger. Fra

datarammen ble følgende variabler tatt med videre: datostempel (dd-mm-yyyy hh:mm:ss +GPT), vindhastighet (m/s), skydekke (%) og temperatur (°C). Med disse variablene kunne de ukjente variablene F og T bestemmes.

For å finne den tredje ukjente variabelen, θ , ble det benyttet et Python-program funnet på GitHub [55]. Programmet beregnet solvinkelen basert på datostempel, tidssone, lengde- og breddegrader. Lengde- og breddegradene ble funnet ved bruk av Google Maps [56]. API-en ga tidsstempler som gjorde det mulig å bestemme solvinkelen for hver time.

3.3.2.3 Innhenting og bruk av vinddata

Det neste steget var å bestemme energiproduksjonen fra vindturbinene. Databladet til turbinen ga en effektkurve som illustrerte den leverte effekten ved ulike vindhastigheter. Verdiene fra effektkurven ble ført i et Excel-ark. Dette Excel-arket ble deretter brukt av prediktoren til å regne energiproduksjon fra vindturbinene, basert på vindhastighetene hentet fra Meteorologisk institutt [54]. Deretter gjenstod det bare å skalere opp systemet for ønsket antall turbiner.

3.3.2.4 Sammenslåing av data

Etter at alle variabler ble samlet kunne de integreres i prediktoren. Datasettet for tilgjengelig kapasitet inneholdt 8760 tidsstempler for et helt år. Datasettet for vær inneholdt 50-60 tidsstempler og data for to til tre døgn frem i tid. For å bruke dataen ble like tidsstempler i begge datasettene kombinert. Dette resulterte i et nytt datasett som inneholdt det samlede energibidraget fra sol, vind og strømnnett. Denne dataen ble deretter presentert i en graf. Med dette vet man hvor mye energi som kan forventes å bli hentet ut i løpet av de kommende dagene. Deretter ble gjennomsnittlig tilgjengelig effekt regnet ut. Dette gjennomsnittet kan videre bli brukt av en regulator til å styre et energilagringssystem.

4 Resultat

4.1 Energianalyse

4.1.1 Sol

4.1.1.1 Sørvendt anlegg

For det sørvendte anlegget valgte HOMER Pro en vinkel til solcellepanelene på $66,5^\circ$. Dette tilsvarer breddegraden Træna befinner seg på, og stemmer overens med det nevnt i 2.1.1. Ved å endre vinkel manuelt og gjøre flere simuleringer, ble det funnet ut at vinkelen 47° gir mest produksjon i løpet av året for hvert panel på Træna.

Nå som den mest optimale vinkelen er funnet kan avstanden mellom panelene bli regnet ut.

Fra likning (5) ble høyden på solcellepanelene ved helningsvinkelen på 47° funnet.

$$h = 1,776 \text{ m} \cdot \sin(47^\circ)$$

$$h = 1,299 \text{ m}$$

Fra likning (6) ble avstanden mellom panelene ved solvinkel på $19,88^\circ$ funnet.

$$x = \frac{1,299 \text{ m}}{\tan(19,88^\circ)}$$

$$x = \underline{3,592 \text{ m}}$$

Fra likning (7) ble antall paneler som det er plass til per rad regnet ut.

$$n_{\text{paneler per rad}} = \frac{87 \text{ m} - 2 \cdot 1,5 \text{ m} - 1 \text{ m}}{1,052 \text{ m} + 0,01 \text{ m}} = 78,15 \approx 78$$

Fra likning (8) ble den horisontale lengden per panel regnet ut.

$$L_{horisontal} = 1,776 \text{ m} \cdot \cos(47^\circ) = 1,211 \text{ m}$$

Fra likning (9) ble antall rader med solceller det er plass til på langsiden til bygget regnet ut. Her kan svaret rundes opp fordi den bakerste raden med paneler skal stå 1,5 m fra takkanten og ikke 3,592 m.

$$n_{rader} = \frac{156 \text{ m} - 2 \cdot 1,5 \text{ m}}{1,211 \text{ m} + 3,592 \text{ m}} = 31,86 \approx 32$$

Fra likning (10) ble den totale installerte effekten til anlegget regnet ut.

$$P_{installert} = 390 \text{ W} \cdot 78 \text{ paneler} \cdot 32 \text{ rader} = \underline{0,973 \text{ MW}}$$

De samme utregningene ble også gjort for tre andre helningsvinkler θ , 35° , 25° , og 10° , for å sammenlikne den simulert totale produksjonen i løpet av året og finne den optimale konfigurasjonen.

Den installerte effekten for hver av disse ble:

- $P_{35^\circ,installert} = \underline{1,095 \text{ MW}}$
- $P_{25^\circ,installert} = \underline{1,278 \text{ MW}}$
- $P_{10^\circ,installert} = \underline{1,795 \text{ MW}}$

4.1.1.2 Øst/vest orientert anlegg

Fra likning (8) finner man lengden på hvert panel ved en vinkel på 10° .

$$L_{horizontal, 10^\circ} = 1,776 \text{ m} \cdot \cos(10^\circ) = 1,749 \text{ m}$$

Fra likning (11) finner man antall dobbeltrader det er plass til.

$$n_{doppeltrader} = \frac{87 \text{ m} - 2 \cdot 1,5 \text{ m}}{2 \cdot 1,749 \text{ m} + 0,3 \text{ m} + 0,05 \text{ m}} = 21,83 \approx 21$$

Det er da plass til 21 rader østover og 21 rader vestover.

Fra likning (12) kan man finne antall paneler per enkeltrad.

$$n_{paneler \text{ per enkeltrad}} = \frac{156 \text{ m} - 2 \cdot 1,5 \text{ m} - 1 \text{ m}}{1,052 \text{ m} + 0,01 \text{ m}} = 143,13 \approx 143$$

Fra likning (13) kan man finne installert effekt i en himmelretning, for eksempel mot vest.

$$P_{vest, installert} = 390 \text{ W} \cdot 143 \text{ paneler} \cdot 21 \text{ rader} = 1,171 \text{ MW}$$

Den installerte effekten mot øst og vest er lik. Fra likning (14) kan man dermed finne den totale installerte effekten.

$$P_{tot, installert} = 2 \cdot 1,171 \text{ MW} = \underline{\underline{2,342 \text{ MW}}}$$

4.1.1.3 Simuleringer

Totalt ble det simulert fire sørvendte anlegg med ulike helningsvinkler der hele taket var dekket av solceller. Et anlegg med den mest optimale vinkelen på 47°, og et med vinkel på 10°. I tillegg ble de to vinklene mellom 10° og den mest optimale vinkelen, som nevnt i kapittel 3.2.1.1, valgt til 35° og 25°. Alle anleggene ble simulert slik at panelene fulgte byggningsformen som vist i Figur 19b.

I Tabell 1 er fire tabeller fra HOMER Pro som viser total årlig produksjon for hver av de ulike helningsvinklene til et sørvendt anlegg. Her ser man at det er panelene med 10° helningsvinkel som produserer mest i løpet av året av de sørvendte anleggene, med 3,91% av det totale årlige forbruket til Gaia.

Production	kWh/yr	%
Solceller 47 grader	833,061	2.37
Grid Purchases	34,248,592	97.6
Total	35,081,653	100

(a) 47°

Production	kWh/yr	%
Solceller 35 grader	929,275	2.65
Grid Purchases	34,157,189	97.4
Total	35,086,464	100

(b) 35°

Production	kWh/yr	%
Solceller 25 grader	1,055,014	3.01
Grid Purchases	34,037,737	97.0
Total	35,092,751	100

(c) 25°

Production	kWh/yr	%
Solceller 10 grader	1,373,071	3.91
Grid Purchases	33,735,582	96.1
Total	35,108,654	100

(d) 10°

Tabell 1: Årlig produksjon fra sørvendte solceller ved ulike helningsvinkler

Simuleringer er gjort med et forbruk på 4 MW gjennom hele året. Dette fører til et totalt energiforbruk på 35 040 000 kWh i året. Årsaken til at totalen i tabellene er ulik er grunnet tap i invertoren. Dette fører til at noe av produksjonen fra solcellene går tapt og må hentes fra strømmettet i stedet. Invertoren som ble valgt av HOMER Pro har en effektivitet på 95%.

Det ble også simulert et anlegg med sørøst/nordvest orienterte paneler slik som vist i Figur 19. Tabell 2 og Tabell 3 viser den årlige produksjonen fra de øst- og vestvendte

panelene i et slikt anlegg. Anlegget dekker hele taket og har en installert effekt på totalt 2,342 MW. Her ser man at den samlede produksjonen fra et slikt anlegg tilsvarer $2,57\% + 2,18\% = 4,75\%$ av årsforbruket til Gaia Salmon. Kapasitetsfaktorene for anlegget er $8,78\%$ for panelene pekende øst, og $7,46\%$ for panelene pekende vest. Maksimal levert effekt i løpet av året fra det østvendte anlegget er på 917 kW, mens det for det vestvendte er 767 kW. Til sammenligning er en kapasitetsfaktor på rundt 10% vanlig i Norge ved gode forhold, og rundt 30% ved ekvator [21].

Production	kWh/yr	%
Solceller øst	900,332	2.57
Grid Purchases	34,184,751	97.4
Total	35,085,084	100

(a) Solproduksjon - øst

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	1,171	kW
Mean Output	103	kW
Mean Output	2,467	kWh/d
Capacity Factor	8.78	%
Total Production	900,332	kWh/yr

(b) Øst detaljer 1

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	917	kW
PV Penetration	2.57	%
Hours of Operation	4,339	hrs/yr
Levelized Cost	0.267	\$/kWh
Clipped production	0	kWh

(c) Øst detaljer 2

Tabell 2: Årlig produksjon og detaljer fra østvendte solceller

Production	kWh/yr	%
Solceller vest	765,436	2.18
Grid Purchases	34,312,835	97.8
Total	35,078,272	100

(a) Solproduksjon - vest

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	1,171	kW
Mean Output	87.4	kW
Mean Output	2,097	kWh/d
Capacity Factor	7.46	%
Total Production	765,436	kWh/yr

(b) Vest detaljer 1

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	767	kW
PV Penetration	2.18	%
Hours of Operation	4,339	hrs/yr
Levelized Cost	0.314	\$/kWh
Clipped production	0	kWh

(c) Vest detaljer 2

Tabell 3: Årlig produksjon og detaljer fra vestvendte solceller

Ved å se på timesverdier per dag fra HOMER Pro, ble det funnet at toppverdien på 917 kW for de østvendte panelene ble nådd klokka 10:00 den 14. juni. Tabell 4 viser den leverte effekten fra solcellene for hver time denne dagen. Fra den siste kolonnen kan man se at kl. 12:00 denne dagen var maksimal samlet levert effekt fra sol 1627 kW. Med Gaia Salmons forbruk på 4 MW dekket solproduksjonen 40,68% av forbruket denne timen. Ser man på effektverdiene fra tabellen som gjennomsnittlig effekt disse timene, kan man multiplisere disse effektene med 1 time. Da får man energien som ble brukt i kWh. Summerer man

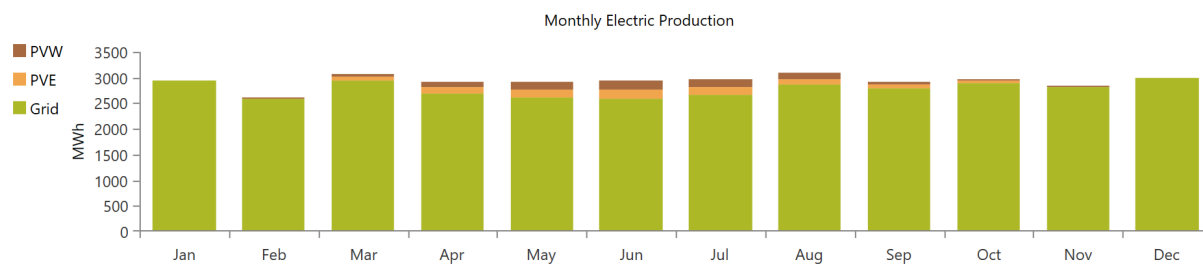
timesverdiene finner man den totale energiproduksjonen denne dagen, som var 17 787 kWh. Dette tilsvarer 18,53% av døgnet forbruket på 96 000 kWh.

Større versjon av Tabell 4 ligger som Vedlegg A

Date	Time	Solceller øst Power Output (kW)	Solceller vest Power Output (kW)	Total Renewable Power Output (kW)
Jun 14	12:00 AM	0.00	0.00	0.00
Jun 14	1:00 AM	4.73	45.84	50.57
Jun 14	2:00 AM	25.84	63.24	89.08
Jun 14	3:00 AM	89.72	89.86	179.58
Jun 14	4:00 AM	229.48	161.09	390.57
Jun 14	5:00 AM	359.00	222.91	581.91
Jun 14	6:00 AM	552.46	331.46	883.92
Jun 14	7:00 AM	616.60	378.81	995.41
Jun 14	8:00 AM	749.71	477.55	1,227.26
Jun 14	9:00 AM	814.80	546.55	1,361.34
Jun 14	10:00 AM	916.58	650.95	1,567.54
Jun 14	11:00 AM	857.41	653.40	1,510.81
Jun 14	12:00 PM	893.43	733.68	1,627.11
Jun 14	1:00 PM	805.59	722.93	1,528.52
Jun 14	2:00 PM	622.06	619.40	1,241.46
Jun 14	3:00 PM	543.60	613.17	1,156.77
Jun 14	4:00 PM	397.60	516.98	914.58
Jun 14	5:00 PM	303.75	497.57	801.32
Jun 14	6:00 PM	193.23	448.52	641.75
Jun 14	7:00 PM	84.22	356.12	440.33
Jun 14	8:00 PM	20.93	258.68	279.61
Jun 14	9:00 PM	21.71	145.85	167.56
Jun 14	10:00 PM	2.89	133.55	136.44
Jun 14	11:00 PM	0.31	13.23	13.54

Tabell 4: Levert effekt per time øst/vest anlegg

Figur 26 viser simuleringer for et øst/vest anlegg. Figuren viser hvilken kilde energien kommer fra for hver måned der PVW er solceller mot vest, PVE er solceller mot øst, og grid er strømmettet.



Figur 26: Energikilder per måned

Nå er det mulig å regne ut energiproduksjon per areal for solcellene. Dette ble kun regnet ut for kombinasjonen med øst/vest orienterte paneler, da denne løsningen produserte mest. Likning (15) ble brukt.

$$E_{\text{energitetthet,sol}} = \frac{900\,332 \text{ kWh} + 765\,436 \text{ kWh}}{13\,572 \text{ m}^2} = \underline{\underline{122,74 \text{ kWh/m}^2}}$$

Alle simuleringene som ble gjort tok hensyn til orienteringen til bygget slik som vist i Figur 19b. Det ble også gjort simuleringer i HOMER Pro som undersøkte forskjellen i produksjon mellom de tre ulike orienteringene vist i Figur 19. For et sørvendt anlegg med 47° helningsvinkel på panelene og orientert etter alternativ 19b, ble den årlige produksjonen redusert med 7,5% i forhold til samme installerte effekten med orientering som i Figur 19a.

Med lavere helningsvinkel ble påvirkningen av å ikke peke direkte sør mindre. For panelene med 10° helningsvinkel var reduksjonen 3%. Ved å ikke følge formen til bygget, men heller legge panelene slik at de peker direkte sør, slik som alternativ 19c, vil man ikke kunne utnytte arealet på taket like godt. Man vil ha plass til færre paneler og dermed få lavere installert effekt, som totalt sett vil gi lavere energiproduksjon.

For et anlegg med øst/vest orienterte solceller var det omtrent lik produksjon for både alternativ 19a og 19b. Panelene som vil peke nordvest vil produsere litt mindre, men panelene mot sørøst vil kompensere for dette ved å produsere litt mer slik at totalen blir uendret.

4.1.2 Vind

Det har blitt gjort beregninger og simuleringer for hånd, i Excel og i HOMER. For vindenergi er det interessant å komme frem til energiproduksjon per areal, slik at man kan sammenlikne energiproduksjonen med sol. I kapittel 3.2.2 har fremgangsmåten for regningen blitt lagt frem. Dette har blitt gjort med deler av taket dekket av vindturbiner, samt med hele taket dekket. Dersom hele taket dekkes av vindturbiner vil det gi områder uten energiproduksjon, grunnet kravene til avstand mellom turbinene.

Bruker likning (16) for finne tilstrekkelig avstand mellom turbinene:

$$\begin{aligned} & 3 \text{ kW turbin} \\ & 5 \cdot 2,4 \text{ m} = 12 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & 5 \text{ kW turbin} \\ & 5 \cdot 3 \text{ m} = 15 \text{ m} \end{aligned}$$

Bygget har et tak med dimensjonene $87 \times 156 \text{ m}$ som gir et areal på $13\,572 \text{ m}^2$.

Fra likning (17) finner man antall 3 kW-turbiner det vil være plass til langs kortsiden.

$$X_{3kW} = \frac{87 \text{ m}}{2,4 \text{ m} + 5 \cdot 2,4 \text{ m}} = 6,04 \approx 6$$

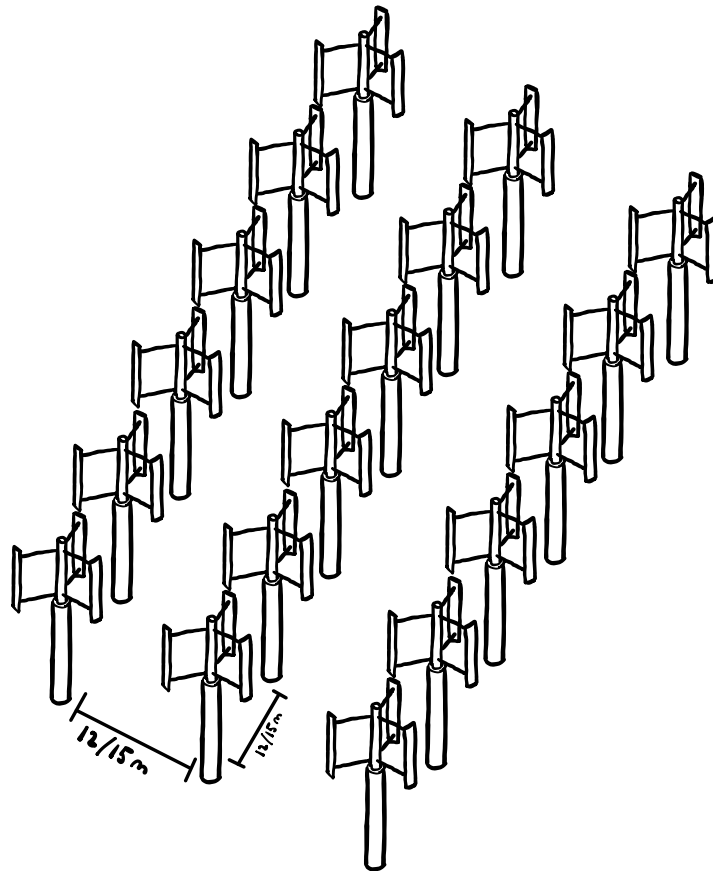
I formelen er X_{3kW} antall turbiner inkludert mellomrom. Det er plass til 6 turbiner per rad.

Antall 5 kW-turbiner det vil være plass til langs kortsiden er:

$$X_{5kW} = \frac{87 \text{ m}}{3 \text{ m} + 5 \cdot 3 \text{ m}} = 4,833 \approx 5$$

Her kan det rundes opp til 5 turbiner, da turbinene nærmest kanten ikke trenger 15 m etter seg, men kun 1,5 m til kanten av bygget.

Oppsettet til vertikalturbinene er vist i Figur 27 :



Figur 27: Oppsett for vertikalturbiner

Tre rader med 3 kW-turbiner gir 18 turbiner. Bruker likning (18) og finner at turbinene dekker et areal på:

$$A_{3kW} = (2,4 \text{ m} + 2 \cdot (2,4 \text{ m} + 5 \cdot 2,4 \text{ m})) \cdot 87 \text{ m} = 31,2 \text{ m} \cdot 87 \text{ m} = 2714 \text{ m}^2$$

Dette dekker dermed $\frac{2714 \text{ m}^2}{156 \text{ m} \cdot 87 \text{ m}} \cdot 100\% = 20\%$ av det totale takarealet.

Tabell 5a fra Excel viser at 18 turbiner på 3 kW produserer 249,69 MWh per år. Fra likning (20) regnes det en energitetthet på:

$$E_{\text{energitetthet } 3kW \text{ 18stk}} = \frac{249,69 \text{ MWh}}{2714 \text{ m}^2} = \underline{\underline{92,00 \text{ kWh/m}^2}}$$

Gjør så tilsvarende utregning for 5 kW-turbinene. Tre rader med 5 kW-turbiner gir 15 turbiner, og dekker et areal på:

$$A_{5kW} = (3 \text{ m} + 2(3 \text{ m} + 5 \cdot 3 \text{ m})) \cdot 87 \text{ m} = 39 \text{ m} \cdot 87 \text{ m} = 3393 \text{ m}^2$$

Bruker likning (19) og finner at turbinene dekker $\frac{3393 \text{ m}^2}{156 \text{ m} \cdot 87 \text{ m}} \cdot 100\% = 25\%$ av det totale takarealet.

Tabell 5b fra Excel viser at 15 turbiner på 5 kW produserer 385,3 MWh per år. Dette gir en energitetthet på:

$$E_{\text{energitetthet } 5kW \text{ } 15\text{stk}} = \frac{385,3 \text{ MWh}}{3393 \text{ m}^2} = \underline{113,55 \text{ kWh/m}^2}$$

Prosjekterer også potensiell energiproduksjon der hele taket er dekket av turbiner.

Fra likning (21) finner man antall turbiner det er plass til langs langsiden.

$$X_{3kW} = \frac{156 \text{ m}}{2,4 \text{ m} + 5 \cdot 2,4 \text{ m}} = 10,83 \approx 11$$

Runder opp og finner ut at det er plass til 11 turbiner på langsiden, fortsatt er det 6 på kortsiden. Dette gir et totalt antall på $11 \cdot 6 = 66$ turbiner. Nå brukes hele takflaten som areal, som betyr at det ikke vil være plass til annen energiproduksjon på taket.

Fra Tabell 5c ser man at 66 turbiner på 3 kW gir en produksjon på 915,54 MWh/år. Dette gir en energitetthet på:

$$E_{\text{energitetthet } 3kW \text{ } 66\text{stk}} = \frac{915,54 \text{ MWh}}{13 \text{ } 572 \text{ m}^2} = \underline{67,46 \text{ kWh/m}^2}$$

Antallet 5 kW-turbiner det er plass til langs langsiden er:

$$X_{5kW} = \frac{156 \text{ m}}{3 \text{ m} + 5 \cdot 3 \text{ m}} = 8,67 \approx 9$$

Dette betyr at det er plass til 9 turbiner på langsiden, fortsatt er det 5 på kortsiden. Totalt blir det $9 \cdot 5 = 45$ turbiner.

Fra Tabell 5d i Excel ser man at 45 turbiner på 5 kW gir en produksjon på 1155,86 MWh/år. Dette gir en energitetthet på:

$$E_{\text{energitetthet } 5kW \text{ } 45\text{stk}} = \frac{1155,86 \text{ MWh}}{13\,572 \text{ m}^2} = \underline{85,17 \text{ kWh/m}^2}$$

Tabell 5 fra Excel-arket som viser energiproduksjonen for de forskjellige løsningene, samt hvor stor prosentandel av anlegget sitt forbruk som dekkes:

3 kW	
Antall turbiner	18
Tot. år per turbin (kWh)	13 872
Tot. år alle turbiner (kWh)	249 693
Gaia effektbehov (MW)	4
Energibehov per dag (MWh)	96
Energibehov per år (MWh)	35 040
Andel av forbruk dekket	0,71 %

(a) 3 kW tre rader

5 kW	
Antall turbiner	15
Tot. år per turbin (kWh)	25 686
Tot. år alle turbiner (kWh)	385 288
Gaia effektbehov (MW)	4
Energibehov per dag (MWh)	96
Energibehov per år (MWh)	35 040
Andel av forbruk dekket	1,10 %

(b) 5 kW tre rader

3 kW	
Antall turbiner	66
Tot. år per turbin (kWh)	13 872
Tot. år alle turbiner (kWh)	915 540
Gaia effektbehov (MW)	4
Energibehov per dag (MWh)	96
Energibehov per år (MWh)	35 040
Andel av forbruk dekket	2,61 %

(c) 3 kW hele taket

5 kW	
Antall turbiner	45
Tot. år per turbin (kWh)	25 686
Tot. år alle turbiner (kWh)	1 155 863
Gaia effektbehov (MW)	4
Energibehov per dag (MWh)	96
Energibehov per år (MWh)	35 040
Andel av forbruk dekket	3,30 %

(d) 5 kW hele taket

Tabell 5: Data fra vertikalturbiner

Fra utregningen med 3 kW- og 5 kW-turbinene ser man at 5 kW-turbinen har vesentlig høyere energiproduksjon per areal. Det betyr at det er 5 kW-turbinene som er aktuelle å bruke for energiproduksjon.

Finner til slutt den totale installerte effekten fra likning (22):

Tre rader 3 kW-turbiner er den installerte effekten $18 \cdot 3 \text{ kW} = \underline{54 \text{ kW}}$

Tre rader 5 kW-turbiner er den installerte effekten $15 \cdot 5 \text{ kW} = \underline{75 \text{ kW}}$

Hele taket dekket med 3 kW-turbiner er den installerte effekten $66 \cdot 3 \text{ kW} = \underline{198 \text{ kW}}$

Hele taket dekket med 5 kW-turbiner er den installerte effekten $45 \cdot 5 \text{ kW} = \underline{225 \text{ kW}}$

Excel-arket regner hvor stor prosentandel av Gaias årlige energiforbruk vindturbinene dekker. Fra Tabell 5 ser man at 18 turbiner på 3 kW dekker 0,71% av anlegget sitt forbruk. 15 turbiner på 5 kW produserer 1,1% av forbruket.

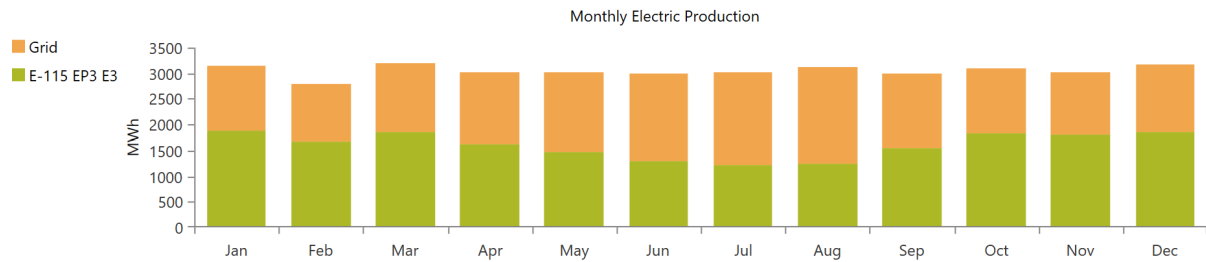
Dersom hele taket dekkes med 3 kW- og 5 kW-turbiner vil energiproduksjonen dekke henholdsvis 2,61% og 3,3% av anleggets årlige energiforbruk.

4.1.2.1 Simuleringer

Simuleringene i HOMER Pro stemte godt med de manuelle utregningene. HOMER Pro oppgir at årsproduksjonen fra 18 turbiner på 5 kW er 237 463 kWh, som er 0,678% av årsforbruket til Gaia. Dersom hele taket ble dekket av 3 kW-turbiner ble årsproduksjonen 870 697 kWh, som tilsvarer 2,48%. Kapasitetsfaktoren var 50,2%. For 15 turbiner på 5 kW blir årsproduksjonen på 357 427 kWh, som tilsvarer 1,02% av årsforbruket. Med hele taket dekket av 5 kW-turbiner var årsproduksjonen 1 072 281 kWh, eller 3,06%. 5 kW-turbinene hadde en kapasitetsfaktor på 90,7%. Til sammenlikning er en vanlig kapasitetsfaktor for norske vindparker med horisontale vindturbiner rundt 30-38% [57].

Den store turbinen Enercon E-115 EP3 E3 på 4,2 MW ble også simulert i HOMER Pro. Simuleringene viste at denne turbinen plassert på Træna vil produsere 19 268 MWh/år.

Dette dekker 52,7% av anlegget sitt årlige energiforbruk. Det betyr at to slike horison-talturbiner med samlet kapasitet på 8,4 MW vil dekke hele anlegget sitt energiforbruk, og til tider produsere overskuddsenergi som kan selges tilbake til strømmettet eller lagres i et batteri. Den månedlige produksjonen fra én Enercon E-115 turbin vises i Figur 28. Figuren viser også kjøpt energi fra strømmettet.



Figur 28: Produksjon fra én Enercon E-115 vindturbin

4.1.3 Sol og vind

For kombinasjonen av sol og vind ble det tatt utgangspunkt i tre rader med 5 kW-turbiner. Antall øst/vest rader forble 21, men det er plass til færre panel per rad. Ved å bruke likning (23), (24), (25) og (26) med 1,5 m avstand fra vindturbinene til solcellene og med én 1 m bred gang på midten av radene, blir utregning for ny installert solkapasitet som følger:

$$X_{\text{plass i lengden}} = 156 \text{ m} - 1,5 \text{ m} - 2 \cdot (3 \text{ m} + 5 \cdot 3 \text{ m}) - 3 \text{ m} = 115,5 \text{ m}$$

$$X_{\text{paneler per rad}} = \frac{115,5 \text{ m}}{1,052 \text{ m} + 0,01 \text{ m}} = 108,76 \approx 108$$

$$P_{\text{installert,ny}} = 108 \text{ paneler} \cdot 21 \text{ rader} \cdot 390 \text{ W} = 0,885 \text{ MW}$$

$$P_{\text{tot,ny}} = 2 \cdot 0,885 \text{ MW} = 1,770 \text{ MW}$$

Til slutt ble systemet bestående av både vertikalturbiner og solceller på taket simulert i HOMER Pro. Tabell 6 viser årsproduksjonen fra et solcelleanlegg på totalt 1,77 MW og 15 vertikalturbiner på 5 kW. Total produksjon fra dette anlegget blir $1,65 + 1,94 + 1,02 = 4,61\%$ av årsforbruket til Gaia.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV west	578,489	1.65
Generic flat plate PV east	680,439	1.94
Generic 5 kW	357,427	1.02
Grid Purchases	33,486,717	95.4
Total	35,103,073	100

Tabell 6: Levert energi fra anlegg med sol og vind

4.2 Energilagringssystem

4.2.1 Forbruksanalyse og batteri

Før det ble utført simuleringer av gjennomsnittlige døgnprofiler, viste det seg i den skalerte dataen til Træna at det var effekttopper på over 4 MW. Dette ble vist i Figur 23. Dette stemte bra med korrespondanse med Arva som opplyste et maksimalt effektuttak på 4,7 MVA som nevnt i kapittel 2.1.5.

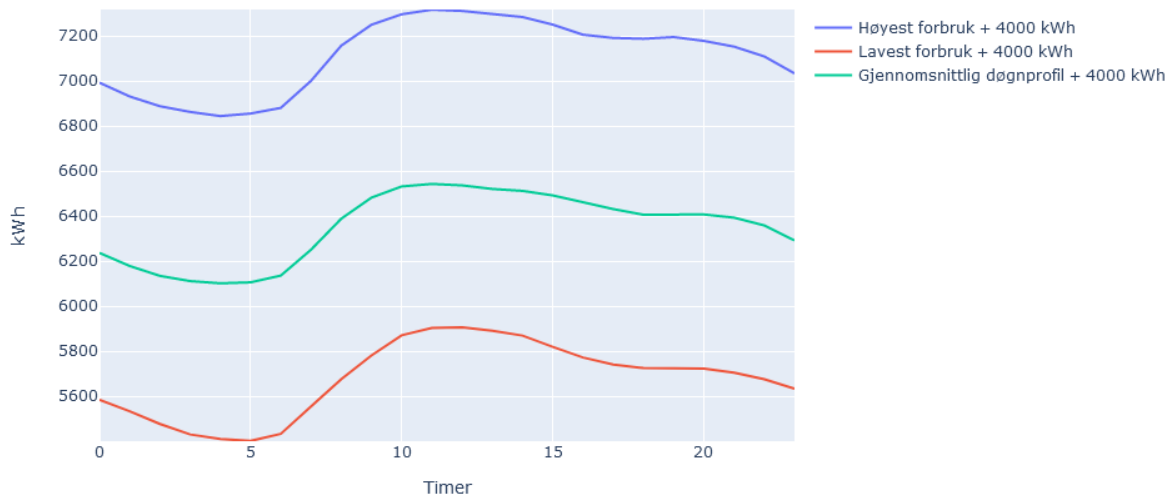
Basert på den gjennomførte metoden og analysen av strømforbruket til Træna, viste den gjennomsnittlige døgnprofilen et klart forbedringspotensial. Det viste seg å være store forskjeller i forbruksprofilen i Figur 29, og Figur 30. Den gjennomsnittlige døgnprofilen hadde en effektbunn på ca. 6,2 MW, mens effekttoppen var på nærmere 6,6 MW. Forskjellen til topp- og bunnpunktet viser til store intervaller i løpet av døgnet, der effektkurven kunne jevnes ut ved hjelp av et batteri.

I tillegg ble det klart i Figur 25, at det var en vesentlig forskjell på måneden med lavest og høyest forbruk. Døgnprofilen til måneden med høyest forbruk hadde en toppverdi på ca. 3,3 MW, mens måneden med lavest forbruk hadde en toppverdi på ca. 1,9 MW. Denne verdien tok ikke hensyn til Gaias forbruk på 4 MW. I Figur 29 ble Gaias forbruk lagt til.

Med Gaias forbruk ville toppverdiene blitt på 7,3 MW og 5,9 MW. Dette tilsvarer en forskjell på 42% mellom måneden med høyest og lavest forbruk. Ved å bruke formel (4), og valgt effektfaktor fra kapittel 3.3.1, kunne sjøkabelens teoretiske maksimale kapasitet regnes ut:

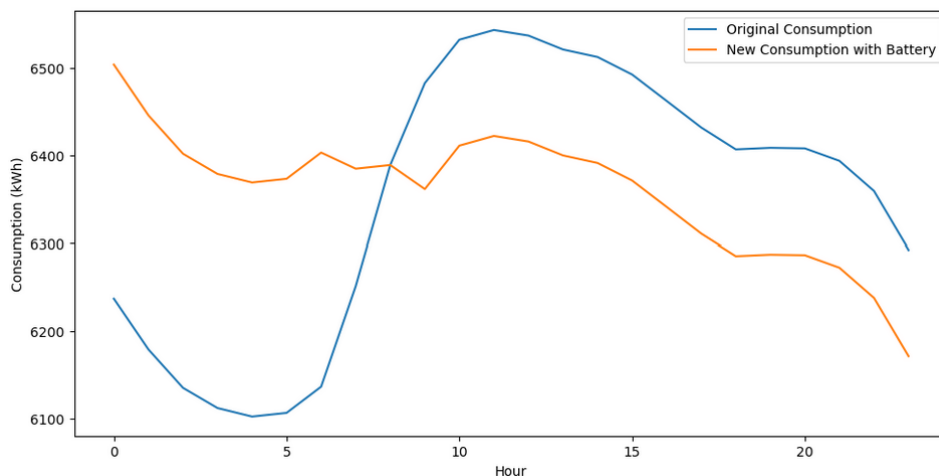
$$P_{Maks, sjokabel} = 8,7 \text{ MVA} \cdot 0,9 = 7,83 \text{ MW}$$

Dette viser at måneden med høyest gjennomsnittlig døgnprofil fra Figur 29, ville være tett opptil sjøkabelens maksimale kapasitet.

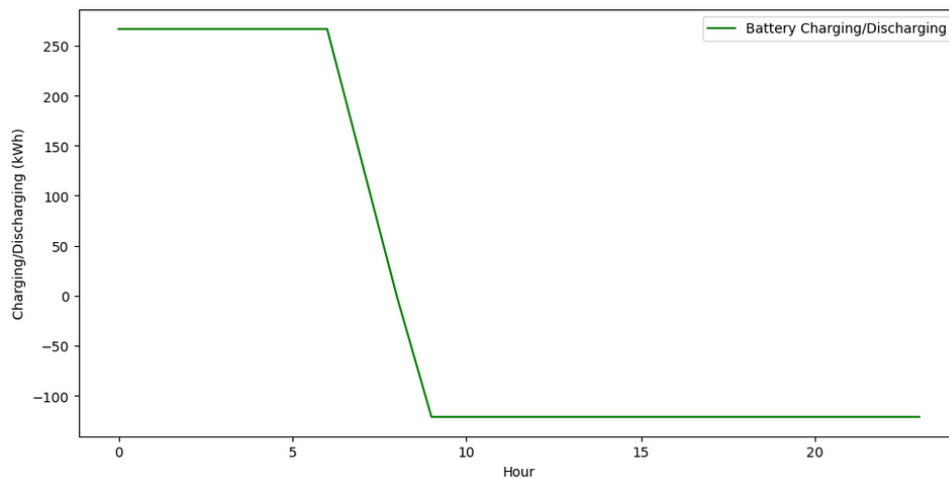


Figur 29: Sammenlignet døgnsprofil av måneden med høyest-, lavest- og gjennomsnittlig forbruk inkludert Gaias forbruk

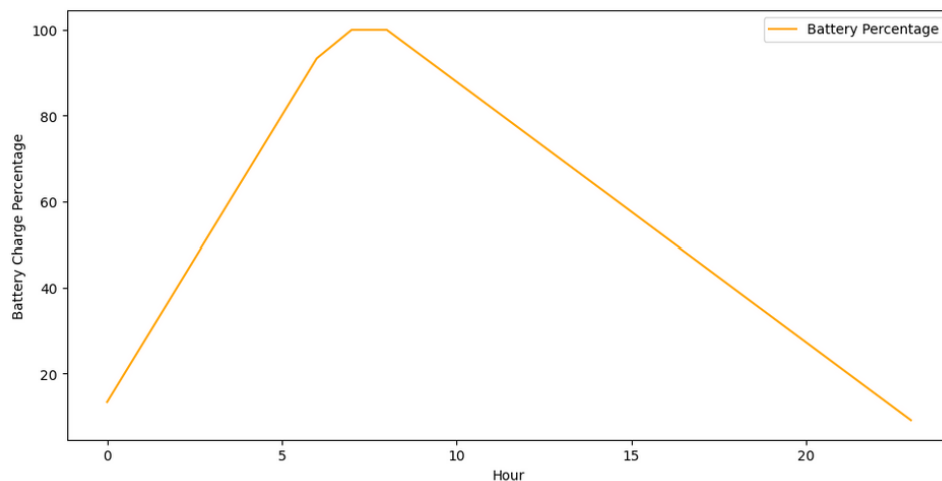
Det ble undersøkt om effekttoppene kunne jevnes ut ved hjelp av et energilagringssystem med et 2 MWh batteri. Dette ble fremstilt ved hjelp av et skript i Python. Skriptet inneholdt enkle styringsparametre, og tok utgangspunktet til den gjennomsnittlige døgnsprofilen for hele datasettet. Hensikten med skriptet er å demonstrere batteriets innvirkning på sjøkabellasten til Træna.



Figur 30: Gjennomsnittlig døgnsprofil for Træna før og etter installasjon av batteri



Figur 31: Batteriets opp- og utladeeffekt



Figur 32: Batteriets SoC

Opp- og utladeprosessen av batteriet ble karakterisert basert på topp- og bunnpunktene i den gjennomsnittlige døgnprofilen for energiforbruket på Træna, Figur 29. Opp- og utladeeffektene ble beregnet med formel (27) og formel (28) på følgende vis:

$$\text{Oppladeeffekt} = \frac{\text{Totalkapasitet}}{\text{Oppladningsintervall}} = \frac{2000 \text{ kWh}}{7,5 \text{ h}} = 266,67 \text{ kW}$$

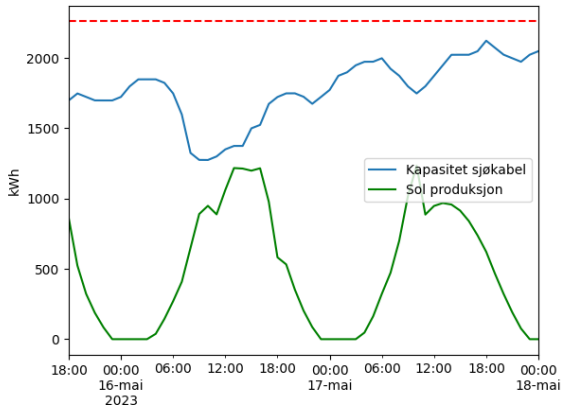
$$\text{Utladeeffekt} = \frac{\text{Totalkapasitet}}{\text{Utladningsintervall}} = \frac{2000 \text{ kWh}}{16,5 \text{ h}} = 121,21 \text{ kW}$$

Batteriets oppladefase ble satt til å være mellom kl. 00:00 til kl. 07:30. Utladefasen ble satt fra kl. 07:30 til kl. 00:00. For å oppnå batteriets fulle kapasitet på 2 MWh trengtes en oppladeeffekt på 266,67 kW og utladeeffekt på 121,21 kW, Figur 31 og Figur 32. Resultatene i Figur 30 viste at batteriet hadde en betydelig innvirkning på sjøkabelasten. Døgnprofilen med installert batteri viser hvordan et enkelt energilagringssystem kan fordele lasten jevnere over døgnet.

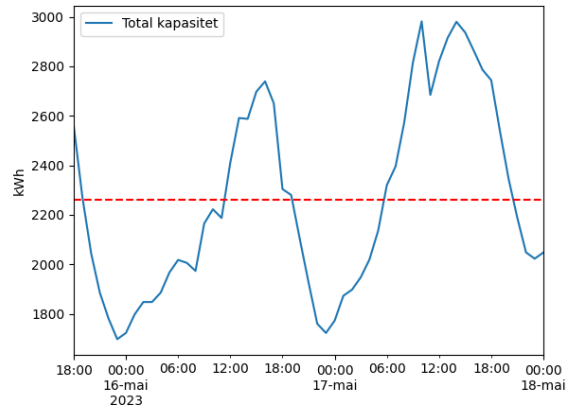
Før batteriet var installert viste topp-til-bunn forskjellen seg å være over 441 kW. Etter installasjonen av batteriet ble denne verdien redusert til 332 kW. Dette tilsvarer en forbedring på 24,7%.

4.2.2 Prediktor

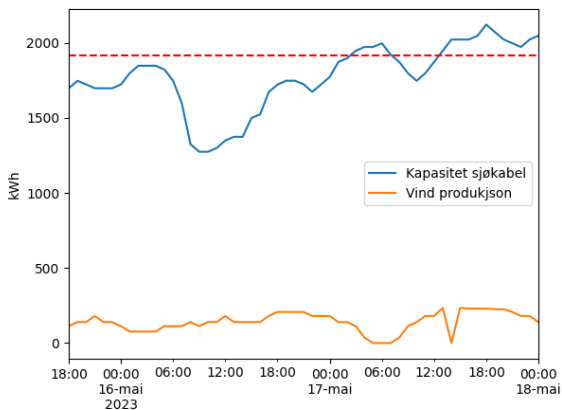
Som beskrevet i kapittel 3.3.2 ble det laget en prediktor i Python. Fra denne prediktoren ble det printet en graf som viser den fornybare energiproduksjonen fra sol og vind, samt tilgjengelig kapasitet i strømmettet. Det ble også printet en graf som viser den totale tilgjengelige kapasiteten, der alle bidragene er slått sammen. Simuleringene ble gjort for tre ulike anlegg. Et med både sol og vind, et med kun sol, og et med kun vind. Dette er etter at Gaia sitt forbruk er lagt til.



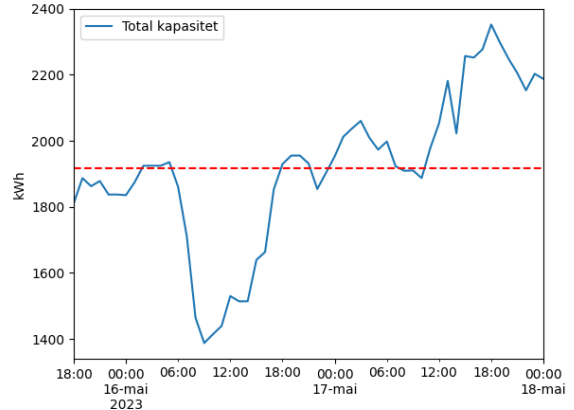
(a) Enkeltbidrag: sjøkabel og sol



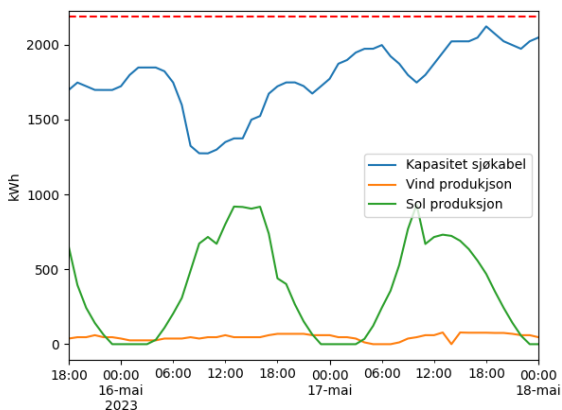
(b) Totalt kapasitet: sjøkabel og sol



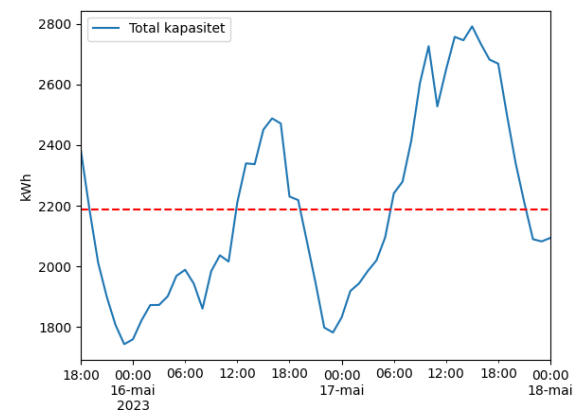
(c) Enkeltbidrag: sjøkabel og vind



(d) Totalt kapasitet: sjøkabel og vind



(e) Enkeltbidrag: sjøkabel, sol og vind



(f) Totalt kapasitet: sjøkabel, sol og vind

Figur 33: Illustrasjon av tilgjengelig energi fra prediktoren for 3 mulige konfigurasjoner

Figur 33 ligger som større versjon i Vedlegg B

I prediktoren ble det valgt et areal for solcellene og antall vindturbiner for hver av de tre konfigurasjonene. For løsningen med sol og vind i 33e er det 15 turbiner. For løsningen med bare vind i 33c er det 45 turbiner. Dette samsvarer med antall turbiner i Tabell 5 fra energianalysen.

For løsningen med bare solceller er det plass til 6006 paneler. Hvert panel har et areal på

$$A_{sol} = 1,776 \text{ m} \cdot 1,052 \text{ m} = 1,868 \text{ m}^2$$

Dette gir et totalt areal dekket av solceller på

$$A_{sol, tot} = A_{panel} \cdot n_{panel} = 1,868 \text{ m} \cdot 6006 = 11\,219 \text{ m}^2$$

For løsningen med sol og vind er det plass til 4536 paneler. Hvert panel har et areal på

$$A_{sol} = 1,776 \text{ m} \cdot 1,052 \text{ m} = 1,868 \text{ m}^2$$

Dette gir et totalt areal dekket av solceller på

$$A_{sol, tot} = A_{panel} \cdot n_{panel} = 1,868 \text{ m} \cdot 4536 = 8473 \text{ m}^2$$

Den røde stiplede linjen representerer gjennomsnittet av den tilgjengelige kapasiteten fra de sammenlagte bidragene. Den vil oppdatere seg for hver time. På denne måten vil prediktoren hjelpe en eventuell regulator med å håndtere større svingninger i tilgjengelig last.

Figur 33e og 33f viser grafene for anlegget med både sol og vind. Her ligger referanselinjen for sol og vind på litt under 2200 kW. Man kan se at bidraget fra sol er vesentlig større enn det fra vind. Figur 33a og 33b viser grafene for anlegget der hele det tilgjengelige takarealet er dekket med solceller. For anlegget med solceller er referansen på drøye 2200 kW. Figur 33c og 33d viser grafene for anlegget der hele det tilgjengelige takarealet er dekket med vertikalturbiner. For anlegget med vertikalturbiner er referansen på drøye 1800 kW.

I kapittel 4.1.1, 4.1.2 og 4.1.3 kommer det frem at anlegget med kun sol produserer mest energi.

5 Diskusjon

5.1 Løsninger for energiproduksjon

Et av hovedmålene med oppgaven var å finne kombinasjonen av sol og vind som hadde størst energiproduksjon i løpet av året. For å finne løsningen som gir størst energiproduksjon må man se på kWh/m^2 for de ulike kombinasjonene. Resultatene fra HOMER Pro viste at det viktigste var å få plass til så mange solcellepaneler på taket som mulig, selv om hvert panel ikke fikk optimal utnyttelse. Prisen på solceller har falt 90% siste tiåret [58]. Det er derfor hensiktsmessig å se på løsninger der man tar i bruk flere solceller.

Fra simuleringene kom det frem at et anlegg med øst/vest orienterte paneler var mer gunstig enn et anlegg med sørvendte paneler. Produksjonen ved et øst/vest orientert anlegg vist i Figur 19a og et sørøst/nordvest orientert anlegg vist i Figur 19b var tilnærmet identisk. Ved å følge bygningsformen er det mulig å utnytte takarealet bedre og ha et anlegg med større installert effekt. Dette gir større årsproduksjon. Et anlegg med orienteringen som vist i 19c ble derfor ansett som ugunstig. Løsningen som ble valgt for sol falt dermed på et sørøst/nordvest orientert anlegg som følger bygningsformen, slik som vist i Figur 19b.

Med denne løsningen vil den totale installerte effekten være 2,342 MW, og dekke 4,75% av årsforbruket til Gaia. Løsningen vil ha en årsproduksjon per areal på 122,74 kWh/m^2 . Dersom hele taket dekkes med 5 kW-turbiner vil de produsere 1155,86 MWh. Dette dekker 3,3% av det årlige forbruket. Årsproduksjonen per areal er her 85,17 kWh/m^2 . Solcellene produserer 40% mer energi per areal enn vertikalturbinene. Hverken sol eller vind vil ved noe tidspunkt produsere mer energi enn det momentane forbruket.

Til tross for at løsningen med kun solceller bare dekker 4,75% av anlegget sitt årlige forbruk, er det viktig å sette dette i perspektiv. 4,75% av anlegget sitt forbruk tilsvarer 1 665 768 kWh/år. Én enebolig i Norge i bruker i gjennomsnitt 20 000 kWh/år, noe som betyr at dette anlegget produserer nok til å dekke 83 eneboliger sitt årlige energiforbruk [59]. Dette er en betydelig andel med tanke på at det kun bor rundt 400 personer på øya.

Det at energiproduksjonen per areal for vindturbinene er så lav, er mye grunnet kravet til plassering av turbinene. Avstanden som kreves mellom turbinene går dårlig opp med lengden og bredden på bygget. Dette fører til at det er områder nær takkanten der det er krav til avstand, og derfor ikke kan plasseres turbiner. Som vist i kapittel 4.1.2 produserer turbinene som er plassert på et begrenset område $113,55 \text{ kWh/m}^2$. Det kan derfor virke som at vindturbinene er mer effektive i kombinasjon med solceller enn alene, da de kan plasseres mer optimalt, noe som gir plass til større installert kapasitet på taket.

Slik som utregningene i kapittel 4.1.1 og 4.1.2 viser, er det ved et anlegg med både sol og vind plass til 1,77 MW installert effekt fra sol, og 15 vindturbiner på 5 kW. Denne kombinasjonen vil dekke 4,61% av årsforbruket til Gaia. Dette er litt mindre enn et anlegg kun bestående av sol. En fordel med å ha vind i systemet er at de vertikale vindturbinene vil ha relativt jevn energiproduksjon gjennom hele året, med litt lavere produksjon om sommeren. Sol vil derimot kun produsere betydelig om sommeren. Om vinteren vil solcellene produsere tilnærmet ingen energi, da produksjonen vil følge grafene for solressurser i Figur 12. Den produserte energien fra sol er en så liten del av totalforbruket at sesongvariasjonen i produksjonen ikke vil ha stor betydning for energibalansen.

Vindturbiner består av flere bevegelige deler og komponenter enn solceller. Dette fører til mer vedlikehold og dermed større kostnader. Vindturbinen som er valgt har en designet levetid på 20 år, mens solceller ofte har en levetid på 25-30 år [60]. Man må derfor erstatte vindturbinene oftere enn solcellene, noe som må tas høyde for med tanke på kostnader. Det er også en fordel å kun ha én energikilde å forholde seg til med tanke på vedlikehold, men også installasjon av anlegget som blir mer komplekst med to ulike energiproduksjonssystemer. Man trenger også kun å forholde seg til én entrepenør eller selger.

Noe som kan endre dette regnskapet er om man finner turbiner som kan produsere mer energi ved høyere vindhastigheter. Vindturbinene som ble valgt i oppgaven produserer bare energi ved vindhastigheter opp til 13 m/s. Figur 14 viser et histogram over de ulike vindhastighetene. Fra dette kan man se at det 10% av tiden er vindhastigheter kraftigere enn 13 m/s. Høyere vindhastigheter vil føre til høyere effektuttak fra turbiner som

er designet for dette. Hvis vi hadde valgt turbiner som kan produsere for vinder opp til for eksempel 20 m/s hadde det vært mulig å produsere en vesentlig større mengde energi fra vind. Grunnen til at en slik turbin ikke ble valgt er at det var vanskelig å finne gode datablad med effektkurver for små vertikale vindturbiner som produserer ved høye vindhastigheter. Dersom det viste seg at slike turbiner i kombinasjon med sol produserer mer enn anlegget med bare sol, kan dette veie opp for den økte kompleksiteten og kostnadene for dette systemet.

I våre utregninger har vi bestemt at solceller og vindturbiner skal være plassert minst 1,5 m fra takkanten. Solcellespesialisten anbefaler derimot at panelene blir montert minst 3 m fra kanten, for å gjøre installasjonen lettere og billigere. Det er krav om fallsikring dersom man arbeider nærmere enn 2 meter fra kanten. Hvis man skal ta høyde for dette får man plass til færre paneler på taket som vil føre til redusert produksjon. Dette må vurderes når man skal prosjektere et slikt anlegg. Vi har valgt å se bort fra denne anbefalingen for å maksimere produksjonspotensialet.

De valgte vertikalturbinene har kapasitet på 3 og 5 kW. Grunnen til at det ikke ble brukt turbiner med større kapasitet er grunnet dimensjonene på turbinen. Vertikalturbinen på 10 kW har blad høyde på 6 m og diameter på 5 m. Dette gjør at turbinen er dårlig egnet til å være plassert på taket av anlegget. Solcellene JAM60S20 på 390W ble valgt grunnet tilgjengeligheten til panelene. Solcellespesialisten sitt solkart viser potensiell energiproduksjon for solceller på tak [61]. Der var det mulig å velge paneler på enten 365 W eller 395 W. Vi klarte ikke å finne databladet til dette panelet. I nettbutikken deres selger de et panel på 390 W med tilhørende datablad. Valget falt dermed på dette panelet. Det kunne blitt valgt solceller med høyere kapasitet, da Solcellespesialisten også selger paneler på opp til 470 W [62]. Dette hadde gitt større energiproduksjon for solcelleanlegget.

For solcelleanlegg i Norge må det tas hensyn til lokale snøforhold. Det ligger sjelden snø mer enn et par dager i året på Træna, så dette vil ikke påvirke anleggets dimensjonering betydelig. Det må bli brukt balast for å holde panelene nede ved kraftig vind, da det er flere stormer på Træna hvert år. Vindturbinene må også overleve de kraftige vindene. Vindturbinene valgt i oppgaven tåler hastigheter opp til 45 m/s, og er dermed godt egnet

for lokasjonen.

Den globale oppvarmingen har ikke stoppet opp og været kan bli mer uforutsigbart i fremtiden. Norsk Klimaservicesenter har utgitt en rapport om det fremtidige klimaet i Norge. Der estimerer de at årsnedbøren i Norge vil øke med rundt 18%, med en dobling av dager med kraftig nedbør. Dette er ved en vedvarende høy utslippsprofil av klimagasser. Mer nedbør og skyer vil isåfall føre til mindre solproduksjon. Det anslås derimot lite endring i middelvind og store vindhastigheter, men ekstremvær og stormer kan bli mer vanlige [63] [64].

Soldataen brukt i analysene er fra årene frem til 2005. Forholdene kan være litt annerledes i dag, spesielt med tanke på den globale oppvarmingen og hvordan det har påvirket været. Vind- og temperaturdataen er fra årene frem til 2013. Dataene er gjennomsnittlig for en 22 og 30 års periode. Vi mener derfor at den er representativ nok og kan brukes i analysen.

Denne værdataen ble automatisk hentet inn av HOMER Pro. Dette er grunnen til at dataen er eldre og fra ulike perioder. Det var ikke mulig å hente inn annen data automatisk i HOMER Pro, men det gikk an å importere egne datasett. Da måtte det bli hentet ned data fra NASA POWER databasen manuelt. Dette ble forsøkt, men viste seg å være krevende. Dataen måtte først bli rensset og stokket om ved bruk av for eksempel Pandas i Python, før den kunne bli importert i HOMER Pro. I tillegg var det kun mulig å hente ned værdata med maksimalt 5 ulike variabler for 20 år, i motsetning til HOMER Pro som hentet inn mange flere variabler for perioder på 30 år. Det ble derfor besluttet at vi ikke ville prioritere å hente ned mer oppdatert værdata manuelt. Hvis vi hadde hatt mer tid ville dette vært noe vi hadde sett nærmere på for å få en mer nøyaktig analyse.

5.2 Utnyttelse av strømmettet

Datasettet som Arva tildelte hørte til en transformatorstasjon i Øresvik. Det årlige energiforbruket knyttet til denne stasjonen var omtrent fire ganger større enn Trænas forbruk. Dataene fra Øresvik ble derfor justert for å bedre representere Trænas forbruk. Denne tilnærmingen kan betraktes som en potensiell feilkilde. Selv om Øresvik ligger i nærheten av Træna, er det vanskelig å fastslå om døgnprofilen for energiforbruket i Øresvik er representativ for Træna. Øresvik kan være tilkoblet industri eller ha andre faktorer i forbruket som ikke nødvendigvis representerer Trænas energiforbruk. Dataen ble likevel brukt til beregninger ettersom det ikke fantes andre alternativer. Python-skriptene utviklet i arbeidet kan gjenbrukes med andre datasett som har samme format, dersom det er ønskelig for fremtidig forskning.

Resultatene fra analysen av strømmettet, samt informasjonen oppgitt av Arva, antydte at Gaia sitt anlegg ville ha en betydelig innvirkning på Trænas strømmett. Forbruket til Gaia vil bringe Trænas totale forbruk til nærmest dobbelt det nåværende nivået, og nærmest tredobbelt av den gjennomsnittlige døgnprofilen. Dermed vil det totale energiforbruket nærme seg den maksimale kapasiteten til sjøkabelen som forsyner Træna. Arva forventet at spenningsfallet over sjøkabelen vil øke fra 2,8% til 9% . Sammenliknet med Teknisk Håndbok, som anbefalte et maksimalt spenningsfall på 5%, representerer dette en betydelig økning. Dette spenningsfallet kan ha omfattende konsekvenser for Trænas evne til å utvide industri, boligområder eller andre energikrevende prosjekter. Selv om analysen indikerte et belastet nett, var det mulig at kapasitetsverdiene Arva oppga for sjøkabelen inneholdt en sikkerhetsbuffer. Strømnettanalysen tok ikke hensyn til en slik buffer.

Valget av effektfaktor for beregningene i kapittel 3.3.1 ble fastsatt til 0,9. I mange sammenhenger relatert til kraftoverføringer i høyspentanlegg anses dette som en lav verdi. Arva rapporterte maksimalt effektuttak for Træna til omtrent 4,7 MVA, og det årlige forbruket til 20,5 GWh, med en ytterligere tilgjengelig kapasitet på 4 MVA. For å kunne utføre beregninger for forbruket, måtte all tilsynelatende effekt konverteres til aktiv effekt. Informasjonen fra Arva inneholdt imidlertid ikke data for kabelmotstand per kilometer,

eller reaktiv motstand per kilometer. Det var heller ingen publiserte datablad for sjøkabelen som kunne bidra med nødvendig informasjon. Følgelig var det umulig å beregne en effektfaktor med formelen for spenningsfall (3). Valget av en lav effektfaktor ble foretatt på bakgrunn av at en lang sjøkabel vil oppleve et betydelig spenningsfall. Dette ble senere bekreftet da Arva opplyste om spenningsfallet over kabelen. En mindre endring av effektfaktoren på noen hundredeler kan påvirke kapasitetsverdien for sjøkabelen med flere hundre MW. I ettertid ville en grundigere undersøkelse av effektfaktor blitt prioritert.

Etter å ha analysert resultatene fra strømnnettanalysen, ble det vurdert om et batteri kunne påvirke strømnettet positivt. Hensikten var å installere et batteri hos Gaia som kunne motvirke Trænas ujevne døgnprofil, og potensielt redusere topplastene i løpet av dagen. For å teste dette ble det laget et Python-skript som tok for seg den gjennomsnittlige døgnprofilen til Træna og et 2 MWh batteri. Batteriets størrelse ble valgt ut ifra Gaia sitt forbruk på 4 MW, samtidig som det fantes batterier på denne størrelsen fra minst to store leverandører som Eaton og Tesla. Med en kapasitet på 2 MWh ville batteriet ved 100% ladetilstand være i stand til å opprettholde driften av Gaia i omtrent 30 minutter. Dette er en viktig funksjonalitet som vil komme i tillegg til avlastning av nettet. 30 minutter kan betraktes lite ettersom det gjennomsnittlige strømbruddet i Norge er på 1 time og 7 minutter. Selv om batterikapasiteten ikke fullt ut dekker varigheten av et gjennomsnittlig strømbrudd, vil det fortsatt kunne bidra til å redusere konsekvensene av slike hendelser og minimere driftsavbrudd for Gaia.

I Figur 29 ble det tydelig at strømforbruket til Træna varierer med sesongene. En toppforskjell på 1,4 MW mellom måneden med lavest og høyest forbruk ble observert, noe som understreker betydningen av å utvikle et energilagringssystem som tar hensyn til slike variasjoner i forbruket. I løpet av vintermånedene, når effekttoppene er høyere, vil sjøkabelen operere nær sin maksimale kapasitet. Dette resulterer i mindre tilgjengelig effekt for å lade et batteri fra nettet. Størrelsen på batteriet er begrenset av effekten batteriet lades opp på. Intervallene hvor forbruket er høyt vil derfor begrense hvor stor ladeeffekt man kan tilføre batteriet før man overstiger sjøkabelens maksimale kapasitet. Dessuten ville en økning i ladeeffekt motvirke selve målet om å påvirke nettet positivt ved å nær-

me seg sjøkabelens kapasitet. Valget av et mindre batteri hadde gjort det vanskelig å forbedre døgnprofilen ettersom det jevne forbruket på 4 MW nærmest dobler det eksisterende døgnforbruket til Træna. Dessuten hadde et mindre batteri fungert dårlig som energireserve ved strømbrudd, når kapasiteten på 2 MWh holder driften i 30 minutter.

Skriptet som simulerte energilagringssystemet var imidlertid primitivt og brukte manuelle parametere for å styre opp- og utlading av batteriet. Den nye døgnprofilen med det installerte batteriet, viste seg å være jevnere enn den opprinnelige. Skriptet har et betydelig potensial for forbedring. Topplastverdien, det tidspunktet på dagen da forbruket var høyest, var ikke vesentlig lavere enn den opprinnelige døgnprofilen. Forskjellen mellom topp- og bunnpunktene hadde også rom for forbedringer. Selv om forbedringen etter installasjonen av batteriet var minimal, var den verdt å merke seg. Målet med skriptet var å undersøke om batteriet kunne gjøre en forskjell, og dette ble bekreftet. Skriptet demonstrerte at et enkelt energilagringssystem med få parametere kunne ha en betydelig innvirkning på Trænas forbruk. Funnene indikerte at installasjonen av et batteri av denne størrelsen kunne bidra til å avlaste nettet. Skriptet gir derfor en prognose for videreutviklingen av et forbedret styringssystem som muliggjør automatisert justering av verdier i sanntid.

Produksjonen av fornybar energi fra sol og vind viste seg å ikke dekke stort av det totale forbruket til Gaia. Det var derfor ingen grunn til å se på muligheten for å lagre deler av denne energien i et batteri. Da er spørsmålet: Hvor lukrativt er et energilagringssystem for Gaia? Annet enn som energireserve ved strømbrudd, vil ikke installasjonen av et batteri ha positiv innvirkning på deres drift. Arva og Træna kommune vil derimot ha god nytte av et batteri som avlaster og flater ut forbrukskurven. Med et batteri kan Arva avlaste sjøkabelens tunge last, og eventuelt utsette eller slippe en oppgradering av den lange sjøkabelen. Træna kan potensielt bygge ut mer industri eller andre energikrevende fasiliteter som fører til næringsvekst. Vi tenker derfor det er urealistisk at Gaia skal investere i et slikt system alene.

Det ble tatt for seg et scenario hvor én eller to større vindturbiner ble installert. Én stor vindturbin på 4,2 MW vil dekke 52,7% av årsforbruket og vil ved maksimal effekt levere mer enn Gaia sitt forbruk på 4 MW i gjennomsnitt. Da kan det være relevant å se på en energilagringssløsning for å lagre overskuddsenergien. Med to turbiner på 4,2 MW vil man dekke 105,4% av årsforbruket. Det er antatt urealistisk å sette opp én eller to store turbiner som er 122 m høye på Træna. Både med tanke på lokalbefolkningens meninger, men også med tanke på fugleliv og ikke minst etableringskostnad. Vi vil likevel anbefale å gå denne veien hvis man skal utnytte vind til lokal energiproduksjon. Havvind kan være en spennende mulighet i fremtiden for å dekke hele Træna sitt energibehov. Dette er forøvrig ikke en del av denne oppgaven og kan vurderes i videre forskning.

5.3 Styringssystem

Prediktoren til styringssystemet er utviklet for å analysere tilgjengeligheten av energi på Træna. I energianalysen ble det sett på tre primære energikilder: vind, sol og det eksisterende strømmettet. En analyse av disse energikildene, som illustrert i Figur 33, viser at om sommeren når produksjonen av solenergi er på sitt høyeste, er det samtidig redusert kapasitet i strømmettet, og motsatt. Dette indikerer at solenergi kan jevne ut strømforsyningen i perioder.

Det er ønskelig å jevne ut energiforbruket for å unngå store effekttopper som kan legge begrensninger på nettet. Den utviklede prediktoren for det tenkte styringssystemet kan spille en sentral rolle, ved å forutsi perioder med lavere tilgjengelig kapasitet i forhold til forbruket. I disse tilfellene kan det være nødvendig å supplere energien fra strømmettet ved hjelp av et batteri eller dieselaggregat. Slike tiltak vil bidra til å sikre en jevn og pålitelig energiforsyning på Træna, selv under perioder med høy etterspørsel eller lav fornybar energiproduksjon.

Prediktoren benytter historisk forbruksdata og regner fornybar energiproduksjon til å evaluere den samlede tilgjengelige kapasiteten. Målet er å oppnå en jevn tilgjengelighet på energi, representert av den røde stiplede linjen i Figur 33. Dette kan være referansen i det tenkte styringssystemet. Videre kan timesintervallene for vær- og nettdata være for store og føre til unøyaktigheter i prediktoren. Tidsintervallene for forbruksdata er timesbasert. I løpet av én time kan det være perioder med høyere topper enn det som kommer frem i dataen. Vær- og nettdata med kortere tidsintervaller kan bedre prediksjoner for energiproduksjon. Dette kan imidlertid føre til et vanskeligere system å kontrollere. Flere målinger fører til at regulatoren må foreta hyppigere endringer.

For å lage et fungerende styringssystem som kan brukes i RBC, trenger man informasjon om systemets nåværende tilstand. En slik verdi kan være SoC, som angir batteriets kapasitet. Batteriet kan ikke lades ut når det er tomt, og de fleste batterier har føringer for lading og utlading for å opprettholde en best mulig SoH. Det er flere måter å kontrollere opplading av et batteri. Batteriet kan for eksempel ha en fast ladesyklus der det lader med

en gitt ladeeffekt på natten, og har fast utladeeffekt på dagen når forbruket er antatt høyt. En annen løsning kan være å analysere forbruket i strømmettet og lage ulike strategier for lading av et batteri, med forskjellig opp- og utladning til forskjellige tidspunkt. Det er ikke nødvendig å gjøre endringer i ladestrategien når det er natt, da det i følge datasettet nesten alltid er stor tilgjengelig kapasitet i denne perioden. En nyttig måling kan være spenningsfallet over sjøkabelen. Høyt spenningsfall kan indikere stor last på kabelen. Ved å måle spenningen over kabelen og etablere hensiktsmessige grenseverdier som nevnt i 2.1.5, kan man identifisere situasjoner der batteriet ikke bør lades for å unngå overbelastning i strømmettet. I tilfeller der diesellaggregat blir anvendt som følge av strømbrudd, kan det være hensiktsmessig å implementere et system for å unngå lading av batteriet ved bruk av aggregat. Det bør også nevnes at det ønskes installert strømmålere til å måle den faktiske strømproduksjonen fra det fornybare energianlegget. Dette kan brukes til å vurdere prediktorens nøyaktighet og identifisere eventuelle avvik.

Styringssystemet er et delvis stokastisk system med variabler som kan endre seg fra år til år. Det er ingen god måte å sette opp en tradisjonell PID-regulator som skal håndtere usikkerhetene og fortsatt fungere til ønsket formål. Dette er fordi systemet må ta hensyn til mange variabler, noe som skaper et komplisert system som kan være krevende å sette opp og drifte. Derfor kan løsningen med en RBC være bedre.

Hver enkelt tilstand i RBC vil kunne kontrolleres med en PI-regulator. Det trengs ikke en fullstendig PID-regulator for å styre dette systemet. Derivasjonsdelen av PID-regulatoren arbeider for å dempe systemet. Systemet kan nesten bli sett på som et diskret system, da strøm kan endres på øyeblikksbasis. I og med at systemet opererer på timesbasis vil det ikke forekomme betydelig oversving. Dette forklarer hvorfor et derivat-ledd ikke er nødvendig for det tenkte styringssystemet. Det er ikke ønskelig å lade batteriet for mye eller for lite. På grunn av dette er det viktig med et integral-ledd for å hindre avvik fra den ønskede ladeeffekten. Dette er fordi integral-leddet sørger for at ladeeffekten holdes innenfor ønsket verdi. Man kan derfor bruke en PI-regulator i kombinasjon med RBC. PI-regulatoren vil ta for seg de viktigste verdiene i regulatoren, mens RBC tar for seg verdiene PI-regulatoren ikke håndterer.

I fremtiden vil det trolig utvikles bedre metoder for å styre et slikt system med større nøyaktighet. Et eksempel er ved bruk av MPC. MPC-systemet vil kunne erstatte både PI og RBC-systemet. Slike system blir forsket mye på i dag, og er tett knyttet til KI. Kunstig intelligens bruker da en optimaliseringsalgoritme som modulerer det best tenkelige systemet. Det er derimot utfordringer innen opplæring av KI. Noen av utfordringene kan være at KI-en enten blir for spesifikt eller for generelt lært opp, også kjent som over- og underfitting. Det er en pågående utvikling innen kunstig intelligens, og det forventes at KI vil kunne ta over driften av mange prosesser lik den vi ønsker å styre.

6 Konklusjon

Værforholdene på Træna viser seg å være godt egnet til kraftproduksjon fra både sol og vind. Simuleringene i HOMER Pro viste at det var solcelleanlegg med sørøst/nordvest konfigurasjon som hadde størst årlig energiproduksjon. Kombinasjonen av solceller og vertikalturbiner produserer nesten like mye energi som løsningen med bare solceller. Et system med både sol og vind er mer avansert og vil kreve større ressurser å drifte. Grunnet oppgavens avgrensninger ser vi bort fra økonomi, selv om kostnadene er høyst relevant ved etablering av et reelt energianlegg. Det fremstår derfor hensiktsmessig å velge løsningen der hele det tilgjengelige takarealet er dekket med solcellepanel i sørøst/nordvest retningen. Det er gode muligheter for vindkraft, men da anbefaler vi store tradisjonelle vindturbiner i stedet for små vertikalturbiner på taket.

Det er klart at Gaias anlegg har en betydelig innvirkning på Trænas strømnnett, med en forventet økning i spenningsfallet fra 2,8% til 9%. Dette kan ha omfattende konsekvenser for Trænas evne til å utvide industri og andre energikrevende prosjekter. Funnene fra energianalysen viser tydelig variasjon i Trænas energiforbruk. Energiforbrukets døgnprofil sammen med det høye forbruket til Gaia, understreker viktigheten av å utvikle et energilagringssystem på Træna. Videre ble det arbeidet med en prediktor for et styringssystem for det tenkte energilagringssystemet. Under arbeidet ble det anslått at kombinasjonen av historisk- og sanntidsdata var en god prediktor for den antatte energitilførselen for systemet. Dette kan videre utvikles ved å implementere blant annet en RBC og en PI-regulator. I fremtiden kan systemet også styres av KI gjennom MPC.

Basert på disse funnene kan vi konkludere med at installasjonen av et batteri på for eksempel 2 MWh hos Gaia, har potensialet til å avlaste strømnettet og forbedre energiforbrukets døgnprofil på Træna. Batteriet vil også kunne drifte anlegget ved strømbrud. Det er ikke hensiktsmessig at Gaia skal stå for installasjonen av batteriet, ettersom det er Træna kommune og Arva som får mest nytte av det. Videre forskning og utvikling av et mer avansert energilagringssystem kan ytterligere forbedre batteriets innvirkning på strømnettet.

7 Referanser

1. Svendsen, O. I. *Komponenter og energiforbruk i RAS- anlegg* <https://nmbu.brage.unit.no/nmbuxmlui/bitstream/handle/1250/2609304/svendsen2019.pdf?sequence=1>. (Hentet: 15.05.2023).
2. Vagner, D. *mfl. Kortsiktig Markedsanalyse 2022-2027* <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma2022-2027.pdf>. (Hentet: 15.05.2023).
3. Statnett. *Områdeplan Helgeland og Salten* <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/omradeplaner/helgeland-og-salten/omradeplan-helgeland-og-salten.pdf>. (Hentet: 21.05.2023).
4. NORSK_SOLENERGIFORENING. *SOLFANGERE* <https://www.solenergi.no/solvarme>. (Hentet: 21.05.2023).
5. Ashok, S., Fonash, S. J. & Fonash, R. T. *Solar cell* <https://www.britannica.com/technology/solar-cell>. (Hentet: 18.04.2023).
6. Bureau, S. N. *Solar energy* <https://www.saurenergy.com/solar-energy-blog/here-is-how-you-can-calculate-the-annual-solar-energy-output-of-a-photovoltaic-system>. (Hentet: 25.04.2023).
7. Mjønerud, I. *Hva er virkningsgraden på solceller?* <https://solceller.no/virkningsgrad>. (Hentet: 21.05.2023).
8. Solcellespesialisten. *Derfor er disse solcellene mer effektive enn tilsvarende anlegg i Milano* <https://www.tu.no/tumstudio/solkraft/annonse-derfor-er-disse-solcellene-mer-effektive-enn-tilsvarende-anlegg-i-milano/484420>. (Hentet: 02.05.2023).
9. understandsolar.com. *Grunnleggende kunnskap om Solar Tracker* <https://no.dsisolar.com/info/basic-knowledge-of-solar-tracker-35056791.html>. (Hentet: 21.05.2023).

10. Marsh, J. *Solar Panel Direction And Angle: Does It Matter?* <https://news.energysage.com/solar-panel-performance-orientation-angle/>. (Hentet: 02.05.2023).
11. Solcellespesialisten. *Solceller til næringsbygg* <https://www.solcellespesialisten.no/solceller-til-naeringsbygg>. (Hentet: 11.04.2023).
12. MacKay, D. *Sustainable Energy - Without the Hot Air* (UIT Cabridge Ltd., 2008).
13. <https://rechneronline.de/wind-power/>. (Hentet: 20.05.2023).
14. Hofstad, K. *Vindturbin* <https://snl.no/vindturbin>. (Hentet: 20.02.2023).
15. <https://forums.sketchup.com/t/modeling-a-vertical-axis-wind-turbine-helix-type-blades-in-sketchup/118324>. (Hentet: 20.05.2023).
16. Arcadia. *Vertical Axis Turbines Advantages & Disadvantages* <https://blog.arcadia.com/vertical-axis-wind-turbines-advantages-disadvantages/>. (Hentet: 21.05.2023).
17. Wikipedia. *Vertical-axis wind turbine* https://en.wikipedia.org/wiki/Vertical-axis_wind_turbine. (Hentet: 12.02.2023).
18. Hofstad, K. *Vindenergi* <https://snl.no/vindenergi>. (Hentet: 12.02.2023).
19. Hovland, K. M. *Vestas skal lage tidenes største vindturbin* <https://e24.no/energi-og-klima/i/VqGza1/vestas-skal-lage-tidenes-stoerste-vindturbin>. (Hentet: 09.04.2023).
20. Luvside. *Vertical windmill* <https://www.luvside.de/en/vawt-advantages/>. (Hentet: 25.04.2023).
21. Hofstad, K. *Kapasitetsfaktor* <https://snl.no/kapasitetsfaktor>. (Hentet: 28.04.2023).
22. Kassam, A. *HOMER Software - Training Guide for Renewable Energy Base Station Design* <https://www.gsma.com/mobilefordevelopment/wp-content/uploads/2012/06/HOMER-Software-%20Training-Guide-June-2011.pdf>. (Hentet: 06.04.2023).
23. Energy, H. *HOMER Pro Brochure* <https://www.homerenergy.com/pdf/Homer-Pro-Brochure.pdf>. (Hentet: 06.04.2023).

24. NVE_Atlas. *ingen* <https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#>. (Hentet: 24.04.2023).
25. Draka. *Teknisk håndbok kraftkabel 4.utgave* (Draka, 2010).
26. Høyte, F. *effektfaktor for en vekselstrømskrets* https://snl.no/effektfaktor_for_en_vekselstr%5C%C3%5C%B8mskrets. (Hentet: 28.04.2023).
27. Høyte, F. *cosinus phi (elektrisitetslære)* https://snl.no/cosinus_%5C%CF%5C%86_-_elektrisitetsl%5C%C3%5C%A6re. (Hentet: 28.04.2023).
28. Rosvold, K. A. & Hofstad, K. *energilagring* <https://snl.no/energilagring>. (Hentet: 15.03.2023).
29. Hamdi, A. & Ehsan, D. *Energy Storage Systems* <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/energy-storage-system>. (Hentet: 04.05.2023).
30. Bjørvik, K. & Hveem, P. *Reguleringsteknikk* (kybernetes forlag, Trondheim, Norge, 2014).
31. <https://snl.no/fuzzy-regulering>. (Hentet: 20.05.2023).
32. Dalbak, R. *Lær mer om API* https://www.axaz.com/blogg/hva-er-et-api?utm_term=&utm_campaign=Brightbid+-+Axaz+-+DSA+-+NO&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=2673298125&hsa_cam=16023898293&hsa_grp=131497585166&hsa_ad=578577784034&hsa_src=g&hsa_tgt=dsa-832989539453&hsa_kw=&hsa_mt=&hsa_net=adwords&hsa_ver=3&gad=1&gclid=CjwKCAjwxr2iBhBJEiwAdXECw_2v_sumjyVreq1DBjspTI8zakdSiM-UTvvBxvXMFUrstord37MXehoCk20QAvD_BwE. (Hentet: 01.05.2023).
33. Mathisen, R. *Oppbyggingen av en PID* <https://ndla.no/nb/subject:1:5a5cac3f-46ff-4f4d-ba95-b256a706ec48/topic:5d631e43-f324-41ad-9cb2-16a26fc391ac/topic:91d19e56-ae63-46de-a901-558c77f2fcbc/resource:f10eb483-15e5-4bcf-a43c-73cc74cb39c5>. (Hentet: 11.05.2023).
34. https://en.wikipedia.org/wiki/PID%5C_controller. (Hentet: 20.05.2023).

35. Casini, M. *Rule-based control* <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/rule-based-control#:~:text=In%5C%20a%5C%20relatively%5C%20simple%5C%20control,tied%5C%20to%5C%20these%5C%20operational%5C%20modes..> (Hentet: 04.05.2023).
36. https://www.researchgate.net/figure/Architecture-of-the-rule-based-control-system%5C_fig1%5C_232969448. (Hentet: 20.05.2023).
37. MathWorks.com. *What is Model Predictive Control?* <https://se.mathworks.com/help/mpc/gs/what-is-mpc.html>. (Hentet: 04.05.2023).
38. Brownlee, J. *How to Choose an Optimization Algorithm* <https://machinelearningmastery.com/tour-of-optimization-algorithms/>. (Hentet: 04.05.2023).
39. Brownlee, J. *Overfitting and Underfitting With Machine Learning Algorithms* <https://machinelearningmastery.com/overfitting-and-underfitting-with-machine-learning-algorithms/>. (Hentet: 04.05.2023).
40. Artley, B. *Time Series Forecasting with ARIMA , SARIMA and SARIMAX* <https://towardsdatascience.com/time-series-forecasting-with-arma-sarima-and-sarimax-ee61099e78f6>. (Hentet: 15.05.2023).
41. Lawton, G., Carew, J. M. & Burns, E. *predictive modeling* <https://www.techtarget.com/searchenterpriseai/definition/predictive-modeling#:~:text=Predictive%5C%20modeling%5C%20is%5C%20a%5C%20mathematical,forecast%5C%20activity%5C%2C%5C%20behavior%5C%20and%5C%20trends..> (Hentet: 15.05.2023).
42. Klimaservice senter, N. *Norsk klimaservice senter* https://seklima.met.no/windrose/?timeresolution=recurring_period&locationid=SN80610&from=2013-05&to=2023-05. (Hentet: 15.04.2023).
43. NASA. *Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER)* <https://data.nasa.gov/Earth-Science/Prediction-Of-Worldwide-Energy-Resources-POWER-/wn3p-qsan>. (Hentet: 02.03.2023).
44. SunCalc.org. <https://www.suncalc.org/#/66.505,12.105,14/2023.03.15/11:00/1/3>. (Hentet: 19.04.2023).

45. JA solar. *390W MBB Half-Cell Module* <https://www.nettbutikk.solcellespesialisten.no/media/multicase/documents/jam60s20-380-mr.pdf>. (Hentet: 11.04.2023).
46. Energy, O. G. H. *Vertical wind generator* <https://off-grid-inverter.eu/store/wind-turbines/vertical-wind-generator/3-blades-no-noise-vertical-wind-turbine-generator-1kw-2kw-3kw-5kw-10kw/?fbclid=IwAR13UZQQEd6cPkPzup00iEs-qVwHfFUw7WxUzyAfsVYPLV9TNA5JRuisLsc>. (Hentet: 05.05.2023).
47. Enercon. *Enercon* <https://www.enercon.de/en/products/ep-3/e-115-ep3/>. (Hentet: 16.04.2023).
48. Åmodt, M. & Speleman, S. *BCs trene komune weather and grid analysis* https://github.com/TankBastian/BCs_trene_komune_weather_and_grid_analysis. (Hentet: 15.05.2023).
49. Eidsiva. *Trøndelag med Norges første kommersielle nettbatteri* <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/trondelag-med-norges-forste-kommersielle-nettbatteri?publisherId=17848064&releaseId=17953682>. (Hentet: 20.04.2023).
50. Eaton. *Eaton xStorage Container - Containerized energy storage system* <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/energy-storage/xstorage-container/eaton-xStorage-container-flyer-SA701002EN-en-gb.pdf>. (Hentet: 20.04.2023).
51. Uviss. *Megapack* <https://www.tesla.com/megapack/design>. (Hentet: 08.04.2023).
52. RME. *RME legger frem statistikk over strømbrudd i 2020 (Avbruddsstatistikk)* <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/rme-legger-frem-statistikk-over-strombrudd-i-2020-avbruddsstatistikk/>. (Hentet: 21.04.2023).
53. Shodor. *Solar calculator* http://www.shodor.org/os411/courses/_master/tools/calculators/solarrad/. (Hentet: 16.04.2023).
54. Norway, M. *Locationforecast* <https://api.met.no/weatherapi/locationforecast/2.0/documentation>. (Hentet: 16.04.2023).

55. Corrales, M. P. *SunPositionCalculator* <https://github.com/mperezcorrales/SunPositionCalculator>. (Hentet: 24.04.2023).
56. Google. *Træna* <https://www.google.com/maps/place/Traena/@66.5000078,12.0730336,15z/data=!3m1!4m6!3m5!1s0x467537bc811c154f:0x5bb715444db4d6ab!8m2!3d66.5!4d12.0833333!16s%5C%2Fg%5C%2F1q5bp57k5z>. (Hentet: 24.04.2023).
57. Hofstad, K. *Vindkraftverk* <https://snl.no/vindkraftverk>. (Hentet: 01.05.2023).
58. IRENA. *Solar costs* <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Solar-Costs>. (Hentet: 11.04.2023).
59. Fjordkraft. *Strømforbruk i enebolig* <https://www.fjordkraft.no/strom/stromforbruk/enebolig/>. (Hentet: 09.05.2023).
60. NTE. *Solcellepanel er lønnsomt!* <https://nte.no/blogg/solcellepanel-er-lonnsomt/>. (Hentet: 09.04.2023).
61. Solcellespesialisten. *Solkart* <https://www.solcellespesialisten.no/solkart>. (Hentet: 02.02.2023).
62. Solcellespesialisten. *Nettbutikk* <https://www.nettbutikk.solcellespesialisten.no/search?q=solcellepanel>. (Hentet: 02.02.2023).
63. Klimaservicesenter, N. *Klima i Norge 2100* <https://klimaservicesenter.no/kss/rapporter/kin2100>. (Hentet: 05.05.2023).
64. Benestad, R., Mamen, J., Harstveit, K. & Fuglestvedt, J. S. *Klimaendringer* <https://snl.no/klimaendringer>. (Hentet: 05.05.2023).

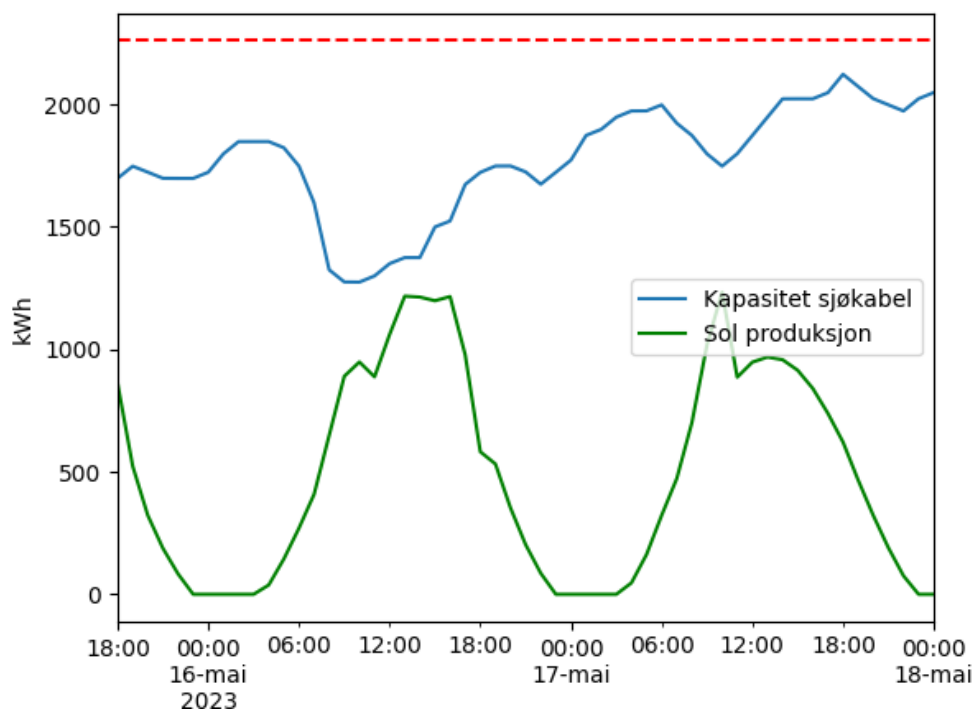
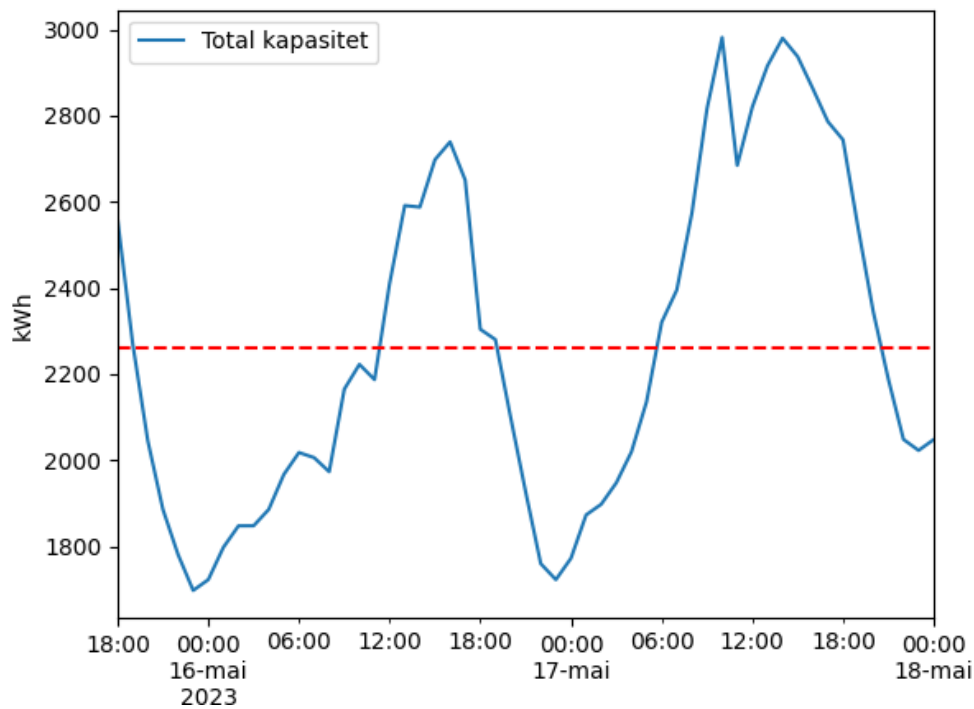
8 Vedlegg

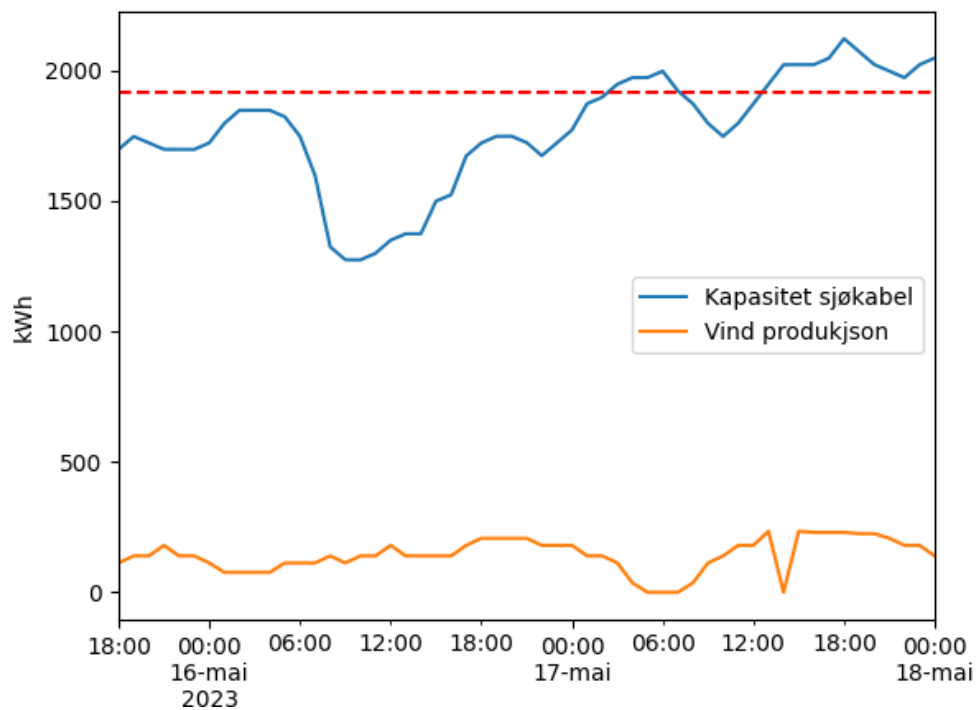
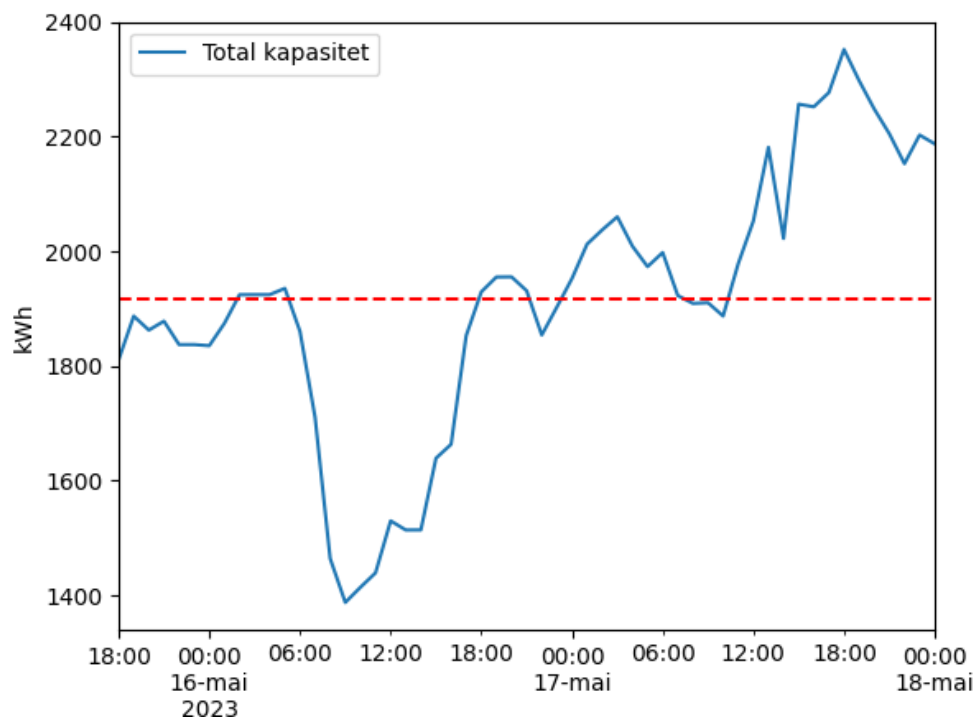
- Vedlegg A - Levert effekt per time øst/vest anlegg
- Vedlegg B - Illustrasjon av prediktor
- Vedlegg C - Datablad solcelle
- Vedlegg D - Datablad vindturbin
- Vedlegg E - Plakat

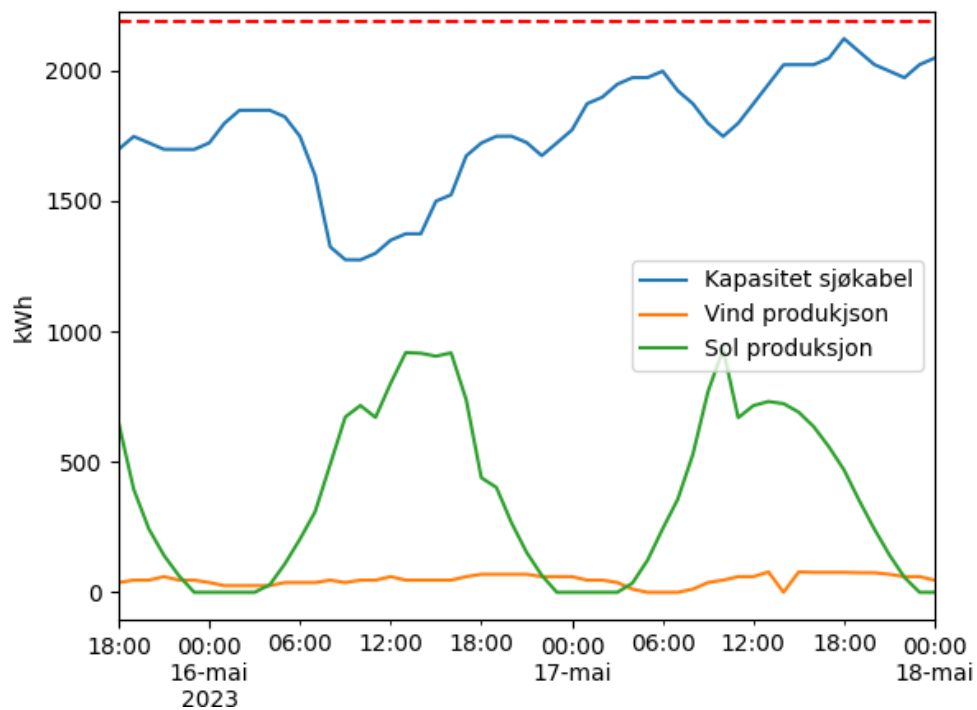
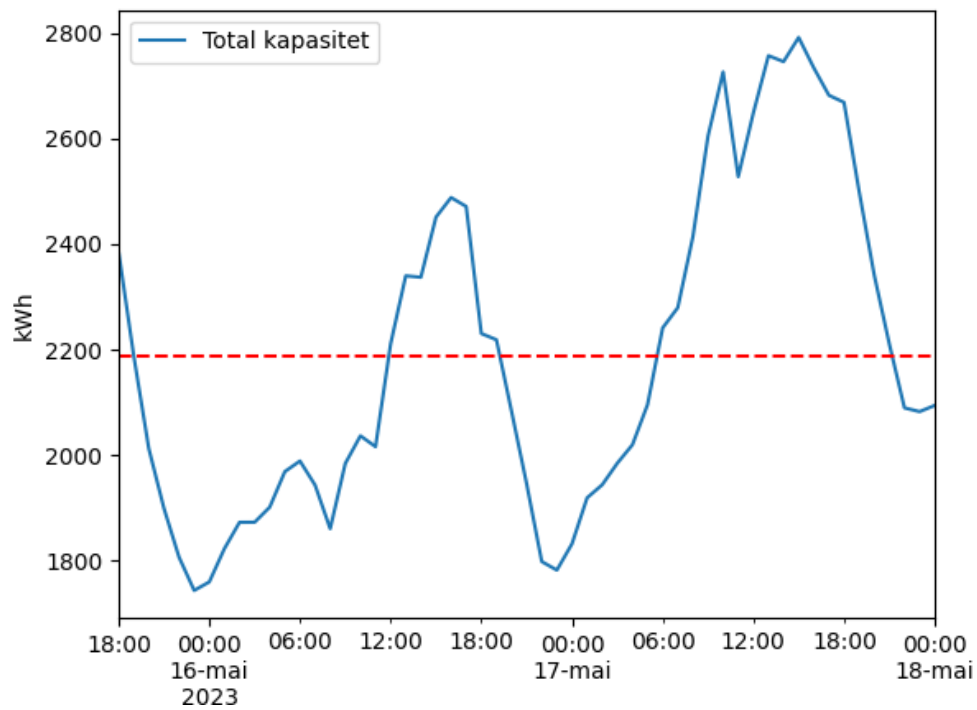
8.1 Vedlegg A - Levert effekt per time øst/vest anlegg

Date	Time	Solceller øst Power Output (kW)	Solceller vest Power Output (kW)	Total Renewable Power Output (kW)
Jun 14	12:00 AM	0.00	0.00	0.00
Jun 14	1:00 AM	4.73	45.84	50.57
Jun 14	2:00 AM	25.84	63.24	89.08
Jun 14	3:00 AM	89.72	89.86	179.58
Jun 14	4:00 AM	229.48	161.09	390.57
Jun 14	5:00 AM	359.00	222.91	581.91
Jun 14	6:00 AM	552.46	331.46	883.92
Jun 14	7:00 AM	616.60	378.81	995.41
Jun 14	8:00 AM	749.71	477.55	1,227.26
Jun 14	9:00 AM	814.80	546.55	1,361.34
Jun 14	10:00 AM	916.58	650.95	1,567.54
Jun 14	11:00 AM	857.41	653.40	1,510.81
Jun 14	12:00 PM	893.43	733.68	1,627.11
Jun 14	1:00 PM	805.59	722.93	1,528.52
Jun 14	2:00 PM	622.06	619.40	1,241.46
Jun 14	3:00 PM	543.60	613.17	1,156.77
Jun 14	4:00 PM	397.60	516.98	914.58
Jun 14	5:00 PM	303.75	497.57	801.32
Jun 14	6:00 PM	193.23	448.52	641.75
Jun 14	7:00 PM	84.22	356.12	440.33
Jun 14	8:00 PM	20.93	258.68	279.61
Jun 14	9:00 PM	21.71	145.85	167.56
Jun 14	10:00 PM	2.89	133.55	136.44
Jun 14	11:00 PM	0.31	13.23	13.54

8.2 Vedlegg B - Illustrasjon av prediktoren







8.3 Vedlegg C - Datablad solcelle

Harvest the Sunshine

Mono

390W MBB Half-Cell Module

JAM60S20 365-390/MR/1000V Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



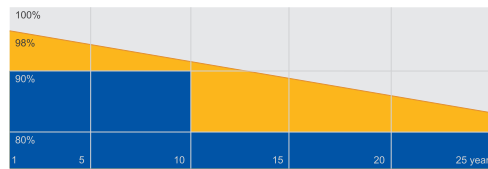
Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



■ JA Linear Power Warranty ■ Industry Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems



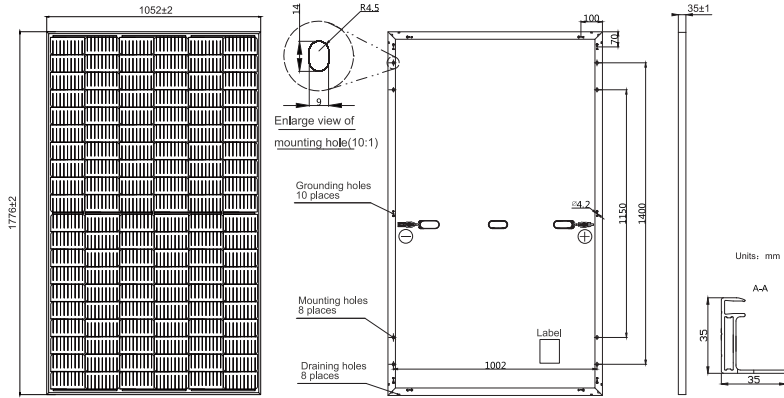
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests, JA Solar reserves the right of final interpretation.

Shanghai JA Solar Technology Co., Ltd.

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	20.7kg±3%
Dimensions	1776±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC)
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Genuine MC4 QC4.10
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1000mm(+)/1000mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S20 -365/MR/1000V	JAM60S20 -370/MR/1000V	JAM60S20 -375/MR/1000V	JAM60S20 -380/MR/1000V	JAM60S20 -385/MR/1000V	JAM60S20 -390/MR/1000V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	365	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.13	41.30	41.45	41.62	41.78	41.94
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	33.96	34.23	34.50	34.77	35.04	35.33
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.30	11.35	11.41	11.47	11.53	11.58
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.75	10.81	10.87	10.93	10.99	11.04
Module Efficiency [%]	19.5	19.8	20.1	20.3	20.6	20.9
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.
Measurement tolerance at STC: Pmax ±3 %, Voc ±2% and Isc ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

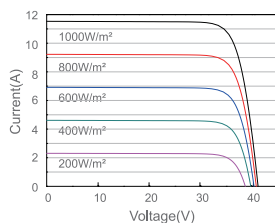
TYPE	JAM60S20-365 /MR/1000V	JAM60S20-370 /MR/1000V	JAM60S20-375 /MR/1000V	JAM60S20-380 /MR/1000V	JAM60S20-385 /MR/1000V	JAM60S20-390 /MR/1000V
Rated Max Power(Pmax) [W]	276	280	284	287	291	295
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	38.41	38.65	38.89	39.14	39.38	39.63
Max Power Voltage(Vmp) [V]	32.05	32.30	32.55	32.72	32.96	33.20
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35	9.40
Max Power Current(Imp) [A]	8.61	8.66	8.71	8.78	8.83	8.88
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

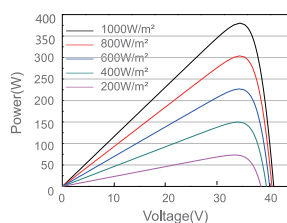
Maximum System Voltage	1000V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load,Back	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II

CHARACTERISTICS

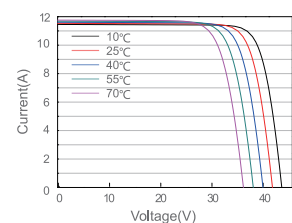
Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR/1000V



Power-Voltage Curve JAM60S20-380/MR/1000V



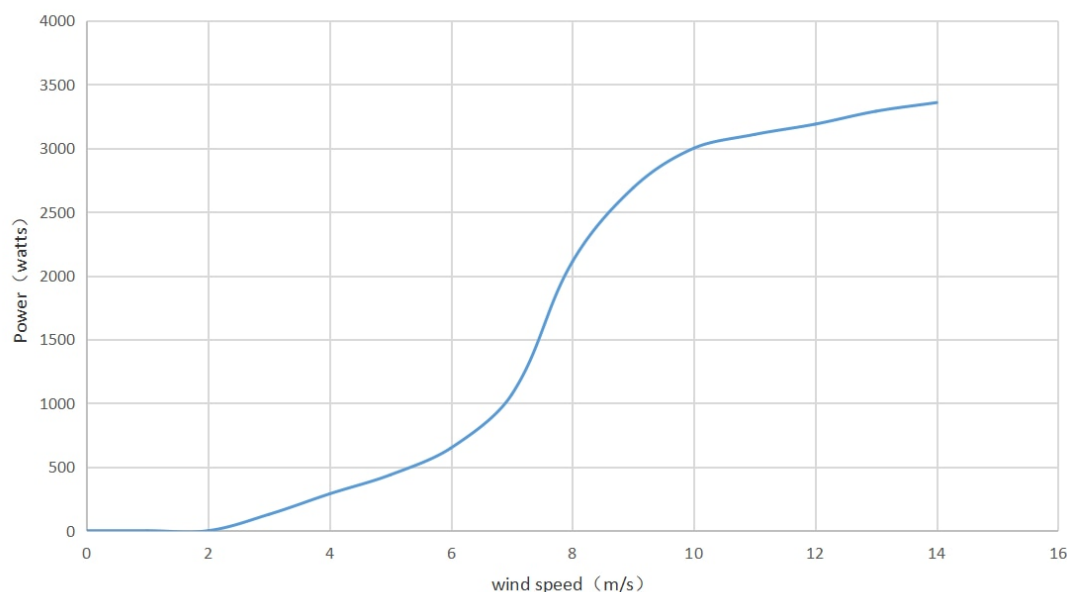
Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR/1000V

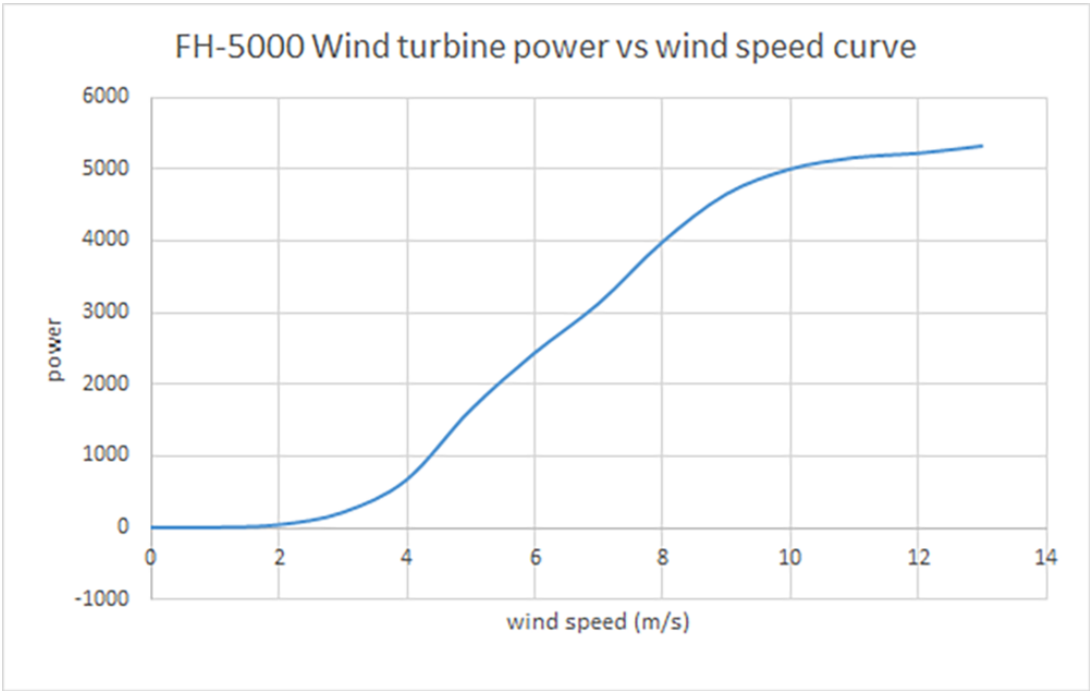


8.4 Vedlegg D - Datablad vindturbin

Model	FH-1KW	FH-2KW	FH-3KW	FH-5KW	FH-10kw
Rated power	1000w	2000w	3000w	5000w	10kw
Maximum power	1200w	2500w	3500w	5500w	12kw
Rated voltage	24v/48v	48v-220v	48v-220v	96v-220v	220v-380v
Start-up wind speed	4m/s	4m/s	4m/s	4m/s	4m/s
Rated wind speed	11m/s	11m/s	11m/s	12m/s	12m/s
Rated RPM	230	230	230	230	150
Net weight	98kg	170kg	190kg	250kg	320kg
Wheel diameter	1.5m	2.0m	2.4m	3.0m	5.0m
Blades height	2m	2.8m	3.2m	3.6m	6.0m
Number of blades	3	3	3	3	3
Blades material	Aluminium alloy				
Survival wind speed	45m/s				
Generator type	3 phase permanent magnet AC synchronous generator				
Magnet material	NdFeB				
Insulation	Auto up-wind				
yaw mode	Electromagnet				
Working temperature	-40° C-80° C				
Design life	20y				
Certification	CE				

FH-3000W Wind Speed vs Power(watts)





Fornybar Energi og Energilagring for Gaia Salmon på Træna

Sebastian Gjerde Speleman, Hans Martin Lie, Ola Haaheim-Simonsen, Mattis Hansen Åmodt
NTNU, Trondheim

Bakgrunn

Træna er en øygruppe i Nordland. Her skal Gaia Salmon AS drive landbasert oppdrett av postsmolt og matfisk. Gaia Salmon er en bedrift med stort fokus på bærekraft.



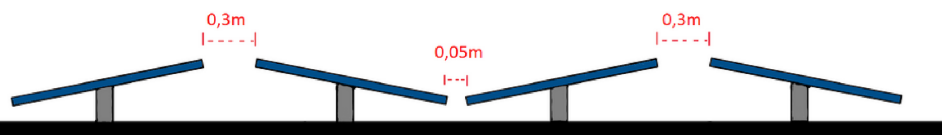
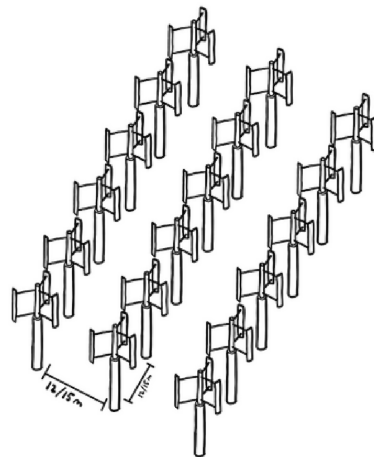
Træna kommune og Gaia Salmon ønsker å se på mulighetene for å produsere lokal fornybar energi fra sol og vind.

Strømnettet tilkoblet Træna har begrenset kapasitet. Den elektriske hovedforsyningen til Træna er en sjøkabel fra fastlandet. Lange sjøkabler vil bli påvirket av spenningsfall. Dette fører til at effekten som kan hentes fra fastlandet er begrenset.

Oppgaven

Oppgaven handler om hvordan de lokale forholdene tilrettelegger for produksjon av sol- og vindenergi i forbindelse med anlegget til Gaia Salmon på Træna.

Det er ønsket prosjektering av maksimal fornybar energiproduksjon fra solceller og vertikalturbiner plassert på taket. Det skal også sees på muligheten for et system som optimaliserer energibalansen, og hvordan et energilagringssystem kan ha positiv innvirkning på Gaias drift, samt avlaste det begrensede strømnettet i kommunen.

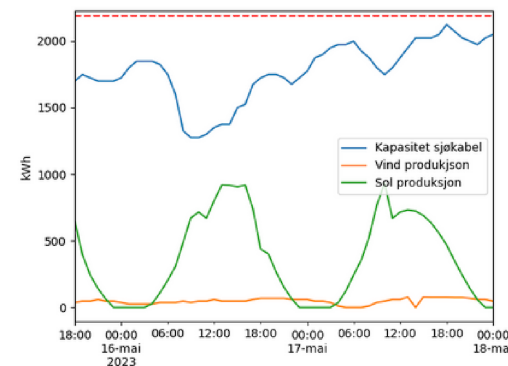


Resultater

Basert på energianalysen og metoden i oppgaven ble den totale fornybare energiproduksjonen prosjektert. Det ble sett på flere kombinasjoner av sol- og vindkraft. Et anlegg med bare solceller viste seg å produsere mer enn både et anlegg med sol og vind, og et anlegg med bare vindturbiner.

I energilagringssdelen ble det først avdekket om installeringen av et batteri hadde en avlastende effekt på strømnettet. Deretter ble det undersøkt hvordan et batteri kunne reguleres av tilgjengelig energi ved bruk av sanntids- og historisk værdata. Det er mulig å hente nok data til å konstruere en rule based controller.

Følgende graf viser tilgjengelig kapasitet fra et system med vind, sol og strømnett



Diskusjon

Et anlegg med bare sol har litt større energiproduksjon enn et anlegg med sol og vind. Anlegget med bare sol vil være mindre komplisert, og derfor kreve mindre vedlikehold. Solceller produserer mye energi på sommeren og lite om vinteren. Dette er ikke en utfordring, da solcellene aldri vil produsere mer energi enn det momentane forbruket til Gaia Salmon.

Gaia sitt anlegg vil ha stor påvirkning på det lokale strømnettet, og et batteri kan avlaste strømnettet og ha flere positive effekter. Prediktoren til styringssystemet er utviklet for å analysere tilgjengeligheten av energi på Træna.

Konklusjon

Det ble til slutt konkludert med at den antatt beste løsningen for energiproduksjon er et anlegg med bare solceller. Om det ønskes energiproduksjon som skal dekke hele anleggets energibehov burde det sees på store horisontale vindturbiner. Det viste seg også at et energilagringssystem kan avlaste strømnettet betraktelig.

