



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Et mulighetsstudie av fornybar energiproduksjon på oppdrettsanlegg

A feasibility study of renewable energy production in
fish farming

Ingrid Lothe

Fornybar energi

Forord

Masteroppgaven markerer avslutningen av mine to år på masterstudiet fornybar energi ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet i Ås. Skriveprosessen har vært en lærerik og utfordrende periode, hvor enkelte personer har bidratt til å gjøre tiden ekstra givende.

En stor takk rettes til min veileder, Erik Trømborg, for tilbakemeldinger og gode løsninger på utfordringene jeg har møtt på underveis. Takk til Tord Ludvigsen og Åsmund Berget ved Roxel Aqua for muligheten til å skrive om et tema jeg mener både er spennende og viktig. Jeg setter stor pris på deres råd og informasjonsdeling underveis i prosessen. Til sist ønsker jeg å takke familie, kjæreste, venner og Kosegruppa for korrekturlesning, godt humør og motiverende ord. Jeg vil spesielt trekke fram min kjære far, Carl Lothe, takk for all støtte, hjelp og tilbakemeldinger underveis i oppgaveskrivingen.

Ås

13. mai 2019

Ingrid Lothe

Sammendrag

Som et resultat av en stadig økende etterspørsel, opplever oppdrettsnæringen utfordringer i forbindelse med sykdom, tilgjengelig areal og miljøkonsekvenser i områdene de etableres i. På bakgrunn av dette åpnet Fiskeridepartementet i 2015 for at bedrifter kunne søke om utviklingskonsesjon for særlig bekostede og innovative oppdrettsteknologier. Roxel Aqua søkte i 2017 om utviklingskonsesjon til å fremstille deres forslag, Octopus. Octopus benytter en jackup-rigg som forsyningsbase til et offshore oppdrettsanlegg som dermed kan etableres utenfor kysten. Som en konsekvens av oppdrettsanleggets offshoreplassering, vil det oppstå utfordringer i forbindelse med miljøvennlig konsumering av energi, da jackup-rigger forbruker energi fra diesellaggregat. Fornybar energiteknologi montert på oppdrettsanlegg er for tiden svært aktuelt, og det har derfor vært ønskelig å implementere denne teknologien på Octopus. På bakgrunn av dette er det beregnet at et oppdrettsanlegg bestående av 12 merder og 60 m² bruksareal, vil ha et årlig energibehov på 339 080 kWh. Ved hjelp av sol- og vindenergi vil energiproduksjonen kunne variere mellom 22% og til tider mer enn det dobbelte av energibehovet. Den teknologiløsningen som gir høyest andel lokalprodusert fornybar energi, er kombinasjonen av solenergi og vindturbinmodell med 100 kW installert effekt. Sammen vil disse produsere i overkant av energibehovet til anlegget, med unntak av mars. Av teknologiene med lavest klimaavtrykk er det landstrøm og kombinasjonen av sol- og vindenergi med 100 kW installert effekt som gir lavest utslipp gjennom teknologienes livssyklus. I vurderingen av økonomi er det landstrøm som oppgis med lavest investeringskostnad, men dette vil avhenge av avstanden mellom Octopus og tilkoblingspunkt med nødvendig infrastruktur på land. Landstrøm vil også ha en årlig utgiftspost i forbindelse med forbruk av elektrisk strøm fra strømnettet. Teknologikombinasjonen solenergi og 100 kW installert vindeffekt vil i følge beregningene ha en investeringskostnad større enn landstrøm, men den forbrukte energien vil i dette tilfelle være egenprodusert og dermed kostnadsfri.

Abstract

As a result of an increasing demand, the aquaculture industry is experiencing challenges due to fish disease, available area and environmental impacts in the established areas. In view of this, The Norwegian Ministry of Fisheries opened in 2015 to allow companies to apply for a development license for particularly costly and innovative farming technologies. In 2017, Roxel Aqua applied for a development license to present their suggestion, Octopus. Octopus uses a jackup rig as a supply base for an offshore fish farm. As a consequence of the facility's offshore location, environmentally friendly consumption of energy will become a challenge, as jackup rigs consume energy from diesel aggregates. Renewable energy technology installed on fish farms is currently very relevant, and it has therefore been desirable to implement this technology on Octopus. Based on this, it is estimated that an aquaculture plant consisting of 12 fish cages and 60 m² of utility area will have an annual energy requirement of 339 080 kWh. Using solar- and wind energy, the energy production on Octopus can vary between 22% and sometimes more than twice the energy requirement. The technology solution that provides the highest production of renewable energy is the combination of solar energy and wind turbine model with 100 kW installed power. Together, these will produce in excess of the energy requirement of the plant, with the exception of March. The technologies with the lowest climate footprint is power from onshore electricity grid, and the combination of solar and wind energy with 100 kW installed power. In the economical calculations, the connection to onshore electricity grid is stated with the lowest investment cost, but this will depend on the distance between Octopus and the connection point with the necessary infrastructure on land. The connection to onshore electricity grid will also have an annual expense item due to consumption of electricity from the electricity grid. The technology combination with solar energy and 100 kW installed wind power will, according to the calculations, have a higher investment cost than onshore electricity grid, but the energy consumption will in this case be self-produced and thus free of charge.

Forord	III
Sammendrag	V
Abstract	VII
Figurliste	XI
Tabelliste	XIII
1 Innledning	1
1.1. Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	3
2 Metode	4
2.1 Energi- og effektforbruk	4
2.2 Energikilder	5
2.2.1 Biodiesel.....	5
2.2.2 Landstrøm.....	6
2.2.3 Vind.....	6
Horisontalakslede vindturbiner (HAWT).....	7
Vertikalakslede vindturbiner (VAWT)	7
2.2.4 Turbintyper til energiproduksjon på Octopus	8
2.2.5 Sol.....	11
2.3 Energiproduksjon fra fornybare energikilder	12
2.3.1 Vind.....	13
2.3.2 Sol.....	13
3 Resultater	15
3.1 Energibehov	15
3.1.1 Energiforbruk for hele anlegget	15
3.1.2 Energiforbruk i produksjonen	17
3.1.3 Boligkvarteret.....	18
3.2 Effektbehov	20
3.2.1 Effekt til fôring.....	20
3.2.2 Effekt til undervannslys.....	21
3.2.3 Boligkvarteret.....	21
3.2.4 Estimert samlet effektbehov	22
3.3 Effektfordeling over døgnet	22
3.4 Energi- og effektforbruk i løpet av året	23
3.5 Energiproduksjon	25
3.5.1 Vind.....	25

3.5.2	Sol.....	27
3.6	Sammenligning av produsert fornybar energi og energibehov	30
3.7	Batteri	31
3.7	Effektdekning	32
3.8	Følsomhetsanalyse	32
3.9	CO₂ – utslipp fra energikildene	33
3.9.1	Petroleumsdiesel.....	33
3.9.2	Biodiesel.....	34
3.9.3	Landstrøm.....	34
3.9.4	Vind.....	35
3.9.5	Sol.....	35
3.9.6	Sammenligning av utslipp.....	35
3.10	Vurdering av økonomi	37
3.10.1	Petroleum- og biodiesel.....	37
3.10.2	Landstrøm.....	37
3.10.3	Fornybare energikilder	38
3.10.4	Batterier	39
3.10.5	Fornybare energikilder og batterier.....	39
3.10.6	Konklusjon	39
4	Diskusjon og konklusjon	41
4.1	Effekt- og energibehov	41
4.2	Energiproduksjon	41
4.3	CO₂ - utslipp	43
4.4	Vurdering av økonomi	43
4.5	Konklusjon	44
5	Referanser/kilde	46
6	Vedlegg	48
6.1	Utdrag fra datablad, Aeolos – H 10 kW	48
6.2	Utdrag fra datablad, Aeolos – V 10 kW	49
6.3	Utdrag fra datablad, Aeolos – V 10 kW	50
6.4	Utdrag fra datablad, Aeolos – 50 kW	51
6.5	Utdrag fra datablad, Aeolos – 100 kW	52
6.6	Utdrag fra datablad til solcellepanel	53

Figurliste

Figur 1 Oversikt over laksenæringens eksportmengde og inntjening (Sjømatråd, 2019). Linjediagrammet viser verdien i milliarder norske kroner, mens stolpene henviser til mengden fisk eksportert i tonn.	1
Figur 2 Illustrasjon av Octopus. På toppen av rigg-føttene er det montert solcellepanel og vertikalakslede vindturbiner.	3
Figur 3 Fordeling av energitilførselen til et oppdrettsanlegg. (Sæternes, 2019).	4
Figur 4 Ulike varianter av Darrieus turbiner, (a): H-formet, (b): V-formet, (c): Troposkien, (d): Gorlov (heliks formet) (Battisti et al., 2016)	7
Figur 5 Effektkurven til Aeolos - H 10 kW	9
Figur 6 Fotografi av Aeolos - H 10 kW	9
Figur 7 Effektkurven til Aeolos-V 10 kW, H-formet	9
Figur 8 Fotografi av Aeolos - V 10 kW, H-formet	9
Figur 9 Effektkurven til Aeolos-V 10 kW spiralturbin	10
Figur 10 Fotografi av Aeolos-V 10 kW, spiralturbin	10
Figur 11 Effektkurven til Aeolos – H 50 kW	10
Figur 12 Effektkurven til Aeolos - H 100 kW	11
Figur 13 Knappenålfestet lokasjon for pilot, kartkoordinater: 59.16°N, 05.18°E (Kartverket, 2019).	12
Figur 14 Fordelingen av energiforbruket til referanseanlegg 1 fordeler seg per måned (Wiken, 2018).	16
Figur 15 Fordeling av energiforbruket til referanseanlegg 2 fordeler seg over året og i løpet av døgnet (Wiken, 2018).	17
Figur 16 Effektfordelingen til referanseanlegg 1 og 2.	22
Figur 17 Forventet effektfordeling i løpet av et gjennomsnittsdøgn på Octopus.	23
Figur 18 Energifordelingen per måned på Octopus	24
Figur 19 Månedlig effektfordeling for hver klokke i døgnet	25
Figur 20 Prosentvis fordeling av vindhastighetene	25
Figur 21 Sammenligning av potensiell energiproduksjon for vindturbin typene.	26
Figur 22 Sammenligning av forventet vindenergiproduksjon og energibehov	27
Figur 23 Solinnstråling ved modulvinkel på 90° (Commission, 2019).	28
Figur 24 Solinnstråling for optimal modulvinkel; 59,16° (Commission, 2019)	28
Figur 25 Sammenligning av potensiell solenergiproduksjon og Octopus' energibehov.	29

Figur 26 Energiproduksjon til de ulike vindturbinene og solenergiproduksjon ved 90°, sammenlignet med energibehovet.	30
Figur 27 Prosentvis sammenligning av energibehov og produsert energi ved 90° solcellehelning.....	31
Figur 28 Oversikt over produksjonsmengde dersom forbruket synker eller øker med +/- 30%	33
Figur 29 Sammenligning av utslipp gjennom livssyklusanalyser for de ulike energikildene..	35
Figur 30 Sammenligning av utslippsmengde for petroleumsdiesel, biodiesel og landstrøm...	36
Figur 31 Prosentvis reduksjon i kg CO ₂ -ekvivalenter for de ulike fornybare løsningene, sammenlignet med opprinnelig utslipp	36
Figur 32 Kostnader for resterende energiproduksjon.....	38
Figur 33 Sammenligning av investerings- og årlige kostnader for de ulike energikildene og -teknologiene.	40

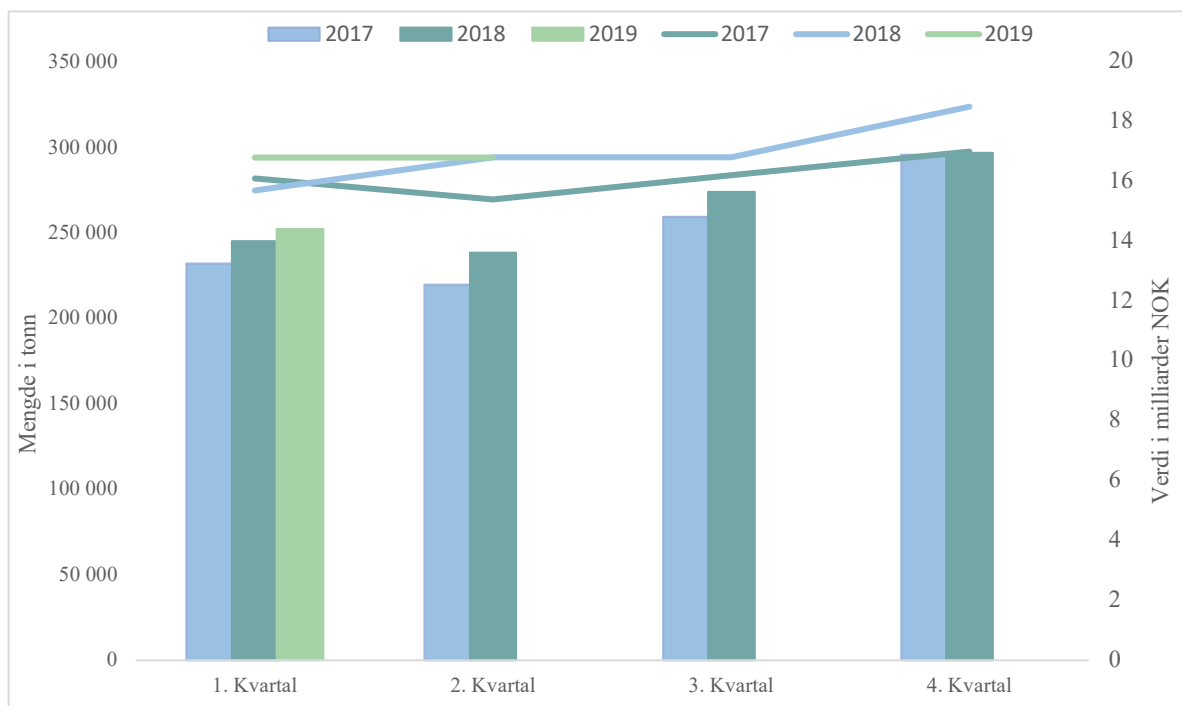
Tabelliste

Tabell 1 Beregnet årlig energiforbruk per merd.....	17
Tabell 2 Energibehovet til oppvarming av rom, vann og belysning	18
Tabell 3 Energibehovet til ulike elektriske komponenter.	19
Tabell 4 Forholdet mellom merder, areal og energibehov	20
Tabell 5 Effektbehovet til fôringsblåse	20
Tabell 6 Effektbehov til undervannsllys.....	21
Tabell 7 Effektbehovet til boligkvarteret	21
Tabell 8 Forventet effektbehov på Octopus	22
Tabell 9 Oversikt over investeringskostnader i fornybare løsninger	39

1 Innledning

1.1. Bakgrunn

Historien til lakseoppdrett startet på 1970-tallet, da to brødre bygget det som regnes for å være verdens første merdbaserte lakseanlegg utenfor Hitra i Trøndelag (Laksefakta.no, 2019). Femti år senere er Norge verdens største eksportør av oppdrettslaks. Lakseindustrien har utviklet seg til å bli en milliardnæring, hvor både inntektene og antall oppdrettsanlegg øker for hvert år. I 2017 ble norsk oppdrettslaks solgt for over 61 milliarder kroner (SSB, 2018a), og i 2018 nådde inntektene fra lakseoppdrett nær 68 milliarder (Sjømatråd, 2019). Blant politikere omtales gjerne bransjen som «den nye oljen» og med et mål om å femdoble næringen innen 2050, er det liten tvil om politikernes optimisme for feltets utvikling. Figur 1 viser mengden og tilhørende verdi av norsk lakseeksport kvartalsvis fra 2017 og frem til mars 2019.



Figur 1 Oversikt over laksenæringens eksportmengde og inntjening (Sjømatråd, 2019). Linjediagrammet viser verdien i milliarder norske kroner, mens stolpene henviser til mengden fisk eksportert i tonn.

Lønnsomheten til den norske fiskeindustrien vokser stadig, selv om volumet produsert oppdrettslaks har stagnert de siste årene (Olsen, 2018). Årsaken til den reduserte volumproduksjonen knyttes hovedsakelig til lakselus. Bransjen står også ovenfor areal- og miljøutfordringer, hvor inngrep i lokasjonsområdene, utslipp av slam og næringssalter er uheldig for omgivelsene (Miljødirektoratet, 2015). På bakgrunn av dette åpnet Fiskeridirektoratet i 2015 for at oppdrettere kunne søke om utviklingstillatelser for særlig kostbare- og betydelig innovative prosjekt som har til hensikt å løse oppdrettsnæringens helse,

miljø- og arealutfordringer (Fiskeridirektoratet, 2018). I løpet av søknadsperioden på to år, mottok direktoratet i overkant av 100 søknader, hvorav foreløpig kun 11 av disse har fått tilsagn ved utgangen av april 2019 (Fiskeridirektoratet, 2019).

November 2017 søkte Roxel Aqua AS om 14 utviklingstillatelser til sitt prosjekt, «Octopus», vist i Figur 2. Konseptet til Octopus er å benytte en 3-legget modifisert jackup-rigg som forsyningsbase, som omkranset av 12-14 merder vil fungere som et offshore–oppdrettsanlegg. Jackup-rigger har lenge vært brukt i petroleumsnæringen, hvor riggens teknologi og stabilitet er utviklet og testet for værharde omgivelser utenskjærs. Ved å benytte områder utenfor kysten til kommersielt havbruk, vil fjordene og kystlinjen skånes for utbygging, lakselusmitte og eventuelle miljøutslipp. På dager med stor bølgehøyde og strømhastighet, vil merdene tilknyttet Octopus trekkes under havoverflaten ved hjelp av vinsjer. Merdene kan også trekkes ned for temperaturoptimalisering, ved lakselus, maneter eller giftige alger i overflaten for å bedre fiskevelferden og fisketilvekst. I bunn av merdene vil det etableres uttaksslanger som har til hensikt å transportere fisk til riggen for slakt, behandling av sykdom eller ved fiskedød. Ved å plassere Octopus offshore, vil mulighetene for miljøvennlig drift og pålitelig energitilførsel være utfordrende. På jackup-rigger benyttes dieselgeneratorer til energiproduksjon, noe som verken er miljøvennlig eller økonomisk gunstig. Foruten dieselgeneratorer vil elektrifisering av fôrflåten være det mest driftssikre. Lønnsomheten ved elektrifisering av fôrflåten er relatert til avstanden mellom lokalitet og infrastruktur på land, hvor det er sjøkabelen som trekkes som vil være den største kostnadsdriveren (DNV-GL, 2018b). Det er derfor også sett på muligheten for å benytte lokalprodusert fornybar energi for å oppnå et driftssikkert oppdrettsanlegg. Det er tatt utgangspunkt i at disse energiteknologiene monteres på rigg-føttene, som Figur 2 også viser.

Næringen har lenge benyttet dieselgeneratorer for å dekke energibehovet til oppdrettsanleggene. Forutsigbarheten og tilgjengeligheten er årsaken til at dette lenge har vært den foretrukne energikilden, men det har sin pris. Anslag viser at det totale årlige dieselforbruket til den norske oppdrettsflåten er på 72 420 m³ (ABB/Bellona, 2018). Som et resultat av skyhøyt dieselforbruk, kostnader, miljøhensyn og økende interesse for fornybar energi, har flere oppdrettslokaliteter de siste årene installert landstrøm. Endringer i energikilder vil for mange oppdrettsanlegg være både kostnadseffektivt og utslippsvennlig sammenlignet med diesel (DNV-GL, 2018b).

1.2 Problemstilling

I oppgaven vurderes ulike muligheter for å forsyne oppdrettsanlegg med lokalprodusert fornybar energi når de flyttes ut fra fjordene. For å svare på problemstillingen analyseres det følgende delproblemstillinger:

- i. Estimering av effekt- og energibehov for et flytende oppdrettsanlegg.
- ii. Hvordan ulike fornybare energiløsninger kan dekke energibehovet.
- iii. Reduksjon i klimagassutslipp for de ulike energiløsningene sammenlignet med diesel.
- iv. Investerings- og årlige energikostnader for de ulike teknologiene.

Opgaven beregner ikke kostnader i forbindelse med drift og vedlikehold av teknologiene, men drøfter de økonomiske investeringene og konsekvensene av de ulike fornybaralternativene.



Figur 2 Illustrasjon av Octopus. På toppen av rigg-føttene er det montert solcellepanel og vertikalakslede vindturbiner.

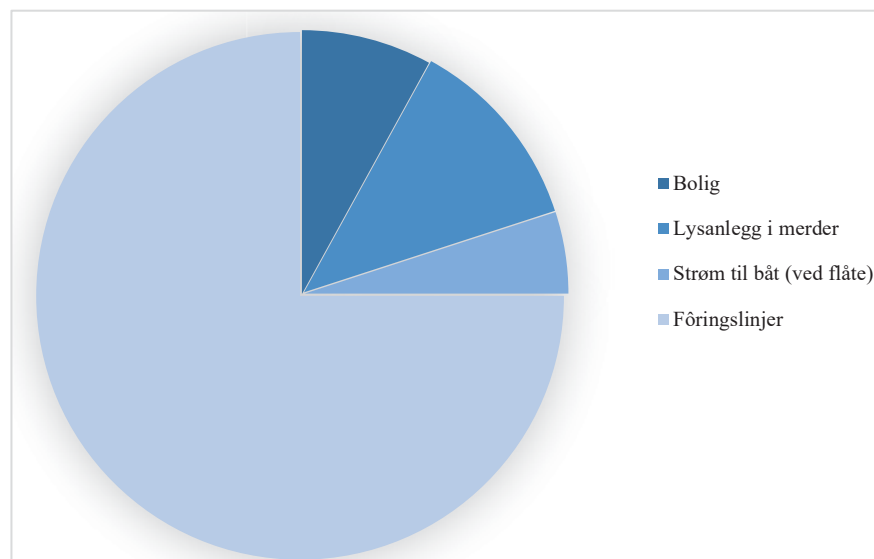
I kapittel 2 beskrives oppgavens fremgangsmåte. Herunder en presentasjon av de ulike informasjonskildene som danner datagrunnlaget for energiberegningene. Det vil også være en presentasjon av de ulike energikildene og hvordan beregningen av deres produksjon er gjennomført. Resultatene presenteres i kapittel 3, hvor beregninger for energibehovet, størrelser på effekttopper og hvordan disse fordeler seg i løpet av døgnet og året presenteres. Videre blir beregningene av energiproduksjonen fra de fornybare energikildene, oversikt over CO₂ – utslipp og investeringskostnader for de ulike teknologiene presentert. Avslutningsvis vil diskusjon og konklusjon av oppgaven gjennomgå i kapittel 4.

2 Metode

2.1 Energi- og effektforbruk

Effekt betegner det akutte ytelsesbehov lastene har i et gitt øyeblikk, mens energiforbruk er effektforbruk over en gitt tidsperiode. For oppdrettsselskapene er effekt- og energiforbruk sensitiv informasjon, og opplysninger gis derfor ikke bort uten videre. Informasjon om effekt og energiforbruk er derfor basert på ulike kilder som mailkorrespondanse med forskjellige firma, rapporter og gradsoppgaver, for å kunne gi et best mulig anslag.

Figur 3 er basert på mailkorrespondanse med Ragnar Sæternes ved oppdrettsfirmaet Sinkaberg-Hansen, som viser hvordan energifordelingen til et tradisjonelt oppdrettsanlegg kan se ut. Figuren viser at omtrent 75% av den tilførte energien vil gå til drift av fôringslinjene, 12% til lysanlegg i merdene, 8% vil gå til bolig, mens de resterende 5% vil bli tilført båt liggende ved flåten (Sæternes, 2019).



Figur 3 Fordeling av energitilførselen til et oppdrettsanlegg. (Sæternes, 2019).

Effektoppene ved et oppdrettsanlegg forekommer som regel under fôringssekvensen, hvor det er antall fôrlinjer, den installerte effekten til fôrblåserne og tilhørende lufttrykk som fôrlinjene kjører på som vil påvirke effektbehovet i tidsrommet (Sæternes, 2019). Fôringsmetodene som er vanlige å benytte er rotorspreder og undervannsfôring, hvor det er planlagt å benytte undervannsfôring som fôringsløsning på Octopus, da denne skal være mer energieffektiv. Det vil også forekomme effektbehov tilknyttet lysanlegg i merdene og flåtebygget.

For å anslå effektbehovet på Octopus, er det tatt utgangspunkt i mailkorrespondanser med Ragnar Sæternes fra oppdrettsfirmaet Sinkaberg-Hansen og Guttorm Lange fra Akvagroup. Enøkguidens oversikt over effektforbruk i husholdningene og en rapport utarbeidet av SINTEF (2011) er benyttet som veiledning av forventet personellforbruk på anlegget. Det er også tatt utgangspunkt i masteroppgaven til Laura Wiken (2018) hvor forfatteren baserer seg på to referanseanlegg, referanseanlegg 1 og - 2, eid av henholdsvis Salmar og Måsøval fiskeoppdrett. Begge anleggene er koblet til landstrøm, noe som gjør at strømforbruket deres er godt dokumentert.

Det estimerte energibehovet til Octopus er basert på tre ulike tilnærminger av hva energiforbruket kan være ved et anlegg: (1) En rapport utarbeidet av ABB og Bellona (2018), (2) masteroppgaven til Laura Wiken (2018) og (3) en mailkorrespondanse med Thomas Flinskau fra Integrate Renawables.

I beregningen av hvordan effekt- og energiforbruket i løpet av døgnet og året fordeler seg på timer og måneder, er det tatt utgangspunkt i oppgaven til Laura Wiken (2018) som viser fordelingene til referanseanleggene. Effektfordelingene til anleggene er brukt til å prosentvis fordele effektbehovet i løpet av dagen, mens energifordelingene er brukt til å prosentvis fordele energibehovet basert på de ulike månedene i året. De prosentvise fordelingene er deretter blitt overført til det beregnede effekt- og energiforbruket, hvor resultatet viser hvordan behovet endrer seg gjennom timer og sesong.

2.2 Energikilder

2.2.1 Biodiesel

Biodiesel er en underkategori av bioenergi som produseres av biomasse fra jord-, planteprodukter og annet fettholdig biologisk avfall. Slik førstegenerasjonsbiodrivstoff er omstridt hvis det benyttes matjord til å dyrke frem råvarene. utfordringer knyttet til bioenergi handler derfor om hvorvidt det er riktig å benytte biomasse og landområder til energiformål. Andregenerasjons biodrivstoff basert på blant annet skogråstoff er under utvikling og er mindre kontroversielt, men har igjen høyere produksjonskostnader. Som energikilde kategoriseres bioenergi som fornybar, fordi biomassen som benyttes er dannet i samtiden. Det er også dette som skiller biodiesel fra petroleumsdiesel (Brænd & Hofstad, 2018). Forbrenning av bioenergi betegnes som karbonnøytralt, da biomassens forråtnelsesprosess ville gitt det samme utslippet

gjennom karbonkretsløpet. Som energikilde vil biodiesel være like forutsigbar og tilgjengelig som vanlig petroleumsdiesel.

2.2.2 Landstrøm

Den norske energiproduksjonen besto i 2017 av 97,7% vind- og vannkraft, mens de resterende 2,3% var fra varmekraft (SSB, 2018b). Med utgangspunkt i disse verdiene er det å anse at energitilførselen regnes som fornybar for oppdrettsanlegg med overføringskabler til land. Ved benyttelse av landstrøm på oppdrettsanlegg er man avhengig av at det er ledig kapasitet i strømmettet som anlegget tilknyttes. Lokaldistributøren av elektrisk kraft på Karmøy, Haugaland Kraft, vurderer våren 2019 nettkapasiteten for økt forbruk som gul med tilleggsopplysningen «noe tilgjengelig», på en tredelt vurderingsskala; rød, gul og grønn (Haugaland-Kraft, 2019).

2.2.3 Vind

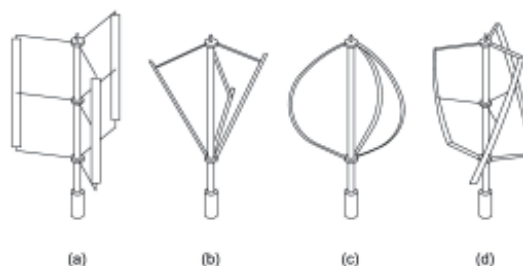
Vind betegner luft i bevegelse og finnes i varierende styrke på hele jordkloden. En vindturbin tar opp deler av denne bevegelsesenergien og omdanner den til elektrisk energi. Utviklingen av vindkraft har pågått over flere tiår, hvor størrelsen og tilhørende installert effekt har økt betraktelig de siste årene. For å optimalisere energiproduksjonen i vindturbinparker, plasseres vindturbinene med tilstrekkelig avstand mellom seg for å unngå turbulens. Turbulens oppstår når vinden passerer turbinbladene til den fremste vindturbinen, og påfører en såkalt vakeeffekt på turbinene bak som igjen reduserer de bakre turbinenes energiproduksjon (NORWEA, 2018). Interessen for offshore vindkraft har opplevd en oppgang de siste årene, hvor flere bedrifter og land med kystlinje ser på muligheten for å benytte sjøareal til energiproduksjon. Fordelen med offshore vindkraft er at utbygging på slike lokaliteter ikke sjenerer lokalbefolkningen, i tillegg til at naturen og tilhørende dyre- og fuglearter skånes. Ulempene ved å plassere vindturbinene til havs er ofte vanskelige å forutse, da offshore vindkraft ikke er en teknologi som har vært utprøvd i særlig stor grad. utfordringer som er mulig å forutse er korrosjon på metalldele som ikke er tilstrekkelig motstandsdyktige mot salt fra sjøvann. Det vil også oppstå utfordringer knyttet til drift og vedlikehold av vindturbinene. Det finnes i dag ulike vindturbineteknologier som det er mulig å benytte, hvor disse hovedsakelig deles inn i horisontalakslede- og vertikalakslede vindturbiner.

Horisontalakslede vindturbiner (HAWT)

Den horisontalakslede vindturbinen er den turbintypen som benyttes mest til storskala vindkraftproduksjon. Selve vindturbinen består av et fundamentert tårn med et nav og tilhørende rotor på toppen. På grunn av funksjoner som yaw-mekanisme, pitch-system og gir, har horisontalakslede vindturbiner ofte behov for jevnlig vedlikeholdsarbeid. Yaw-mekanismen roterer navet opp mot optimal vindretning, pitch-systemet dreier turbinbladene i egnet vinkel for energiproduksjon eller bremsing ved høye vindhastigheter (NORWEA, 2018). Generatoren i navet kan være enten avhengig av gir, eller den kan være en såkalt direkte-drevet vindturbin uten gir. Kompleksiteten og kostnaden for vedlikeholdsoppgavene vil øke betraktelig dersom vindturbinene stasjoneres offshore, som et resultat av utfordrende adkomst og sikkerhet for utførende part. Direkte-drevne turbiner anses som best egnet til offshoreprosjekter fordi de har lavere drift- og vedlikeholdskostnader sammenlignet med vindturbiner med gir, men til en høyere innkjøpspris (NORWEA, 2018).

Vertikalakslede vindturbiner (VAWT)

På en vertikalakslet vindturbin beveger turbinen seg i horisontalplanet, omvendt fra en horisontalakslet vindturbin. Det som skiller en horisontal- og en vertikalakslet vindturbin, foruten om det visuelle, er den vertikalakslede turbinens evne til å innta vind fra alle retningene og omgjøre den til energi. Dette har flere fordeler, blant annet at turbinen ikke har behov for yaw-mekanisme som vil føre til høyere kostnader og større mulighet for feil under kraftproduksjonen. Slike vindturbiner kan dermed plasseres i områder hvor vinden er turbulent og ofte skifter retning. Vertikalakslede vindturbiner har derfor en fordel fremfor horisontalakslede vindturbiner i områder med ekstremt sterk og voldsom vind (Eriksson et al., 2008). I Figur 4 presenteres ulike design for paraplybetegnelsen Darrieus turbiner, oppkalt etter mannen som patenterte designet (Eriksson et al., 2008), som er en type vertikalakslede vindturbiner.



Figur 4 Ulike varianter av Darrieus turbiner, (a): H-formet, (b): V-formet, (c): Troposkien, (d): Gorlov (heliks formet) (Battisti et al., 2016)

Rotasjonsaksen til en vertikalakslet vindturbin tillater at generatoren er lokalisert på bunnen av tårnet. Dette medfører at installasjonen, driften og vedlikeholdet av turbinen vil være enklere sammenlignet med en horisontalakslet vindturbin. Navet til en vertikalakslet vindturbin er utelatt, og uten yaw-mekanisme og andre elektriske deler, kan man fokusere på generatorens virkningsgrad og minimere vindturbinens kostnad og vedlikehold. Dette gjør også vertikalakslede vindturbiner egnet til bruk offshore (Eriksson et al., 2008).

2.2.4 Turbintyper til energiproduksjon på Octopus

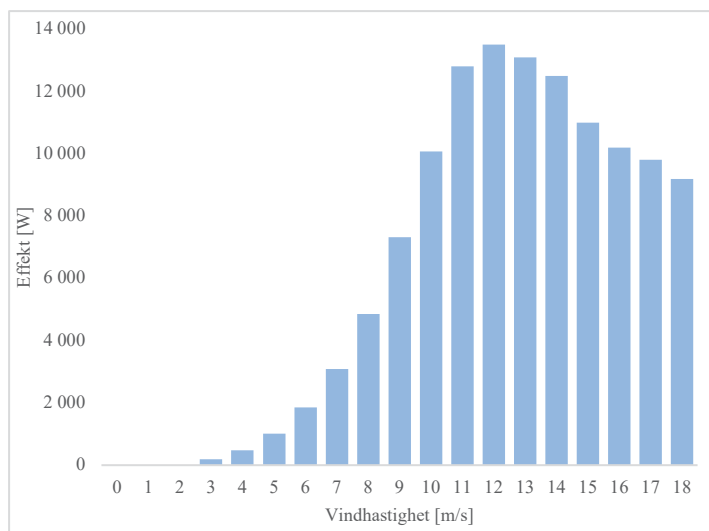
Det er tatt utgangspunkt i at vindturbinene monteres på toppen av «riggføttene», der antallet vindturbiner avhenger av turbinmodellens installerte effekt. For å beregne turbinenes energiproduksjon er det tatt utgangspunkt i effektkurvene oppgitt i turbinbrosjyrer til ulike vindturbinmodeller. Valget av turbinleverandør og tilhørende turbinmodeller er gjort på bakgrunn av tilgjengelig informasjon i brosjyrene, og det antas at produksjonsberegningene kan overføres til vindturbiner med likt design og lik installert effekt. Energiproduksjonen som er mulig å forvente på Octopus er basert på fem vindturbintyper, hvor to er vertikalakslet og de resterende tre er horisontalakslet. Det er valgt å ta utgangspunkt vindturbiner fra samme leverandør, Aeolos, med effektkapasitetene 10 kW, 50 kW og 100 kW. Utdrag fra turbinbrosjyrene er vedlagt som vedlegg 1, 2, 3, 4 og 5. Den følgende presentasjonen av turbintypene er basert på disse brosjyrene.

Årsaken til valget av disse turbintypene er:

- De største vertikalakslede vindturbinene fra en troverdig leverandør og med tilhørende effektkurve var på 10 kW installert effekt. Ved å benytte samme kapasitetsstørrelse på en horisontalakslet vindturbinmodell, vil det være mulig å sammenligne energiproduksjonen til vertikalakslede- og horisontalakslede vindturbiner.
- Ved å anvende mindre vindturbiner, vil vakeeffekten som treffer turbinene bak reduseres sammenlignet med større vindturbiner.
- Energiproduksjonen til 10 kW-vindturbinene er ikke tilstrekkelig for å dekke energibehovet til Octopus, og det er derfor også inkludert vindturbiner med 50- og 100 kW installert effekt.

Aeolos-H 10 kW er en horisontalakslet vindturbin med en nominell effekt på 10 kW og maksimal effekt på 13 kW. Rotordiameteren er 8,0 m, noe som tilsier 50,3 m² i sveipet areal. Generatoren er direktdrevet, som medfører en mer kompakt turbin med færre deler. Vindturbinen kan tåle vindhastigheter på opp mot 50 m/s og har en forventet levetid på 20 år.

Figur 5 viser vindturbinens effektkurve, hvor nominell effekt oppnås ved 10 m/s. I Figur 6 er turbinmodellen avbildet.

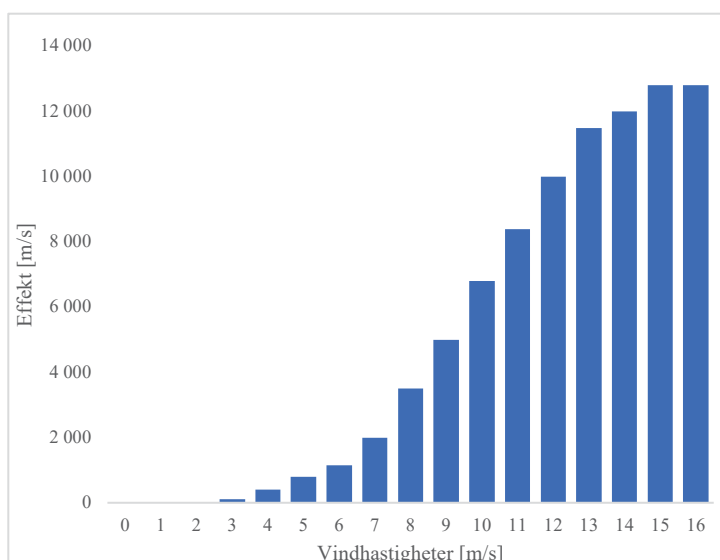


Figur 5 Effektkurven til Aeolos - H 10 kW



Figur 6 Fotografi av Aeolos - H 10 kW

Aeolos-V 10 kW er en vertikalakslet vindturbin, formet som Darrieus' H-formede turbin, vist i Figur 4. Vindturbinens rotorhøyde er 6 meter, rotorbredden er på 5 meter og designet er ment for en levetid på 20 år. Figur 7 viser effektkurven til vindturbinen, hvor nominell effekt på 10 kW oppnås ved 10 m/s. Turbindesignet er bygget for å tåle vindhastigheter på opp til 55 m/s. Figur 8 viser et fotografi av vindturbinmodellen.

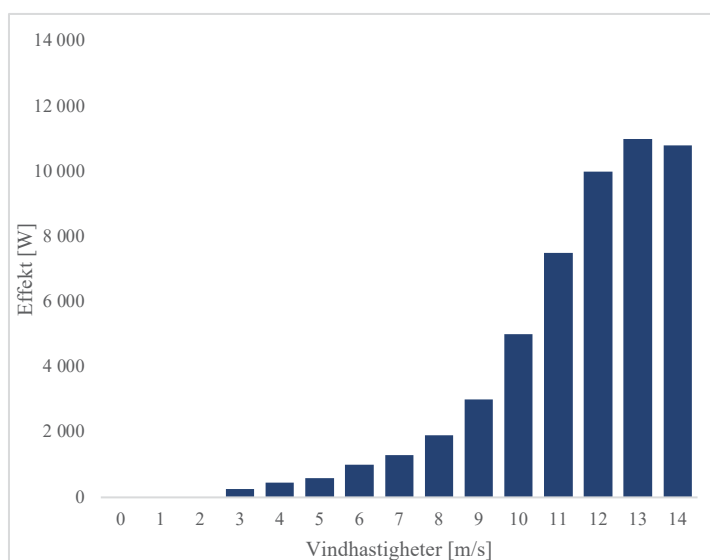


Figur 7 Effektkurven til Aeolos-V 10 kW, H-formet



Figur 8 Fotografi av Aeolos - V 10 kW, H-formet

Aeolos-V 10 kW er også en vertikalakslet vindturbin. Turbintypen kalles spiralturbin og er en variant av Darrieus' turbinmodeller som minner om turbintype d) i Figur 4. Denne turbintypen har en rotorhøyde på 5,3 meter og en rotorbredde på 4,2 meter. Figur 9 viser effektkurven til turbinen, hvor den nominelle effekten på 10 kW oppnås ved 12 m/s. Vindturbinen skal tåle vindhastigheter på opp til 55 m/s. Den har en forventet levetid på 20 år. Turbintypen er avbildet i Figur 10.

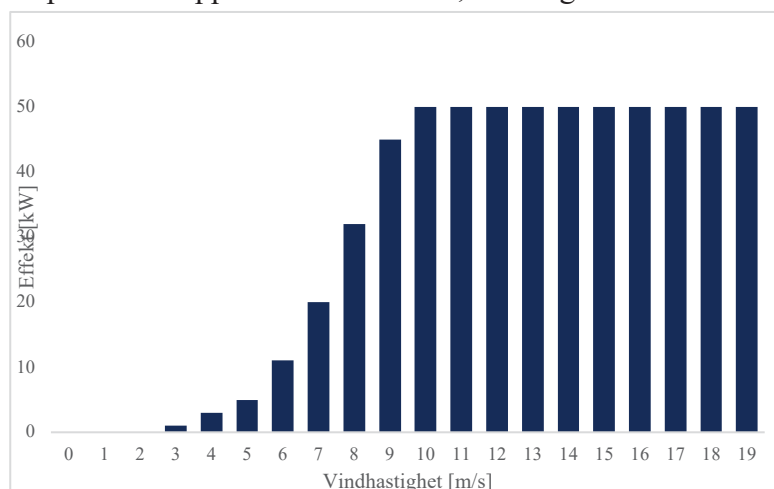


Figur 9 Effektkurven til *Aeolos-V 10 kW* spiralturbin



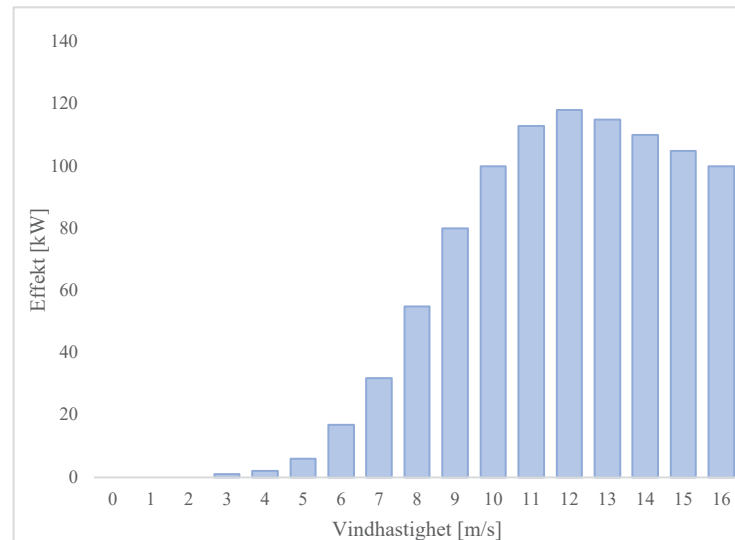
Figur 10 Fotografi av *Aeolos-V 10 kW*, spiralturbin

Aeolos – H 50 kW er en horisontalakslet vindturbin med 50 kW installert effekt. Diameteren til turbinmodellen er 18 m, noe som tilsvarer et sveipet areal på 254,3 m². Vindturbinen er designet for å tåle vindhastigheter opp til 59,5 m/s. I Figur 11 er effektkurven til vindturbinmodellen gjengitt, hvor man kan se at energiproduksjonen starter ved 2,5 m/s hvorpå den maksimale effektproduksjonen på 50 kW oppnås allerede ved 9,5 m/s og vedvarer til 19 m/s.



Figur 11 Effektkurven til *Aeolos – H 50 kW*

Aeolos – H 100 kW er den største vindturbinen det tas utgangspunkt i. Selve rotordiameteren er 24,5 m som gir et sveipet areal på 471,2 m². Dette gjør vindturbinens sveipede areal nesten dobbelt så stort sammenlignet med *Aeolos – 50 kW*, og mer enn 9 ganger så stort som *Aeolos – H 10 kW*. Tårnet skal tåle vindhastigheter opp til 59,5 m/s. I Figur 12 er effektkurven til *Aeolos – H 100 kW* gjengitt. Effektproduksjonen til vindturbinen starter ved 2,5 m/s og når sin installerte effektmengde ved 10 m/s.



Figur 12 Effektkurven til *Aeolos - H 100 kW*

2.2.5 Sol

Solenergi tilfører årlig jordoverflaten 15 000 ganger mer energi enn det totale energibehovet til jordas befolkning (Solenergiforening, 2019). Solinnstrålingen varierer med døgnet og årstidene, hvor sesongforskjellene i land lokalisert langt fra ekvator, som Norge, vil være svært store gjennom året. På grunn av døgnvariasjonene i solinnstrålingen har solcellepanelene en lavere virkningsgrad, sammenlignet med andre energiteknologier. For solcellepanel er det vanlig å beregne en virkningsgrad på 15 – 20% (Maghami et al., 2016). Solenergiteknologien deles gjerne i to hovedkategorier:

- Termisk solenergi – omdanner solenergien til varme ved hjelp av en solfanger, og
- Fotovoltaisk solenergi, bedre kjent som PV – konverterer solenergien til elektrisk energi ved hjelp av et solcellepanel.

På Octopus vil det elektriske behovet være større enn varmebehovet, og det fokuseres derfor videre i oppgaven på energi fra solcellepanel.

Avvik fra forventet energiproduksjon fra solcellepanel kan oppstå på grunn av støv, partikler og objekter som skaper skygge. Typen støv og partikler vil være avhengig av omgivelsene

solcellepanelet etableres i. For solcellepanel montert offshore vil støv være salt og sjøvann fra bølger og fordampning i tillegg til eventuell fugleavføring. På Octopus vil det også kunne oppstå skygge på den bakerste rigg-foten fra de andre rigg-føttene. Ved regnskyll vil støvet på solcellepanelene vaskes bort.

Vinkelen til solstrålene som treffer jordoverflaten varierer i løpet av året, da solen vil gå lavt over horisonten på vinterstid og høyt på himmelen om sommeren. På fastmonterte anlegg er det mest produksjonseffektivt å montere solcellepanelene i sørvendt retning. Det er også nødvendig å avgjøre en helningsvinkel som solcellepanelene installeres med, hvorpå studier har vist at optimal vinkel gjerne er den samme som breddegraden til lokaliteten (Yakup & Malik, 2001).

2.3 Energiproduksjon fra fornybare energikilder

Beregningene av den mulige energiproduksjonen er gjort i Excel, med utgangspunkt i værdata fra en posisjon utenfor Karmøy, hvor det er planlagt å etablere et pilotanlegg for Octopus. Kartkoordinatene til dette punktet er 59.16°N, 05.18°E, hvor Figur 13 viser lokaliteten som en knappenål på et kart fra Kartverket. Plasseringene av energiteknologiene på Octopus, er basert på Figur 2, som viser et bilde av anlegget.



Figur 13 Knappenålfestet lokasjon for pilot, kartkoordinater: 59.16°N, 05.18°E (Kartverket, 2019).

2.3.1 Vind

Vindhastigheten er vanskelig å forutse, og følger ikke et fast mønster i forhold til årstid og timer på døgnet. Det er vanlig å forvente en høyere gjennomsnittlig vindhastighet i høst- og vinterhalvåret sammenlignet med vår- og sommerhalvåret, men også her kan der oppstå avvik. Beregningen av energiproduksjon fra vinden er basert på data fra en rapport gjort av Polytec, tilgjengelig for Roxel Aqua. Vinddataene i rapporten er historiske værddata fra Nordsjøen (NoSea), og tar utgangspunkt i pilot-området vest for Karmøy, illustrert i Figur 13. Vinddataene er registrert 10 meter over havet, og er fra en periode på 10 år, 2003-2012. Vindens hastighet øker med høyden over bakken, der økningen avhenger av landskap og overflater i omgivelsene til vindturbinen (Vindportalen, 2014). Det er dermed å forvente at fordelingen av vindhastighetene som treffer vindturbinene på Octopus vil være noe høyere enn hva målingene i rapporten viser.

De registrerte vindhastighetene i rapporten er dokumentert i antall timer og fordelt i intervaller på 5 m/s. I beregningene av produsert vindenergi, er det antatt at vindhastighetene i det gitte intervallet fordeler seg likt på de registrerte timene til intervallet. Til eksempel vil de registrerte timene i vindhastighetsintervallet 0 – 5 m/s fordeles likt på seks vindhastigheter. Grunnen til dette er at vinden er uforutsigbar, og vindregistreringer kun kan brukes til veiledning for hva som kan forventes i de ulike månedene, ikke som en fasit. Beregningene av produsert vindenergi er dermed angitt i kWh for hele måneden, hvor energiproduksjonen til de ulike vindturbinene er basert på turbinenes individuelle effektkurve, som er gitt i vedleggene 1, 2, 3, 4 og 5.

2.3.2 Sol

Dataene for solinnstrålingen kommer fra en solkalkulator basert på resultater fra tidligere EU-prosjekt, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) (Commission, 2019). Til simuleringene er det benyttet databasen «PVGIS-SARAH». I simuleringen er det benyttet innstrålingsverdier for helningsvinklene 90° og 59°. Det planlegges å montere solcellemodulene på rigg-føttene, og det benyttes derfor 90°, mens 59° er optimal innstrålingsvinkel (Yakup & Malik, 2001). Solkalkulatoren inneholder lite informasjon om solinnstråling i havområder, noe som medfører at referanseområdet for solinnstrålingen er flyttet til et landområde rett øst for referansepunktet til vinddataene. Denne kartreferansen er da 59.160°N, 05.196°E.

Solcellepanelene er tenkt installert på sørvendt side til riggføttene, som medfører en mulighet for tre innstrålingsareal. Det er tatt utgangspunkt i at bredden til hvert ben er 13 m, noe som medfører at en kvadratisk installasjon på hver av føttene vil gi et mulig tilgjengelig areal på 507 m². For å estimere mulig energiproduksjon, er det tatt utgangspunkt i en solcellemodell fra Solcellespesialisten, AXIworldpremium 310 W fra leverandøren AXITEC (Solcellespesialisten, 2019). Spesifiseringene for solcellepanelet er vedlagt som vedlegg 6. Størrelsen på solcellepanelet er 1,640 m x 0,992 m, noe som fører til at det tilgjengelige arealet vil ha plass til 312 solcellepanel. Beregningene av produsert effekt fra solen er beregnet på timesbasis for hver dag i løpet av måneden, mens solenergien er gjengitt som denne produserte effekten multiplisert med 1 time.

3 Resultater

3.1 Energibehov

De ulike komponentene på et oppdrettsanlegg: drift av merder, fôrslanger og boligkvarteret, vil ha behov for ulike mengder tilført energi. På Octopus vil boligkvarteret være større enn på tradisjonelle anlegg, noe som vil medføre at denne prosentandelen kan være større enn andelen vist i Figur 3. Det er også planlagt at anlegget skal kunne brukes til ekskursjoner for bedrifter og utdanningsinstitusjoner, noe som vil medføre at det i sporadiske perioder vil være større endringer i energibehovet på anlegget. Energi- og effektforbruk tilknyttet uttaksslangene og dybdejustering av merdene, er ikke lagt til som egen forbrukspost i anslagene, men regnes som inkludert i beregningene.

3.1.1 Energiforbruk for hele anlegget

I følge samarbeidsrapporten mellom Bellona og ABB, ble det i 2017 benyttet totalt 72 420 m³ diesel, fordelt på 578 lokaliteter i drift (ABB/Bellona, 2018). I telefonmøte med en av forfatterne bak rapporten, Anders Karlsson-Drangsholt, (Karlsson-Drangsholt, 2019), ble det beregnet at oppdrettsnæringen, med utgangspunkt i en generatorvirkningsgrad på 3 kWh/l, som regnes som en god brennverdi, vil ha behov for 217 GWh/år. Energiforbruket for ett enkelt anlegg kan dermed i gjennomsnitt være:

$$\frac{217 \text{ GWh/år}}{578 \text{ lokaliteter}} = 375 \text{ MWh/år/lokalitet} \quad \text{Formel 1}$$

Da energiforbruket er sterkt korrelert med mengden produsert fisk, vil variasjoner i denne størrelsen ha størst påvirkningen på energiforbruket (Karlsson-Drangsholt, 2019). Produksjonsmengden er et resultat av antall fisk, merder, fôrmengde og svinn, hvor svinn betegner rømt- og død fisk. Rapporten er basert på energiforbruk på oppdrettsanleggene til Lerøy, hvor antall merder per lokasjon og gjennomsnittlig produksjon ikke oppgis da det er konfidensiell informasjon. Som Figur 3 viser, forekommer mesteparten av energiforbruket i forbindelse med fôring, noe som henger sammen med antall merder og dermed produksjonen til oppdrettsanlegget. Dersom produksjonen på Octopus er større enn den gjennomsnittlige produksjonen på anleggene rapporten baseres på, vil også energiforbruket kunne være større enn det estimerte forbruket.

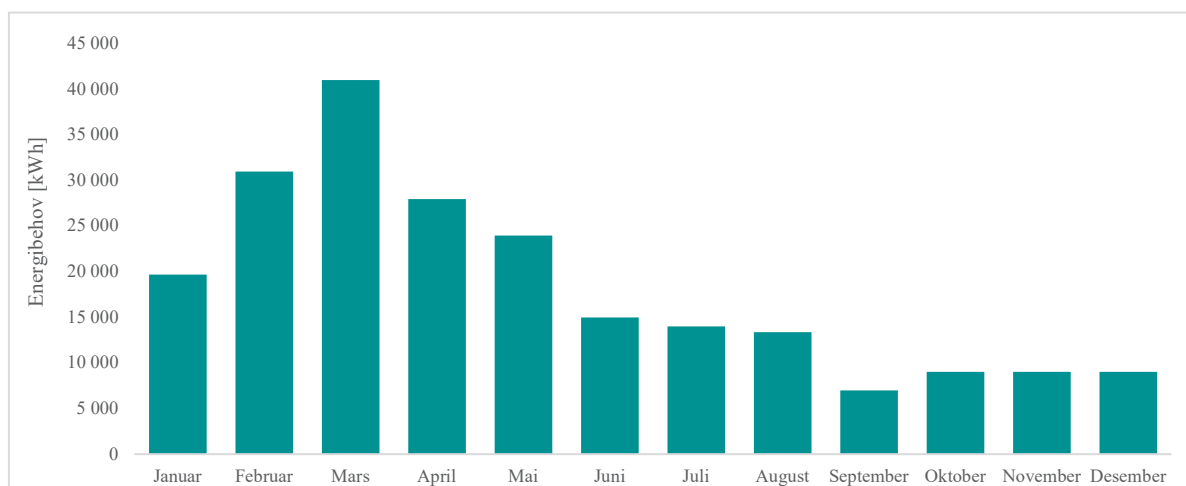
I mailkorrespondanse med Thomas Flinskau fra Integrate Renawables, ble det anslått at et oppdrettsanlegg med 8 merder vil kunne bruke mellom 400 000 og 500 000 kWh årlig, med variasjoner på bakgrunn av drift, lokasjon og syklus. Dieselforbruket vil tilsvare mellom 120 000- og 140 000 liter diesel, avhengig av generatorens brennverdi (Flinskau, 2019).

I rapporten til ABB og Bellona er det oppgitt et totalt årlig dieselforbruk til oppdrettsnæringen på 72 420 m³ diesel, fordelt på 578 lokaliteter (ABB/Bellona, 2018). Dette tilsvarer:

$$\frac{72\,420\,m^3 * 1000\,liter/m^3}{578\,lokaliteter} = 125\,294\,liter/lokalitet \quad \text{Formel 2}$$

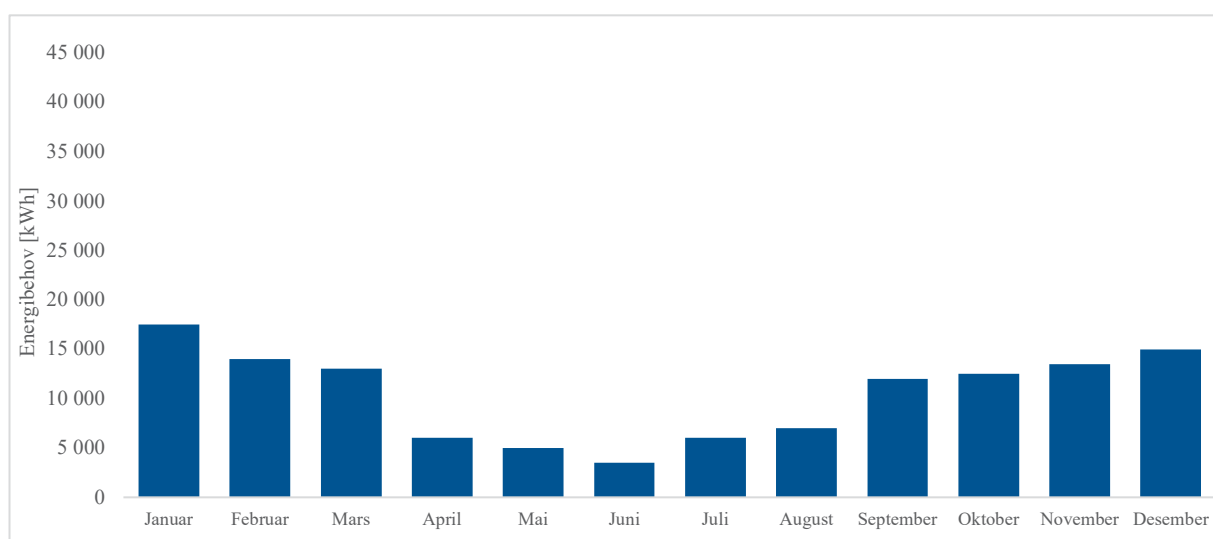
Resultatet i formel 2 kan sammenlignes med dieselforbruket forespeilet av Flinskau og energiberegningen i formel 1, gitt samme generatorvirkningsgrad. Dette dieselforbruket gjelder da for oppdrettsanlegg med 8 merder.

Referanseanlegg 1 i Wiken (2018) er lokalisert utenfor Smøla i Møre og Romsdal og består av 7 merder i tillegg til føringsflåten. I 2017 hadde anlegget et energiforbruk på 220 000 kWh, hvor det var brakklagt 4 måneder dette året. Sannsynligvis ville forbruket vært større dersom oppdrettsanlegget hadde vært i bruk hele referanseåret. Figur 14 viser at energibehovet i 2017 var høyest i vintermånedene februar, mars og april. Basert på figuren er det mulig å anta at anlegget lå brakk fra september og ut desember.



Figur 14 Fordelingen av energiforbruket til referanseanlegg 1 fordeler seg per måned (Wiken, 2018).

Referanseanlegg 2 i Wiken (2018) ligger utenfor Hitra i Sør Trøndelag, og består av 10 merder i tillegg til føringsflåten. I 2017 hadde oppdrettsanlegget et energiforbruk på tilnærmet 125 000 kWh, noe som er betydelig mindre sammenlignet med referanseanlegg 1. I følge forfatteren skal referanseanlegg 2 ha hatt fokus på energiforbruk og effektivisering av dette på anlegget, noe som gjenspeiles i forbruksforskjellene. Figur 15 viser hvordan energiforbruket ved anlegget fordeler seg over året, og er størst i høst og vintermånedene september til mars. Figurens forbruksakse er justert til å være lik forbruksaksen i Figur 14. Dette er gjort for at forbruksforskjellene skal være enklere å sammenligne.



Figur 15 Fordeling av energiforbruket til referanseanlegg 2 fordeler seg over året og i løpet av døgnet (Wiken, 2018)

3.1.2 Energiforbruk i produksjonen

De ulike kildene til beregningen av energiforbruket er svært sprikende og det er vanskelig å påstå at noen av dem er mer riktige enn andre. Det er derfor beregnet en middsverdi av energiforbruket oppgitt i de ulike datakildene, hvor utfallet er presentert i tabell 1. I rapporten til ABB og Bellona er det ikke oppgitt gjennomsnittlig merd-antall til referanseanleggene, og det er derfor ikke tatt med i beregningen.

Tabell 1 Beregnet årlig energiforbruk per merd

Kilde	Antall merder	Nedre energiforbruk [MWh/år]	Øvre energiforbruk [MWh/år]	Middsverdi energiforbruk [MWh/år]
ABB/Bellona	-	375	375	375
Salmar	7	220	220	220
Måsøval fiskeoppdrett	10	125	125	125
Integrate Renewables	8	400	500	450
Gjennomsnitt	8,33	280	305	292,5

$$\text{Årlig energiforbruk for én merd} = \frac{292,5 \text{ MWh}}{8,33 \text{ merder}} = 35,1 \text{ MWh/merd}$$

Formel 3

Det årlige gjennomsnittlige energiforbruket til en merd kan på et oppdrettsanlegg beregnes til å være 35,1 MWh/merd.

3.1.3 Boligkvarteret

Som en følge av at Octopus skal kunne benyttes til utflukter og ekskursjoner av bedrifter og utdanningsinstitusjoner i tillegg til de vanlige rutinene, vil energibehovet kunne variere sporadisk i løpet av driftstiden. Variasjonene vil hovedsakelig forekomme på grunn av økt behov for oppvarming av areal og vann, elektrisk lys og bruk av elektrisk utstyr som kaffetrakter, komfyr og opplading av pc og mobil. For å gi en oversikt over det mulige energibehovet boligkvarteret kan ha, er det tatt utgangspunkt i Enøkguiden, en rapport fra Sintef (2011) og NS 3031 som er utarbeidet av Standard Norge. For romoppvarming og elektriske apparater er det i hovedsak benyttet forbruksstørrelser fra Enøkguiden, mens det for varmtvann og belysning er anvendt tall fra NS 3031. Enøkguiden ble utarbeidet på slutten av 90-tallet, og for apparater med forventet forbedret energieffektivitet, er det valgt å benytte verdier fra en rapport utarbeidet av Sintef om «Strømforbruk i norske husholdninger» fra 2011. I Tabell 2 er det presentert verdier for forbruk og brukstid som går til betjening av bygningsmassen, mens det i Tabell 3 er gjengitt verdier for forbruk og brukstid av elektriske komponenter som det forventes at boligkvarteret innehar.

Tabell 2 Energiforbruket til oppvarming av rom, vann og belysning

Energipost	Effektbehov	Antatt BRA [m ²]	Brukstid [t/uke]	Energiforbruk [kWh/år]
Romoppvarming	3300 [W] ¹	120 ¹	84 ³	14 414
Varmtvann	29,8 [kWh/(m ² *år)] ³	120		3 576
Belysning	1,95 [W/m ²] ³	120	16 ³	195
Totalt				18 185

¹ (Enøk, 1999). ³ (Standard, 2007)

Tabell 3 Energibehovet til ulike elektriske komponenter.

Elektrisk utstyr	Effektbehov [W]	Bruktid [t/uke]	Energibehov [kWh/uke]	Energibehov [kWh/år]
Komfyr			4,3 ²	224,64
Kaffetrakter	1500 ¹	3,5 ¹	5,25	273
Oppvaskmaskin			5,24 ²	272,58
Kjøleskap	160 ¹	56 ¹	8,96	465,92
Fryseboks	175 ¹	70 ¹	12,25	637
Brødrister	1000 ¹	0,2 ¹	0,2	10,4
TV			6,97 ²	362,5
Støvsuger	1000 ¹	1 ¹	1	52
PC			2,98 ²	155,06
Stereoanlegg	25 ¹	28 ¹	0,7	36,4
Barbermaskin	10 ¹	1 ¹	0,01	0,52
Totalt			47,86	2489

¹ (Enøk, 1999). ² (Kure, 2011).

Forbruksresultatene i Tabell 2 og Tabell 3 viser at romoppvarming, belysning og varmtvann vil trenge 18,2 MWh/år, mens elektriske komponenter vil ha behov for 2,5 MWh/år, med utgangspunkt i at et år inneholder 52 uker.

Ved å ta utgangspunkt i Figur 3 som gjengir behovsfordelingen på anlegget som 75% til føringslinjer, 12% til lysanlegg i merder, 8% til bolig og 5% til båt ved flåte, resultatet fra formel 3 på 35,1 MWh/merd/år, Tabell 2 og Tabell 3, er det mulig å utarbeide en formel for et antatt energibehov til Octopus. For å gjøre energibehovet for bolig til en egen komponent, trekkes det fra beregningen i formel 3, vist i formel 4.

$$35,1 \frac{\text{MWh}}{\text{merd}} / \text{år} * (100\% - 8\%) = 32,29 \frac{\text{MWh}}{\text{merd}} / \text{år} \quad \text{Formel 4}$$

Ved å ta utgangspunkt i energibehovet til merdene presentert i formel 4, energibehovet for romoppvarming, belysning og varmtvann presentert som 18,2 MWh/år for et BRA på 120 m² fra Tabell 2 og energibehovet for elektriske komponenter på 2,5 MWh/år i Tabell 3, er det mulig å sette opp en ligning for å beregne energibehovet for Octopus. Denne ligningen vises i formel 5, hvor X er antallet merder i drift ved anlegget og Y er bruksarealet i boligdelen.

$$\left(\frac{32,29 \frac{MWh}{merd}}{\text{år}} * X \text{ merder} \right) + \left(\frac{18,2 \frac{MWh}{\text{år}} * \frac{Y \text{ m}^2}{120 \text{ m}^2}}{\text{år}} \right) + 2,50 \frac{MWh}{\text{år}}$$

Formel 5

I Tabell 4 er energiforbruket til oppdrettsanlegget presentert med de ulike merdantallene oppgitt i konsesjonssøknaden, i tillegg til en variasjon i areal på 60 m² og 120 m² for å se hvor mye arealstørrelsen påvirker det totale energiforbruket.

Tabell 4 Forholdet mellom merder, areal og energibehov

Antall merder	Areal [m ²]	Beregnet energibehov [MWh/år]
12	60	399,08
12	120	408,18
13	60	431,37
13	120	440,47
14	60	463,66
14	120	472,76

Ut i fra resultatene i Tabell 4, kan man tolke at det vil være økningen i antall merder som vil påvirke energibehovet til oppdrettsanlegget mest. En økning i bruksareal vil også påvirke energibehovet, men ikke i like stor grad som antallet merder. Videre i oppgaven vil det benyttes energibehovet for 12 merder og bruksareal på 60 m², 399,08 MWh/år, til beregning av energiproduksjon på anlegget.

3.2 Effektbehov

3.2.1 Effekt til føring

Den installerte effekten for blåsere er vanligvis mellom 18 og 24 kW, selv om forbrukt effekt kan være nede i rundt 12 kW. Avvik fra dette kan forekomme på grunnlag av driftsmønsteret til aktøren (Sæternes, 2019). Det leveres ikke pumpe i standardversjonen for undervannsføring, noe som medfører at det ikke forekomme effektbehov tilknyttet denne (Lange, 2019). Effektbehovet vil avhenge av antallet blåser som forbrukes samtidig.

Tabell 5 Effektbehovet til føringsblåse

Elektrisk utstyr	Antall blåser	Installert effekt [kW]
Føringsblåse	12 – 14	18 – 24

3.2.2 Effekt til undervannsllys

Oppdrettsanlegg benytter undervannsllys for å blant annet stimulere til økt vekst og redusere kjønnsmodning blant fisken (Havforskningsinstituttet, 2003). I en standard 160 meters merd, er det vanlig å ta utgangspunkt i 3 – 4 undervannsllys på 1 kW. Dette kan erstattes med 5 – 6 undervannsllys på 0,400 kW hver (Lange, 2019). Effektbehov tilknyttet lysanlegget til én merd kan dermed variere mellom 2 – 4 kW, avhengig av antall lys og størrelse.

Tabell 6 Effektbehov til undervannsllys

Elektrisk utstyr	Installert effekt [kW]	Undervannsllys/merd	Antall merder	Installert effekt [kW]
Undervannsllys 1	1	3 – 4	12 – 14	36 – 56
Undervannsllys 2	0,4	5 – 6	12 – 14	24 – 33,6
Totalt				24 – 56

3.2.3 Boligkvarteret

Effektbehovet tilknyttet boligkvarteret vil variere gjennom ukene og over året. Enøk-guiden ble utarbeidet sent 90-tall, og presenterer effektbehovet til ulike komponenter som er vanlige å finne i husholdningen hvor et utvalg av disse er presentert i Tabell 7.

Tabell 7 Effektbehovet til boligkvarteret

Elektrisk utstyr	Effektbehov [kW] ¹
Romoppvarming	3,300
Varmtvann	2,000
Belysning	1,080
Komfyr	2,200
Kaffetrakter	1,500
Oppvaskmaskin	2,000
Kjøleskap	0,160
Fryseboks	0,175
Brødrister	1,000
TV	0,100
Støvsuger	1,000
Barbermaskin	0,010
Totalt dersom alle komponenter forbrukes samtidig	14,615

¹ Alle tall er basert på (Enøk, 1999)

3.2.4 Estimert samlet effektbehov

Ved å kombinere Tabell 5, Tabell 6 og Tabell 7, er det mulig å danne et bilde for hva den maksimale effektlasten for oppdrettsanlegget vil kunne være dersom alle komponentene forbrukes samtidig. Dette er presentert i Tabell 8.

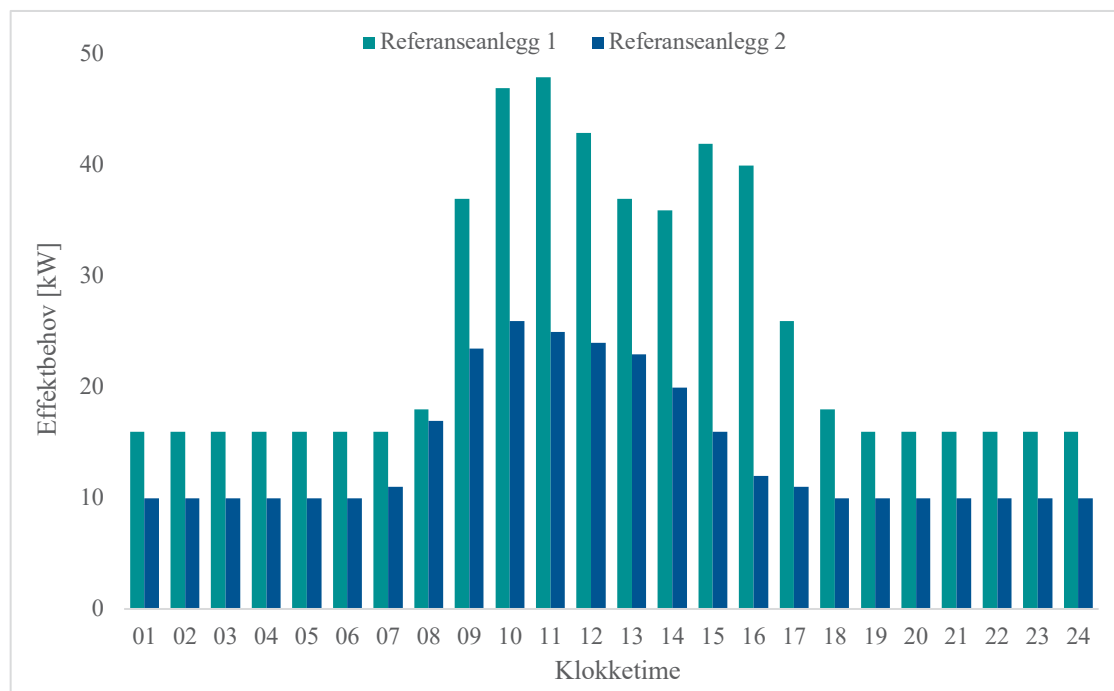
Tabell 8 Forventet effektbehov på Octopus

Elektrisk utstyr	Installert effekt [kW]
Fôringsblåse	18 – 24
Undervannsllys	24 – 56
Boligforbruk	15
Maksimal effektlast	57 - 95

Det er ikke sannsynlig at alt elektrisk utstyr forbrukes samtidig.

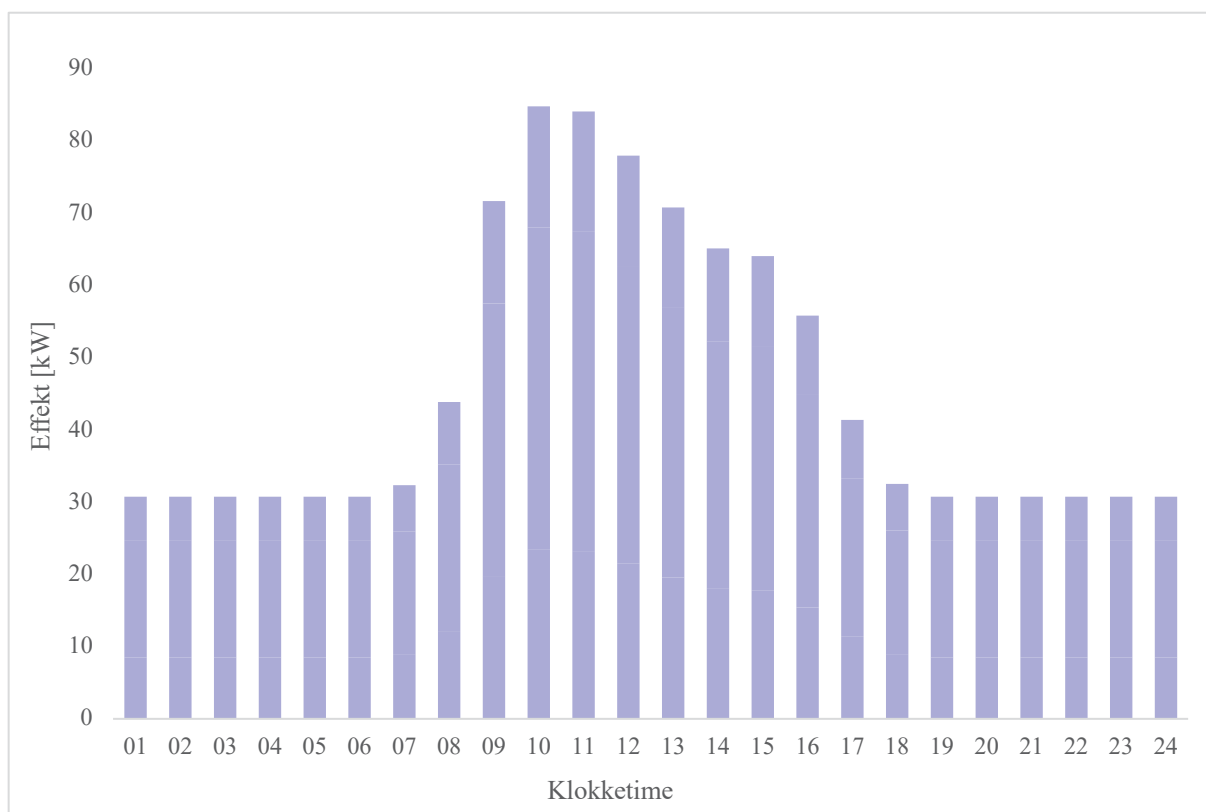
3.3 Effektfordeling over døgnet

Ved å sammenligne effektforbruket på referanseanlegg 1 og - 2 omtalt i (Wiken, 2018), kan forbruksmønsteret til effekttoppene og deres tilførende varighet presenteres som i Figur 16. Figuren viser at effektbehovet opp mot tredobles for begge anleggene under fôringsprosessen som det antas forekommer mellom klokken 08 og 18. Forbruket på referanseanlegg 1 er betydelig større enn forbruket på referanseanlegg 2. Det grafene ikke viser er at denne forskjellen ikke samsvarer med størrelsesforskjellene til anleggene, da referanseanlegg 1 består av 7 merder, mens referanseanlegg 2 har 10 merder.



Figur 16 Effektforbruket til referanseanlegg 1 og 2.

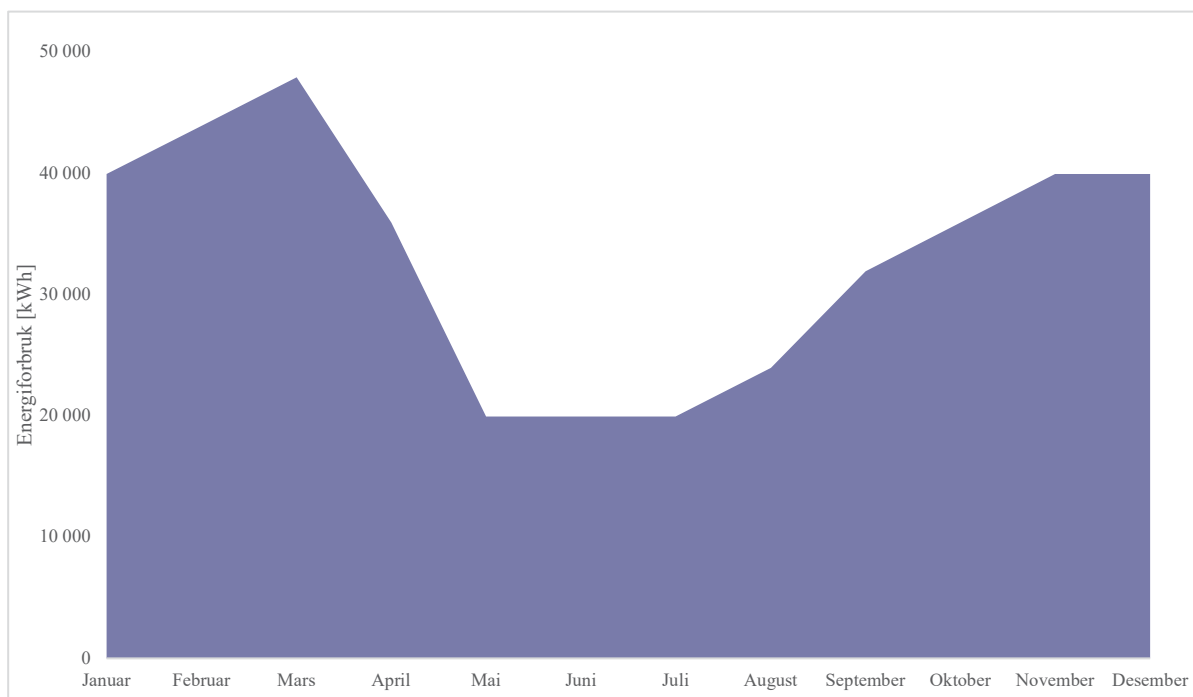
Effektfordelingene i Figur 16 er brukt som utgangspunkt til å beregne en prosentvis timefordeling av effektforbruket i løpet av et døgn. Denne prosentvise timefordelingen er overført til det gjennomsnittlige effektforbruket per døgn på Octopus. De daglige variasjonene i effektforbruket på Octopus vil dermed kunne fordele seg som i Figur 17. I likhet med Figur 16, vil effektfordelingen være høyest på dagen. Effektbehovet under fôringssekvensen i Figur 17 stemmer med beregningene for maksimalt effektbehov i Tabell 8.



Figur 17 Forventet effektfordeling i løpet av et gjennomsnittsdøgn på Octopus

3.4 Energi- og effektforbruk i løpet av året

Ved å ta utgangspunkt i den månedlige fordelingen av energiforbruket til referanseanleggene 1 og 2 fra Figur 14 og Figur 15, er en prosentvis fordeling av energiforbruket i løpet av de ulike månedene i året overført til energiforbruket på Octopus. Oppgaven tar videre utgangspunkt i at Octopus forbruker 399,080 kWh/år fra Tabell 4. I Figur 18 vises energiforbruket til Octopus pr måned. Det høyeste energiforbruket vil forekomme i høst- og vintermånedene, hvor den høyeste forbrukstoppen er i mars.

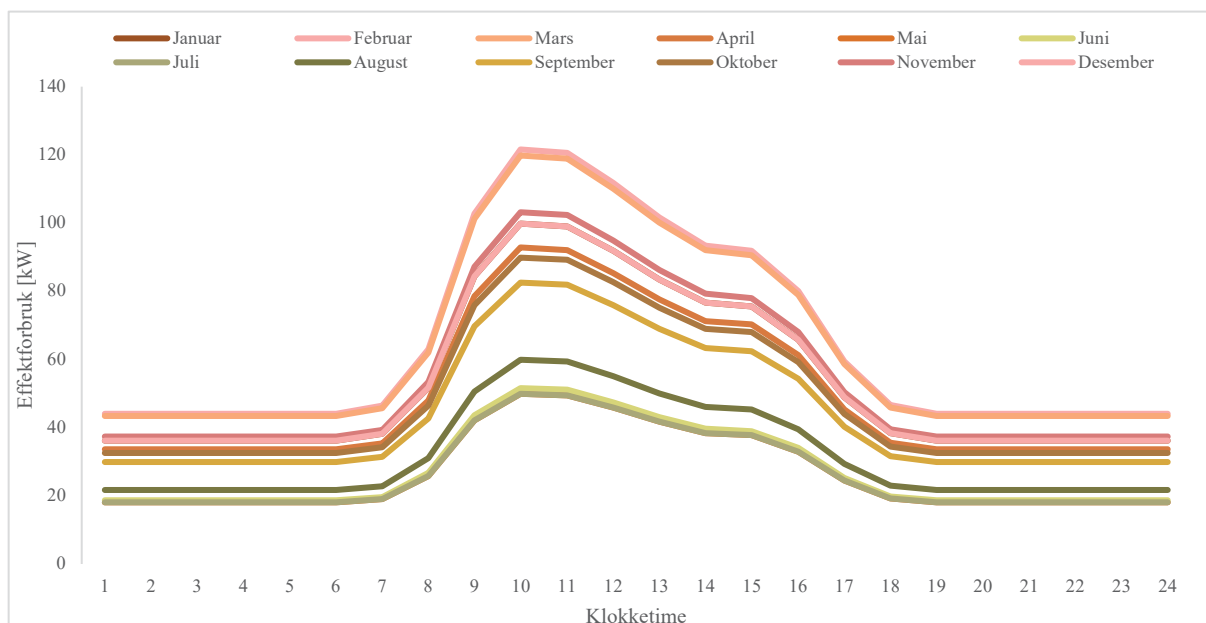


Figur 18 Energifordelingen per måned på Octopus

I Figur 19 er informasjonen i Figur 17 og Figur 18 tolket til en prosentvis fordeling av hva det månedlige effektbehovet for de ulike klokke-timene i døgnet vil være. I arbeidet med dette er det forutsatt at:

- Fordelingen av effekttoppene i dagene i samme kalendermåned er lik. Altså varierer det daglige effektbehovet på månedsbasis.
- Effektbehovet er basert på resultatene i oppgaven til Wiken, med forbehold om at det ene anlegget ikke har forbruk i 4 måneder av registreringen hennes. Dette har da ført til et lavere effektforbruk i denne perioden, noe som er tatt hensyn til i tolkningen av resultatene.

Resultatet viser at det i månedene november, desember, februar og mars vil være en effekttopp som er større enn den maksimale effektforbruket som er beregnet i Tabell 8, mens topplasten i juni og juli vil ligge i underkant av denne effektmengden.



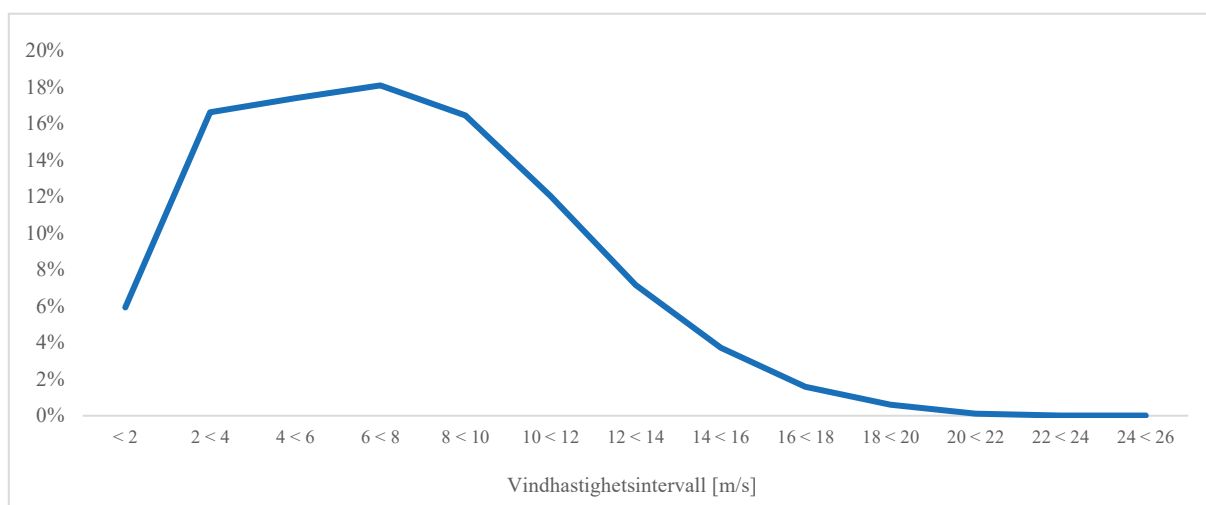
Figur 19 Månedlig effektfordeling for hver klokke time i døgnet

Basert på resultatene av energiforbruk per måned i Figur 18 og månedlig effektfordeling i Figur 19, vil det være mulig å konkludere med at oversiktene stemmer overens med beregningene av energi- og effektbehov i 3.1 og 3.2, selv om effektforbruket vil ligge over estimert verdi fra Tabell 8 i vintermånedene. Årsaken til den store variasjonen i effektbehov i løpet av månedene, kan være på grunn av ulikt behov for bruk av undervannslys i vinter- og sommerhalvåret, hvor undervannslysene bidrar til en stor andel av effektbehovet.

3.5 Energiproduksjon

3.5.1 Vind

I følge vindregistreringene i dette området fra rapporten til Polytec, fordeles vindhastighetene i løpet av året, med hastighetsintervaller på 2 m/s, som vist i Figur 20.

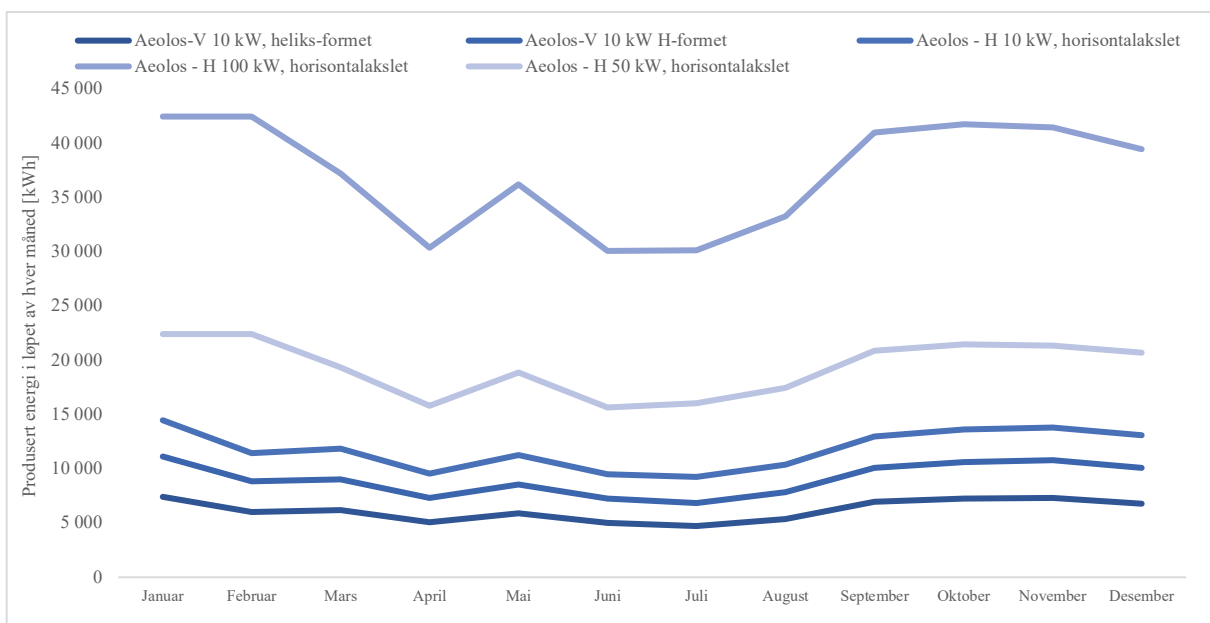


Figur 20 Prosentvis fordeling av vindhastighetene

Tilsammen forekommer vindhastigheter på 2 – 10 m/s i 69% av timene i de registrerte årene. Etter dette avtar hyppigheten til de ulike vindhastighetene i takt med at vindhastigheten stiger, hvorpå hastighetene etter 20 m/s tilsvarer 0,14% av timene.

Dersom man sammenligner effektkurvene til de valgte vindturbinene i Figur 5, Figur 7, Figur 9, Figur 11 og Figur 12 med oversikten over vindhastighetene i Figur 20, vil det være de største horisontalakslede turbinene med 50- og 100 kW installert effekt som vil ha det største produksjonspotensialene ved de laveste vindhastighetene målt 10 meter over havet.

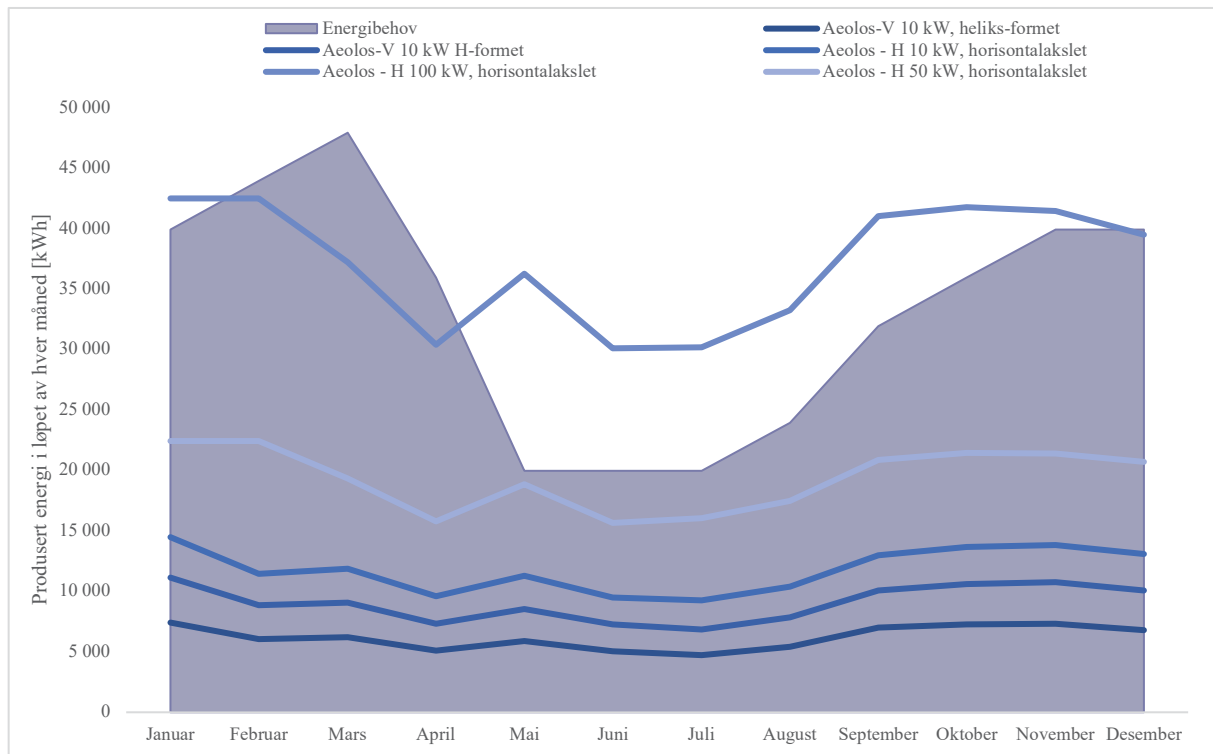
Som nevnt tidligere, er de månedlige vindregistreringene fordelt i intervall på 5 m/s. Dersom man antar at antallet timer i hvert intervall fordeler seg likt på de angitte vindhastighetene for hver måned, er det mulig å visualisere en forventet energiproduksjon. I Figur 21 er de ulike vindturbintypene satt sammen i et diagram som gjør den forventede energiproduksjonen sammenlignbar. For vindturbinene med 10 kW installert effekt, er det benyttet produksjonsmengden fra tre vindturbiner. Vindturbinene med 50 kW og 100 kW installert effekt er vist som produksjon av én vindturbin. Ikke uventet er det den største vindturbinen som har den største energiproduksjonen, mens det er de to vertikalakslede vindturbinene som produserer minst.



Figur 21 Sammenligning av potensiell energiproduksjon for vindturbintypene

I Figur 22 er resultatene fra Figur 21 kombinert med det forventede energiforbruket i Figur 18, hvor man kan se hvordan energiproduksjonen til de ulike turbintypene vil samsvare med

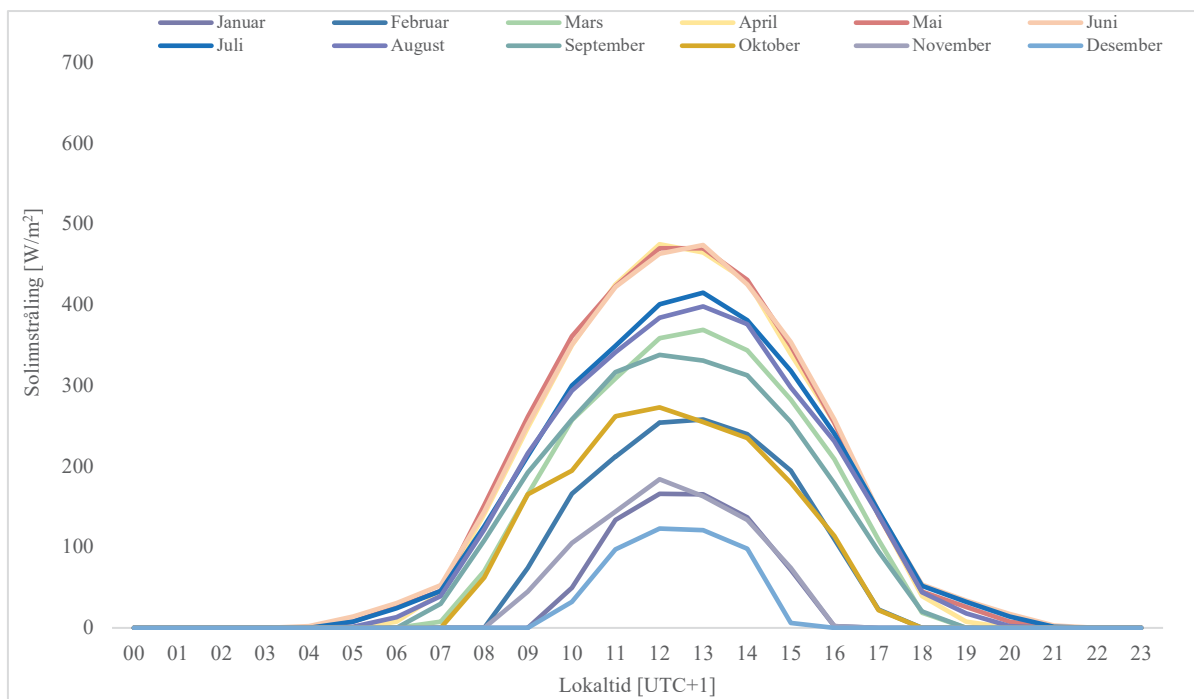
energibehovet. Som vist i figuren er det kun turbinmodellen med 100 kW installert effekt som enkelte måneder vil dekke energibehovet på anlegget.



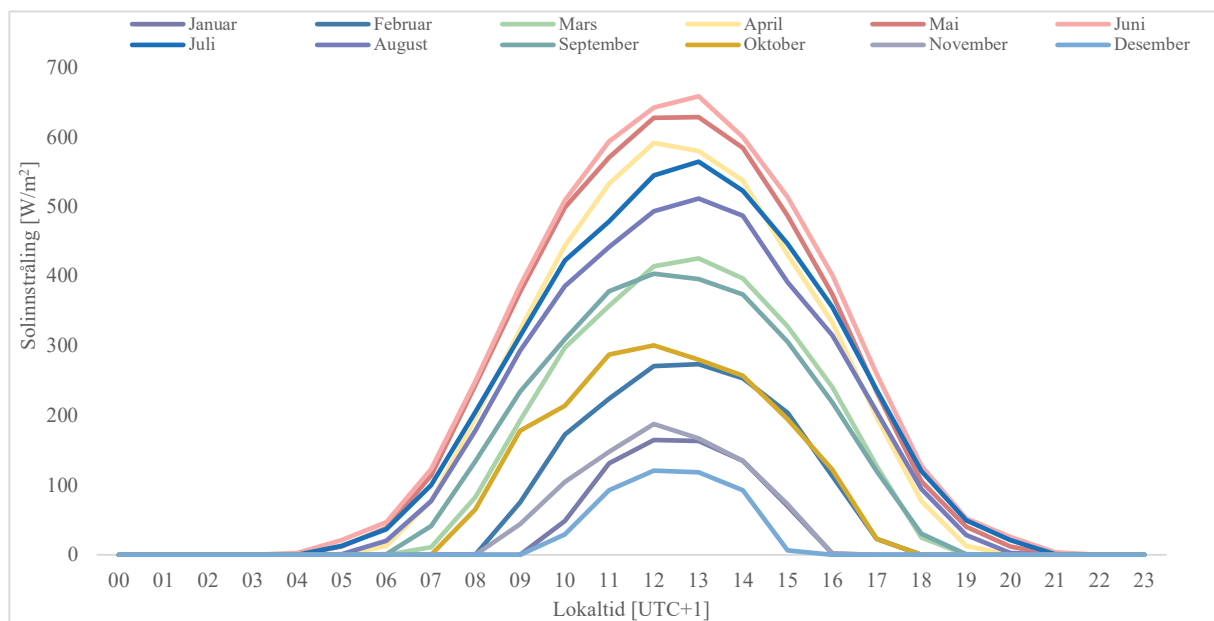
Figur 22 Sammenligning av forventet vindenergiproduksjon og energibehov

3.5.2 Sol

Solinnstrålingen på referanseområdet er gjengitt i Figur 23 og Figur 24 for en vinkling av solcellemodulen på henholdsvis 90° og $59,16^\circ$, hvor $59,16^\circ$ vil være optimal vinkel for lokaliteten (Yakup & Malik, 2001). Felles for begge figurene er at solinnstrålingen er lavest i desember og øker til det når et toppunkt i vår og sommermånedene april, mai, juni og juli. Solinnstrålingen er også størst for innfallsvinkelen som er lik den optimale vinkelen på området, med tilhørende toppunkt på 660 W/m^2 i juni, mot 470 W/m^2 som høyeste innstrålingsmengde for modulvinkel 90° .



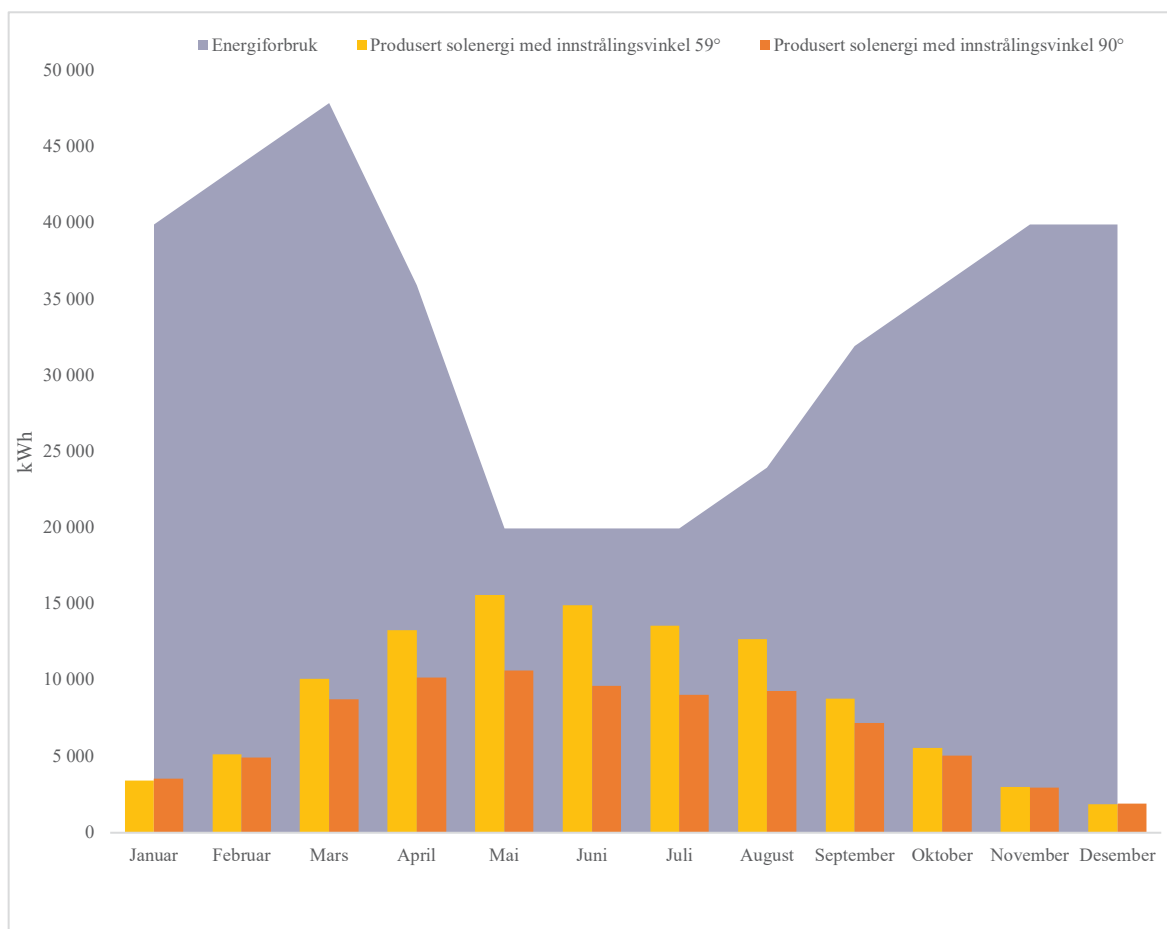
Figur 23 Solinnstråling ved modulvinkel på 90° (Commission, 2019)



Figur 24 Solinnstråling for optimal modulvinkel; 59,16° (Commission, 2019)

Ved å ta utgangspunkt i den mulige solenergiproduksjonen som solcellepanelet AXIworldpremium 310 W vil gi for arealet på 507 m², kan produksjonen ved de to innstrålingsvinklene sammenlignes. Dette vises i Figur 25, hvor produksjonsmengdene settes opp mot energibehovet til Octopus. Figuren viser at solenergiproduksjonen ikke vil dekke energibehovet som anlegget har i noen av månedene. Produksjonsforskjellene for de to

innstrålingsvinklene er også størst i sommermånedene, mens ulikhetene avtar i vintermånedene. Dette kommer av solens varierende høyde over horisonten. Produksjonstoppen for begge innstrålingsvinklene er i mai, hvor 59°-modulen produserer 15 599 kWh, mens 90°-modulen produserer 10 659 kWh. Det vil videre i oppgaven benyttes helningsvinkel på 90° for beregningen av solenergi, selv om energiproduksjonen vil reduseres sammenlignet med produksjon ved optimal vinkel. Dette valget begrunnes med at det for denne oppgaven vil være vanskelig å forutsi tenkelige utfordringer tilknyttet vindfang på solcellemodul vinklet ut fra rigg-føttene.



Figur 25 Sammenligning av potensiell solenergiproduksjon og Octopus' energibehov

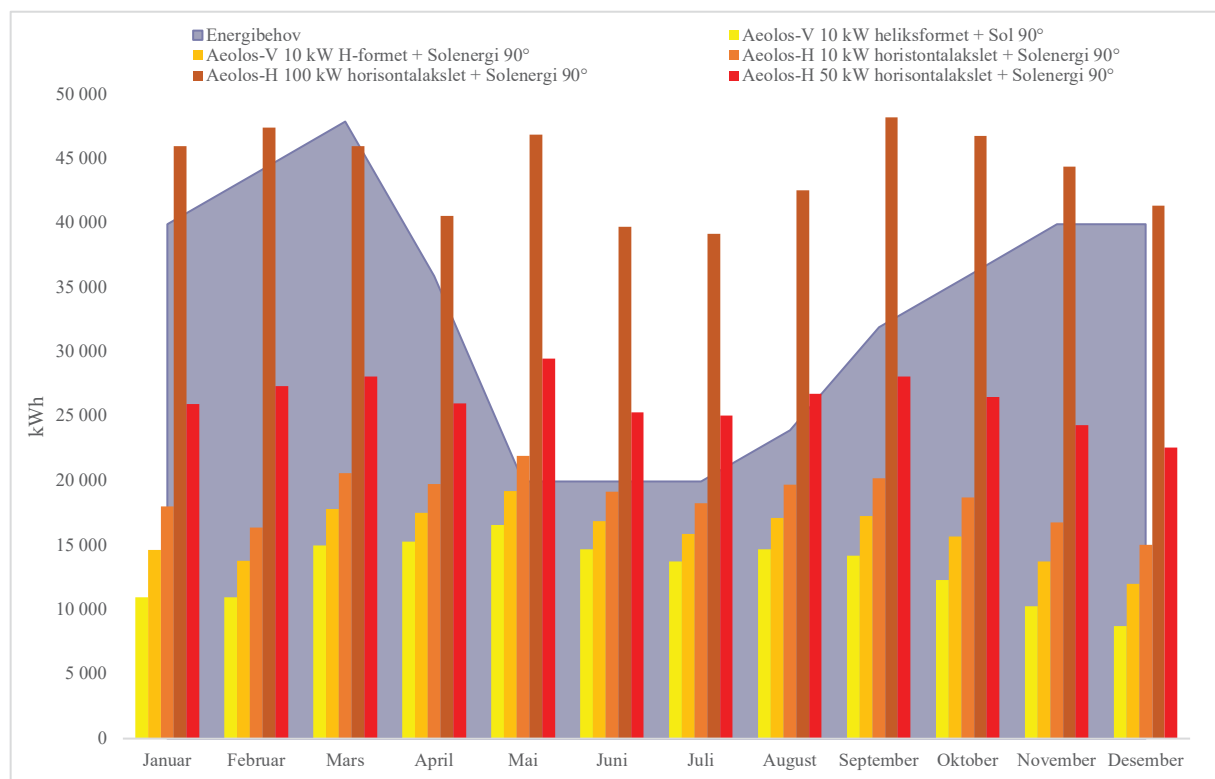
3.5.3 Energidekning

Isolert, er det ingen av energiteknologiene som dekker energibehovet hele året. For vindturbinene er det kun vindturbinmodellen med 100 kW installert som i enkelte måneder vil produsere nok energi til at anlegget vil kunne være selvforsynt. De resterende vindturbinmodellene produserer i underkant av energibehovet hele året. For solenergi vil, ikke uventet, energiproduksjonen være størst i vår- og sommermånedene. Produksjonen vil likevel

ikke dekke energibehovet til anlegget i disse månedene. Dersom de fornybare teknologiene kombineres, vil det være mulig at energibehovet dekkes store deler av året.

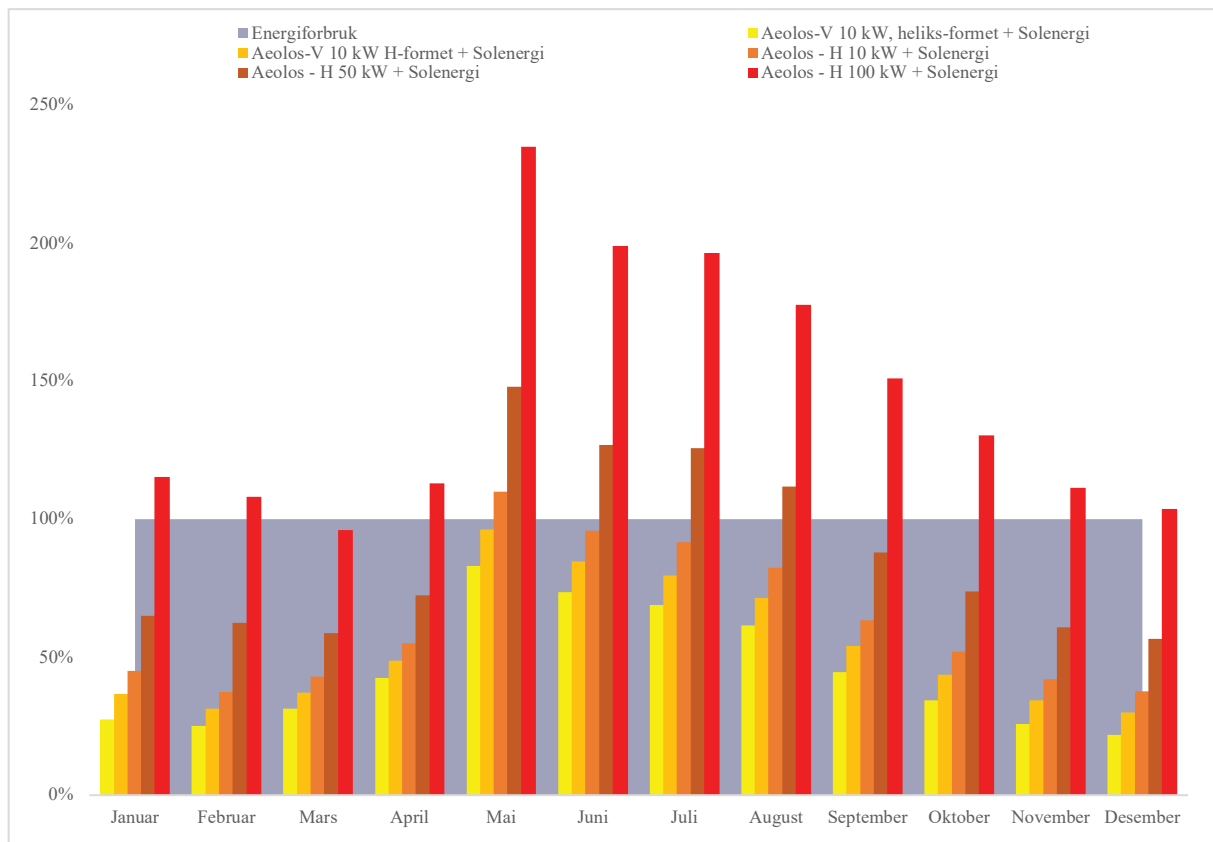
3.6 Sammenligning av produsert fornybar energi og energibehov

For å danne et bilde av hvordan de ulike fornybare energiteknologiene kan utfylle hverandre og oppnå en sammenlagt produksjon som nærmer seg det månedlige energibehovet, er resultatene fra vindturbintypenes energiproduksjon lagt sammen med solenergiproduksjon ved helningsvinkel på 90°. Summen av de ulike kombinasjonene av solcelleanlegg og vindturbin sammenlignet med energibehovet er avbildet i Figur 26. I figuren er det kun kombinasjonen av solenergi og vindturbinmodellen men 100 kW installert effekt som produserer mer energi enn energibehovet, med unntak av i mars, da produksjonen ligger rett i underkant av energibehovet. For produksjonskombinasjonene solenergi og vindkraft fra turbinmodellene på 100 kW og 50 kW, vil det være mulig å benytte energilagringsmetoder som batteri for å lagre overflødig energi som kan brukes i perioder med for lav tilgang på energi eller hvor effektbehovet ikke dekkes av sol- eller vindkraft. På denne måten vil energitilførselen på oppdrettsanlegget være mer forutsigbar og fleksibel.



Figur 26 Energiproduksjon til de ulike vindturbine og solenergiproduksjon ved 90°, sammenlignet med energibehovet.

I Figur 27 er den fornybare energiproduksjonen fra Figur 26 beregnet som en prosentandel av energibehovet til Octopus. I fremstillingen er energibehovet i hver måned benyttet som referansepunkt.



Figur 27 Prosentvis sammenligning av energibehov og produsert energi ved 90° solcellehelning

3.7 Batteri

For perioder med høy energiproduksjon, vil det være fordelaktig å lagre overflødig energi på batterier lokalisert på plattformen. Dersom man tar utgangspunkt i energibehovet på Octopus i løpet av et døgn, vist i Figur 17, er det mulig å beregne nødvendig batterikapasitet som skal kunne forsyne anlegget med strøm et helt døgn.

$$\text{Energibehov}_{\text{døgn}} = 30 \text{ kW} * 12\text{h} + 32 \text{ kW} * 2\text{h} + 43 \text{ kW} * 2\text{h} + 55 \text{ kW} * 1\text{h} + 63 \text{ kW} * 2\text{h} + 70 \text{ kW} * 2\text{h} + 77 \text{ kW} * 1\text{h} + 83 \text{ kW} * 2\text{h} = 1074 \text{ kWh}$$

Formel 6

En battericelle kan være på blant annet 1 kWh og 9 kWh (Lothe, 2019). Basert på oversikten over energiproduksjon og energiforbruk i Figur 26, gjenstår det en energiproduksjon tilsvarende 1918 kWh for at energibehovet i mars skal være dekket med lokalprodusert fornybar energi. Dersom det benyttes batterikapasitet tilsvarende for to døgn, vil et fulladet batteri kunne forsyne

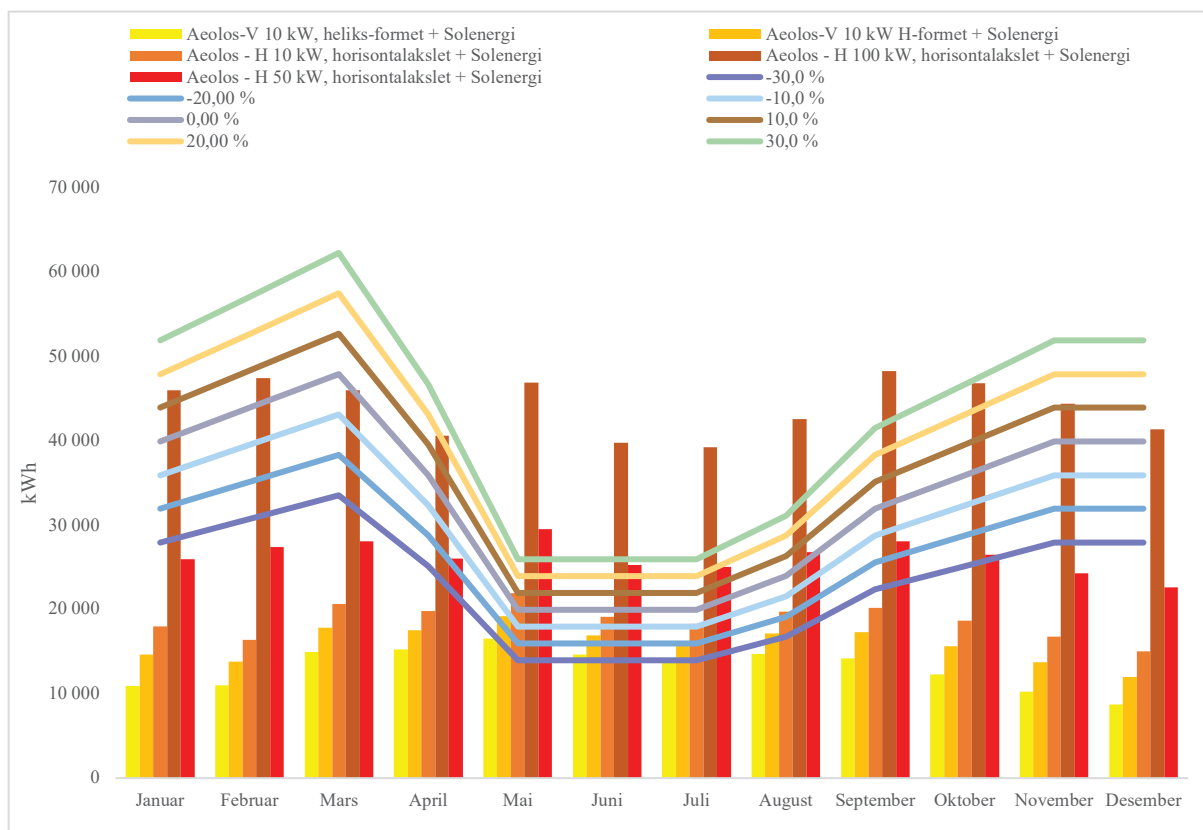
Octopus med nødvendig energi på dager hvor energiproduksjonen er lav. Nødvendig batteristørrelse beregnes derfor til å være $2 \times 1074 \text{ kWh} = 2148 \text{ kWh}$. Dette tilsvarer enten 2148 battericeller á 1 kWh, eller 239 battericeller á 9 kWh. Størrelsen på sistnevnte batterier målt i millimeter (L x B x H) er 215 x 580 x 812, som tilsvarer et volum på $24,2 \text{ m}^3$ for 239 battericeller.

3.7 Effektdekning

Det høyeste effektbehovet som vil oppstå i løpet av døgnet er i Figur 17 beregnet til å være 84,8 kW. For å kunne dekke dette effektbehovet, er det nødvendig at den samlede installerte effekten er større enn effektbehovet. For vindturbinene på 3x10- og 50 kW, vil ikke maksimal produksjon kunne dekke effektbehovet til oppdrettsanlegget denne timen. Det vil derimot vindturbinen med 100 kW installert effekt. Ved å inkludere solenergi, vil den samlede installerte effekten som oppgaven tar utgangspunkt i være på 93,6 kW. For perioder med mye solinnstråling og lave vindhastigheter vil solcelleanlegget kunne dekke energibehovet i deler av døgnet. Det vil likevel være å anbefale en kombinasjon av disse fornybare energiteknologiene tilknyttet batterier, slik at energiproduksjonen og -lagring kan komplementere hverandre. Dersom det benyttes vindløsningene med 3x10- eller 50 kW, vil det argumenteres for at det benyttes dieselaggregat for å dekke det resterende energibehovet. Det mest miljøvennlige alternativet vil da være å anvende biodiesel.

3.8 Følsomhetsanalyse

Det er sannsynlig at det estimerte energiforbruket avviker fra det forbruket som faktisk forekommer ved Octopus i det anlegget som settes i drift. I Figur 28 vises forbruksendringer på +/- 30% i forhold til det antatte energibehovet. Dersom energibehovet øker med mer enn 10%, vil det være mer enn én måned hvor energiproduksjonen fra solenergi og turbinmodellen med 100 kW installert effekt ikke dekker energibehovet. Gitt at energiforbruket reduseres med 30% vil Octopus kunne være selvforsynt med energi i vår- og sommermånedene mai, juni, juli og august uavhengig av valgt turbintype.



Figur 28 Oversikt over produksjonsmengde dersom forbruket synker eller øker med +/- 30%

3.9 CO₂ – utslipp fra energikildene

For å kunne sammenligne CO₂ – utslippene fra de ulike energikildene, er det tatt utgangspunkt i livssyklusanalyser (LCA) for de ulike produksjonsteknologiene. Livssyklusanalyser benyttes for å kunne vurdere det totale klimaavtrykket et produkt vil ha, fra produksjon av energiomformere til fremstillingen av selve energiproduktet. For å kunne sammenligne utslippene fra ulike klimagasser og deres påvirkning på oppvarmingen av atmosfæren, oppgis de i CO₂ – ekvivalenter (Kallbekken, 2016). Videre i oppgaven vil disse klimagassene omtales som CO₂ – utslipp.

3.9.1 Petroleumsdiesel

I følge studien til ABB og Bellona, er det totale utslippet av CO₂ fra forflåtene til landets oppdrettsanlegg på 191 188 tonn (ABB/Bellona, 2018). For petroleumsdiesel utvunnet i Europa vil CO₂-utslippene gjennom livssyklusen være mellom 90 – 105 g CO₂ – ekvivalenter per Mega Joule (MJ) drivstoff (Sathaye et al., 2011). Dette tilsvarer 324 – 378 g CO₂-ekvivalenter/kWh. Dersom Octopus forbruker 399 080 kWh i året, vil dette tilsvare et årlig utslipp på 129 – 151 tonn CO₂-ekvivalenter.

$$\frac{324 - 378 \text{ g CO}_2 - \text{eq/kWh}}{1000 \text{ g/kg}} * 399\,080 \text{ kWh} = 129\,302 - 150\,852 \text{ kg CO}_2 - \text{ekvivalenter}$$

Formel 7

3.9.2 Biodiesel

Forbrenning av biodiesel betegnes som karbonnøytralt, da utslippene regnes som en del av karbonkretsløpet, som et resultat av at utslippene fra biomassen ville gitt det samme karbonutslippet. I sammenligninger av CO₂-utslipp blir ofte utslipp fra bioenergi registrert med både negativ- og positiv utslippskoeffisient. I studien «Renewable Energy in the Context of Sustainable Development» (Sathaye et al., 2011) er utslippene fra biodiesel utvunnet av rapsolje oppgitt med et utslipp på mellom 15 – 55 g CO₂-ekvivalenter/MJ drivstoff som tilsvarer 54 – 198 g CO₂-ekvivalenter/kWh. Studien omtaler også utslipp fra uspesifisert bioenergi som (–)600 til 400 g CO₂-ekvivalenter/kWh, hvor den negative utslippsandelen forekommer på grunn av unngått utslipp fra rester og avfall i deponering, og ikke på grunn av reduksjon av drivhusgasser i atmosfæren. På grunn av at bioenergibetegnelsen er svært bred, benyttes det utslippsdata basert på biodiesel fra rapsolje i denne oppgaven.

Dersom energibehovet til Octopus dekkes av biodiesel utvunnet fra rapsolje, vil dette årlig tilsvare mellom 21 550 og 79 018 kg CO₂-ekvivalenter.

$$\frac{54 - 198 \text{ g CO}_2 - \text{eq/kWh}}{1000 \text{ g/kg}} * 399\,080 \text{ kWh} = 21\,550 - 79\,017 \text{ kg CO}_2 - \text{ekvivalenter}$$

Formel 8

3.9.3 Landstrøm

I Norge kommer 98,2% av elektrisitetsproduksjonen fra vannkraft (SSB, 2018b). I beregningen av CO₂-utslipp tilknyttet det norske strømmettet, vil det derfor benyttes livsløpsanalyseverdier for vannkraft. Vannkraft som energikilde regnes isolert sett som utslippsfri, men i livsløpsanalyser av energikilden går man ut ifra et utslipp på 3 – 7 g CO₂-ekvivalenter/kWh (Sathaye et al., 2011). Dersom Octopus tilkobles landstrøm, vil det årlige utslippet kunne tilsvare 1197 – 2794 kg CO₂-ekvivalenter.

$$\frac{3 - 7 \text{ g CO}_2 - \text{eq/kWh}}{1000 \text{ g/kg}} * 399\,080 \text{ kWh} = 1\,197 - 2\,794 \text{ kg CO}_2 - \text{ekvivalenter}$$

Formel 9

3.9.4 Vind

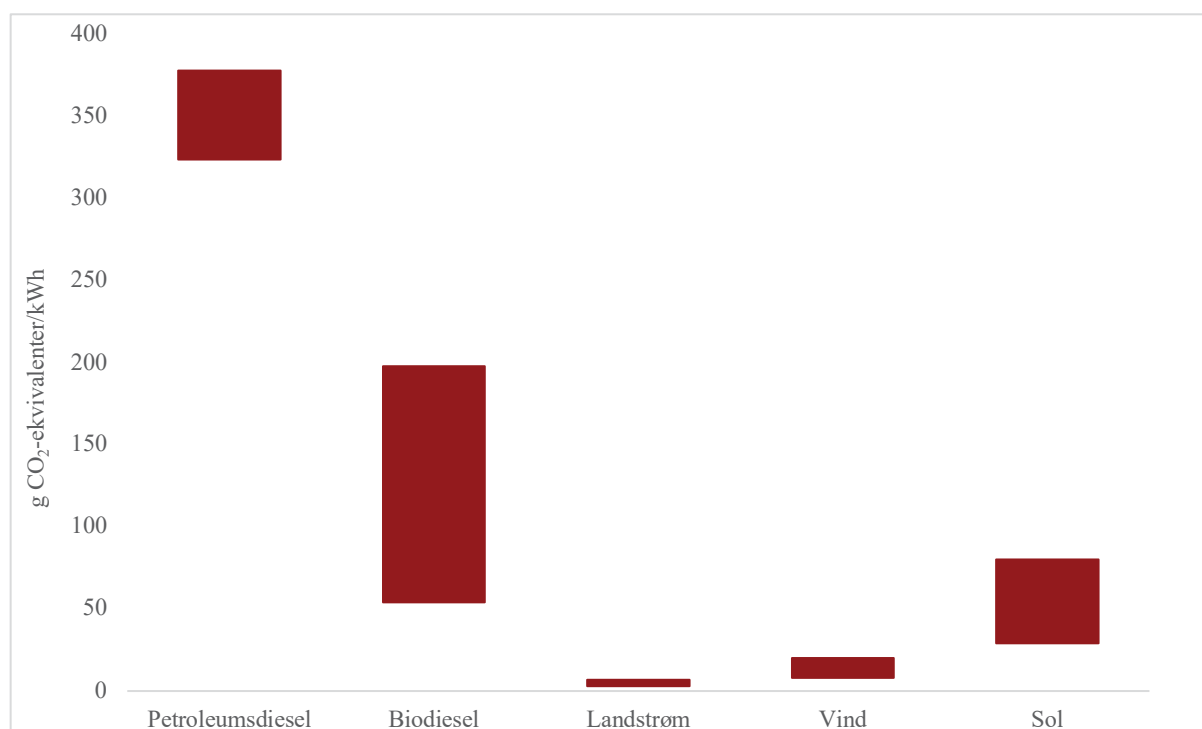
Produksjonen av vindkraft regnes i likhet med vannenergi som utslippsfri, men også her vil det forekomme utslipp av drivhusgasser i forbindelse med blant annet produksjon og transport av vindturbinene. Livsløpsanalysen for utslipp av CO₂-ekvivalenter fra vindenergi regnes derfor som 8 – 20 g CO₂-ekvivalenter/kWh (Sathaye et al., 2011).

3.9.5 Sol

I likhet med vann- og vindkraft, er produksjonen av solenergi utslippsfri. Teknologiproduksjonen er derimot ikke utslippsfri, og det vil, i likhet med vindkraft, forekomme utslipp i forbindelse av produksjon og transport av solcellepanel, som beregnes til å ligge mellom 29 – 80 g CO₂-ekvivalenter/kWh (Sathaye et al., 2011).

3.9.6 Sammenligning av utslipp

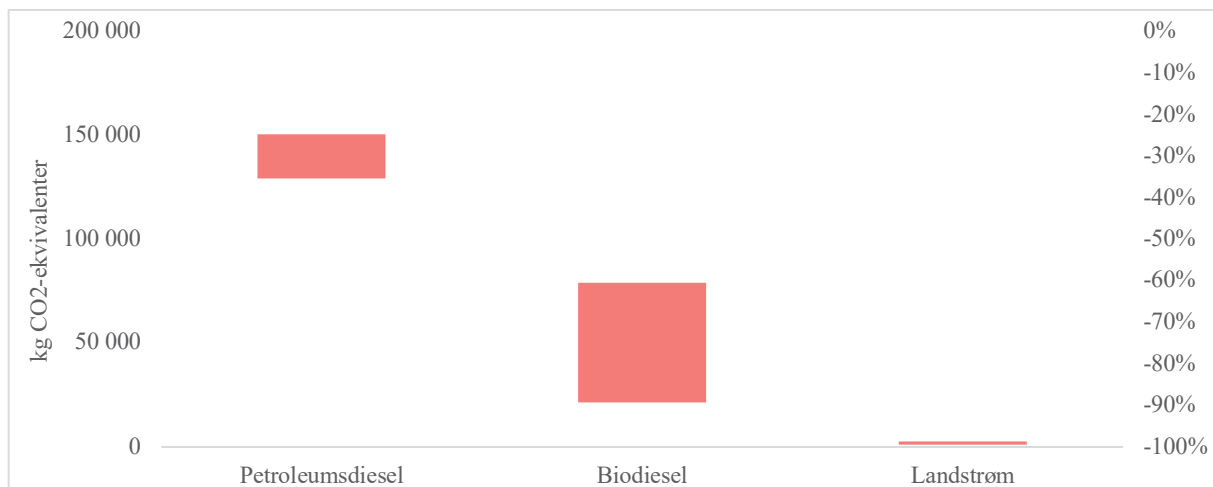
I Figur 29 er utslippsstørrelsene for livssyklusanalysen til de ulike energikildene nevnt over satt i et diagram for å synliggjøre variasjonen mellom dem.



Figur 29 Sammenligning av utslipp gjennom livssyklusanalyser for de ulike energikildene

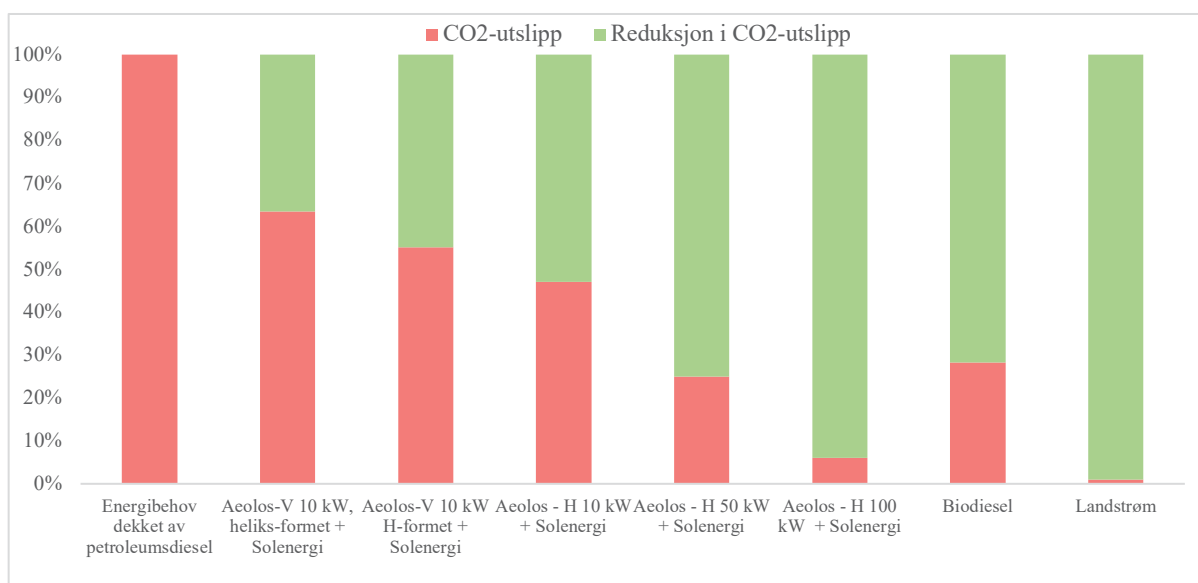
Dersom petroleumsdieselen erstattes 100% av biodiesel eller strøm, vil reduksjonen i utslipp av mengden kg CO₂-ekvivalenter være som vist i Figur 30. På grafens primærakse vises utslippsintervallet av CO₂-ekvivalenter dersom energibehovet er 399 080 kWh. Grafens sekundærakse viser prosentvis reduksjon av utslipp med utgangspunkt i øvre utslippsmengde

for petroleumsdiesel. Av figuren kan det leses at det for biodiesel vil kunne gi en utslippsreduksjon på 48 – 86%, mens det for strøm vil kunne forventes en reduksjon på 98%.



Figur 30 Sammenligning av utslippsmengde for petroleumsdiesel, biodiesel og landstrøm

Figur 31 viser prosentvis reduksjon i kg CO₂-ekvivalenter for de ulike fornybare løsningene dersom deres energiproduksjon erstatter tilsvarende mengde energiproduksjon fra petroleumsdiesel. For energikildeløsningene er livsanalyseutslippet beregnet som middelverdien til de to ytterpunktene presentert i tilhørende underkapittel. I tilfeller hvor fornybarløsningene ikke dekker det totale energibehovet, er utslipp fra gjenstående energimengde beregnet med utslippsfaktoren til petroleumsdiesel. I figuren er CO₂-utslippet markert med rødt, mens utslippsreduksjonene er i grønt. Utslippsreduksjonene sammenlignet med utslipp fra petroleumsdiesel vil kunne forventes å ligge mellom 37 - 99%, avhengig av energiteknologien som benyttes.



Figur 31 Prosentvis reduksjon i kg CO₂-ekvivalenter for de ulike fornybare løsningene, sammenlignet med opprinnelig utslipp

3.10 Vurdering av økonomi

3.10.1 *Petroleum- og biodiesel*

Dersom et eksisterende diesellaggregat på riggen kan gjenbrukes på Octopus, vil det være mulig å anta at investeringen kan anses som kostnadsfri. Prisen for både petroleum- og biodiesel avhenger av råstoffkostnadene, og svinger derfor mye i pris, hvor biodiesel basert på hogstmateriale vil avhenge av tømmerprisen. Det antas at andregenerasjonsbiodiesel er dobbelt så kostbart som petroleumsdiesel. I rapporten *Fullelektrisk fiskeoppdrett* (DNV-GL, 2018b), er det benyttet 7,5 kr/l til beregning av kostnader av dieselforbruk. For andregenerasjonsdrivstoff tas det dermed utgangspunkt i en literpris på 15 kr/l. Ved å benytte samme brennverdi som i kapittel 3.1, 3 kWh/l, vil anlegget forbruke 133 027 l/år dersom det utelukkende brukes diesel til å dekke energibehovet. Dette tilsvarer årlige kostnader for petroleums- og biodiesel på henholdsvis 997 700 NOK og 1 995 400 NOK.

3.10.2 *Landstrøm*

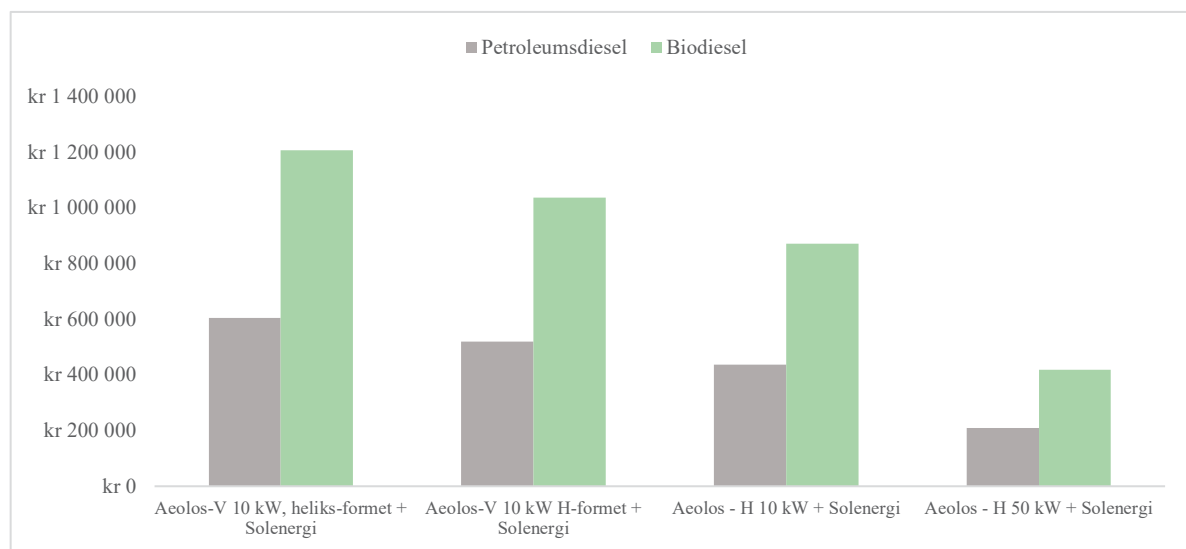
For etablering av landstrøm, vil investeringskostnaden påvirkes av avstanden mellom lokalitet og tilrettelagt infrastruktur på land. For etablering av oppdrettsanlegg tilknyttet kraftnettet på Karmøy, vil det være nødvendig med overføringskabel på 3 kV (Bergtun, 2019), hvor nærmeste kraftlinje vil ligge omtrent 2 km i luftlinje fra posisjonen angitt i Figur 13. Avstanden til nærmeste tilknytningspunkt er usikker og det vil derfor benyttes avstanden til kraftlinjene for videre beregning. Transformatorstørrelsen som er nødvendig for anlegget vil ligge på 50 000 kroner (Lothe, 2019). I en rapport av DNV-GL (2018), oppgis investeringskostnaden for utbygging av landstrøm til å være 1 700 000 ekskludert kostnader til overføringskabelen og transformator på anlegget. Overføringskabelen anses for å være kostnadsdriveren til om et prosjektet vil være lønnsomt eller ikke, og oppgis til å være 800 000 kr/km for en 22 kV kabel (DNV-GL, 2018b). Samlet investeringskostnad kan dermed beregnes til å være 3 350 000, med forbehold om at prisestimatet til overføringskabelen vil kunne være overdimensjonert, og at avstanden mellom oppdrettsanlegg og tilknytningspunkt for kabel er større enn angitt. Levetiden for investeringen er gitt til å være 20 år (DNV-GL, 2018b). I tillegg til investeringskostnader vil det påløpe årlige utgifter til forbruk av elektrisitet fra strømmettet. Det er vanlig å beregne strømpris på 1 kr/kWh, som i denne oppgaven vil tilsvare 399 080 kr i årlige utgifter.

3.10.3 Fornybare energikilder

Basert på tidligere vindprosjekt etablert i EU, beregnes investeringskostnadene til vindkraft på land til å være 1600 USD/kW mens offshore vindprosjekt vil ha investeringskostnader på 3000 USD/kW (DNV-GL, 2018a). Med en valutakurs på 1 USD = 8,73 NOK (Norges-Bank, 2019), vil dette tilsvare 13 968 kr/kW og 26 190 kr/kW installert effekt for vindkraftprosjekt etablert på henholdsvis land og offshore. For Octopus vil kostnadene tilknyttet landbaserte vindprosjekt være for lave, og det er derfor videre tatt utgangspunkt i investeringskostnader tilknyttet offshore vindprosjekt. I oppgaven benyttes det tre installert effektstørrelser som sammenlagt tilsvarer 30 kW, 50 kW og 100 kW. Investeringskostnadene for disse turbinkapasitetene vil være 785 700 NOK for 30 kW, 1 309 500 NOK for 50 kW og 2 619 000 NOK for 100 kW. For effektstørrelsene 30- og 50 kW, vil effektproduksjonen ikke dekke energibehovet i løpet av året, noe som medfører at anlegget vil være avhengig av tilgang på alternative energikilder.

For investering i solenergi, vil en forventet kostnad ligge på 18 000 NOK/kW_p (Multiconsult, 2013). Dersom det benyttes 302 solcellepanel med installert effekt på 310 W (Solcellespesialisten, 2019), vil dette tilsvare 93,62 kW som igjen tilsvarer investeringskostnader på 1 685 160 NOK. Det vil i tillegg påløpe utgifter i forbindelse med montering av solceller på riggen, noe som medfører at denne investeringsberegningen vil være i underkant av faktisk kostnad.

For teknologikombinasjonene vindkraft på 30 kW eller 50 kW og solenergi, vil det være behov for alternativ tilførsel av energi fra andre energikilder. Dersom det benyttes diesellaggregat til å dekke det resterende energibehovet, vil påløpende årlige kostnader fordele seg som i Figur 32.



Figur 32 Kostnader for resterende energiproduksjon

3.10.4 Batterier

For å gjøre energitilførselen fra fornybare energikilder mer driftssikker, er det en fordel å benytte batterier. I forbindelse med et prosjekt er det gjort et kostnadsoverslag for batteriinstallasjon (Lothe, 2019). Analysen viser at prisen for batteriene omtalt i kapittel 3.7 vil kunne ligge på 1200 kr/battericelle for 1 kWh-batteriene, som for 2150 battericeller tilsvarer en samlet batterikostnad på 2.6 MNOK. For 9 kWh battericellene vil den samlede batterikostnaden ligge rundt 3 MNOK (Lothe, 2019).

3.10.5 Fornybare energikilder og batterier

Den totale investeringskostnaden for kombinasjonen av de fornybare energikildene, batterier og tilhørende komponenter forventes å fordele seg mellom 30-, 50- og 100 kW turbineffektene som vist i Tabell 9. Det er i tabellen benyttet batterikostnader tilknyttet 9 kWh – battericeller, som en kompensasjon for at det ikke er tatt høyde for kostnader i forbindelse med montasje av solanlegget. På grunn av utfordrende plassering på vindturbiner og solcellepanel, forventes det at samlet investeringskostnad vil ligge over resultatene i Tabell 9.

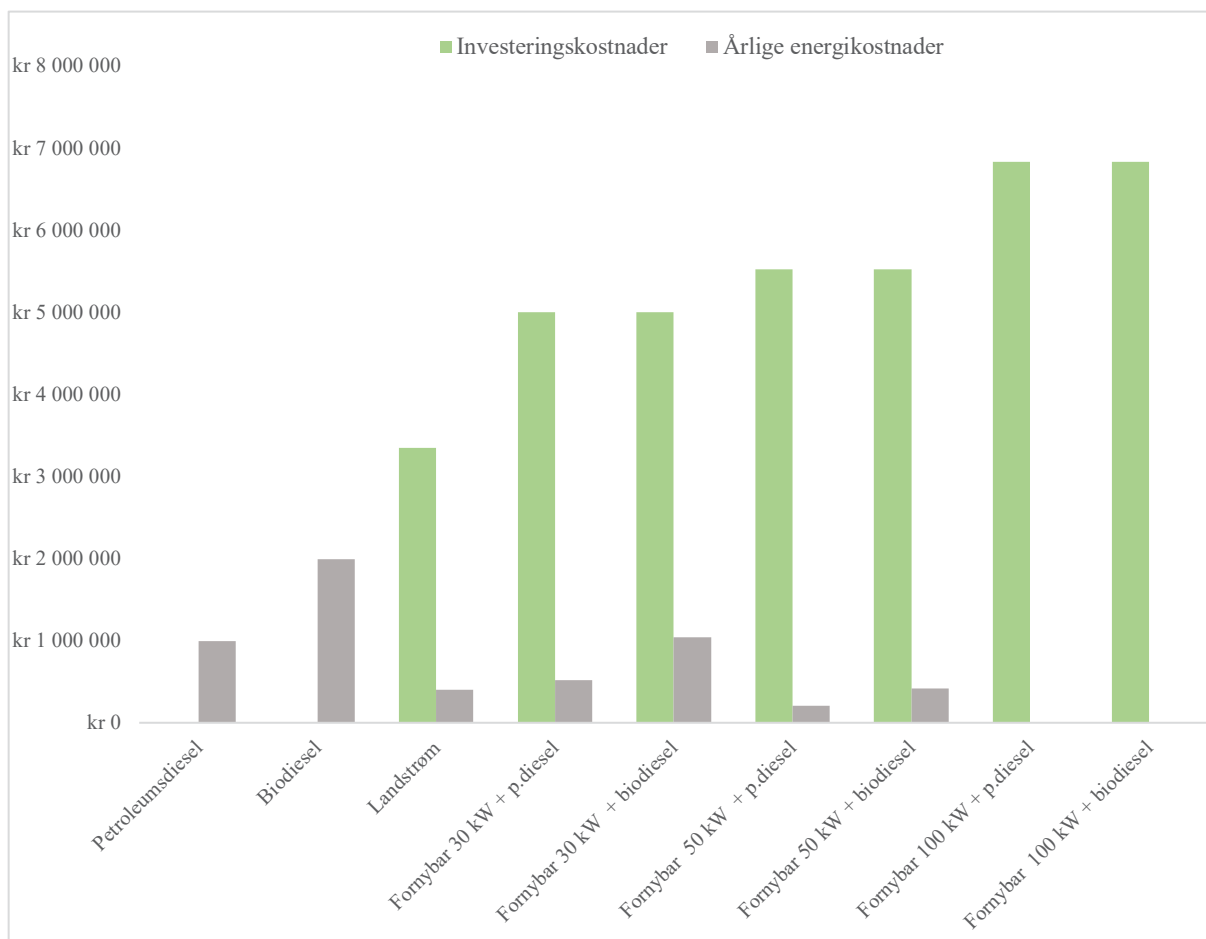
Tabell 9 Oversikt over investeringskostnader i fornybare løsninger

Komponenter	Installert effekt	NOK/kW	Kostnad
Vindturbiner	30	26 190	785 700
	50	26 190	1 309 500
	100	26 190	2 619 000
Solenergi	93,62	18 000	1 685 160
Generator			250 000 ¹
Batterier			3 000 000 ¹
Batterilader			225 000 ¹
Inverter			560 000 ¹
Samlet investeringskostnad 30 kW			6 505 860
Samlet investeringskostnad 50 kW			7 029 660
Samlet investeringskostnad 100 kW			8 339 160

¹ (Lothe, 2019)

3.10.6 Konklusjon

I Figur 33 er kostnader i forbindelse med investering og årlig forbruk sammenlignet for ett år. Betegnelsen «fornybar» betegner teknologikombinasjonen av vind- og solenergi, mens benevnelsen 30-, 50- og 100 kW viser til den installerte effekten for vindturbinene. I figuren er petroleumsdiesel betegnet som p.diesel. Årlige kostnader vil for fornybarkombinasjonene med 30- og 50 kW installert vindkraft tilsvare energiproduksjon fra petroleum- og biodiesel til å dekke det resterende energibehovet på Octopus.



Figur 33 Sammenligning av investerings- og årlige kostnader for de ulike energikildene og -teknologiene.

Basert på resultatet i Figur 33 vil det være landstrøm som har lavest investeringskostnader, mens investeringskostnadene for de fornybare teknologiene vil øke med den installerte effekten til vindturbinene. Med unntak av vindturbinen med 100 kW installert effekt, vil de fornybare teknologiene ha årlige drivstoffkostnader knyttet til dekning av resterende energibehov fra petroleum- og biodiesel. Dersom drift og vedlikeholdskostnadene for den fornybare kombinasjonen med 100 kW installert vindeffekt er lave, er det mulig å anta at investering i denne kombinasjonen vil være lønnsom på sikt, sammenlignet med utgiftene i forbindelse med landstrøm, petroleum- eller biodiesel. Oppgaven inkluderer ikke drift- og vedlikeholdskostnader.

4 Diskusjon og konklusjon

4.1 Effekt- og energibehov

I arbeidet med å anslå et effekt- og energibehov for Octopus, er det gjort flere antagelser og beregninger. Det angitte energibehovet baseres på en sammenligning av data fra tre ulike kilder, hvorav deres informasjonsgrunnlag tar utgangspunkt i alt fra to til samtlige av oppdrettsanleggene i landet. Hvilken grad disse kildene er representative i forhold til energibehovet på Octopus, og andre oppdrettsanlegg generelt, er usikkert. Grunnen til at det ble tatt utgangspunkt i disse kildene og ikke flere, er at tilgangen til denne informasjonen var vanskeligere å få tak i enn antatt. For firma som driver med oppdrettsanlegg, er dette for mange klassifisert informasjon, og lite tilgjengelig for analyser. I tillegg varierer resultatene om energimengde i tilgjengelig informasjon mye. Fordi Octopus fortsatt er i planleggingsfasen, er det stor usikkerhet om det endelige energibehovet når anlegget realiseres.

De ulike enhetene og instrumentene på anlegget vil kunne trekke ulike energimengder sammenlignet med det behovet som er estimert. I vurderingen av effektbehovet på Octopus, er det forutsatt at alt elektrisk utstyr forbrukes samtidig. Dette vil sjeldent forekomme og beregningen viser derfor en øvre grense av forventet effektbehov. Ved en fordeling av fornybare energiteknologier, må den samlede produserte effekten fra energikildene dekke et hvert effektbehov i det øyeblikket det oppstår. Det vil dermed være å anbefale at samlet installert effekt av energiteknologiene dimensjoneres over det forventede effektbehovet. Effektberegningene inkluderer ikke effekt til komponentene som hever og senker oppdrettsmerkene, overvåkingsutstyret i kontrollrommet og forbruk i forbindelse med uttak av fisken til slakt og lusebehandling. Disse elementene vil være med på å øke effektbehovet, noe som medfører at den øvre grensen som oppgaven henviser til ikke nødvendigvis er overdimensjonert i særlig grad.

4.2 Energiproduksjon

Produksjonsanslagene er basert på vindmålinger 10 meter over havet og antagelsen om at vindhastighetene fordeler seg likt mellom timene oppgitt i hastighetsintervallet. Denne antagelsen vil kunne innvirke på produksjonsberegningen ved at enkelte vindhastigheter er notert med svært avvikende varighetsbetegnelser sammenlignet med virkeligheten. For intervaller med stor variasjon i effektproduksjon for de inkluderte vindhastighetene, og for vindhastigheter utenfor produksjonsfeltet til effektkurven, vil den antatte timefordelingen påvirke den faktiske energiproduksjonen til vindturbinene. Dersom vindturbinene plasseres på toppen av rigg-føttene, vil høyden over havet øke betraktelig. Dette vil igjen påvirke

produksjonsresultatene, hvor det av tre mulige scenarioer vil være to som er mer sannsynlige enn det tredje.

- Det er mulighet for at vindhastighetene avtar med høyden. Dette vil kunne påvirke produksjonsmengden negativt, ved at hovedvekten av vindhastigheter vil ligge i underkant av de optimale vindhastighetene sammenlignet med vindturbinenes effektkurver. Sannsynligheten for at dette scenarioet inntreffer anses til å være liten.
- Det er å forvente at vindhastighetene øker med høyden. Dersom denne hastighetsendringen fordeler seg mer optimalt innenfor effektkurven til den valgte turbintypen, vil dette påvirke energiproduksjonen svært positivt, og det vil være mulig å forvente en høyere energiproduksjon.
- Ved en betydelig økning av vindhastighetene, vil hovedtyngden av vindhastighetene kunne fordele seg utenfor produksjonsområdet til vindturbinene. Dette vil medføre en lavere energiproduksjon enn forventet, i tillegg til faren for at vindhastighetene nærmer seg den maksimale vindhastigheten vindturbinene er konstruert for å tåle.

I beregningen av selvforsyningsandelen til Octopus, er det presentert fem forskjellige turbiner med ulike effektstørrelser og design. Grunnen til at produksjonsmengden til samtlige av turbinmodellene er presentert i figurene, er at selv om energiproduksjonen til enkelte turbinmodeller er mer tiltalende, vil kostnader i forbindelse med installasjon og vedlikehold i stor grad påvirke beslutningen om valg av vindturbinmodell.

I produksjonsberegningene for solenergi, er det tatt utgangspunkt i et areal på 507 m² som vil tilsvare et areal på 13x13 meter montert på hver av de tre rigg-føttene. For størst energiproduksjon, vil det være mest hensiktsmessig å montere solcellepanelene på sørvendt side av føttene. For å optimalisere energiproduksjonen, er solcellepanelene avhengig av et innstrålingsområde uten objekter og støv som skaper skygge. Dersom solcellepanelene plasseres på den sørvendte siden av føttene, vil det for den bakerste solcellemodulen forekomme skygge fra de to føttene foran. Skyggen som treffer den bakerste solcellemodulen vil variere med solens høyde over horisonten og skifte gjennom dagen og mellom årstidene. For å unngå skygge er det mulig å enten fjerne hele solcellemodulen på bakerste rigg-fot, eller overføre solcelleareal til de to fremste rigg-føttene. For å bevare arealet brukt i beregningene og breddebegrensningene til føttene, vil dette tilsvare 13 x 19,5 meter på hver fot. Støv som legger seg på solcellepanelene og reduserer effektiviteten i solinnstrålingen, er en annen faktor som vil påvirke energiproduksjonen. For solcellepanel montert i havomgivelser, vil

fugleavføring og salt, forekommet av bølgesprut og fordampning, gi disse utfordringene. Effekten innstrålingsreduksjonen har på energiproduksjonen vil være væravhengig, da nedbør vil kunne skylle bort partikler fra solcellepanelene. I perioder med mye nedbør vil derfor påvirkningene være mindre, mens det i tidsrom med stabilt oppholdsvær vil forekomme avvik fra forventet energiproduksjon.

For produksjonen av vindenergi, vil vindturbinen med 100 kW installert effekt i perioder kunne dekke hele energibehovet til Octopus. I kombinasjon med solceller, vil oppdrettsanlegget kunne være selvforsynt med energi hele året, med unntak av mars. Dersom overskuddsenergi lagres ved hjelp av energilagringmetoder som batterier, vil også det resterende behovet i mars, i tillegg til uventede effekttopper, kunne dekkes av den fornybare energiproduksjonen. I flere av månedene er energiproduksjonen fra 100 kW-vindturbinen i kombinasjon med solcellepanelene langt høyere enn energibehovet. Dette åpner for å se på muligheten for å redusere arealet og dermed antall solcellepanel, da det ikke er nødvendig at energiproduksjonen overskrider energibehovet i stor grad hver måned. En reduksjon i antall solcellepanel vil også redusere investeringskostnadene av det fornybare anlegget.

4.3 CO₂ - utslipp

Selv om selve produksjonen av fornybar energi er utslippsfri, vil utslippene fra produksjonsprosessene til installasjonene variere. Disse utslippene er dog små sammenlignet med livssyklusutslippene til petroleumsdiesel. I beregningene av utslippsreduksjonene er det benyttet middelveiden til det oppgitte utslippsintervallet for energikilden. Reduksjonene kan dermed være både større og mindre enn det resultatene viser. I Figur 31 presenteres utslippene som et reduksjonspotensial på 37 – 99%, hvor de laveste utslippsreduksjonene gjelder for de minste turbintypene på 10 kW installert effekt i kombinasjon med solenergi. For den største vindturbinen på 100 kW installert effekt og solenergi, er CO₂ – utslippene på 6%, mens det for landstrøm beregnes et karbonavtrykk på 1% sammenlignet med petroleumsdiesel.

4.4 Vurdering av økonomi

Å benytte petroleums- eller biodiesel som primærenergikilde vil over tid være ulønnsomt sammenlignet med de andre energiløsningene. Disse bør derfor kun benyttes som nødløsning for perioder der spisslasten overgår både produsert- og lagret energi ombord på anlegget.

Energiløsningen med lavest beregnet investeringskostnad er landstrøm. Kostnadsberegningene baserer seg på luftavstanden mellom «pilot-lokasjon» og nærmeste kraftnett. Dette gjenspeiler ikke nødvendigvis avstanden mellom lokasjonen og nødvendig tilkoblingssted, hvorpå avstanden, og tilhørende kostnader, kan være høyere enn beregnet. Landstrømløsningen vil være avhengig av nettkapasiteten i området oppdrettsanlegget etableres, hvor det for lokaliteten oppgaven tar utgangspunkt vil være «noe ledig» kapasitet på strømmettet. Dersom Octopus tilkobles landstrøm uten andre energikilder tilgjengelig ombord, vil det også være sårbart dersom det oppstår strømbrudd. Påliteligheten i det norske strømmettet er svært høy, men strømbrudd kan likevel forekomme. For landstrøm vil det også årlig påløpe utgifter i forbindelse med forbruk fra strømmettet. Årlige utgifter vil også forekomme hos de fornybare løsningene med 30- og 50 kW installert vindkraft, hvor resterende energibehov kan dekkes av petroleum- eller biodiesel. Det vil derfor ikke være mye å spare på å investere i disse teknologikombinasjonene. For den fornybare energiløsningen med 100 kW installert vindkraft, solenergi og batteri vil det ikke forekomme årlige utgifter knyttet til drivstoff, da beregningene i oppgaven viser at et slikt anlegg kan være selvforsynt med fornybar energi ved hjelp av batterier. Det vil for samtlige av energiteknologiene være utgifter i forbindelse med drift- og vedlikehold, men dette er ikke inkludert i beregningene.

4.5 Konklusjon

Det er usikkerhet om faktisk energi- og effektbehov for det planlagte anlegget. Med fokus på energieffektivitet er det mulig å forvente at det vil ligge i underkant av forbruksberegningene. Det vil uansett være å anbefale at samlet installert effekt av energiteknologiene dimensjoneres over det forventede effektbehovet til anlegget.

Løsningen som gir høyest selvprodusert fornybar energi, vil være kombinasjonen av solenergi og vindturbinmodellen med 100 kW installert effekt, som ifølge analysene vil gjøre anlegget selvforsynt gjennom hele året, med unntak av mars. I kombinasjon med energilagringsmetoder vil overflødig energi kunne lagres og dermed forbrukes på dager med lav energiproduksjon eller perioder med stort effektbehov. Det anbefales å ha en dieselgenerator tilgjengelig for uforutsette effekttopper som ikke kan dekkes av den tilgjengelige energien. Dieselgeneratoren kan da tilføres biodiesel for å sikre den fornybare energitilførselen til anlegget.

Samtlige av energiløsningene vil gi en betydelig reduksjon i CO₂ – utslipp, hvorpå reduksjonsmengden korrelerer med den installerte effekten til vindturbinene. Dersom målet

med energikildene er å gjøre anlegget så «grønt» som mulig, vil turbinmodellen med 100 kW installert effekt og landstrøm gi de største utslippsreduksjonene på henholdsvis 94- og 99%.

I de økonomiske beregningene er det den landbaserte løsningen som har lavest investeringskostnader, men disse beregningene er igjen avhengig av at avstanden mellom lokasjon og tilkoblingspunkt til kraftnettet er lik luftavstanden mellom lokasjon og kraftnett. Det vil i tillegg forekomme årlige utgifter tilknyttet strømforbruk fra kraftnettet. For de fornybare løsningene vil det være kombinasjonen av solenergi, 100 kW installert vindkraft og batterier som uten årlige drivstoffkostnader vil kunne være den mest lønnsomme løsningen.

Analysene viser at havbaserte oppdrettsanlegg i stor grad kan baseres på egenprodusert fornybar energi og at dette kan bli lønnsomt sammenlignet med bruk av petroleum- og biodiesel.

Oppgaven har sett bort fra praktiske begrensninger i forbindelse med montering av solcellepanel og vindturbiner på rigg-føttene, samt kostnader tilknyttet montering og vedlikehold av teknologiene. For videre arbeid vil det være aktuelt å se nærmere på økonomiske og praktiske sider ved fornybar energiproduksjon på anlegget.

5 Referanser/kilde

- ABB/Bellona. (2018). *Grønt skifte i havbruk*.
- Bergtun, F. (2019). *Strømlinje og transformator*. Telefonsamtale (9.5.2019).
- Brænd, T. & Hofstad, K. (2018). *Bioenergi*: Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/bioenergi> (lest 22.3.2018).
- Commission, E. (2019). *PVGIS*. Interactive tools. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP: European Comission.
- DNV-GL. (2018a). *Energy transition outlook 2018 - Power supply and use*.
- DNV-GL. (2018b). *Fullelektrisk fiskeoppdrett*.
- Enøk. (1999). *Enøkguiden, Energiforbruk*. I: Enøk (red.). https://www.enok.no/enokguiden/09_1.html (lest 29.1.2019).
- Eriksson, S., Bernhoff, H. & Leijon, M. (2008). Evaluation of different turbine concepts for wind power. 1419-1434. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032107000111?via%3Dihub>. doi: 10.1016/j.rser.2006.05.017 (lest 1.10.2018).
- Fiskeridirektoratet. (2018). *Utviklingstillatelser*: Fiskeridirektoratet. Tilgjengelig fra: <https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Tildeling-og-tillatelser/Saertillatelser/Utviklingstillatelser> (lest 9.1.2019).
- Fiskeridirektoratet. (2019). *Oversikt over søknader om utviklingstillatelser*. Tilgjengelig fra: <https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Tildeling-og-tillatelser/Saertillatelser/Utviklingstillatelser/Soekere-antall-og-biomasse> (lest 2.5.2019).
- Flinskau, T. (2019). *Mailkorrespondanse* (20.2.2019).
- Haugaland-Kraft. (2019). *Regional kraftsystemutgreiing hovudrapport for Sunnhordland og Nord-Rogaland*.
- Havforskningsinstituttet. (2003). *Velferd og trivsel hos oppdrettsfisk*. Tilgjengelig fra: https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/116122/Nr.2_Velferd_og_trivsel_hos_oppdrettsfisk.pdf?sequence=1 (lest 3.5.2019).
- Kallbekken, S. (2016). *CO2-ekvivalenter*: Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/CO2-ekvivalenter> (lest 21.3.2019).
- Karlsson-Drangsholt, A. (2019). *Telefonkorrespondanse* (25.1.2019).
- Kartverket. (2019). *Norgeskart*. https://www.norgeskart.no/?_ga=2.182053031.1243734501.1554292421-749493779.1541930081#!?project=norgeskart&layers=1002&zoom=4&lat=6838226.33&lon=-165183.53&markerLat=6599245.33171693&markerLon=-60248.52995273948&panel=searchOptionsPanel&sok=59.16°N,%2005.18°E: Norgeskart (lest 3.4.2019).
- Kure, H. M. (2011). *Strømforbruk i norske husholdninger*. (lest 5.2.2019).
- Laksefakta.no. (2019). *Norsk Havbrukshistorie*: Laksefakta. Tilgjengelig fra: <https://laksefakta.no> (lest 20.4.2019).
- Lange, G. (2019). *Mailkorrespondanse* (11.1.2019).
- Lothe, C. (2019). *Batteriprosjekt*. Telefonmøte.
- Maghami, M. R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M. A., Rezadad, M. I. & Hajighorbani, S. (2016). Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59: 1307-1316. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000745>.

- Miljødirektoratet. (2015). *Fiskeoppdrett*. miljøstatus.no: Miljødirektoratet. Tilgjengelig fra: <https://www.miljostatus.no/Tema/Hav-og-kyst/Fiskeoppdrett/> (lest 29.10.2015).
- Multiconsult. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013*.
- Norges-Bank. (2019). *Valutakurser*. <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/valutakurser/?id=USD> (lest 9.5.2019).
- NORWEA. (2018). *Vindkraftens ABC*.
- Olsen, A. N. (2018). *Slik ser fremtidens oppdrett ut* <https://sysla.no/fisk/den-store-guiden-til-fremtidens-oppdrettsanlegg/> (lest 27.12.2017).
- Sathaye, J., Lucon, O., Raham, A., Christensen, J. & Denton, F. (2011). *Renewable Energy in the Context of Sustainable Development*.
- Sjømatråd, N. (2019). *Nøkkeltall*. Tilgjengelig fra: <https://seafood.no/markedsinnsikt/nokkeltall/> (lest 20.4.2019).
- Solcellespesialisten. (2019). *AXITEC - AXIworldpremium 310W*: Solcellespesialisten. Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/nettbutikk/solcellepanel/monokrystalinsk/sccs-axiworldpremium-ac-310m-60s-fs35-5bb-310w.html> (lest 5.4.2019).
- Solenergiforening, N. (2019). *Hvorfor solenergi*. <https://www.solenergi.no/hvorfor-solenergi>: Norsk Solenergiforening (lest 11.3.2019).
- SSB. (2018a). *Akvakultur*. ssb.no: Statistisk Sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/jord-skog-jakt-og-fiskeri/statistikker/fiskeoppdrett> (lest 20.4.2019).
- SSB. (2018b). *Elektrisitet*. ssb.no. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar> (lest 14.3.2019).
- Standard, N. (2007). *Beregning av bygningers energituttnyttelse metode og data*. NS 3031: Standard Norge
- Sæternes, R. (2019). *Mailkorrespondanse* (18.1.2019).
- Vindportalen. (2014). *Karakterisering av vind*. Tilgjengelig fra: <https://www.vindportalen.no/layout/set/print/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindfysikk/Hva-er-vind/Karakterisering-av-vind> (lest 4.5.2019).
- Wiken, L. S. (2018). *Akvakultur og små vindturbinar: Eit moglegheitsstudie av i kva grad små vindturbinar kan dekkje energiforbruket ved norske oppdrettsanlegg*. <http://bora.uib.no/bitstream/handle/1956/18249/Akvakultur-og-Sm--Vindturbinar.pdf?sequence=1&isAllowed=y>: Bergen.
- Yakup, M. A. b. H. M. & Malik, A. Q. (2001). *Optimum tilt angle and orientation for solar collector in Brunei Darussalam*. Renewable Energy. Tilgjengelig fra: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148100001683?via%3Dihub&fbclid=IwAR2tXadf_GIFziozZ2udmhKEX-xhAP3wZIEtx3CspSz2KHEd0rxvZJPL-nY (lest 4.4.2019).



Aeolos-H 10kW
windturbinestar.com



Turbine

Rated power	10 kW
Max Power	13 kW
Start up wind speed	2.5 m/s (5.6 mph)
Rated Wind speed	10 m/s (22.3 mph)
Survival wind speed	50 m/s (111.8 mph)
Design lifetime	20 years
Overall weight	520 kg (1146.4 lbs)

Rotor

Rotor diameter	8.0 m (26.2 ft)
swept area	50.2 m ² (538.9 ft ²)
Rotor speed	180 rpm
Blade material	Glass Fiber

Generator

Drive Type	Direct Drive (Without Gearbox)
Generator Type	Three Phase PMG
Generator Voltage	300 VDC (Grid-off) 450 VDC (Grid-on)
Efficiency	95%

Controller

Control System	PLC with Touch Screen
Remote Monitoring	Optional

Safety

Main Brake System	Yaw Control & Electronic Brake
Secondary Brake System	Mechanical Hydraulic Brake
Back-up Power	24V UPS

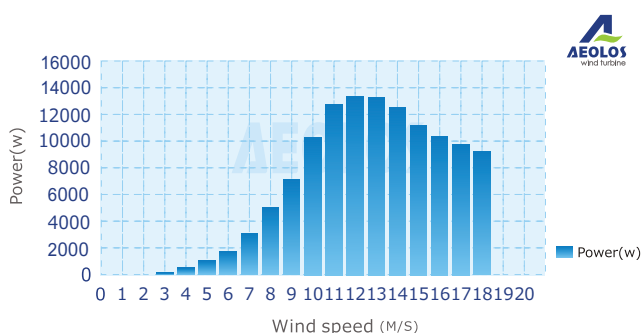
Tower

Monopole Tower	12m 18m 24m 30m
Hydraulic Tower	12m 18m 24m

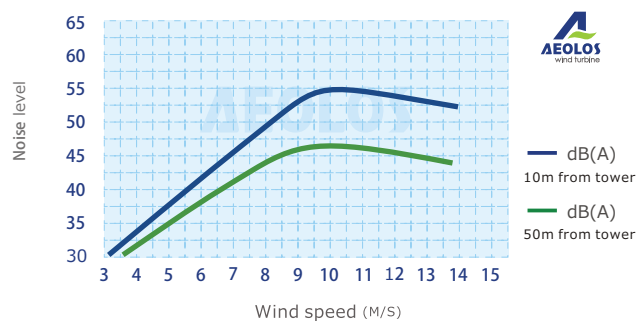
Warranty

Standard warranty	5 years
-------------------	---------

Wind Speed / Power Curve



NOISE CURVE

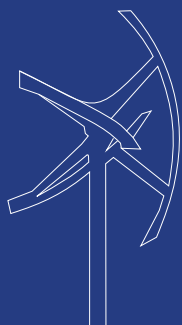


Aeolos-H 10kW Wind Turbine Output

Wind Speed(m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10
Generator Power(w)	198	485	1020	1850	3098	4852	7320	10080
Annual Energy Output(kwh)	3469	7647	15190	25930	40708	59505	83360	105961

5 YEAR WARRANTY





Aeolos-V
windturbinestar.com



Aeolos wind turbine
SINCE 1986

Specification

Generator Type:	Three Phase Permanent Magnet
Rotor Height:	5.3m (17.38 ft)
Rotor Width:	4.2m (13.77 ft)
Turbine Weight:	385kg (848.8 lbs)
Blades Material:	Fiber Glass
Blade Quantity:	3 pcs
Working Temperature:	-30 °C to 60 °C
Design Lifetime:	20 years
Working Humidity:	≤95%
Protection Class:	Ip55

Performance

Rated Power:	10 KW
Max Output Power:	12 KW
Cut In Wind Speed:	2.5m/s (5.6 mph)
Rated Wind Speed:	12m/s (26.8 mph)
Survival Wind Speed:	55m/s (122.65 mph)
Generator Efficiency:	96%
Noise Level:	< 45 dB(A)
Warranty:	5 year

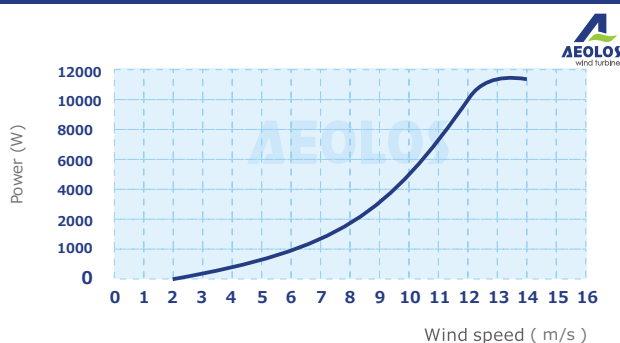
Safety

Blades RPM Limitation:	150 RPM
PWM Dump Load:	15 kW Box
Mechanical Brake:	Manual/Auto

Optional

Remote Monitoring System	(Internet/Wireless)
Auto Hydraulic Brake System	(Unattended Site)
Off Grid :	96V or 240 V
Grid Tie :	380 V

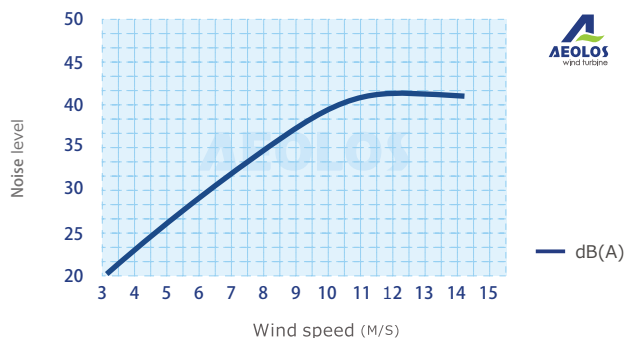
Aeolos-V 10kW Power Curve



Aeolos-V 10kW Wind Turbine Annual Energy Output

Wind Speed(m/s)	Annual Energy Output (kWh)	Wind Speed(m/s)	Annual Energy Output (kWh)
3 m/s	2278 kWh	8 m/s	26280 kWh
4 m/s	4380 kWh	9 m/s	35741 kWh
5 m/s	6657 kWh	10 m/s	42924 kWh
6 m/s	11386 kWh	11 m/s	68328 kWh
7 m/s	17958 kWh	12 m/s	89352 kWh

NOISE CURVE

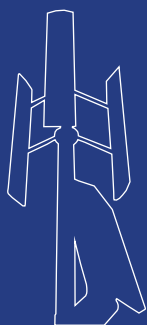


5 YEAR WARRANTY



Aeolos Wind Energy, Ltd (UK)
27 Old Gloucester Street, London WC1N 3AX
United Kingdom
Tel: +44 208 242 1884
E-mail: sales@windturbinestar.com





Aeolos-V
windturbinestar.com

Aeolos wind turbine
SINCE 1986



Specification

Generator Type:	Three Phase Permanent Magnet
Rotor Height:	6.0m (19.68 ft)
Rotor Width:	5.0m (16.4 ft)
Turbine Weight:	680kg (1499.1 lbs)
Blades Material:	Aluminum Alloy
Blade Quantity:	3 pcs
Working Temperature:	-20 °C to 50 °C
Design Lifetime:	20 years

Performance

Rated Power:	10 kW
Max Output Power:	12 kW
Cut In Wind Speed:	2.5m/s (5.6 mph)
Rated Wind Speed:	12m/s (26.8 mph)
Survival Wind Speed:	55m/s (122.65 mph)
Generator Efficiency:	96%
Noise Level:	<38 dB(A)
Warranty:	5 year

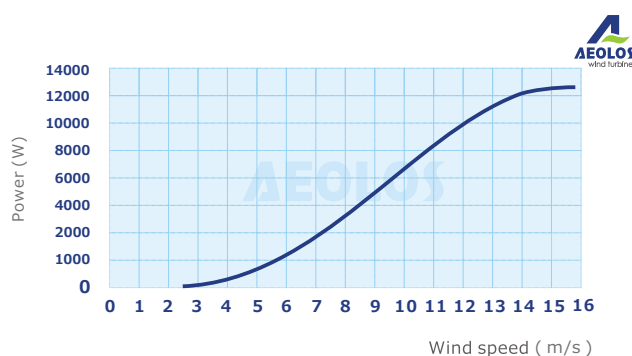
Safety

Blades RPM Limitation:	150 RPM
PWM Dump Load:	12 kW Box
Mechanical Brake:	Manual/Auto

Optional

Remote Monitoring System (Internet/Wireless)	
Auto Hydraulic Brake System (Unattended Site)	
Off Grid :	48 V or 120 V
Grid Tie :	360 V

Aeolos-V 10kW Power Curve



Aeolos-V 10kW Wind Turbine Annual Energy Output

Wind Speed(m/s)	Annual Energy Output (kWh)	Wind Speed(m/s)	Annual Energy Output (kWh)
3 m/s	1051 kWh	9 m/s	43800 kWh
4 m/s	3504 kWh	10 m/s	60440 kWh
5 m/s	7120 kWh	11 m/s	71832 kWh
6 m/s	10512 kWh	12 m/s	87600 kWh
7 m/s	16644 kWh	13 m/s	98988 kWh
8 m/s	32412 kWh	14 m/s	105996 kWh



5 YEAR WARRANTY



Aeolos Wind Energy, Ltd (UK)
27 Old Gloucester Street, London WC1N 3AX
United Kingdom
Tel: +44 208 242 1884
E-mail: sales@windturbinestar.com





Aeolos-H 50kW

windturbinestar.com



Turbine

Rated Power	50 kW
Max Power	55 kW
Start Wind Speed	2.5 m/s (5.6 mph)
Rated Wind Speed	9.5m/s (21.25 mph)
Survival Wind Speed	59.5 m/s (133.1 mph)
Design Lifetime	20 years
Overall Weight	6800 kg (14991.4 lbs)

Rotor

Rotor Diameter	18 m (59.1 ft)
Swept Area	254.3 m ² (2737.3 ft ²)
Rated Rotor Speed	55 rpm
Blade Material	Fiber Glass

Generator

Drive Type	Direct Drive (Without Gearbox)
Generator Type	Permanent Magnet Generator
Generator Voltage	360 VAC/540VDC (Grid-on)
Efficiency	90%

Safety & Brake

Mechanical Pitch Control
Active Yaw Control
Spindle Hydraulic Brakes
Rotor Secure Lock
UPS For Power Lose

Tower

Monopole Tower	24m 30m 36m
Hydraulic Tower	24m 30m

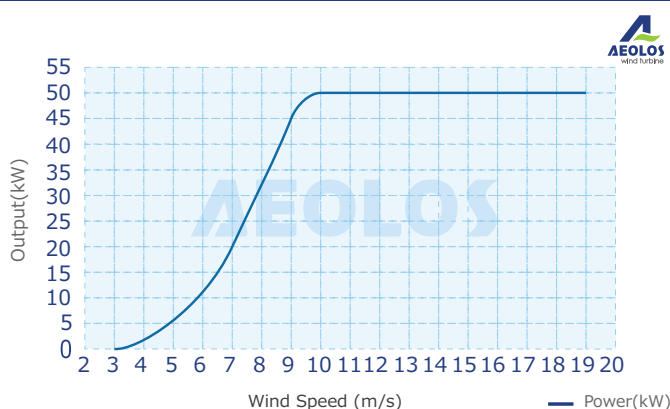
Noise Level

55dBA at 40m

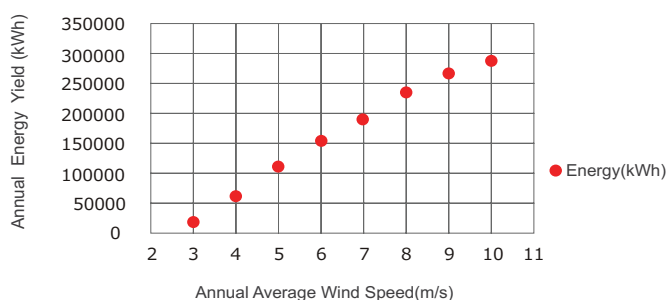
Warranty

Standard Warranty	5 years
-------------------	---------

Wind Speed/ Power Curve



Energy Production



Wind Speed(m/s)	Power Coefficient	Power Output(kW)	Annual Energy Yield(kWh)
3.0	0.13	0.54	20847
3.5	0.14	0.90	36422
4.0	0.20	1.92	56382
4.5	0.28	3.75	79423
5.0	0.32	5.99	103871
5.5	0.35	8.71	128039
6.0	0.37	11.96	152074
6.5	0.39	16.03	174808
7.0	0.40	20.53	197001
7.5	0.41	25.88	216449
8.0	0.42	32.18	234123
8.5	0.42	38.59	250980
9.0	0.42	45.81	265449
9.5	0.39	50.03	275984



Aeolos - H 100KW

windturbinestar.com



Turbine

Rated Power	100 kW
Max Power	120 KW
Start Wind Speed	2.5 m/s (5.6 mph)
Rated Wind Speed	10 m/s (22.4 mph)
Survival Wind Speed	59.5 m/s (133.1 mph)
Design Lifetime	20 years
Overall Weight	8350 kg (18408.6 lbs)

Rotor

Rotor Diameter	24.5 m (80.4 ft)
Swept Area	471.2 m ² (5074.4 ft ²)
Rated Rotor Speed	55 rpm
Blade Material	Fiber Glass

Generator

Drive Type	Direct Drive (Without Gearbox)
Generator Type	Permanent Magnet Generator
Generator Voltage	450 VAC/780VDC (Grid-on)
Efficiency	90%

Safety & Brake

Mechanical Pitch Control
Active Yaw Control
Spindle Hydraulic Brakes
Rotor Secure Lock
UPS For Power Lose

Tower

Monopole Tower	24m 30m 36m
Hydraulic Tower	24m 30m

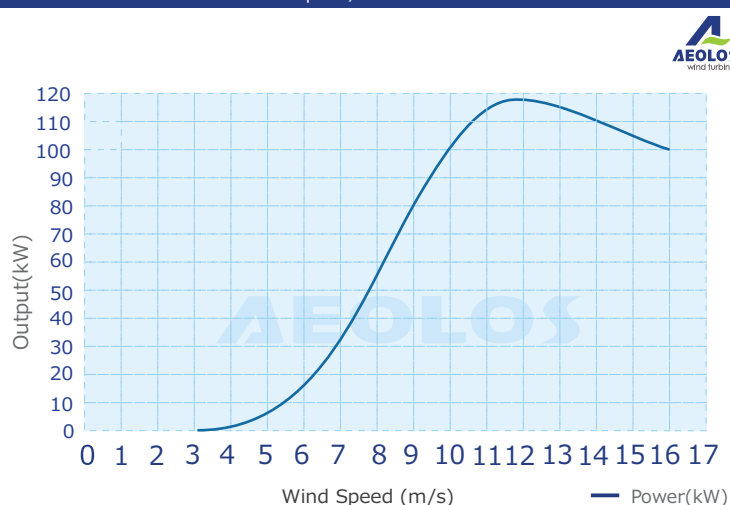
Noise Level

55dBA at 40m

Warranty

Standard Warranty	5 years
-------------------	---------

Wind Speed/ Power Curve



Wind Speed (m/s)	Power Coefficient	Power Output (kW)	Annual Energy Yield (kWh)
3.0	0.13	1.01	32141
3.5	0.15	1.86	57857
4.0	0.17	3.14	93006
4.5	0.19	5.00	135641
5.0	0.23	8.30	182888
5.5	0.26	12.49	231728
6.0	0.29	18.09	280529
6.5	0.32	25.38	325080
7.0	0.35	34.66	371007
7.5	0.37	45.07	411484
8.0	0.39	57.66	448407
8.5	0.40	70.93	481698
9.0	0.40	84.20	511348
9.5	0.39	96.55	537384
10.0	0.35	101.06	559854
10.5	0.30	100.28	578836
11.0	0.26	101.08	594439
11.5	0.23	100.13	606807
12.0	0.20	100.79	616116



290 - 310 Wp

www.axitecsolar.com

AXITEC
high quality german solar brand

AXIworldpremium

60 cell monocrystalline
High performance solar module

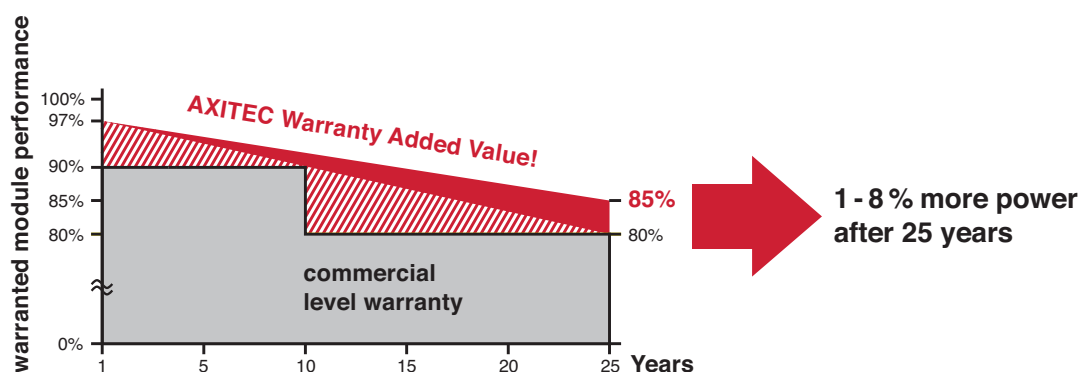
The advantages:

- 15**
Years 15 years manufacturer's warranty
- P-Max** Highest performance due to specifically selected technologies and materials
- + Wp** Guaranteed positive power tolerance from 0-5 Wp by individual measurement
- 5.400 Pa** Maximum 5400 Pa snow load
- 100%** 100 % electroluminescence inspection
- IP 65** High quality junction box and connector systems



Exclusive linear AXITEC high performance guarantee!

- 15 years manufacturer's guarantee on 90 % of the nominal performance
- 25 years manufacturer's guarantee on 85 % of the nominal performance





AXIworldpremium 290 - 310 Wp

Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1,5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P _{mpp}	Nominal voltage U _{mpp}	Nominal current I _{mpp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	Module conversion efficiency
AC-290M/60S	290 Wp	32,01 V	9,06 A	9,54 A	39,42 V	17,83 %
AC-295M/60S	295 Wp	32,25 V	9,15 A	9,67 A	39,56 V	18,13 %
AC-300M/60S	300 Wp	32,37 V	9,27 A	9,74 A	39,72 V	18,44 %
AC-305M/60S	305 Wp	32,41 V	9,42 A	9,83 A	39,81 V	18,75 %
AC-310M/60S	310 Wp	32,51 V	9,54 A	9,94 A	39,94 V	19,05 %

Design

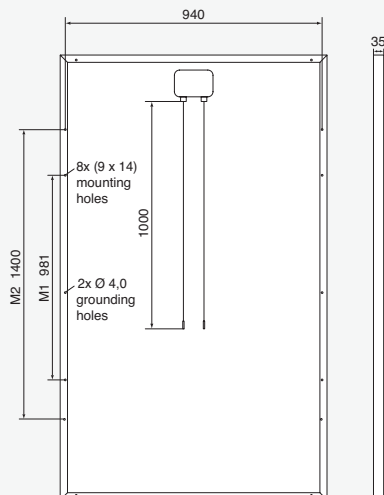
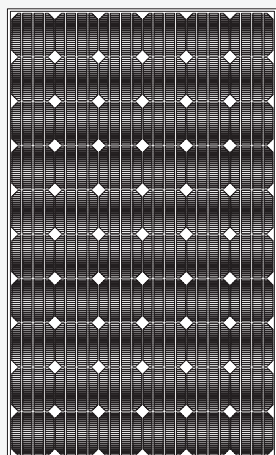
Frontside	3,2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	60 monocrystalline high efficiency cells 156 mm x 156 mm (6")
Backside	Composite film
Frame	35 mm silver aluminium frame

Mechanical data

L x W x H	1640 x 992 x 35 mm
Weight	18,2 kg with frame

Power connection

Socket	Protection Class IP65 (6 bypass diodes)
Wire	approx. 1,0 m, 4 mm ²
Plug-in system	Plug/socket IP65



All dimensions in mm

Limit values

System voltage	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Max. load-carrying capacity	5400 N/m ²
Reverse current feed IR	15,0 A

Permissible operating temperature -40°C to 85°C / -40°F to 185°F

(No external voltages greater than U_{oc} may be applied to the module)

* NOCT, irradiance 800 W/m²; AM 1,5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

Temperature coefficients

Voltage U _{oc}	-0,29 %/K
Current I _{sc}	0,04 %/K
Output P _{mpp}	-0,39 %/K

Low-light performance (Example for AC-300M/60S)

I-U characteristic curve	Current I _{pp}	Voltage U _{pp}
200 W/m ²	2,15 A	30,17 V
400 W/m ²	3,71 A	31,20 V
600 W/m ²	6,05 A	31,81 V
800 W/m ²	7,57 A	32,10 V
1000 W/m ²	9,27 A	32,37 V



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway