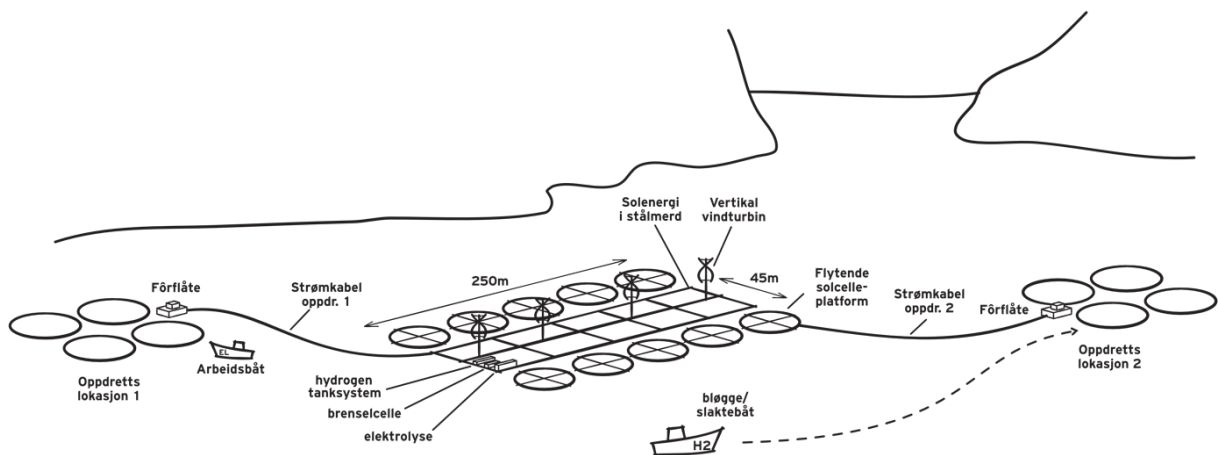


OCEAN KNOWLEDGE

Sluttrapport for det regionale næringsprosjektet «Forprosjekt nullutslepp 2025 i Storfjorden»



Innholdsfortegnelse

Sammendrag og konklusjonar	2
1.1. Krevjande produksjonsforhold i Storfjorden	3
1.2. Alternative produksjonslokasjonar	3
1.3. Nullutslepp logistikk og overskotskraft til nettet	4
1.4. Nytte av stort potensial føreset investeringsstøtte i pilotar	4
1.5. Prosjektorganisering	5
1. Bakgrunn for prosjektet	6
2. Kartlagte energikonsept og prefererte energiløysingar	8
2.1 Prefererte løysingar å gå vidare med i ei potensiell realiseringsfase	9
2.2 Potensiale for vidareføring til nye energiløysingar for lukka oppdrettsanlegg	10
3. Kriterier for valg av lokasjonar for «Power Islands»	11
3.1 Spesielle forhold rundt vurdering og valg av lokasjonar for oppdrett i sjø	11
Dyrkorn	12
3.2 Løysingar for å dekke andre behov i Hofseth-konsernet – «på land»	12
Stormyra/Midsund	12
3.3 Endelig valg av lokasjonar for vidare analyser	13
4. Regulatoriske forhold og barrierer som må passerast før realisering	13
4.1 Myndigheiter og reglement for plassering, bruk og drifting av power islands i fjorden	14
4.2 Ny nasjonal havbruksstrategi	16
5. Energibalanse for valgte case for Power Island	16
5.1 Skjortneset-caset - Storfjorden	17
5.2 Stormyra-caset – Midsund	20
5.3 Forbruksprofil for logistikkoperasjonar for fartøy i Storfjorden	21
6. Teknisk og økonomisk verifikasjon for valgte case	22
6.1 Utvikling mot eit «generisk» anlegg i Storfjorden	22
Energiproduksjon - «Cost of Energy» og «Levelized Cost of Energy»	23
6.2 Skjortneset/Fausa	24
6.3 Stormyra - Midsund	26
6.4 Behovet for Enova-støtte for potensiell realisering	27
7. Miljørekneskap	29
7.1 Fordelar med utsleppskutt ved realisering av Power Islands i fjorden	29
7.2 Andre – ikkje-talfesta forhold som er viktig oppfølging for vidare arbeid	30
Referanser:	31

Prosjektet har mottatt støtte fra Møre og Romsdal fylkeskommune våren 2021, frå programmet for regionale utviklingsmidler.

Ålesund, 7. juli 2021

For prosjektgruppa;

Øyvind M. Olsen

Prosjektleder
Doxacom

Kristian E. Vik

Hovudforfattar
Doxacom

Knut Eilert Røsvik

Prosjektleder
Hofseth Aqua

Sammendrag og konklusjonar

Gjennom «Forprosjekt nullutslepp 2025 i Storfjorden», har partnerskapet Hofseth Aqua, Inseanergy, Maritime Partner, Kjeller Vindteknikk (del av Norconsult) og Doxacom utgreidd moglegheita og realiseringspotensialet av å installere flytande kraftproduksjons-øyer eller «Power Islands» i Storfjorden, for å forsyne heilt ureist eller kortreist solenergi til Hofseth Aqua sine oppdrettsaktivitetar i Storfjorden og omegn.

I tillegg, har vi belyst eit tilsvarande interessant tilleggs-case i Midsund for ein fabrikk hos Hofseth BioCare som i dag manglar nettutvidingskapasitet til sin planlagde vidare vekst. Hofseth-konsernet har eit sterkt fokus på å vere ein ansvarlig og berekraftig næringsaktør i dei nærområda kor dei har lokalitetar og næringsaktivitet.

Aktuell fornybarteknologi og innsatsfaktorar som kan nyttast for å realisere dei konseptane prosjektrapporten omtaler, har gjennomgått ei rask modning dei siste åra.

Engasjerte og kompetente aktørar ifrå Møre og Romsdal som er med i prosjektet, har særskilte moglegheiter til å gå i front med å utvikle nye næringssegment som kan gi kortreist energiproduksjon og bruksbehov i eit særeige fjordsystem i Storfjorden - som elles nyt stor nasjonal og internasjonal merksemd som potensiell «living lab» for utvikling av mange berekraftige og innovative løysingar.

Utgangspunktet for konseptutviklinga er basert på fem store stålanlegg for oppdrettsproduksjon i Hofseth-konsernet. Desse er i ferd med å bli utfasa grunna nye standardar for oppdrettsmerder.

I staden for å sende desse store stålmerdene på fleire tusen tonn kvar til destruksjon, kom tanken i løpet av våren 2021 opp om gjenbruk av merdene på anna vis enn før.

Med eit stort overflateareal - såg ein raskt at desse kan nyttast til energiproduksjon - primært frå solenergi. Tanken bygger mellom anna vidare på at partnerverksemda Inseanergy, allereie er i gang med å demonstrere flytande eller integrert solcelleteknologi - som kan vere aktuell å inkludere i desse stålmerdene.

Løysingar som Hofseth Aqua, Inseanergy, Maritime Partner og andre underleverandørar kan realisere i Storfjorden, vil kunne vere ein del av ei større berekraftssatsing i Storfjorden kor andre næringssegment jobbar tilsvarande parallelt med nye lav- og nullutsleppsløysingar.

Dei viktigaste pågåande og tildels igangsette prosessane er særleg basert rundt passasjer-, ferje og internasjonal cruisetransport frå Ålesund, Hellesylt og innover til Geirangerfjorden, i eit logistikksystem som i dag manglar tilstrekkeleg infrastruktur både på vegsystemet (inklusive fjordferjer), kraftnett og andre forhold.

Samtidig ligg det føre ambisiøse planer i regi av Hofseth for å vidareutvikle ei nedlagt olivingruve i Røbbervika, ved innløpet til Sunnlyvsfjorden, til storskala landbasert oppdrett. Denne satsinga har ikkje hatt stort fokus i vårt forprosjekt, men sidan dette vil vere ei storstilt industrisatsing som vil krevje betydelege mengder straum lokalt, vil det vere interessante og potensielt store synergiar ved å kunne gjere tilgjengeleg flytande produsert kraft frå Power Island-anlegg.

Det er ei kjent sak at det er stor knappheit på tilgjengeleg utsleppsfri elektrifisert kraft i Sunnmørsfjordane og eit temmeleg svakt straumnett. Det som er bygd innover til endes i Geiranger er også under press med eit stort ønske om å elektrifisere store deler av skipsfarten i fjordane. Det vesle som finst tilgjengelig av kraftkapasitet i dag vil kunne bli brukt opp bare av ferjene på Eidsdal-Linge og Stranda-Liabygda-sambanda.

Det er derfor med dette bakteppet – ein sterk motivasjon for å etablere fleksible småskala «energi-hubbar» som kan dekke inn kraftunderskot lokalt langs både eksisterande og nye oppdrettslokaltetar.

Vårt forprosjekt har derfor gått systematisk til verks for å greie ut potensialet for sol- eller vindenergi i Storfjorden, fokusert mot fem av Hofseth Aqua sine sentrale lokasjonar frå Dyrkorn i nord til Ovråneset i innløpet til Tafjorden inst i fjorden.

1.1. Krevjande produksjonsforhold i Storfjorden

Vi avdekte allereie i ein tidleg fase at energiproduksjon frå vind- og solenergi i eit av Norges mest spektakulære fjordsystem har sine geografiske avgrensingar. Høge fjell og tronge fjordar skaper nokså spesielle forhold som er ulikt annan kystaktivitet lenger ute i «skipsleia».

Vi engasjerte derfor Kjeller Vindteknikk (ein del av Norconsult) som er leiande i Norge på sol- og vindressursanalyse, til å greie ut nærare både sol- og vindforhold, hente ut tidsseriar frå eksisterande meteorologiske måledata, analysere og sette dette opp mot tekniske og økonomisk bærekraftige løysingar under utvikling.

Til tross for gode solforhold - som bidreg til ein elles landskjent frukt- og bærproduksjon langs deler av Storfjorden - viser analysane at det er for turbulente og til dels for svake vindforhold i fjordarmane - og skuggekast frå høge fjell som reduserer det faktiske produksjonspotensialet frå vind- og solenergi.

1.2. Alternative produksjonslokasjonar

På basis av dette, blei vindenergi som alternativ tidleg lagt bort grunna for dårlig kost-nytteforhold, manglande tilpassa teknologiske løysingar og høge investeringskostnader – og dermed vil kunne gi altfor høg straumpris.

Med grunnlag i dette, og grunna i ulempene med skuggeforhold for solenergiproduksjon, såg Hofseth-konsernet parallelt på andre alternative lokasjonar utanfor Storfjorden, kor dei i dag har aktivitet.

På Stormyra i Midsund (Otrøya) har Hofseth BioCare i dag eit anlegg for produksjon av høgverdig olje, protein og kalsium frå restråstoff frå laks. Der ønsker dei å utvide produksjonen, men sprengt kapasitet i det lokale kraftnettet på Otrøya hindrar fullgode elektrifiserte løysingar.

Ved å kunne lokalisere eit stålanlegg i tilknytning til fabrikkutviding her blei det derfor lagt til ei analyse av vind- og solressursar utanfor Stormyra i Midsund, som gir potensielt mindre ulemper frå skuggeforhold, og som er særleg interessant gjennom å kunne avhjelpe ein avgrensa nettsituasjon lokalt hos Istad Nett.

1.3. Nullutslepp logistikk og overskotskraft til nettet

Forholdet mellom «ureist kraft» frå stålmerdene blei deretter sett i samanheng med kabeltilkopling og landstraum langs dagens oppdrettsanlegg, for å kunne tilby auka effekt for å støtte eit aukande behov for kraft som følge av elektrifisering av servicebåtane som opererer ved (og til og frå) anlegga, og for å kunne eksportere overskotskraft inn på nettet. Maritime Partner har i prosjektet gjort berekningar av fullelektriske båtkonsept og energibehovet for desse.

Det blei i analysane tatt høgde for nattlading av båtane primært for å forenkle ladelogistikken og operasjonell drift av båtane gjennom arbeidsdagen, men eit vidare arbeid må sjå ytterlegare inn i mulig optimalisering av ladetilkopling også på dagtid, for å redusere batteripakkebehov både på Power Islands og på tilhørande båtar.

Ved etablering av solenergianlegg på våre breiddegrader oppstår ein nokså stor ubalanse i sesongvariasjon av solproduksjon. I desember og januar blir solenergiproduksjonen svært lav og vil utgjere eit lite bidrag til kraftbehovet på oppdrettslokalitetane.

I motsett ende vil Power Island-konseptet kunne levere betydeleg mengde energi i juni når sola er på sitt høgaste, og vil ved landstraumtilkopling kunne eksportere energi inn på kraftnettet.

Grunna ønsket om å elektrifisere bruksbåtane samt å legge til rette for etablering av nye oppdrettslokasjonar med teknologi for lukka anlegg, er det aktuelt at ein kan sjå vidare på å jamne ut ubalansen ved å nytte lokalprodusert hydrogen i eit system med brenselcelle - som Norwegian Hydrogen parallelt planlegg på Dyrkorn.

1.4. Nytte av stort potensial føreset investeringsstøtte i pilotar

Vårt forprosjektarbeid viser tekno-økonomisk potensiale og muligheit for å realisere slike anlegg – under føresetnad om at Enova kan bidra til å dekke deler av investeringskostnaden. Forprosjektet har vist at det er både et stort markedspotensiell, i Noreg og utlandet, og eit teknisk potensiale som muliggjer spennande forretningscase for å bygge sjølvforsynte, nullutslepps energianlegg til havbruksnæringa.

Utfordringane ligg i at sjølv om teknologien no modnar raskt, er den i stor grad uprøvd i det flytande miljøet på fôrflåtar og havbrukslokalitetar, og næringen må derfor lære seg nye måtar å handtere ein annan type logistikk og dei nye rutineane dette vil medføre. Dersom ein går vidare, skal eit sjølvforsynt energisystem i Hofseth sine tilfelle koplatt i hop med anlegg som allereie har kabeltilkopling og landstraum.

Samspelet mellom energiutveksling inn- og ut på nett vil trenge vidare teknisk utgreiing for å kunne verifisere våre funn og designe eit tilpassa anlegg til ein akseptabel kostnad. Det må utviklast heilt nye løysingar i kombinasjon med energilager gjennom batteribank – og, eventuelt ved større lagringsbehov: hydrogenteknologi, som vi anbefalar å kunne jobbe vidare med i påfølgande eventuelle realiseringsprosjekt.

1.5. Prosjektorganisering

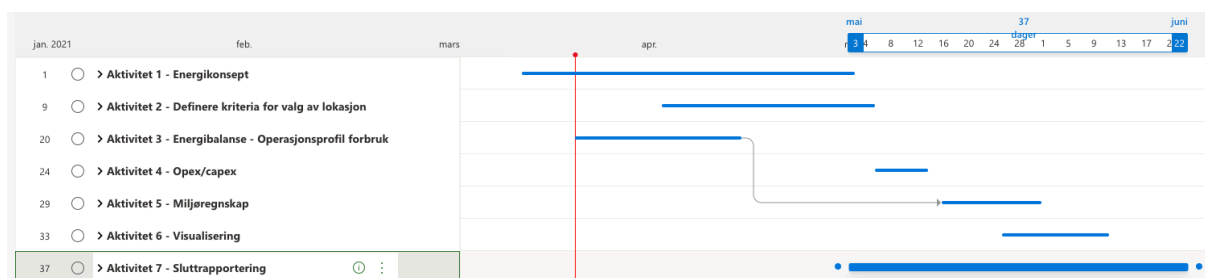
Arbeidet har vore leia av Doxacom, i tett samarbeid med Hofseth Aqua som er prosjekteigar.

- Hofseth Aqua: Prosjekteigar. Oppdrettsaktør som vil kunne jobbe vidare med funna ifrå forprosjektet, som tiltakshavar for eit etterfølgande arbeid for å bygge om / gjenbruk av stålmerder som kan ta ny form som "Power Islands".
- Doxacom: Ansvarleg og prosjektleiar for forprosjektet. Rådgjeving og utførande på kommunikasjon, fornybar energi og sirkulære løysingar.
- Inseanergy: Energiproduksjon på merder i første omgang ved hjelp av nyutvikla solenergiløysingar, og etterkvart med nyutvikla konsept for energiproduksjon og lagring.
- Maritime Partner: design og bygging av bruksbåtar. Planlegge logistikk for nullutsleppsløysingar til arbeidsbåtar for oppdrettsnæringa (og etterkvart / eventuelt fjordturisme).
- Kjeller Vindteknikk (Norconsult): analyse lokale vind- og solforhold i Storfjorden, og gi anbefalingar for val av tilpassa vindturbinteknologi.
- Møre og Romsdal fylkeskommune: delfinansiering, rådgjeving og oppfølging av prosjektet.

Felles kick off for prosjektet vart gjennomført 24. mars 2021, med planlagt sluttdato 22. juni 2021. Det har vore gjennomført prosjektmøter kvar veke i forprosjektfasen for gjennomgang av status (digitalt via teams).

Sluttrapportering med samanstilling og uttrekk av ein rekke viktige forhold for konklusjonar i prosjektet har kravd at prosjektperioda har blitt forlenga fram til eit siste prosjektmøte den 7. juli 2021.

Opphavleg prosjektplan:



Figur 1: Prosjektplan oppretta for prosjektet.

Partnerane har bidrege aktivt inn i arbeidet fram mot berekraftige forretningsmodellar som kan takast vidare i ei etterfølgande fase.

Prosjektgruppa har gjort eit grundig arbeid, men det ligg ein del føresetnader til grunn for å avgrense omfanget og relevans i prosjektet innafor tida prosjektet har vore gjennomført på. Det vil derfor vere viktig med verifisering av hypotesar og anbefalingar i ei vidareføring av prosjektet.

1. Bakgrunn for prosjektet

Havbruksnæringa har hatt eit aukande fokus på bærekraft dei siste åra. Innan sektoren finst det fleire utfordringar knytt til energibruk og utsleppsproblematikk. Havbruksnæringa er spesiell med mange ulike geografiske forhold ulike lokale behov, og eit stort omfang – eit tusentals lokaliteter langs Norskekysten, med tilhøyrande serviceapparat med arbeidsbåtar og logistikkaktivitetar.

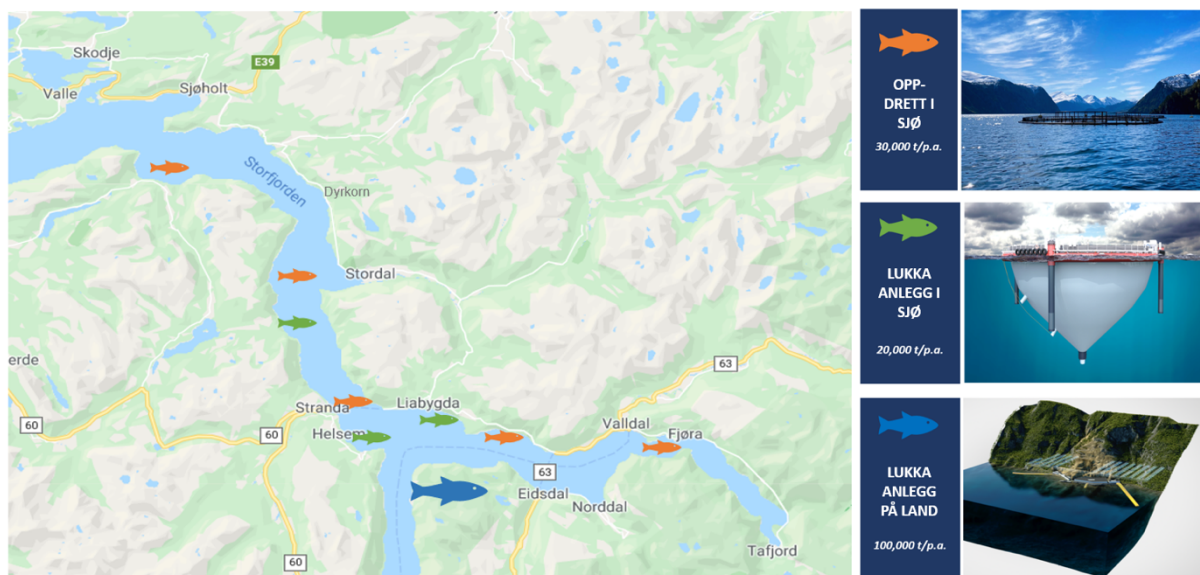
Ulike geografiske føresetnader skapar eit mangfold av ulike løysningar når det gjeld både logistikk- og energiløysingar næringa.

I kjølvatnet av utvikling av hybridiseringsteknologi til framdrift i ulike typar skip, kor norsk skipsbyggings- og -designkompetanse har vore verdsløiande i fleire tiår, har kunnskapen og fokuset for hybridisering breidd om seg i stadig fleire sektorar.

I vår region står Hofseth Aqua i ei særstilling, som ein aktør med stort fokus på bærekraftig oppdrett i nokre av Noregs viktigaste og mest kjende fjordarmar.

Hofseth er eit konsern som har vakse betydeleg det siste tiåret. Gjennom oppkjøpet av Fjordlaks Aqua i 2016 har Hofseth skaffa seg ein sentral posisjon i Storfjorden og er ein heilt sentral premissleverandør og oppdrettar på Sunnmøre og i den maritime klynga.

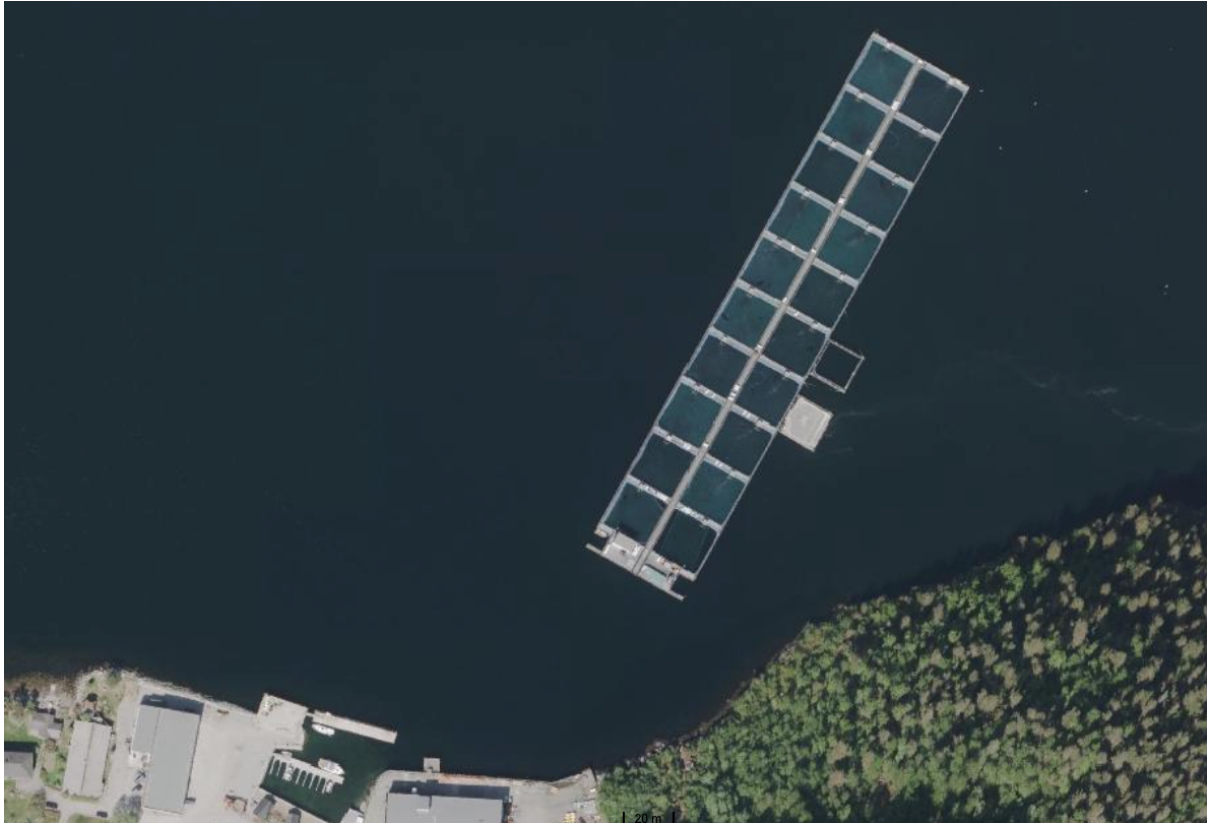
Mulig framtidig oppdrettsstruktur i Storfjorden



Figur 2. Oversikt over Hofseth Aqua sine noverande og mulege framtidige oppdrettsanlegg i Storfjorden.

Med på kjøpet av Fjordlaks, følgde det mellom anna med fem store stålmerder på 250 meters lengde og 50 meters breidde. Dette er robuste system som vart utvikla og bygd på 2000-talet, men som no er i ferd med å bli fasa ut og erstatta med meir moderne løysingar.

Då tanken om å kvitte seg med desse stålmerdene kom opp sidan dei på sikt ikkje vert nytta til matproduksjon, og diskusjon om ein kostbar destruksjon/avhendingsprosess kom på bordet, kom tanken om desse kunne gjenbrukas til noko meir nyttig.



Ill. 1: Eksempel på stålmerd frå Hofseth Aqua, lokalisert i Opshaugvika, sør for Stranda. Dimensjonane er ca. 50 x 250 meter. Satellittfoto: kart.gulesider.no



Ill. 2: Satellittbildeutsnittet viser Stranda, Opshaugvika, Liabygda og Ovråneset. Sjølv om stålanlegga er relativt store installasjonar, vert anlegga nokså små i totalbildet i fjordlandskapet. Satellittfoto: kart.gulesider.no

Parallelt med dette har oppstartsselskapet Inseanergy utvikla eit nytt konsept med ein duk spent ut på utrangerte, gjenbrukte plastmerder, med ein ny teknologi med flytande solcellepanel nedsenkte i ferskvatn.

Inseanergy gjennomførte eit forprosjekt hausten 2020 saman med Doxacom og eit par andre regionale bedrifter, og eit klart potensiale om samarbeid blei identifisert i dialog med Hofseth Aqua om deira planer.

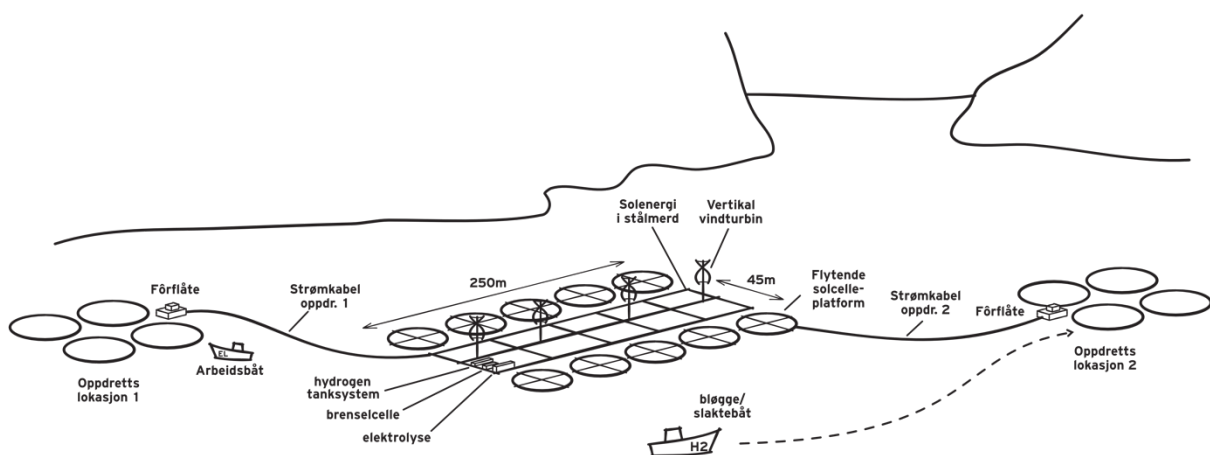
Dei mange ulike plasseringane av oppdrettsanlegg og ofte manglande alternativ til elektrisk tilkopling, har gjort bruken av dieselgeneratorar på forflåtar nokså utstrakt i havbruksnæringa.

Dette i kombinasjon med diesel- og bensindrivne bruksbåtar, har satt eit negativt miljøstempel på ein sektor med mange punktutslipp til luft.

Hofseth Aqua har fokus på å ligge i front på nye grønne løysingar, og har satt mål om ein utsleppsfri oppdrettssektor innan 2025 – i tråd med den teknologiutviklinga som no skjer på både nullutsleppsbåtar og forflåtar, med både batterisystem, lokalt produsert solenergi og kombinasjon med landstraumtilkopling.

2. Kartlagte energikonsept og prefererte energiløysingar

Gjennom forprosjektets møteserie har dei andre prosjektdeltakarane blitt kjent med Hofseth Aqua sine forretnings- og utviklingsplanar, ambisjonar og utfordringar. Det var et ønske om å få til fysiske prosjektmøter for diskusjonar om utvikling av løysingar, men grunna koronasituasjonen har vi gjennom våren 2021 vore nøyde til kjøre dette som digitale møteplassar. Den digitale møteforma har likefullt gitt deltakarane god innsikt i dei utfordringane som gjeld i Storfjorden, konteksten rundt og dei aktuelle problemstillingane.



Figur 3: Skisse for energikonsept med «Power Island» i tilknytning til oppdrettslokasjonar. Sjølv om skissa blei laga før prosjektet formelt blei satt i gang, er konseptet og elementa stadig dekkande for potensialet og kva vi har greia ut i løpet av prosjektet. Ill.: Doxacom

Hofseth Aqua har hatt ei rekke lokasjonar til vurdering for å kunne ta vidare som eit potensielt hovudprosjekt.

Ved oppstartinga av prosjektet brukte vi ein del tid til å diskutere grunnleggande forhold rundt energipotensialet på vind- og solenergi. For å skaffe godt faglig grunnlag for å kunne ta kvalifiserte beslutningar, blei Norconsults avdeling Kjeller Vindteknikk engasjert til å gi eit tyngre faglig grunnlag.

Kjeller Vindteknikk, som no er ein integrert del av Norconsults fornybaravdeling, er eit av Noregs fremste ekspertmiljø på vind- og solenergiressursar og vindkraftutvikling i Noreg. Dei starta opp arbeidet i prosjektet med å ta ut kartseriar med historiske data for vind- og solmålingar i Storfjorden, som grunnlag for vidare analysearbeid.

Relativt tidleg blei det klart at Kjeller Vindteknikk anbefalte å ikkje sjå nærare på vindenergi-potensialet i Storfjorden, fordi tilgjengeleg vertikalaksla turbinteknologi både er overdimensjonert for å tåle ekstreme miljø, kostbar og bygd for røffare forhold i meir fjerntliggande strøk der ein vil ha aksept for ein nokså høg kilowattime-pris.

Ved Hofseth sitt fabrikklegg i Midsund (Stormyra) er vindressursane mellom Midsund og Harøyfjorden betydeleg høgare enn inne i Storfjorden.

Likefullt er det krevjande å forsvare bedriftsøkonomisk lønnsemd i dette, då slike turbinar må byggast svært robuste, og ein får ein relativt ubetydeleg kraftproduksjon samanlikna med potensiell solproduksjon, at det vil gi ein svært kostbar kWh-pris (kilowattime).

Prosjektet har derfor lagt vekt på solenergi-potensialet, då dei klimatiske forholda viser at produksjonspotensialet er relativt bra, sett i ein europeisk målestokk. Likevel skaper skuggekast frå omkringliggande fjell, ein viss reduksjon i energiproduksjon, særleg på morgon og kveld.

2.1 Prefererte løysingar å gå vidare med i ei potensiell realiseringsfase

1. Solenergiproduksjon på stålanlegg – kapasitet 2 MWp.

Analysane, utvalde kriterier for val av simuleringscase og sannsynlege lokasjonar, har avdekt at i ei første fase vil det for Hofseth Aqua vere mest hensiktsmessig både med tanke på behov, innovasjonstakt og kostnadmessige forhold, å sjå vidare på den tekniske basisløysinga, som inneber å «bekle» stålanlegget med faste solcellepanel over stålbura.

Den tekniske løysinga for dette vil innebere eit energiproduserande anlegg på 2 MWp. MW= megawatt, p står for «peak» produksjon, altså maksimalt produksjonspotensiale når sola står høgast på himmelen midt på dag.

2. Utvida Power Island-løysing med plastmerder 3 MWp.

Ei neste fase, kan gjere det aktuelt å sjå på plastmerder i tillegg som vil kunne kringsette stålmerdene, særleg der det ikkje finst landstraum-alternativ direkte tilgjengelig. Dette kan enten vere utanfor Storfjorden og dei landstraum-baserte løysingane Hofseth er i gang med, eller har under planlegging i Møre og Romsdal, gjerne i regi av Inseanergy. Det kan også vere snakk om heilt andre lokasjonar i ein annan geografi som gjerne ligg langt frå nærmaste sivilisasjon, der ein vil vere totalt avhengig av den lokalproduserte energien for å ha eit komplett fossilfritt alternativ.

3. Utvida Power Island-løysing med plastmerder 3 MWp, og med hydrogen-lagringsløysing

Ei slik neste fase vil også få ein attraktivitet i auka autonomi gjennom å sjå på eit heilintegrert system som tar omsyn til energilagingsbehov mellom ulike sesongar.

Inseanergy og Doxacom saman med andre partnerar gjennomførte eit studie vinteren 2021 kor ein såg nærare på hydrogenrelaterte teknologiløysingar med elektrolyse og brenselceller, der sistnemnte vil kunne omdanne langtidslagra energi tilbake til straum.

Både elektrolyse og brenselcelledrift vil kunne gi overskotsvarme som biprodukt, som kan nyttast både til såkalla «hotelldrift» på fôrflåten og potensielt til auka vekst for fisk særleg i lukka merder.

Eit anna attraktivt biprodukt frå elektrolyse vil vere betydelege mengder med rein oksygen. Gjennom oksygeneringsteknologi kan dette «oksygenrike» vatnet fisken lever i, og auka oksygenopptak kan gi raskare vekst for fisken i merdene.

Fase 2 og 3 som beskrive her vil vere naturleg å sjå vidare på etter at ein har skaffa meir erfaring med den prefererte løysinga beskrive i fase 1.

Fase 1 er også grunnleggande nødvendig å verifisere teknologisk og demonstrere med støtte frå virkemiddelapparatet, før ein kan gå vidare til fase 2 og 3.

2.2 Potensiale for vidareføring til nye energiløysingar for lukka oppdrettsanlegg

Hofseth Aqua er på same måte som andre toneangivande aktørar i havbruksnæringa, engasjert med potensielle utviklingskonsesjonar for lukka anlegg i sjø.

Slike anlegg vil imøtekomme aukande krav om redusert smitte og økt krav til fiskevelferd. Lukka anlegg i sjø vil krevje ein del større energibehov, særleg knytt til pumpeteknologi for vassfiltrering og -fornyng.

Med auka energibehov/forbruk blir det stilt større krav til energiforsyning. Der ein i dag møter knappheit på krafttilgang allereie for tradisjonelle energigjerrige anlegg, blir derfor Power Island-konsept enda meir attraktivt.

Gjennom vårt prosjekt har vi ikkje kunne gått djupt inn i dette. Konsept for lukka anlegg som Hofseth jobbar med, er på eit stadie kor det ikkje finst godt nok talmateriale for energibehovet, og vi her derfor berre vald å beskrive kort at vi ser potensialet som veldig interessant framover.

Teknologien må prosjekterast og vidareutviklast i åra framover før meir konkret kopling mot Power Island-konsept vil vere hensiktsmessig.

Vidare tekno-økonomiske vurderingar for konkretisering av potensielle realiseringsløp, vil vere noko som Hofseth-konsernet eventuelt vil behandle vidare internt. Våre vurderingar i prosjektgruppa vil vere viktig basis for dette arbeidet.

3. Kriterier for val av lokasjonar for «Power Islands»

Hofseth Aqua har fem lokalitetar i Storfjorden med «opa løysing» eller tradisjonelt oppdrett i sjø, og planar for ytterlegare tre lukka anlegg i sjøen. I tillegg vert det arbeidd med eit storskala anlegg for landbasert oppdrett i fjellhallar i Røbbervika.

Både Røbbervik-prosjektet og eventuelle framtidige lukka anlegg i sjøen vil ha store energibehov. Dette gjer kortreist energi frå solcelleanlegg ekstra interessant å vurdere.

I tillegg har Hofseth-konsernet eit spesielt case i Midsund, der ein har stort straumbehov ved Hofseth BioCare sin fabrikk på Stormyra Industriområde. Her er det knappheit på tilgjengeleg effekt frå Istad Nett sitt kraftnett på Otrøya.

Fabrikken sine prosessanlegg er kraftkrevjande, og behova blir i dag dekt gjennom ein kombinasjon av el-kraft, gass og fyringsolje.

Det har høg prioritet for bedrifta å fase ut all bruk av fyringsolje. For å oppnå dette må ein oljefyrt kjel bytast ut og erstattast med ein el-kjel.

I dag er dette ikkje mogleg grunna knappheit på straum, og nettoppgradering i Midsund ser ut til å vere ein prosess som kan ta fleire år å få ei avklaring rundt. Det kan derfor vere ei god miljømessig løysing å plassere eit flytande solcelleanlegg som kan forsyne Hofseth BioCare sin fabrikk i Stormyra.

For å få meir kunnskap om potensialet for eventuell solenergiproduksjon i forskjellige stadar i Storfjorden, har fleire typiske lokasjonar blitt vurderte i denne forstudien. I analysen har vi sett på geografiske og topografiske forskjellar i fjorden, slik som sol- og vindforhold, straum og bølger, situasjonen med kraftnettet lokalt og kabeltilkopling på store djupner for å nemne dei viktigaste. Det har vore behov for å vurdere desse forholda innleiande for å kunne danne eit godt grunnlag for eventuelt vidare arbeid med nokre hovudcase.

Prosjektgruppa med Hofseth Aqua i spissen drøfta derfor innleiingsvis og kom fram til fire av dei mest relevante lokasjonane (ut frå ei rekke fleire lokasjonar primært i Storfjorden) for vidare arbeid og analyser. Norconsult blei derfor engasjert til å sjå på følgande valde lokasjonar:

- Skjortneset / Fausa
- Dyrkorn
- Stormyra (Midsund)
- Røbbervika (med planlagt storskala landbasert oppdrettsanlegg i fjell)

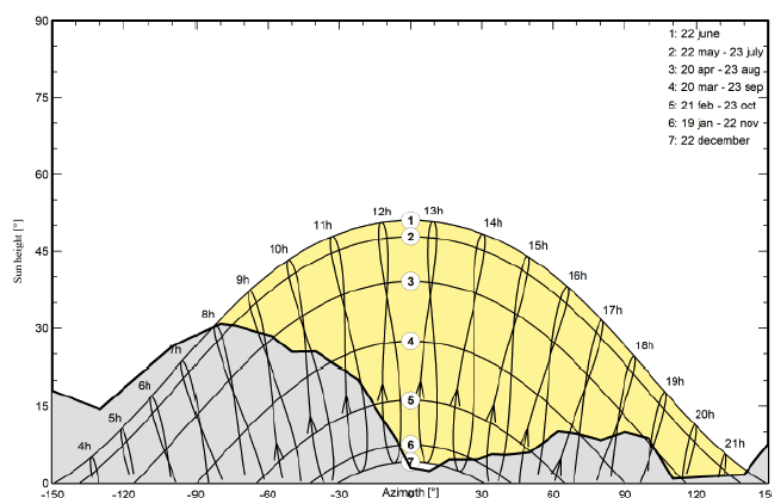
3.1 Spesielle forhold rundt vurdering og valg av lokasjonar for oppdrett i sjø

Storfjorden er spesiell i Møre og Romsdal, med ein unik, dramatisk og vakker natur og med sin spesielle UNESCO-status i inste delen av fjorden. Fjorden er prega av bratte fjell, og smalnar og blir trongare innover etterkvart som fleire fjordarmar greiner av. Dette set sine

avgrensingar når ein skal vurdere solenergiproduksjon utan for store ulemper frå skuggekast frå nærliggande fjell på sørsida av fjordarmene.

Dyrkorn

Denne lokasjonen blei utover dei nemnde over tatt med for å sjå på eitt eller eventuelt fleire stålanlegg i tilknytning til planane for eit eventuelt produksjons- og bunkringsanlegg for hydrogen som Norwegian Hydrogen arbeider med.



Figur 4: Denne figuren viser horisontprofilen med potensiell solproduksjon på ein tenkt Power Island-lokasjon på Dyrkorn, i tilknytning til eventuelt oppdrettsanlegg - eller balansert mot energiutveksling med Norwegian Hydrogen sine planer om hydrogenproduksjon på Dyrkorn.

Dei ulike lokasjonane Norconsult har vurdert, har i ulik grad ulemper med skuggekast frå nærliggande fjell som reduserer solenergiproduksjonen under store deler av året.

Til tross for tap av morgonsol på Dyrkorn, er det berekna at tapet er berre 12 prosent av teoretisk energiproduksjon på denne breddegrada, grunna at morgonsola ikkje står så høgt på himmelen og dermed hadde gitt avgrensa produksjon, i det tidsrommet den er bak fjella mot aust.

Koordinaten på Dyrkorn er det analysepunktet i Storfjorden kor Norconsult har funne minst reduksjon grunna skuggekast, og eit potensielt arbeid vidare vil måtte sjå på lokasjonsendringar for eit «generisk anlegg» å kunne optimalisere solenergiproduksjon innanfor gitte rammer for Hofseth sine framtidige driftsplaner.

3.2 Løysingar for å dekke andre behov i Hofseth-konsernet – «på land»

Stormyra/Midsund

I Midsund vil i praksis all produsert straum frå ei Power Island kunne forbrukast direkte i fabrikk til Hofseth BioCare (HBC). Fabrikk går kontinuerleg døgnet og året rundt, med unntak av nokre få serviceintervall i kortare periodar. I desse tilfella, vil eit kraftproduksjonsanlegg kunne levere til nettet.

I 2020 vart det sett i gang ei stor utbygging av fabrikk på Midsund. Mellom anna vart det installert eit prosessanlegg med stort varme- og energibehov. I utgangspunktet vart anlegget prosjektert med elektrisk oppvarming, men dette måtte endrast grunna kraftunderskotet i gamle Midsund kommune. Ein vart derfor tvungen til å installere ein gasskjel med effekt på

nærmare 1 MW – eit paradoks med tanke på den offentlege debatten om gasskraftverk og at fossile energikjelder som alternativ skal fasast ut der det er muleg.

I tillegg til gasskjelen, så har fabrikk i Midsund også ein oljefyrt kjel på om lag 1,5 MW. For å redusere verksemda sine utslepp har HBC som mål å skifte ut denne kjelen. Men dette er for tida ikkje mogeleg grunna mangelen på elektrisk kraft. I denne samanhengen kan ei Power Island på fjorden utanfor fabrikk leverer eit godt bidrag til den lokale kraftforsyninga og kanskje gjere det mogeleg å gjennomføre ei slik fornying. I denne samanhengen er dialog med Istad Kraft naudsynt.

3.3 Endelig valg av lokasjonar for vidare analyser

På basis av ulike vurderingar og drøftingar for kriterier for val av lokasjonar, blei det vald ut éin lokasjon som utgangspunkt for full simuleringscase for oppdrett i sjø: Skjortneset/Fausa. Denne lokasjonen har planlagt installert landstraum i løpet av sommaren 2021, slik at ein ved periodar med overskotsproduksjon av energi kan omsette straum på nettet. Spesielt i brakkleggingsperiodar vil dette være veldig aktuelt.

Fordi ein må ha eit kompromiss mellom ulike fordelar og ulemper, har vi valt å bruke Skjortneset til å jobbe vidare med ei generisk løysing, då ingen av dei andre alternativa har stått fram som ein ideell lokasjon med beste solforhold - og som kan få maksimal score på alle kriterier.

I tillegg er altså Hofseth Biocare sitt anlegg, med dei utviklingsplanar som ligg føre der, valt ut grunna den spesielle og forsinka kraftutviklingssituasjonen i ytre Romsdal. Sjå ytterligere informasjon om grunngiving av val av lokasjonar i kapittel 2 om prefererte løysingar.

4. Regulatoriske forhold og barrierer som må passerast før realisering

I prosjektet har det blitt drøfta og jobba med problemstillingar knytt til regulatoriske forhold og potensielle barrierar for realisering av Power Island-anlegg.

Det er ei rekke regelverk og viktige prosedyrar knytt til ulike offentlege instansar som er forvaltingsmyndigheit både i oppdrettsnæringa og knytt til energispørsmål.

For vårt forprosjekt har det ikkje vore avsett ein vesentleg andel av tida til å gå djupt inn i materien, men vi har innleia ein dialog Kystverket, som vi vurderer som kanskje det mest sentrale myndigheitsorganet.

Vi har og drøfta i partnerskapet at også NVE vil ha ei nøkkelrolle i vidare arbeid. I tillegg har vi lista opp eit par andre instansar som er viktige å komme tidlig i dialog med i ein plan for ei utviklings- og gjennomføringsfase. Berekningane som er utført av partnerane i denne innleiande fasen baserer seg på eit energikonsept som produserer store mengder energi og nyttar dette til å direkte forsyne eige forbruk.

Produksjonsanlegga som er vurdert her, er av ein slik dimensjon at vi antek å måtte ta høgde for krav og regler som tilsei at energiproduksjon og energiforbruk ikkje kan skje bak same tilknytingspunkt til nett, utan at vi i denne fasen har hatt muligheit til å gå ytterlegare inn på dette.

Dersom dette blir tilfellet vil det med andre ord kunne komplisere konseptet, både teknisk, regulatorisk og økonomisk.

4.1 Myndigheiter og reglement for plassering, bruk og drifting av power islands i fjorden

Kystverket

I oppdrettsnæringa er Kystverket det mest sentrale myndigheitsorganet som held oversikt over all næringsaktivitet i kystsona og vil mellom anna kunne gi løyve til sjøbasert oppdrett. For planlegging av ein ny, eller endring av bruk av ein flytande installasjon til oppdrett, må dette søkast om til Kystverket.

Det er ei rekke forhold som Kystverket avklarar av i slike prosessar, for å unngå konflikhtar med andre interesser:

- Ein flytande installasjon må ikkje komme i konflikt med ferdselsleier i fjordane.
- Ein skal dokumentere at ein ikkje kjem for nært registrerte fiskeplasser og freda dyrearter på land og i vatn.
- God dokumentasjon og ei kartframstilling skal vise forankringsopplegg og kabeltrasear under vatn.

Når ein søknad med alle viktige forhold er komplettert og sendt til Kystverket, sender dei planane ut på høyring i kommunane. Kystverket er høringsmyndigheit og må avdekke om det finst motstridande interesser. Er det noko som kan vere i strid med arealplaner? Det kan komme motsegn frå grunneigarar (vanlegvis eig grunneigarar med «strandsoner» ned til to meter under vatn), andre interessentar og kommunale/offentlege etatar. Kystverket vil deretter vurdere innkomande motsegner.

I kapittel 7 drøfter vi potensielle ulemper for skuggelegging i fjorden/og vatnet, og havbotnen under eit Power Island-anlegg. Les meir om problematikken i dette kapitlet. Vi antek at Kystverket, eventuelt i kombinasjon med andre instansar/direktorat, vil vere naturleg å ta ein dialog med på dette området.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Det må søkast om konsesjon hos NVE om ein flytande oppdrettslokalitet skal koplatt til elektrisk landtilkopling med eigna kabel.

Ofte i Hofseth Aqua sine tilfelle må denne leggest på store djupner, gjerne frå oppdrettslokaliteten nært land, og så nedover langs botnen av fjorden og opp igjen på andre sida.

Med store mengder eigenprodusert energi, som gjer at krafta i denne kabelen vil gå begge vegar, er vi innforstått med at ein slik konsesjonssøknad truleg vil bli meir kompleks. Søknaden må gjere greie for potensielle konflikhtar, for eksempel om kor vidt inngrepet kan påverke miljøet på havbotnen, om den kan komme nært fiskeplassar, eller at den ikkje kjem i konflikt med kulturminner eller liknande på landsida.

Kommunane sine arealplaner omfattar også sjøområder, og ein må opptre innanfor dei områda som tillater relatert type utvikling.

Dersom det viser seg å bli vanskeleg å kople seg til nettet på grunn av byråkrati vil dette kunne bli eit vesentleg hinder for at havbruksnæringa kan ta viktige steg mot elektrifisering framover. Det blir viktig å avdekke om det i så fall må jobbast for ei enklare regulatorisk løysing, frå slike typar case.

NVE som myndigheitsorgan må vurdere ulike forhold og konflikhtar ved behandling av konsesjon om kabeltilkobling. Anlegg som overstig 100 kW i nominell kapasitet, kjem over ei grense som utløyser ytterlegare krav.

Kva slags faktiske reglar og krav konseptet må følge, og kva for muligheiter det eventuelt er for å søke og få godkjent å kunne vike frå ordinære krav, må derfor nærmare avklarast med NVE.

Alternative løysingar kan vere høgspennetilkobling (med dei kostnader og ansvar det medfører), eller å etablere forbruk- og produksjonsanlegg separat, med den hensikta å selje all produsert energi. Med dei økonomiske føresetnader lagt til grunn på dette stadiet er ikkje sistnemnte ei aktuell løysing, men med auka kraftpriser og eit optimalisert konsept, kan det endre seg.

Lokale nettselskap

I casa vi har jobba med i prosjektet tangerer desse konsesjonsområda for heile fem ulike nettselskap. Desse er Møre Nett, Stranda Energi, Nordvest Nett (Dyrkorn), Straumen Nett (Sykkylven) og Istad Nett (Midsund).

Det er i arbeidet avdekket at det generelt i Noreg og lokalt eksisterer relativt ulike praksis og muligheit for tilrettelegging og utvikling, samt forskjell i praksis på om næringskundar må betale full eller redusert forbruksavgift, og eventuelt andre avgifter. Dette kompliserer muligheita for havbruksnæringa for å kunne komme raskt i gang med den omleggingsprosessen bransjen førebur, og som er ønska frå myndigheitene på overordna nivå.

Ei harmonisering av regelverk og praksis i kraftnettbransjen vil derfor vere viktig for å redusere ein viktig flaskehals på myndighetsnivå.

Rasproblematikk som følge av nærleiken til Åkerneset og i fjordane generelt

Operasjon av oppdrettsanlegg i Storfjorden møter òg ein viss risiko for steinras frå bratte fjellsider. Oppdrettsselskapet må derfor innhente data frå geolog- og skredkompetansemiljø. Steinsprang og ras kan skape mindre eller større bølger. Kystverket må også her inn og vurdere forholda lokalt. Ved eventuelt større ras og flodbølger kan eit oppdrettsanlegg i verste fall bli lausrive og kunne drive av stad.

I så tilfelle vil det raskt kunne hamne opp i fjellsida, bli slått sund og søkke, og med det kunne utløyse ei oppryddingsplikt. Ein er plikta til å forsikre anlegget mellom anna grunna risikoen for dette.

Vi må anta at eit «Power Island»-anlegg vil kunne medføre forventning om auka aktsemd i så måte med nye materialar (solceller) på flåtane og energimengda som blir produsert, med tanke på denne risikoen.

Kommunar og fylkeskommune

Kommunane er viktige planmyndigheiter på lokalt nivå, og kommunane i prosjektregionen viser generelt ei proaktiv holdning i å legge til rette for grøn næringsutvikling.

Også Møre og Romsdal fylkeskommune viser ei proaktiv holdning for å legge til rette for næringsvekst på feltet og å kunne påverke og utfordre vidare utvikling av regelverk slik at næringsaktørane kan komme raskare til målet.

Vi har gjennomført eit møte kor vi fikk samla fylkeskommunen sine avdelingar på både fiskeri, akvakultur og energi for å klargjere, få oversikt og skape dialog internt, for fylkeskommunen si mulige rolle for å legge til rette for dette.

På bakgrunn av problemstillingane lista ovanfor knytt til oppdretts- og kraftkonsesjon, og mulighetene for påverking frå lokalt myndighetsnivå ser vi det som viktig å vidareføre en tett dialog på kommunalt og fylkeskommunalt nivå.

4.2 Ny nasjonal havbruksstrategi

I sum utgjør dette ei rekke regulatoriske forhold som skaper ein ekstra kompleksitet og kan lede til tidkrevjande prosessar og dermed potensielt kritiske forseinkingar sett opp mot ambisiøse mål for omlegging av oppdrettsnæringa.

Ein ny havbruksstrategi er varsla å skulle vere klar før sommaren 2021 (er i skrivande stund ikkje lansert). Vi vil anta at denne skal følgast opp med ein tiltaksplan eller eit «sjøkart», og vi meiner derfor at desse regulatoriske forholda vi har drøfta – bør tydeleg adresserast inn i ein slik oppfølging / tiltaksplan.

Det vil vere behov for eit tydeleg mandat frå eitt overordna myndigheitsorgan, som bør få ansvar for å sikre at det blir dratt i flokk på tvers av ulike myndighetsnivå, som beskrive i dette kapitlet.

Ut frå vår vurdering vil det vere naturleg at Kystverket bør kunne få eit slikt mandat. Med Kystverket si lokalisering i Ålesund er det heilt naturleg at vårt partnerskap kan vere i ein proaktiv dialog for å sikre ei god utvikling på regulatoriske områder fram mot realiseringsfase ikkje berre for oss, men for heile bransjen.

5. Energibalanse for valgte case for Power Island

Tidlegare arbeid utført av Inseanergy i sitt forprosjekt hausten 2020, har lagt til grunn for å skape forståing for balanse mellom energiproduksjonsvolum - som må stå i eit dimensjonert forhold til typiske energilastar i flytande oppdrettsanlegg. I eit slikt arbeid må ein ta omsyn til variasjon i lastbehovet gjennom ulike driftsforhold i næringa, som ulik utnyttingsgrad av anlegga og sesongvariasjonar, fleksibilitet i forhold til geografisk plassering og potensiell omflytting av anlegg, og ikkje minst klima og geografi.

Gjennom forprosjektet har vi jobba med dei ulike case i Hofseth sine lokasjonar i Storfjorden, som har sett har varierendevarierende grad av fordelar og ulemper med vind- og verforhold. Sidan vindforholda ikkje er stabile nok gjennom døgnet og på årsbasis, mellom anna grunna forholdsvis mykje turbulens, valde vi tidlig bort vindenergi som alternativ. Dermed er det solenergi-potensialet som utgjør produksjons-potensialet.

Hofseth sine eksisterande lokalitetar i Storfjorden er allereie tilkopla landstraum (og dei planlagde lukka anlegga er også planlagt for tilkopling), men dette er dimensjonert for lastprofilen til fôrflåteanlegga og operasjonane knytt til dette.

Likevel kan Power Island-tilknytning, skape eit energioverskot som både kan drifte servicebåtar, og levere eit energioverskot tilbake på nettet og avhjelpe kraftunderskot i ein delregion i fylket vårt med ein svært sårbar nettsituasjon, og dermed bidra til at storsamfunnet kan spare betydelege infrastrukturkostnader.

Fleire av lokalitetane i Storfjorden er likevel plassert slik at fjellhorisonten mot sør skaper skyggeforhold som reduserer potensiell solenergiproduksjon, i varierende grad.

I tillegg er det utarbeida energibalanse og sett på det spesielle caset knytt til Hofseth Biocare sitt anlegg i Stormyra i Midsund. Norconsult har på basis av Hofseth-konsernet sine mest aktuelle behov, gjennomført grundigare analyser av casa på Skjortneset og i Stormyra.

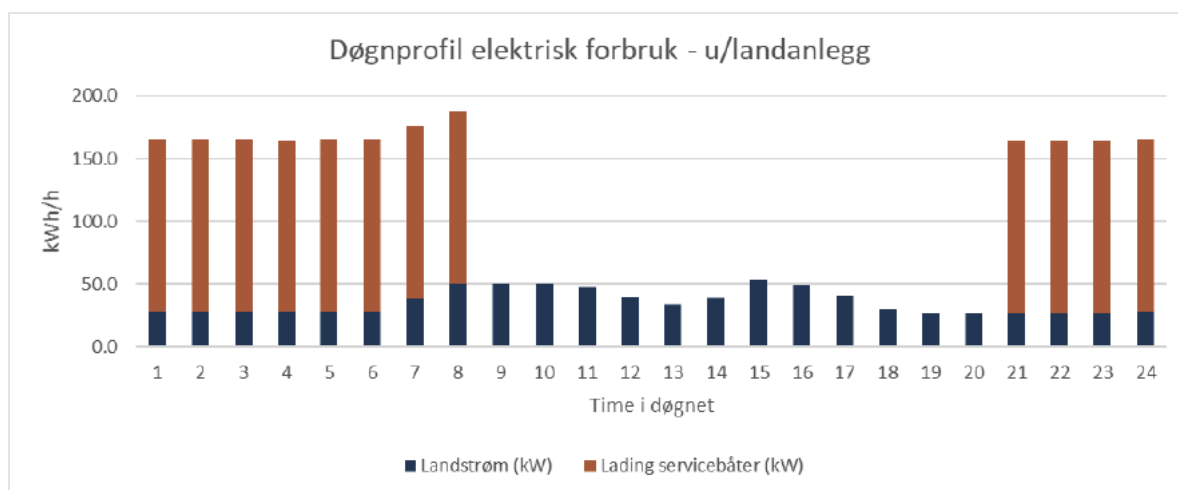
Tabell 1 – Energiforbruk og føresetnader nytta i Norconsult sine analyser.

Energiforbruk:	Verdi:	Kommentar:
Elektrisk energiforbruk – u/landanlegg (Oppdrettsanlegg på Skjortneset)	2 500 kWh/døgn 0,98 GWh/år	Består av: <ul style="list-style-type: none"> • Forbruk på fôrflåten. Landstraum – gjennomsnittlig døgnprofil basert på halvannen mnd. forbruk i 2020 på eksisterende anlegg. Påslag på 20% for fremtidige anlegg • Opplading av servicebåter – kun nattelading (når båtene står i hotelldrift) <p>Det er forutsatt at energiforbruket er likt kvar dag heile året (forenkla antakelse). Sjå Figur 5.</p>
Elektrisk energiforbruk, m/landanlegg (Hofseth Biocare sin fabrikk i Stormyra, Midsund)	14 650 kWh/døgn 5,35 GWh/år	Består av: <ul style="list-style-type: none"> • Elektrisk forbruk i fabrikkoperasjonane Landanlegg/fabrikk – faktisk timeforbruk fra 2020. <p>Ettersom eksisterende forbruk for hele 2020 fra landanlegget er medtatt, har denne forbruksprofilen mer «naturlig» variasjon fra dag til dag og årstid til årstid enn forbruksprofilen over.</p> <ul style="list-style-type: none"> • I dette caset ligg det inn 900 kWh per døgn for omgjeriing frå oljefyrt til elektrisk kjel.

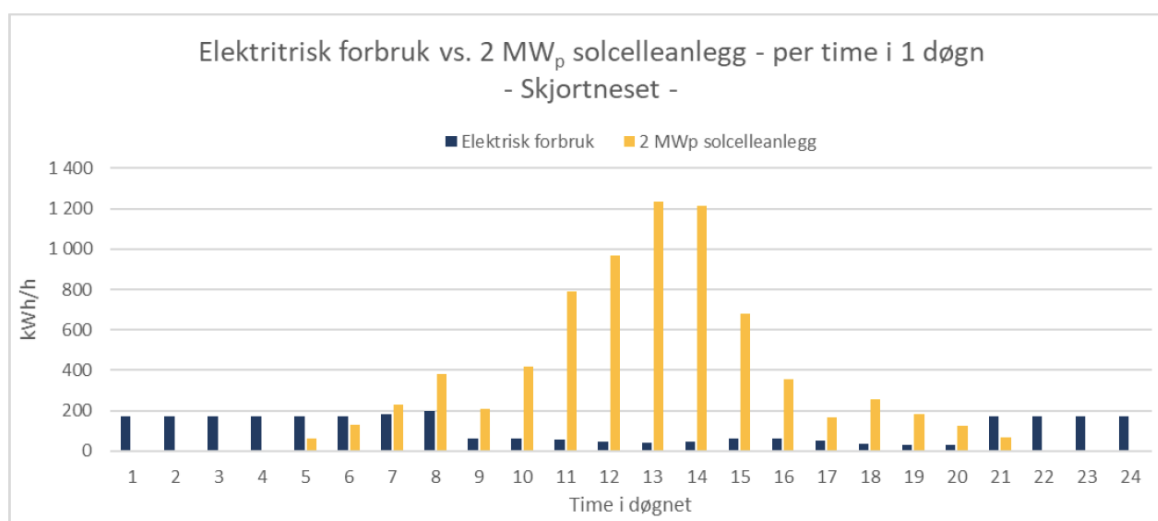
5.1 Skjortneset-caset - Storfjorden

Utgangspunktet for analyse er ein oppgitt lastprofil på 860 kWh i døgnnet for anlegget på Skjortneset. Dette er beskrive som «Elektrisk energiforbruk – u/landanlegg» i Norconsult-rapporten (sjå tabell over).

Det er tatt høgde for usikkerheit gjennom vidareutvikling av nye prosessar for fôring, pumper og andre forhold , gjennom eit påslag på 20 prosent som derfor gir 1032 kWh per døgn. Last frå lading av servicebåtar summerer seg til 1467 kWh per døgn (sjå tabell 2 under). Total last per døgn blir 2500 kWh per døgn.



Figur 5: Estimert forbruk per time i eitt døgn, Skjortneset. Det er føresett lik døgnprofil gjennom heile året. Merk at med «landstrøm» meinast her forbruket til fôrflåten. Kilde: Norconsult.

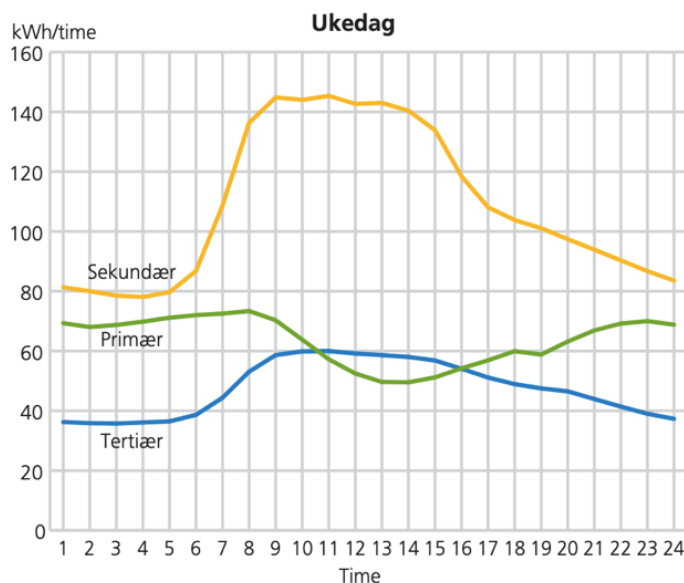


Figur 6: Elektrisk forbruk og energiproduksjon frå ca. 2 MWp solcelleanlegg (berre på stålanlegg) per time gjennom eit døgn, på ein relativt skyfri dag i juni. Vi ser her at det er stort overskot av solenergi midt på dagen. Kilde: Norconsult.

5.1.1 Energimiksen (energibalansen) på eit anlegg med gitt forbruksprofil og mulighet til å levere tilbake på nett

Fornybarproduksjonen frå solenergi er størst på dagtid – samanfallande med når forbruket frå energikonsumentar i kraftnettet også er høgast.

Dette gjer at ei løysing med å levere overskotsstraum inn på nett på dagtid, vil kunne avlaste eit svært belasta nett i Storfjordregionen kor det allereie er langt større potensiell etterspørsel etter nyelektrifisering enn kva nettet er i stand til å levere. Eit slikt effekttilskot bør derfor frå myndighetene si side vere av stor interesse av å stimulere så det kan bli utvikla.



Figur 7 - Gjennomsnittlig timeforbruk over døgnet i vekedagar for kundar i primær-, sekundær- og tertiærnæringane. kWh/time. Kilde: Skagerrak Nett/ SSB.

Dette igjen gir belegg for at NVE, i samarbeid med Kystverket og andre myndighetsorgan, bør ha interesse for å legge til rette for ein forenkla konsesjonssøknads- og nett-tilkoplingsprosess slik at ikkje byråkrati i møte med ulike myndighetsorgan vil kunne sette ein stoppar for behovet for nettavlastning lokalt.

For Hofseth Aqua vil det kunne vere viktig å få løyst eit viktig samfunnsbehov samtidig som ein skaffar energi til sitt eige behov. Dette er ytterlegare utdjupa i kapittel 4.

5.1.2 Kva gjer det særleg interessant for Enova og andre myndigheiter for å kunne bidra på dette?

Både nasjonalt og internasjonalt står vi framfor ein storstilt elektrifiseringsprosess – som er ein av dei verkeleg store globale megatrendane.

Problemstillingane rundt overgang til grøn elektrisitetsbruk er stort sett dei same over heile verda – den hundre år gamle elektrisitetsoverføringsteknologien gjennom utbygging av nasjonale sentralnett og meir finmaska regionalnett – blei ikkje utbygd med tanke på å svelge unna det store behovet for tilkopling frå ei rekke nye sektorar som ikkje var mulig å sjå for seg berre for nokre tiår sidan.

I Noreg står vi i så måte i ei særstilling med eit i utgangspunktet relativt sterkt nett, som har vore forsterka gjennom mange tiår. Likefullt finst det mange lokale flaskehalsar, som det siste tiåret har blitt meir aktuelle – sidan dette set ein stoppar for utvikling frå ny etterspørsel fleire segment innan maritim sektor.

I Storfjorden er dette særleg prekært, med manglande nettkapasitet. Hofseth Aqua står i så måte i ei unik særstilling som er tydeleg til stades fleire stader i fjorden, både med løysingar, aukande kraftbehov og finansiell vilje og som premissleverandør for ein del av energibruken i fjorden.

Muligheita for å kunne tilby ureist fornybar straum rett inn på nettet i overskotsperiodar, gjer dette til eit unikt case som kan fungere som eit viktig prøveprosjekt og utstillingsvindaue for å implementere ny fornybarteknologi med nye løysingar på eksisterande behov.

Samfunnet kan spare betydelege kostnader ved å legge til rette for flytande kraftproduksjon som kan «legge til» og avlaste kraftnettet på korridorar med underskot, og redusere kostnadane og behovet for kraftutbygging eller nettførsterkning.

For di Hofseth Aqua allereie har eksisterande fysiske plattformer som enkelt kan gjenbrukas med relativt små modifikasjonar, så bør dette vere ekstra interessant for både Enova, NVE, Kystverket og andre myndigheiter som case - og eit viktig bidrag som kan byggast vidare på.

5.2 Stormyra-caset – Midsund

For caset med Stormyra i Midsund, er føresetnadane nokså annleis. Stormyra Industriområde ligg på nordsida av Otrøya i tidlegare Midsund – no Molde kommune. Anlegget grenser mot «skjærgården» i Harøyfjorden – eit nokså åpent men innaskjers havområde, skjerma av med holmar og øyer i innseglinga til Midsundet nordfrå.

Otrøya er ei fjellrik øy med høge toppar, så sjølv om det er åpent mot nord så skjermar høge fjell rett søraust, noko for lokaliteten i Stormyra også i dette tilfellet. Dette kan om muleg kompenseras til ein viss grad med å plassere ei Power Island eit stykke lengre ut i fjorden. Nettkapasiteten generelt på Otrøya er for tida «fullteikna» og ser ut til å bli avgrensa av potensiell utviding mellom anna på grunn av planlegging av andre store kraftkonsumentar. Hofseth BioCare (HBC) sitt behov blir truleg «lagt i køa», og må vente i fleire år før realisering av eventuell nettførsterking.

Det er antatt at det vil vere snakk om minst fem år før nettkapasiteten kan vere utvida, men HBC har med sine utvidingsplanar behov for auka effekttilgang lenge før den tid. Her kan ein dermed i løpet av relativt kort tid sette i gang prosjekt gjennom investering i Power Island, generere fornybar straum som vil dekke store deler av energibehovet på HBC-fabrikken, og som vil muliggjere utskifting av oljefyrt steamkjel med eit negativt CO₂-fotavtrykk til elektrisk drift, og dermed direkte redusere store CO₂-utslepp frå fossile energikjelder.

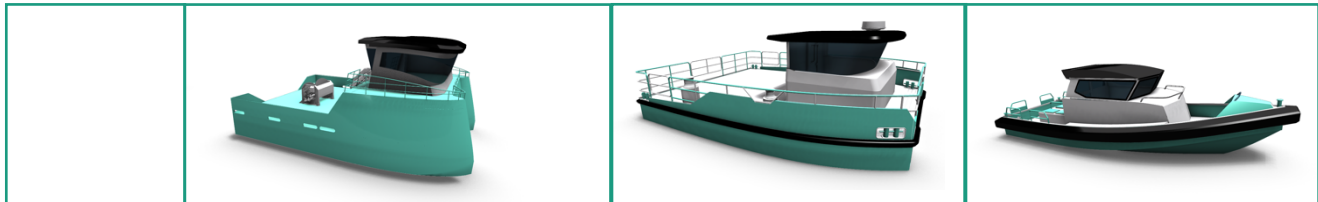
Dette kan derfor løyse eit akutt, men midlertidig behov, med eit anlegg som kan flyttast vidare til ein annan lokasjon den dagen nettførsterking i Midsund har funne stad. Frigjering av eit slikt anlegg vil dermed kunne løyse andre framtidige behov for nettførsterking andre stader, som vi ut frå kunnskap om nettsituasjon og planlagt industriutbygging, vil forvente vil kunne oppstå. Eit mobilt kraftanlegg som kan løyse akutte eller meir langsiktige framtidige behov seinare.

Dette caset (kalla «Elektrisk energiforbruk med landanlegg» i Norconsult-rapporten (sjå tabell 1, s. 18)), har eit gjennomsnittleg energiforbruk på 14.650 kWh per døgn. Dette er eit kraftkrevande anlegg, og vil i praksis ta unna det meste av energiproduksjonen frå ei Power Island direkte, utan særleg behov for å eventuelt levere overskotsenergi inn på nett, med eit mulig unntak for ein periode på sommaren då anlegget stenger ned for rutinemessig bli holdt ved like.

Vi antek at det vil vere i både Stranda Energi og Istad Nett sine interesser å sjå nærare på korleis ei slik Power Island-løysing vil kunne vere eit positivt bidrag som avlastning i sine respektive belasta nettsituasjonar.

5.3 Forbruksprofil for logistikkoperasjoner for fartøy i Storfjorden

Tabell (utarbeida av Maritime Partner og med innspel frå prosjektpartnerskapet) viser estimert effektbehov på ein typisk lokasjon, fordelt på ulike båtkategoriar:



BÅT TYPE:	A: 14,99m Servicebåt katamaran				B: 7,99m Servicebåt Katamaran				C: 7,99m Hurtiggående Servicebåt personelltransport			
	Timer pr.døgn	Forbruk pr. time (kW)	Totalt forbruk pr. døgn (kWh)	Totalt forbruk pr. døgn (kWh)	Timer pr.døgn	Forbruk pr. Time (kW)	Totalt forbruk pr. Døgn (kWh)	Totalt forbruk pr. døgn (kWh)	Timer pr.døgn	Forbruk pr. Time (kW)	Totalt forbruk pr. Døgn (kWh)	Totalt forbruk pr. døgn (kWh)
Aktivitet:												
Gange 100%	1	300	300	1240	0,5	200	100	635	1,5	150	225	425
Gange 40%	2	120	240		4	80	320		3	60	180	
Hoteldrift	12	20	240		12	10	120		4	5	20	
Kran	4	80	320		3	20	60		0	0	0	
Nokke	4	10	40		3	5	15		0	0	0	
Annet deksutstyr	2	50	100	2	10	20	0	0	0			

BÅT TYPE::	ANT. BÅTER:	EFFEKT-BEHOV PR. DØGN:	EFFEKT-BEHOV PR. ÅR:
A	0,5	620	
B	1	635	
C	0,5	212,5	
TOT. EFFEKTBEHOV PR. DØGN:		1467,5	513625

Hofseth Aqua anslår et båtbehov på sin nye operasjonsprofil i Storfjorden:

- 0,5 15 m. servicebåt katamaran (1 båt på to lokasjonar)
- 1 8 m servicebåt katamaran
- 0,5 8 m hurtiggående servicebåt personelltransport

Tabell 2. Forbruksprofil og tekniske data på ulike arbeidsprosessar på båt-kategoriar. Grunnlagsdata frå Maritime Partner. 3d-illustrasjonar frå Maritime Partner.

Tabellen viser forbruksprofil og tekniske data på ulike arbeidsprosessar og framdrift på operasjonar på dei tre skipskategoriene som Maritime Partner har utarbeidd nullutsleppskonsept for. Hofseth har gjennomgått og gjort vurderingar på gjennomsnittlege lastprofilar for ein basis for eit generisk anlegg i Storfjorden, med utgangspunkt i Skjortneset. Dette er generelle og stipulerte tall. Forbrukstalla kan variere mykje mellom ulike anlegg, grunna mellom anna ulik utrustning på føringsteknologi, ulik distanse frå utskipingskaier, vind, ver, straum i fjorden og andre forhold.

6 Teknisk og økonomisk verifikasjon for valgte case

Frå Inseanergy har det blitt levert input til kostnadsdata til Norconsult som har blitt brukt til tekno-økonomiske berekningar. Tabell 3 summerer opp nivå på investerings- og driftskostnader som har blitt utarbeidd og nytta i analysa:

Hva:	Delanlegg:	Verdi:	Kommentar:
Investeringskostnader (CAPEX)	Faste solceller på stålkonstruksjon, 2 MWp	22 MNOK	Nettokostnader. Estimert av Inseanergy
	Flytende solceller på merder, 980 kWp	25,5 MNOK	
	Batteri	5 000-6 000 kr/kWh batterikapasitet	Erfaringsverdi frå Norconsult.
Driftskostnader (OPEX)	Solcelleanlegg	2,5 % av investering	Anteke å kreve meir ettersyn og vedlikehold enn tradisjonelle «på bygg»-installasjonar pga. verutsett plassering og bevegelig konstruksjon. Foreløpige verdiar, estimert av Inseanergy
	Batteri	1 % av investering	
Utskiftingskostnader	Bytte av solcellevekselretter	ca. 700 kr/kW	Erfaringsverdi frå Norconsult.

Tabell 3: Oversikt over investerings- og driftskostnader nytta i analysane.

6.1 Utvikling mot eit «generisk» anlegg i Storfjorden

Utfordringa som vi har sett i tidlegare kapittel er at dei ulike lokasjonane har ulik grad av ulemper i ei eller anna retning når det gjeld effekt av fornybare energikjelder.

I tillegg er det ulik driftsstruktur og avgiftsnivå for nett-tilknytning, og ei rekke andre variablar som gjer det vanskelig å konkludere for kvart enkelt anlegg i fjorden. Derfor ser vi det som formålstenleg å heller generalisere og planlegge ut ifrå ein representativ lokasjon i fjorden. Vi har plukka ut Skjortneset som eit representativt anlegg på tross av at lokasjonen ikkje har dei ideelle solforholda jamfør rapporten frå Norconsult. Vi har med andre ord valt eit konservativt og realistisk case, med dei lokale føresetnader dette medfører.

Dersom det blir aktuelt å gå vidare med eitt eller fleire anlegg i fjorden, må ein sjå meir spesifikt på dei lokale forholda og påverkingane desse har for denne spesifikke lokasjonen. Det beste analysepunktet vi har gjort i vårt arbeid for eit tenkt Power Island-anlegg i Storfjorden ville vore aktuelt på Dyrkorn, kor det er best sol-forhold med knappast skuggeverknader frå fjella omkring.

Norconsult har også peikt på Liabygda som har svært gode sol-forhold, på linje med Valldal som utnytter det gode lokalklimaet til ber-produksjon. Likevel har vi ikkje fått analysepunkt frå dette området, og vi har derfor konkludert med at det optimale anlegget er eit «generisk»

anlegg plassert på ein optimal lokasjon i Storfjorden med best moglege produksjonsforhold og uproblematisk forhold knytt til logistikk og landstraum-tilkopling.

Med basis i dette, kan ein gjere nokre interessante kost-nytte-vurderingar for realiseringspotensialet for eitt eller fleire Power Island-anlegg.

Energiproduksjon - «Cost of Energy» og «Levelized Cost of Energy»

Norconsult har estimert energiproduksjon og resulterande energipris («Cost of Energy») for dei vurderte energikonseptane per lokasjon.

Resulterande energipris er simulert i programvara Homer Grid for en analyseperiode på 20 år. Merk at Homer Grid simulerer to resulterande energipriser; «Cost of Energy» og «Levelized Cost of Energy».

Begge blir målt i kr/kWh og uttrykker kor mykje det kostar (investeringar og reinvesteringar, og drift og vedlikehald) å med det dekke eller produsere ei gitt energimengde gjennom anleggets levetid.

Metodikken er mykje brukt for å vurdere investeringar i fornybar energiproduksjon, ettersom det er mogleg å samanlikne prosjekt i forskjellige regionar, med ulik teknologi, ulik levetid osv.

«Cost of Energy» berekna i Homer Grid angir kva det kostar å forsyne heile lokasjonen sin last/energibehov gjennom analyseperioden.

Analysane frå Norconsult viser at ingen av dei vurderte lokasjonane kan dekke heile sitt energibehov med berre lokalprodusert energi frå solcelleanlegg. Manglande energi må derfor importerast på anna vis (spesielt i vinterhalvåret og på nattestid).

I system-analysane utført i Homer Grid blir dette frå nett, og resulterande energipris for dei ulike systemkombinasjonane inkluderer derfor pris for kjøp av denne straumen. Resulterande energipris for systemet blir oppgitt som snittet over heile analyseperioden. «Levelized Cost of Energy» uttrykker kor mykje det koster å produsere éin kWh frå dei respektive energiproduksjonsanlegga.

I tillegg til resulterande energipris for heile systemet på kvar lokasjon, presenterast derfor «Levelized Cost of Energy» for eit Power Island solcelleanlegg i år 1. Merk at ettersom solcellemodulane er føresett å ha ei viss degradering over tid (føresett 0,4 % reduksjon per år), vil resulterande energipris for solcelleanlegget endre seg noko gjennom analyseperioden. Inntekt frå eventuelt sal av lokalprodusert energi er ikkje tatt med i energiprisen for kvart anlegg.

Merk at energiproduksjon som ikkje blir nytta direkte på lokasjonane eller lagra i batteribank i systemanalysen blir eksportert til nettet.

Inntekta for å eksportere overskotsproduksjon til nettet er som beskrive av Norconsult i underkant av 40 øre/kWh (kraftpris minus 2. tariffledd for innmating). Dette kan brukast til samanlikning med den resulterande energipris per energiproduksjonsanlegg («Levelized Cost of Energy»), for å vurdere om eksport er lønnsamt eller ikkje.

Merk likevel at oppgitte priser er forenkla noko, da det i tillegg kan komme marginaltapsledd på nettleia. NVE jobbar med å utvikle ny tariffstruktur for nettleie, og framtidig struktur for nettleie er framleis noko usikkert.

Per i dag kan marginaltapsleddet gi et enten negativt eller positivt bidrag, avhengig av om eksportert energiproduksjon bidreg til å styrke eller forverre spenningskvaliteten i nettet. Resultata frå Norconsult handlar om fleire av lokasjonane det blei jobba med i innleiinga, men dei er mest detaljert for Skjortneset og Stormyra og det er desse to som er omtalt her.

6.2 Skjortneset/Fausa

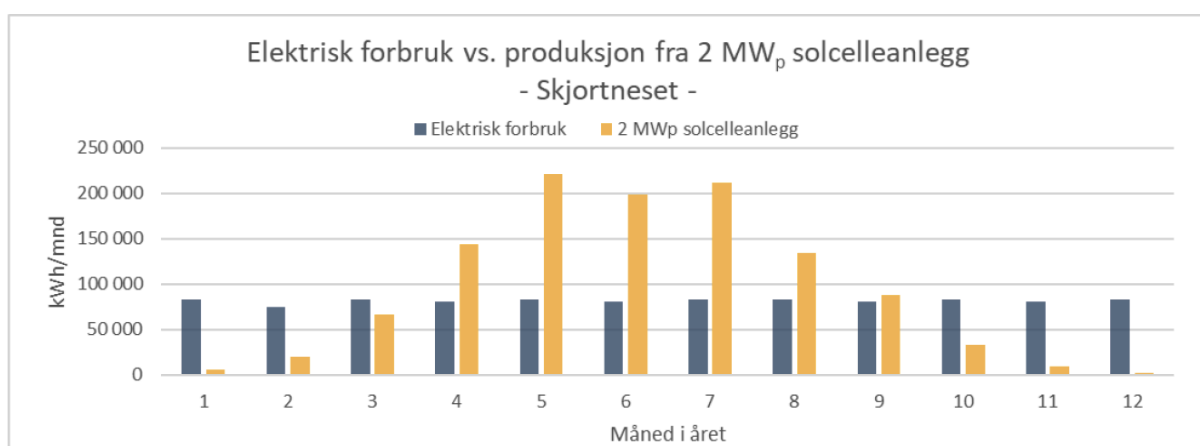
For Skjortneset er berre energiproduksjon fra solcelleanlegg på stålkonstruksjon (ca. 2 MWp) vurdert.

Det er føresett eit energiforbruk bestående av både last-profil på fôrflåten og lading av servicebåtar. Med dette energiforbruket lagt til grunn (0,98 GWh/år), er det ikkje behov for ekstreme mengder lokal energiproduksjon, og derfor er berre den enklaste delen av energikonseptet vurdert, det vil seie solcelleproduksjon berre på stålanlegget.

Til tross for at berre solcelleanlegg på stålkonstruksjon er vurdert, viser berekningane at det med energiforbruket lagt til grunn, vil oppstå store mengder overskotsproduksjon. Tabell 4 presenterer berekna energiproduksjon og overskot.

Skjortneset:	Verdi:	Kommentar:
Solcelleanlegg berre på stålkonstruksjon	2,0 MWp 1,13 GWh/år	Simulert i PVsyst med solressursdata og horisontprofil for valt lokasjon.
Energiproduksjon eksportert til nett (i år 1)	u/batteri: 0,92 GWh m/batteri (500 kWh): 0,81 GWh m/batteri (1 MWh): 0,72 GWh	Oppgitt for henholdsvis 500 kWh og 1 MWh batterikapasitet. Batteristørrelse må vurderast vidare.

Tabell 4: Resultat energiproduksjon - Skjortneset.



Figur 8: Elektrisk forbruk og energiproduksjon fra ca. 2 MW_p solcelleanlegg per måned.

Denne tabellen viser ein positiv energibalans med ein stor overproduksjon frå april til og med september.

Dersom vi legg til grunn ei idealplassering som diskutert i kapittel 3 med ei eventuell plassering/solenergipotensiale som vi har resultat på frå Dyrkorn, så kunne vi lagt til 14 % høgare energiproduksjon i tabellen over.

Utan batteribank så vil ein på Skjortneset kunne eksportere 0,92 GWh med energi inn på nettet. Dette er eit betydeleg bidrag i ein fjord med begrensa nettkapasitet og potensielt kraftunderskot om få år.

Analysen viser at det med energiforbruket lagt til grunn for denne lokasjonen, er liten økonomisk nytte å hente frå etablering av batteribank.

Det er for samanlikningsformål presentert resultat for batteri i same størrelsesorden som vurdert for Stormyra (500 kWh batterikapasitet). I tillegg er det presentert resultat ved etablering av 1 MWh batterikapasitet.

Merk at ettersom energiforbruksprofilen for denne lokasjonen er generisk med likt forbruk kvar dag heile året, kan ikkje reell utnytting av batteri vurderast på ein god måte. For å kunne seie noko om optimal batteristørrelse og mulige kostnadsbesparelsar, må energiforbruksprofilar med betre representasjon av naturlige døgn- og timevariasjonar ligge til grunn, og batteristørrelse bør derfor vidare vurderast når meir spesifikk informasjon om framtidig forbruk og tilkopling til nett kan bli avklart.

Skjortneset – Systemresultat	Cost of Energy (kr/kWh)
2 MW _p solcelleanlegg + strøm fra nett	1,31
2 MW _p solcelleanlegg + 500 kWh batteri + strøm fra nett	1,51
2 MW _p solcelleanlegg + 1 MWh batteri + strøm fra nett	1,73
Kun strøm fra nett	0,92

Tabell 5: Resulterende energipris, «Cost of Energy» på systemnivå på Skjortneset. Kilde: Norconsult.

Dersom ein ekskluderer kostnad til kjøp av straum frå nett, vil ein kunne berekne ein resulterande energipris for berre solcelleanlegget, til ein «Levelized Cost of Energy» (kr/kWh).

Norconsult har berekna denne på Skjortneset til 1,80 kr per kWh, altså rundt dobbelt så dyrt som å kjøpe straum frå nettet. Om vi legg til grunn 14 % høgare energiproduksjon ved optimal plassering på solsida av fjorden, vil «levelized cost» gå ein tanke ned.

Sjølv om pris for sal av straum er betraktelig lågare enn kostnaden for produksjon, vil konseptet med installasjon av 2 MW_p solcelleanlegg på stålkonstruksjon likevel bidra til både vesentlig reduksjon av straumutgifter og salsinntekter, skriv Norconsult i si analyse. Dette kjem først og fremst av størrelsen på anlegget, og ikkje lønsemda. Basert på føresetnadene lagt til grunn for energiproduksjon og straum- og nett-tariffer i analysen, kan installasjon av solcelleanlegg spare rundt 500 000 kr (i år 1) på straumutgifter for lokasjonen (utan batteribank).

Sjølv om «vår straumproduksjonskost» vil vere dobbelt så dyr (1,80 kr/kWh) som å kjøpe straum frå nettet (0,92 kr/kWh), meiner vi at med Enova-støtte vil vi vere i stand til å redusere gapet mellom desse og gjere caset ekstra attraktivt.

For å optimalisere konseptet bør det i vidare arbeidet vurderast tiltak for å betre dei økonomiske resultatane. Dette kan for eksempel vere å orientere/vinkle solcellemodulane i ei retning som gir høgare energiproduksjon per solcellemodul, redusere anleggsstørrelsen for å

reduere overskotsproduksjon, vurdere mulegheit for lading av servicebåtar på dagtid slik at lokalproduisert energi kan utnyttast direkte, osv.

6.3 Stormyra - Midsund

På Stormyra har det vore diskutert ulike tilnærmingar, frå eit komplett energikonsept med fullt solcelleanlegg (både stålkonstruksjon og plastmerder, totalt 3 MWp), og batteripakke vurdert.

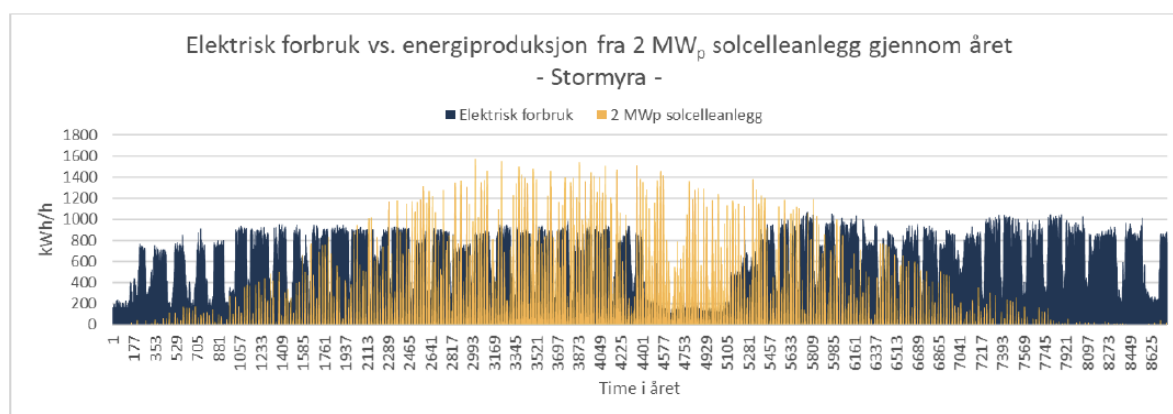
For Stormyra er det føresett eit stort og relativt jamt energiforbruk frå Hofseth BioCare-fabrikken, (5,35 GWh/år) som kan nytte seg av større mengder lokalproduisert energi, for å redusere bruken av ein oljefyrt kjel i dagens anlegg.

Stormyra – Resultat per produksjonsanlegg i år 1	Levelized Cost of Energy (kr/kWh)
3 MW _p solcelleanlegg	2,16
2 MW _p solcelleanlegg, kun stålkonstruksjon	1,46
22 stk. vindturbiner	14,0

Tabell 6 – Resultierende energipris for høvesvis solcelleanlegg og vindturbinar for eit Power Island-anlegg ved Stormyra. Kjelde: Norconsult.

Vi landa i prosjektet ned på at det mest kostnadseffektive alternativet vil vere ei basisløysing på 2 MWp (-kun solcelleanlegg - sjå tabell 6), og kostnadsanalysane viser vidare kva for funn vi har fått gjort i arbeidet.

Til tross for eit høgt energiforbruk, viser analysane at det likevel vil oppstå overskotsproduksjon frå Power Island-anlegget i enkelttimar. Berekna energiproduksjon på stålkonstruksjonen vil vere på 1,40 GWh/år, og overskotsproduksjon som kan leverast på nett vil kunne bli 0,39 GWh/år.



Figur 9: Elektrisk forbruk og energiproduksjon frå ca. 2 MWp solcelleanlegg per time gjennom året. Merk solenergiproduksjonen oppnår ein god del overskotsproduksjon i enkelttimar i mange av sommarmånadane.

Sjølv om figuren viser mange enkelttimar med god solenergiproduksjon i sommarhalvåret, er den på døgnbasis størst i tidsrommet kl. 10-16, og elles gradvis mot marginal på morgon og kveld.

Store deler av døgnet vil ein altså vere heilt avhengig nett-tilgangen. Likefullt bør kraftutvekslinga vere av stor interesse for Istad Nett, for å bidra til å skape effektutjamning. Det vil vere interessant å sjå vidare om det kan vere andre nettkundar lokalt som kan ha samanfallande effektbehov med sol-produksjonen.

Anlegget i Stormyra går stort sett jamt heile året, med unntak av ei nedstenging med overhaling fleire veker i juli, som den mørkeblå kurva viser. I dette tidsrommet vil ein kunne eksportere betydelege mengder straum, og elles – i store deler av året vil solenergien utgjere eit betydeleg bidrag for å redusere straumforbruket frå nett, og kan avlaste straumnettet i Midsund i betydeleg grad.

Å fase ut dagens oljekjel og overgang til potensiell elektrisk kjel, vil føre til auke i elektrisk energiforbruk, som bør kunne gjere eit slikt supplement endå meir attraktivt.

Stormyra – Systemresultat	Cost of Energy (kr/kWh)
2 MWp solcelleanlegg + straum frå nett	0,95
2 MWp solcelleanlegg + 500 kWh batteri + straum frå nett	0,99
Kun straum frå nett	0,77

Tabell 7: Resulterande energipris, «Cost of Energy» på systemnivå på Stormyra.

Levelized Cost of Energy på Stormyra for eit 2 MWp-anlegg er av Norconsult berekna til 1,46 kr/kWh.

Dette er ein god del lågare enn Skjortneset-caset, og gjer det interessant å sjå nærare på potensiell optimalisering av konseptet med tanke på eksakt plassering og andre faktorar. Det vil vere fysisk muleg å plassere eit Power Island-anlegg noko lengre nordover og utover i fjorden, og dermed redusere skuggekast frå fjella i aust, men dette fører med seg noko større kabeltilkoplingskostnader, og ein må derfor finne eit ideelt kryssingspunkt.

Andre faktorar- som vi ikkje har gått inn i, men som det kan vere fleire av - for å flytte eit slikt anlegg lengre vekk frå HBC sin aktivitet på land i Stormyra i dag, må det takast omsyn til. Sjølv om pris for sal av straum er lågare enn kostnaden for produksjon, vil konseptet med installasjon av 2 MWp solcelleanlegg på ein stålkonstruksjon likevel bidra til både vesentleg reduksjon av straumutgifter og salsinntekter. Dette kjem først og fremst av størrelsen på anlegget, og ikkje lønsemda.

Basert på føresetnadane lagt til grunn for energiproduksjon og straum- og nett-tariffar, seier Norconsult-analysane at installasjon av solcelleanlegg vil spare rundt 900 000 kr (i år 1) på straumutgifter for lokasjonen (utan batteri).

6.4 Behovet for Enova-støtte for potensiell realisering

Vårt forprosjekt viser eit godt potensiale for å kunne gå vidare i prosessen mot ytterlegare detalj-prosjektering med mål om realisering av eitt eller fleire Power Island-anlegg, føreset at ein kjem fram til ei akseptabel fullfinansiering av slik type investering.

Både Storfjord- og Midsund-caset viser interessante koplingar og synergjar med nettsituasjonen i fylket – på litt ulike måtar, både i indre og i ytre strøk.

Å vere først ute med å bygge slike anlegg krev langt større kostnader enn den dagen masseproduserte flytande sol-produserande energianlegg kan vere tilgjengelig. Det vil vere svært kostbart å sette i gang ei slik type investering i ein slik tidleg fase, og det vil vere heilt avgjerande å måtte gå i dialog med Enova og andre myndigheiter for å sjå på mulegheiter for med-finansiering dersom ein skal realisere dette.

Berekningane på Levelized Cost of Energy, viser at det vil vere muleg å kunne møte alternativkostnaden med kjøp av straum frå nett eit stykke på vegen, gjennom Enova-støtte av slike anlegg.

Vi antek at det vil vere muleg for Enova å bidra med ei betydeleg investeringsstøtte, men det vil vere avhengig av å treffe på eit program i Enova kor ein møter dei rette kriteria, og dette vil kunne avklarast nærmare i neste fase.

Det er ei kjent sak at kostnadar for oppgradering av nett i Noreg er høge. Alternativkostnaden for å auke effekten på nettkapasiteten på dei lokasjonane vi snakkar om, antek vi vil vere på eit heilt anna nivå økonomisk, og dette vil også vere underlagt tidkrevjande prosessar som vil hindre ein i å komme i gang med ønska grønne løysingar.

Kostnadsbildet for å investere i Power Island-anlegg er altfor høge til å kunne forsvarast berre ut ifrå bedriftsøkonomiske vurderingar, utan at ein kan hente offentleg investeringsstøtte.

Vårt arbeid viser at det er to viktige forhold for offentleg støtte/insentiv, som må på plass for kunne komme vidare til ei realiseringsfase:

- 1) Direktestøtte til å bygge det flytende solcellekraftverket.
Våre kalkyler viser at medfinansiering frå Enova vil vere heilt nødvendig for å senke den økonomiske inngangen ned på eit bedriftsøkonomisk akseptabelt nivå. Dette vil føre til at eigenprodusert straum kan konkurrere med alternativet som er å belaste, og kjøpe straum, frå det eksisterande nettet.
- 2) Insentiv eller støtte for sal av overskotsstraum tilbake på nett, gjennom ei forenkla og stimulerande ordning.
Profilen for sol-produksjon viser klart samanfall med typisk døgnprofil for kraftbehovet i norsk industri og viktige næringssektorar, særleg i sekundær- og tertiærnæringane - som det er mange aktørar innan i Storfjorden.

Dette vil føre til at overskotsproduksjonen frå solcellekraftverket kan matast inn på nettet når forbruket er størst (peak-last) og dermed virke som ei avlasting for det eksisterande straumnettet. Då vil kapasitet i nettet frigjerast til eksempelvis andre industrielle forbrukarar av energi.

Derfor meiner vi vårt forprosjekt tydeleggjer eit stort samfunnsøkonomisk gunstig potensiale.

I tillegg til miljøgevinsten gjennom gjenbruk av havbruksinfrastruktur som vil etablere kortreist – eller ureist ny kraftproduksjon – samtidig som ein kan etablere kunnskap om ei heilt ny «fornybargrein» med engasjement av ei ny leverandørkjede. Dette bør derfor vere eit strategisk satsingsområde på tvers av aktuelle toneangivande næringar i Møre og Romsdal som kan ta del i dette.

7 Miljørekneskap

7.1 Fordelar med utsleppskutt ved realisering av Power Islands i fjorden

I grunnlaget for dette forprosjektet ligg i eit solid forarbeid frå alle partnarane på omleggingsprosessar mot lav- og nullutsleppsløysingar innan oppdrettsnæringa. Hofseth Aqua og Maritime Partner har frå før fokus på å fase inn nullutslepps båtar med batteri- og hydrogendrift.

Inseanergy og Doxacom har jobba fram fornybarkonsept og tilsvarande case i regionen og utanfor fylket, og i Norconsult er det sjølsagt også stor ekspertise på miljøgevinstar. Kunnskap om stort potensiale for miljøgevinstar ligg derfor til grunn for arbeidet, og partnarane har tatt med seg grunnlaget og metodikk frå dette for å utarbeide eit miljørekneskap for casa vi har jobba med.

Metodikken som er utarbeida er derfor eit resultat av ulike miljøutrekningar frå partnarskapet som deretter har blitt satt saman, og utvikla til ein felles metode. Verktøy som Inseanergy og Maritime Partner har tatt med inn har blitt utvikla vidare i fellesskap.

Frå tabell 2 på side 22 har vi gjort stipuleringar på effektbruk frå 3 båt-kategoriar frå Maritime Partner som kan erstatte dieseldrivne båtar. Resultata frå desse berekningane viser følgende miljø-innsparingar:

Liter Diesel / døgn	Utslipp CO2 ekv. Pr. l.	Ant. døgn:	Utslipp CO2 kg. pr. år, per lokasjon:	Liter diesel per år spart:
440,25	2,67	350	411 414	154088

Tabell 8: Potensielt innsparte CO₂-utslepp og sparte dieselkostnader

Vi har brukt tall som er berekna for reknestykke på energi / dieselbruk kontra ladebehov for eit sannsynliggjort tal servicebåtar for ein typisk oppdrettslokasjon, med gjennomsnittleg verdiar på avstand til annan infrastruktur, energipotensiale m.v.

Kategori	Årlig kWh-forbruk	Liter diesel pr kWh produsert	CO ₂ -utslepp (tonn)
Fôrflåte	313.900	78.475	209
Logistikkoperasjonar (eks. service-båtar)	513.600	154.088	411

Tabell 9: Årlig innsparing diesel og reduserte CO₂-utslepp.

Dette vil oppsummert gi følgende miljøgevinstar:

FLYTANDE POWER ISLAND

- Nullutslepps logistikkonsept i Storfjorden

- 2 GWh grøn energiproduksjon frå solceller per år
 - Nok til oppvarming for 70 husstandar, alternativ: Nok til å drifte 7 lokaliteter
- Kutter dieselforbruket med 75.000 liter diesel per anlegg per år
 - Tilsvarende 200 tonn CO₂ reduksjon per anlegg
 - Tilsvarende ein direkte innsparing per år på kr 700.000 per anlegg

- Kutter dieselforbruket med 154.088 liter diesel på fartøy per år
 - Tilsvarende 411 tonn CO₂ reduksjon per anlegg
 - Tilsvarende ein direkte innsparing per år på kr 1.540.880 per anlegg
- Grønt alternativ for de som ikke har mulighet for å koble til landstrøm
 - Potensiale på 100 000 tonn CO₂ reduksjon
- Overskotsenergi gir moglegheit for lading av fartøy
- Muligheit for lokal produksjon av grøn hydrogen
 - Moglegheit for gjenbruk av spillvarme
 - Moglegheit for betre fiskevelferd med oksygenering

For å få fram potensiell miljøeffekt av å erstatte dieselgenerert energi på ein (typisk) lokasjon så nytta vi eit dieselhybrid oppdrettsanlegg med årleg forbruk på rundt 300.000 kWh som basis.

CO₂-utslepp frå eit slikt anlegg vil då vere basis for miljørekneskapet for liknande oppdrettsanlegg i andre fjordar, sidan Hofseth Aqua sine anlegg allereie har, eller har planar om tilkopling til landstraum og dermed ikkje forbruker fossilt drivstoff til energiproduksjon.

7.1 Andre – ikkje-tallfesta forhold som er viktig oppfølging for vidare arbeid

Ei potensiell miljøulempe som vi har diskutert i prosjektgruppa er arealbeslag på havoverflata på eit Power Island-anlegg. Dette vil kunne skape skuggekast i sjøen rett under anlegget og sperre for sollys, som er viktig for den biologiske balansen i fjorden.

Frå Hofseth Aqua si erfaring, blir det antatt at utsetting av eit slikt anlegg på lokasjonar i Storfjorden, ikkje vil skape utfordrande problematikk, både fordi sola flyttar seg og vil kaste skugge mot ulike vinklar, men ikkje minst fordi straumforholda i fjorden sørger for ei nokså rask utskifting av vatn under eit slikt anlegg.

Grunna store havdjupner på typisk 5-600 meter, vil også sol-posisjonen sin skrå vinkel og vandring frå aust mot vest sørge for at skuggekastet flyttar seg heile dagen.

I praksis vil ikkje anlegget hindre det marginale som vil vere av sol-innstråling på havbotnen då djupnene er langt under den såkalla epipelagiske sona (frå 0-200 meter djupne), toppsjiktet kor ein er avhengig av fotosyntese for å oppretthalde den biotopiske balansen. Straumforholda gjer at stadig nytt vatn (med tilhørande mikro-biotop) berre vil flyte under stålkonstruksjonen i eit avgrensa tidsrom.

Likefullt antek vi at dette vil vere eit miljøforhold som må beskrivast i tilsvarande case, då det ikkje alltid er aktuelt med slike anlegg på så store djupner.

Sjøen og havbotnen utanfor Stormyra i Midsund er i så fall eit relevant eksempel, der djupnene innanfor dei utanforliggande Jør- og Akslaholmane ikkje har større djupner enn rundt 40 meter.

Tidevasstraumen i Midsundet kan sørge for god vass-sirkulasjon, men dette må ein sjå nærare inn på i neste fase. Dette bør ein sjå nærmare på ved ei eventuell realisering, med enkel analyse som kan påvise moglege ulemper knytt til skyggekast

Referanser:

Kunnskap innhenta i prosjektgruppa i prosjektperioden mars – juni 2021

Norconsult, 2021: Energivurdering av konseptet "Power Island", delrapport til Hofseth Aqua. Alise Hjellbrekke og Finn Nyhammer.

Inseanergy, 2021: Selvforsynt fornybart energisystem for havbruksnæringen, forprosjektrapport. Jan Erik Våge Klepp.

Øvrige kjelder:

SSB - Økonomiske analyser 6/2008. Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer? Torgeir Ericson og Bente Halvorsen