
Friluftspærlen Hjertøya som bærekraftig utstillingsvindu

Teknologiutredning for energieffektiv og bærekraftig utvikling

2021



5 NOVEMBER, 2021

Smart Innovation Norway

The logo for Smart Innovation Norway is positioned within a white rectangular box. To the left of the text is a graphic consisting of four vertical bars of increasing height. The text 'SMART INNOVATION NORWAY' is in a bold, sans-serif font, with 'SMART' and 'INNOVATION' on the top line and 'NORWAY' on the bottom line.

SMART
INNOVATION
NORWAY

		Tilgjengelighet: Avgrenset	
Dato: 05.11.2021	Versjon: 2.0	DOCUS ID:	Antall sider: 64 sider inkludert vedlegg
Oppdragsgiver: Istad Nett og «Smart Molde»			
Tittel: Hjertøya som bærekraftig utstillingsvindu: Teknologitutredning for energieffektiv og bærekraftig utvikling			
Sammendrag: Det er gjennomført en teknisk konseptutredning for elektrifisering av Hjertøya utenfor Molde og etablering av et sjøbasert, ikke-fossilt transportalternativ som kan bidra til å gjøre tilkomst enklere for Moldes befolkning og turister, og med det demokratisere bruken av denne naturperlen i skjærgården. Oppgaven har vært å redegjøre for ulike teknologialternativer og hvordan slik teknologi kan bidra til å understøtte ulike funksjoner og behov for publikum som er fremkommet gjennom møter og diskusjon med ulike interessenter i Molde. Arbeidet er utført for Istad Nett AS som har vært prosjekteier og i samarbeid med «Smart Molde» prosjektet som er underlagt Molde kommune. Hjertøya er et populært utfartssted, men har i hovedsak vært benyttet av den delen av lokalbefolkning som disponerer egen båt. Øya omfatter både friluftsarealer som nylig har oppnådd status som «statlig sikret» samt en bebyggelse som har kulturhistorisk verdi. For å imøtekomme fasiliteter som sanitæranlegg, ferskvannsforsyning, kafedrift, belysning og oppvarming/kjøling er det sett på ulike lokale produksjonsløsninger basert på sol, vind og bølger. I tillegg er det sett på lagringsmuligheter med batteri og hydrogen. Hydrogen produsert av overskuddsenergi i perioder med lavt forbruk kan reverseres og produsere elektrisk strøm ved hjelp av brenselceller i perioder med høyt forbruk. Forslag til energimiks i den lokale forsyningen er fremmet. For å kontrollere og balansere lokal forsyning mot energi og effektbehov har man skissert alternative mikronettarkitekturer, med og uten tilkopling til hovedforsyningen på fastlandet. En mest mulig helhetlig likestrømsløsning gir best energieffektivitet sammenlignet med et vekselstrømsanlegg. Ulike, ikke-fossile transportløsninger på sjøen som kan anvendes i trafikk mellom Molde og Hertøya for å frakte badegjester og andre uten egen båt er også betraktet. En ren skyttelløsning som kan betjene flere hundre passasjerer på en hektisk soldag er vektlagt. Dette er imidlertid satt i sammenheng med en løsning som også kan betjene flere destinasjoner. Dessuten har prosjektet sett på sjøbasert taxidrift med elektrisk fremdrift. I den sammenhengen er også selvstyrte båter gjort rede for. Konseptutredningen har i første rekke anbefalt en skyssbåtløsning som er utstyrt med batterier og som kan frakte rundt 80-100 passasjerer. Siden enhetskostnadene for batteriene forventes å falle raskt over de neste årene bør man vurdere å oppskalere slik at en båt av denne typen også kan fungere som en forsyningsstøtte og reservelager for Hjertøya gjennom såkalt «vehicle-to-grid» konsept eller det vi har kalt «B2G». Konseptutredningen påpeker flere innovative elementer som bør forfølges og som kan bidra til å gjøre Hjertøya til en modell for annen utbygging langs norskekysten, hvor fastlandsforsyning enten er for kostbar eller er sterkt utsatt for vær og vind. Dessuten bør det som er beskrevet bidra til å inspirere lokal industri. Det er et poeng at man ønsker at utredningen skal gi opphav til oppfølgende prosjekter for å raffinere og forbedre de løsningene og konsepter som er beskrevet her – eller på annet vis spore til helt andre løsninger som kan danne nytt vekstgrunnlag for lokal industri med bærekraft og energieffektivisering som fokus.			

Utarbeidet av:

Prosjektgruppen har bestått av Gerhard Eidsaa, Istad Nett AS, Hilde Bergebakken, Molde Næringsforum Masterplan Reiseliv, Stine Breivik, Molde kommune, Celine Berggren-Clausen og Bernt A. Bremdal, Smart Innovation Norway. Teknisk gruppe har bestått av: Olav Henrik Skonnord, Bryan Pellerin, Farhan Farukh, Heidi Tuskula, Bernt A. Bremdal, Smart Innovation Norway

(Elektronisk signatur)

Kontrollert av:

Iliana Ilieva

(Elektronisk signatur)

Godkjent av:

Stig Ødegaard Ottesen

(Elektronisk signatur)

Innhold

Sammendrag	7
1. Bakgrunn	8
2. Den teknologiske utredningen	8
2.1 Behov og krav	8
2.2 Hjertøya	9
2.3 Utredningsprosjektet	11
2.3.1 Utgangspunktet	11
2.3.2 Gjennomføring	12
2.3.3 Grunnkonsept	13
3. Sjøveis transport	13
3.1 Behov	13
3.2 Referansecaser	15
3.2.1 Store fartøy	15
3.2.2 Elektriske ferjer for ren passasjertrafikk	16
3.2.3 Sundbåten	17
3.2.4 Båter for taxi og charter tjeneste	17
3.2.5 Autonome eller fjernstyrte, sjøgående taxier	18
3.3 Oppsummering	20
4. Elektrifisering av Hjertøya	23
4.1 Krav til service og funksjoner	23
4.2 Spesifikasjon av laster	24
4.2.1 Belysning	24
4.2.2 Romoppvarming og kjøling	25
4.2.3 Toaletter	25
4.2.4 Oppvarmet vann	25
4.2.5 Kjøl og frys	25
4.2.6 Tilberedning av varm mat i kjøkken	26
4.2.7 Ladetilbud for elektroniske enheter	26
4.2.8 Ladetilbud for båt	26
4.2.9 Utendørs grilltilbud	27
4.2.10 Oppvarmede badestamper	27
4.2.11 Flytende sauna	27
4.2.12 Lokal ferskvannsforsyning	27
4.2.13 Scene og sceneutstyr	28

4.2.14 Revitalisering av basseng	28
4.3 Estimert totalforbruk og timeslaster.....	29
5. Teknologier for lokal produksjon og lagring	30
5.1 Produksjonskonsepter	30
5.1.1 Solcellepaneler for små og distribuert forbruk.....	30
5.1.2 Solcellepaneler for større forbruk.....	31
5.1.3 Vindbasert produksjon.....	33
5.1.4 Bølgekraft.....	35
5.1.5 Biodiesel.....	36
5.1.6 B2G.....	36
5.2 Lagring.....	36
5.2.1 Batteri.....	36
5.2.2 Hydrogenproduksjon og brenselceller.....	38
6. Mikronett	40
6.1 Hovedhensyn.....	40
6.2 Alternativ 1: To separate likestrøms mikronett uten tilknytning til fastlandet	42
6.3 Alternativ 2: To sammenkoblede likestrøms mikronett uten tilknytning til fastlandet	43
6.4 Alternativ 3: Likestrøms mikronett med tilknytning til fastlandet.....	43
6.5 Alternativ 4: Vekselstrøms mikronett med tilknytning til fastlandet	44
6.6 Alternativ 5: Hybrid mikronett med tilknytning til fastlandet	45
7. Alternative utviklingsløsninger for Hjertøya	45
7.1 Innledning	45
7.2 Konseptløsning 1.....	46
7.3 Konseptløsning 2.....	46
7.4 Konseptløsning 3.....	47
8. Utbyggingsprosess – forslag til stegvis fremdrift.....	49
8.1 Fase 1	49
8.2 Fase 2	49
8.3 Fase 3	49
8.4 Fase 4	50
9. Oppsummering og forslag til oppfølgingsprosjekter	50
Vedlegg 1: Spesifikasjoner for et utvalg vindgeneratorer	52
ICEWIND specifications	52
Aeroleaf “Wind Bush” spesifikasjoner	53
Aeroleaf “Wind Tree” spesifikasjoner.....	54

EOLO produksjonsprofiler	56
Vedlegg 2: Beregningsgrunnlaget for å estimere laster på Hjertøya.....	57
Vedlegg 3: Kapasitets- og kostnadsestimater for lavspent og høyspent fastlandsforbindelse estimert av Istad Nett AS.	62
Vedlegg 4: Beregninger knyttet til solkraft produksjon på Hjertøya.	63

Sammendrag

Det er gjennomført en teknisk konseptutredning for elektrifisering av Hjertøya utenfor Molde og etablering av et sjøbasert, ikke-fossilt transportalternativ som kan bidra til å gjøre tilkomst enklere for Moldes befolkning og turister, og med det demokratisere bruken av denne naturperlen i skjærgården. Oppgaven har vært å redegjøre for ulike teknologialternativer og hvordan slik teknologi kan bidra til å understøtte ulike funksjoner og behov for publikum som er fremkommet gjennom møter og diskusjon med ulike interessenter i Molde. Arbeidet er utført for Istad Nett AS som har vært prosjekteier og i samarbeid med «Smart Molde» prosjektet som er underlagt Molde kommune.

Hjertøya er et populært utfartssted, men har i hovedsak vært benyttet av den delen av lokalbefolkning som disponerer egen båt. Øya omfatter både friluftsarealer som nylig har oppnådd status som «statlig sikret» samt en bebyggelse som har kulturhistorisk verdi. For å imøtekomme fasiliteter som sanitæranlegg, ferskvannsforsyning, kafedrift, belysning og oppvarming/kjøling er det sett på ulike lokale produksjonsløsninger basert på sol, vind og bølger. I tillegg er det sett på lagringsmuligheter med batteri og hydrogen. Hydrogen produsert av overskuddsenergi i perioder med lavt forbruk kan reverseres og produsere elektrisk strøm ved hjelp av brenselceller i perioder med høyt forbruk. Forslag til energimiks i den lokale forsyningen er fremmet. For å kontrollere og balansere lokal forsyning mot energi og effektbehov har man skissert alternative mikronettarkitekturer, med og uten tilkopleing til hovedforsyningen på fastlandet. En mest mulig helhetlig likestrømsløsning gir best energieffektivitet sammenlignet et vekselstrømsanlegg.

Ulike, ikke-fossile transportløsninger på sjøen som kan anvendes i trafikk mellom Molde og Hertøya for å frakte badegjester og andre uten egen båt er også betraktet. En ren skyttelløsning som kan betjene flere hundre passasjerer på en hektisk soldag er vektlagt. Dette er imidlertid satt i sammenheng med en løsning som også kan betjene flere destinasjoner. Dessuten har prosjektet sett på sjøbasert taxidrift med elektrisk fremdrift. I den sammenhengen er også selvstyrte båter gjort rede for. Konseptutredningen har i første rekke anbefalt en skyssbåtløsning som er utstyrt med batterier og som kan frakte rundt 80-100 passasjerer. Siden enhetskostnadene for batteriene forventes å falle raskt over de neste årene bør man vurdere å oppskalere slik at en båt av denne typen også kan fungere som en forsyningsstøtte og reservelager for Hjertøya gjennom såkalt «vehicle-to-grid» konsept eller det vi har kalt «B2G».

Konseptutredningen påpeker flere innovative elementer som bør forfølges og som kan bidra til å gjøre Hjertøya til en modell for annen utbygging langs norskekysten hvor fastlandsforsyning enten er for kostbar eller er sterkt utsatt for vær og vind. Dessuten bør det som er beskrevet bidra til å inspirere lokal industri. Det er et poeng at man ønsker at utredningen skal gi opphav til oppfølgende prosjekter for å raffinere og forbedre de løsninger og konsepter som er beskrevet her – eller på annet vis spore til helt andre løsninger som kan danne nytt vekstgrunnlag for lokal industri med bærekraft og energieffektivisering som fokus.

1. Bakgrunn

Hjertøya i Molde kommune er et svært attraktivt rekreasjonsområde. Imidlertid er tilgjengeligheten i dag for folk flest svært begrenset. Fasilitetene for dagens besøkende er få og primitive. Det har lenge foreligget planer om å utvikle området og øke mulighetene for at folk flest skal kunne benytte seg av denne naturperlen. Nylig fikk store deler av øya status som statlig sikret friluftsområde med de muligheter dette innebærer. For å utvikle Hjertøya som rekreasjonssted har det vært iverksatt en rekke initiativ under ledelse av Smart Molde. En viktig del av dette har vært rettet mot innbyggerne i Molde og ulike interessegrupper som i ulike sammenhenger har vært invitert til å fremme ideer rundt bruken av øya og presentere forslag til hvilke fasiliteter som besøkende kan nyte godt av. I tillegg har det vært gjennomført en konseptutredning for å berede grunnen for en helelektrisk løsning basert på lokal, fornybar produksjon av energi. Ambisjonen har vært å finne alternative, innovative måter å forsyne eksisterende og foreslåtte fasiliteter. Et viktig behov som ble sterkt understreket fra flere hold innledningsvis er en god sjøforbindelse mellom Molde og Hjertøya. I hvilken grad en slik sjøforbindelse skal betjene flere destinasjoner enn Hjertøya ble holdt åpent fra start. Det viktigste var at adkomsten til Hjertøya blir demokratisert slik at friluftsområdet kan gjøres tilgjengelig for flere enn de som i dag disponerer egen båt. Et helelektrisk, kollektivtilbud med tilstrekkelig kapasitet som kan frakte folk fra byen til øya har vært et krav. Ved å tilgjengeliggjøre for både innbyggere og besøkende legger man til rette for større økonomisk bærekraft av kollektivtilbudet. Undervis har en helhetlig visjon om at Hjertøya kan bli et utstillingsvindu for bærekraftig utvikling langs Kyst-Norge utviklet seg. I tillegg til dette har man sett at en innovativ tilnærming til utviklingen av Hjertøya kan bidra til å stimulere lokalt nærings og kulturliv. Dette har vært tatt på alvor og Smart Molde har engasjert seg sterkt i dette.

Denne rapporten oppsummerer den tekniske delen av utredningen. Dette arbeidet har fungert både som idegenerator for ulike fag og interessegrupper som i retur har presentert innspill og som er blitt vurdert, analysert og plassert i den aktuelle sammenhengen. Ideen er at et eller flere innspill, alene eller sammen med andre, kan danne grunnlaget for innovasjonsprosjekter som kan akselerere utviklingen både på Hjertøya og beslektede kystområder.

2. Den teknologiske utredningen

2.1 Behov og krav

Den teknologiske utredningen har hatt som primæroppgave å vurdere mulighetene for å skape en ny og innovativ energiløsning for Hjertøya med klimavennlig og økonomisk bærekraftig teknologi. Utredningen har vært støttet av ENOVA. Prosjekteier har vært Istad Nett AS. Istad Nett AS har jobbet tett sammen med Smart Molde, Molde kommune, Molde næringsforum, Masterplan reiseliv og Smart Innovation Norway for å definere hva Hjertøya bør bli. Det fantes ingen klare behovsspesifikasjoner ved oppstarten av utredningen. Men den underliggende motivasjonen er å «demokratisere» adgangen til Hjertøya og sørge for at det kan gjøres på en publikumsvennlig og bærekraftig måte. Elektrifisering og utvikling av øyas eksisterende og fremtidige fasiliteter har også vært en del av målsettingen. De behovene som har fremkommet er blitt til som en del av en prosess iverksatt av Smart Molde. En egen rapport fra Masterplan Reiseliv 2030 beskriver denne prosessen og hvilke konkrete behov og krav som er fremmet og av hvem. Prosessen inkluderer en-til-en møter med alle interessenter, felles møte for næringslivet og samskapningsverksted rundt bruken av Hjertøya som energisamfunn.

Med dette som utgangspunkt har det vært mulig å identifisere ulike lastsituasjoner og krav til ulike funksjoner og tjenester på øya. Parallelt med dette ble det fremmet en del alternativer til tradisjonell elektrisitetsforsyning fra

fastlandet. Det resultatet som presenteres her definerer skjæringspunktet mellom etterspørsel etter elektrisitet for å dekke ulike energibehov for et oppgradert Hjertøya og nye muligheter for å betjene slike behov. Ved å sette brukeren, den jevne Molde innbyggeren i sentrum, har utredningen spesielt lagt vekt på fire grunnleggende krav fra starten av. Hjertøya skal være:

- Tilgjengelig for alle
- En ekstraordinær naturopplevelse
- Tilstrekkelig betjent
- Bærekraftig

Disse fire kravene oppsummerer selve ideen bak initiativet og er også reflektert i Molde kommunes arbeid med å oppnå statlig sikring for øya som friluftsområde. Med fokus på teknologi ble ytterligere fire krav definert i dette prosjektet: Teknologikutredningen skal vektlegge energieffektivitet og bruk av fornybare energikilder for å oppnå bærekraft. Herunder ligger også kravet om et minimalt fotavtrykk på lokal natur og reduserte klimautslipp både i forbindelse med tilrettelegging av tilkomst og selve bruken av øya. Tilnærmingen skal være markeds og brukerorientert. Teknologien bør oppfylle menneskers behov for rekreasjon og naturopplevelse. I dette ligger også at teknologien skal fremme den gode brukererfaringen og bidra til å skape en attraktiv opplevelse av øya og de fasiliteter som den kan tilby uten at øyas natur skal forringes av slitasje. Det som foreslås og utredes må vektlegge samfunnsmessige gevinster og ta sikte på løsninger som er økonomisk bærekraftig. Ikke minst bør den foreslåtte løsningen og de ulike delene av denne kunne inspirere til lokal utvikling av nye produkter og tjenester som er relevante ikke bare for Hjertøya men også for andre deler av Kyst-Norge.

Den grunnleggende filosofien for hele den tekniske delen av arbeidet med Hjertøya har vært at teknologien som innføres skal være mest mulig usynlig. I de tilfeller hvor det ikke er mulig skal teknologien bidra til en god estetisk opplevelse. Det innebærer at teknologien skal gli sammen med omgivelsene eller fremstå som noe unikt, spennende og vakkert på samme måte som flott arkitektur eller spennende kunst.

Foruten god tilgang til Hjertøya og elektrisitet for å modernisere og drive eksisterende og planlagte fasiliteter på øya ble det i flere sammenhenger i prosjektet vektlagt behov for vann til ulike formål. Den tekniske utredningen har også gjort noen vurderinger i tilknytning til dette.

2.2 Hjertøya

Hjertøya er en vakker øy i skjærgården i Romsdalsfjorden som i flere år har tiltrukket seg friluftselkere, båtfolk og badegjester. Øya er lokalisert ca. 2,2 km fra sjøfronten i Molde. Tilkomst har vært variabel opp gjennom årene, og det er primært de som har hatt tilgang på egen båt som har hatt mulighetene til å besøke øya jevnlig.



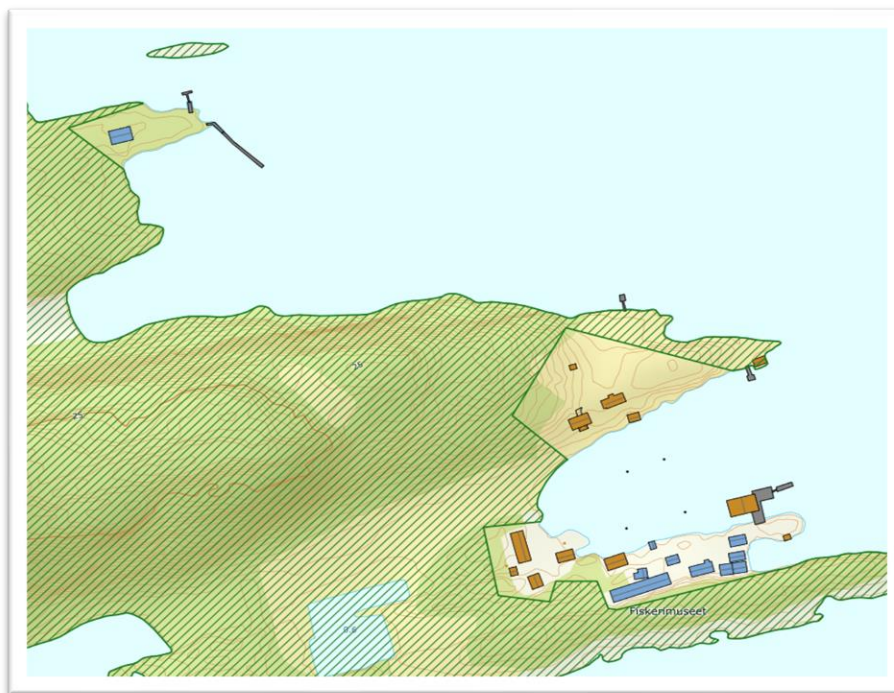
Figur 1 - Idyllen på Hjertøya som ligger kun 2,2km utenfor Molde

Hva en mer generell publikumsadgang med en god fergeforbindelse vil innebære av nødvendig behov utenom en fin naturopplevelse har vært gjenstand for diskusjon og bidrag fra en bred gruppe mennesker. Det som er ganske sikkert er at øya kan by på en unik natur- og badeopplevelse på fine soldager fra påske til september. Det er først og fremst i helgene og helligdagene i mai-juni og i juli at man kan se for seg et større innrykk av mennesker. På vanlige ukedager vil tilstrømmingen være mer beskjedent og gjerne etter skoletid. Ved å tilrettelegge for stamper og badstuer har Hjertøya et potensiale også på gråværsdager og i lengre sesong.

Øya har en interessant historie. Hjertøya var bebodd i mange år og har stor kulturhistorisk verdi. Romsdalsmuseet har øverste ansvaret for bygningsmassen på øya som på mange måter representerer en genuin, historisk kystbosetting med ditto kulturlandskap. Hjertøya var også tilholdssted for den tyske kunstneren Kurt Schwitters i trettiårene. I lys av dette er Hjertøya også del av en viktig kunsthistorisk periode. Romsdalsmuseet og Molde kommune har i ulike sammenhenger brukt dette for å øke attraksjonsverdien og inspirere dagens kunstnere.



Figur 2 - Venstre: En del av bebyggelsen på Hjertøya (foto: Romsdalsmuseet). Høyre: En kopi av et av Kurt Schwitters arbeider som han utførte på Hjertøya (foto: Nyhetsspiller)



Figur 3 - Kartutsnitt av Hjertøya. Det statlige sikrede området er skravert. Øverst ser man seilerhytta med tilhørende bryggeanlegg. Langs bukten som avtegner seg på kartet lengre nede kan man se bebyggelse og bryggeanlegg avtegnet.

Kommunen har også opp gjennom årene støttet ulike tiltak for å øke servicenivået for badegjester og båtfolk. Her finnes bryggeanlegg, stupetårn, et basseng og muligheter for enkel betjening i sommersesongen. En god del av vedlikehold er blitt ivaretatt av Hjertøyas Venner i tillegg til at Skjærgårdstjenesten bidrar med ulike tjenester. Det finnes ikke elektrisitet eller vann på øya, og med økt besøk ser man behov for et servicebygg med toalett, dusj og relaterte bekvemmeligheter. Den lokale seilforeningen har hatt tilhold på øya i flere år og har etablert et mindre bryggeanlegg og en liten hytte for sine medlemmer. «Seilerhytta» er lokalisert ved sjøkanten noen hundre meter fra øvrig bebyggelse og bryggeanlegg. Fasilitetene til seilforeningen er også benyttet som transittsted for seilere som ferdes langs vestkysten av Norge.

I 2020 oppnådde Molde kommune statlig sikring av Hjertøya som friluftsområde. Et statlig sikret friluftslivsområde er en vernestatus som staten formelt har godkjent for et område. Det betyr at naturområdene utenfor de bebygde områdene er spesielt vernet og reservert til aktivt friluftsliv. Det betyr svært begrenset byggevirkksomhet og installasjoner av permanent karakter. Men det øker også mulighetene for økonomisk støtte som kan bidra til å opprettholde primærformålet med øya.

2.3 Utredningsprosjektet

2.3.1 Utgangspunktet

Normalt ville en utredning av denne typen startet med et klart definert energibehov. Det har ikke vært tilfelle her. Siden brukerinvolvering har stått helt sentralt har det vært nødvendig å kartlegge hvilke fasiliteter og funksjoner som allerede eksisterer, hvilke som er planlagt og hvilke som er ønskelig og som muligens kan realiseres innenfor en rimelig tidshorisont. Dette har gjort utredningen av forsyningssituasjonen litt mer utfordrende enn vanlig. Hjertøya faller innenfor Istad Netts nettområde, og tradisjonelt ville en utredning vært orientert rundt en fastlandsforbindelse til hovedforsyningen i Molde. Dette er fremdeles et alternativ for Hjertøya. Det er imidlertid flere forhold som har gjort at alternativer til dette er betraktet, og som igjen har høstet finansiell støtte fra ENOVA. For det første ønsker man fra EU og nasjonalt hold å se på alternativer til tradisjonell utvidelse av den eksisterende infrastrukturen. Nye teknologier rundt smarte el-nett, mikronett og lokal egenproduksjon basert på fornybare kilder øker mulighetsrommet både for den enkelte abonnent, nettselskap og andre aktører i el-markedet. Elektrifisering av all transport er også definert som et viktig satsingsområde for å

nå FNs klimamål i 2030. Det eksisterer også en generell bekymring knyttet til klimaendringer som ifølge meteorologisk ekspertise innebærer kraftigere og hyppigere ekstremvær. I de senere årene har vi i Norge vært vitne til at små øysamfunn og bosettinger langs fjorder og i fjellet har vært utsatt for betydelige påkjenninger på grunn av kraftig uvær med påfølgende strømbrydd, ras og kommunikasjonsmessig isolasjon. Tradisjonell strømforsyning i grigrendte strøk er generelt utsatt. Både investeringer og vedlikehold av strømforsyningen er generelt sett høye for nettselskap som skal påse at alle beboere skal ha det samme tilbudet i slike områder. Det er vanskelig å bygge tilstrekkelig redundans og robusthet inn i forsyningssystemet for beboere i denne type områder uten at kostnadene blir svært høye. Selv om mesteparten av virksomheten på Hjertøya vil finne sted i sommerhalvåret og er mindre sårbare for de samme påkjenningene representerer stedet en typisk, norsk skjærgårds øy på Vestlandet. Slik sett har utredningen en tilleggs målsetting – å gjøre Hjertøya til en norsk modell for et lite, men bærekraftig energisamfunn basert på selvforsynt, fornybar energi som er både robust og brukervennlig. En modell for hvordan bruk av ny teknologi ikke bare løser konkrete problemstillinger for Hjertøya, men som har generell relevans for hele Kyst-Norge.

Fartøy drevet av ikke-fossilt drivstoff har i løpet av 5 år inntatt flere fergesamband langs kysten. Elektrisk drevne skip og båter av ulik størrelse er ikke lenger noe som tilhører tankesmier eller tegnebrettet. Alternativt har arbeid med utvikling av løsninger drevet av annet drivstoff (f.eks. hydrogen) aktualisert seg. For å få til god sjøveis kommunikasjon mellom Molde og Hjertøya som kan betjene et relativt stort antall mennesker har ulike teknologiske alternativer blitt undersøkt med tanke på å få til et samspill med de øvrige tekniske fasilitetene på Hjertøya. I tillegg til å se på en enkel skyttelløsning mellom sjøfronten i Molde og Hjertøya ble arbeidet utvidet til å se på en større farkost som kan betjene flere utfartsmål for å kunne se fergesambandet med Hjertøya som en del av en øyhoppingsløsning. Med utviklingen av autonome fartøy i Norge ble det tidlig foreslått å se på en mer individuell orientert løsning – en flåte av mindre, autonome skyssbåter som kan betjene det nære kystområdet rundt Molde er også interessant.

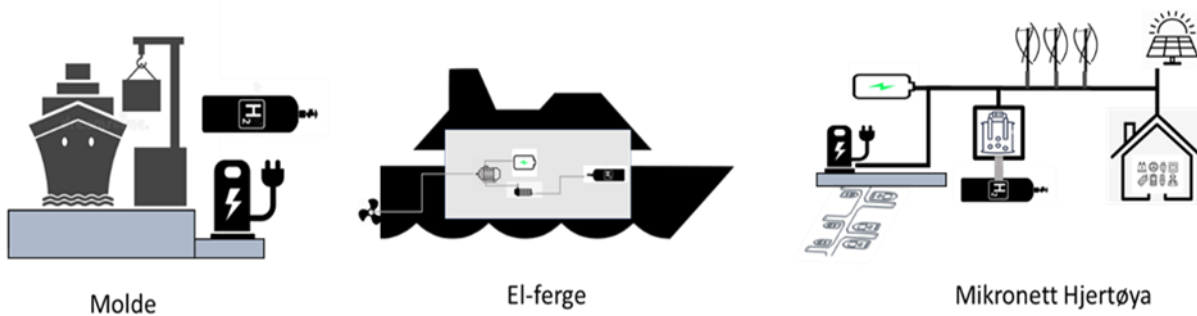
2.3.2 Gjennomføring

Arbeidet med utredningen innledet med å se på mulige innovative teknologier som kan fungere i praksis uten å ta direkte stilling til detaljer eller kapasiteter. Med dette som utgangspunkt ble en rekke interessenter invitert til å fremme ønsker, krav og bekymringer rundt bruken av Hjertøya i fremtiden. Prosessen rundt denne delen er dokumentert i en separat rapport. Poenget var imidlertid å få et overblikk over mulige laster og energibehov som kunne benyttes til den dimensjonerende delen av konseptutredningen. Tre hovedalternativer ble definert på bakgrunn av dette:

1. En klassisk utbygging med landfast sjøkabel etablert på tradisjonelt vis
2. En enkelt løsning for å betjene et minimum av serviceenheter og funksjoner på øya
3. En mer omfattende løsning som kan håndtere flere elektriske laster og dekke flere servicebehov

En variant av alternativ 1 kan kombineres med alternativ 2. En annen variant av 1 kan fungere sammen med alternativ 3. Men først og fremst ble de ulike alternativene behandlet hver for seg. For transportdelen ble også ulike muligheter utredet. Både større fartøy for betjening av flere anløp i tillegg til Hjertøya, mindre skyssbåter i direkte rute og taxibåter er undersøkt.

2.3.3 Grunnkonsept



Figur 4 - Basiskonsept: Grunnlaget for den tekniske utredningen

Feil! Fant ikke referanseilden. illustrerer det opprinnelige grunnlaget for utredningen, en fergeforbindelse mellom Hjørta og Molde havn. Målet var å vurdere de mest hensiktsmessige løsningene for å få etablert en fossilfri passasjertransport med jevnlig avganger til Hjørta i sommer halvåret. Som alternativer kunne man forestille seg en batteridrevet, en hydrogen/brenselcelledrevet eller hybrid løsning. For Hjørta så man for seg et likestrømbasert mikronett med lokal forsyning fra fornybare energikilder som sol og vind. Lagringsløsninger basert på batterier og hydrogen kunne akkumulere energi i perioder med mye produksjon og lite forbruk. Spesielt i vinterhalvåret så man for seg at energi kunne akkumuleres og langtidslagres som hydrogen. Utredningen tok også utgangspunkt i at langtidslagring kunne være basert på en «byttehandel» med fastlandet hvor hydrogen produsert på øya kunne fraktes til fastlandet periodevis, eventuelt forbrukes om bord på ferge. Om sommeren kunne det motsatte skje. Variasjoner på denne og annen tematikk er analysert og redegjort for.

3. Sjøveis transport

3.1 Behov

Man må regne med at bruken av øya vil være svært ujevn for det vanlige publikum. Aktuell sesong regnes fra påske til ut september. Det vil være betydelig forskjell mellom ukedag, feriedager og helg. Basert på observasjoner fra andre steder i Norge som tilbyr tilkomst til lignende øyer (f.eks. Oslo, Brevik, Haugesund, Kragerø) er det først og fremst varme og gode helger i slutten av mai og juni hvor besøksraten og behov toppe seg. I juli og august vil man naturligvis kunne oppleve det samme, men da reiser også mye av befolkningen utenbys på ferie og lokal pågang blir i flere tilfeller lavere. Den utjevningen kan imidlertid reverseres ved økt besøk fra folk utenfra (f.eks. bilturister, cruiseturister, etc.) Uansett kan man regne med at transport behovet til Hjørta er størst fra morgen av og mot klokken 13. Returbehovet vil antageligvis øke fra 17 til 21. Men det kan raskt endre seg på grunn av skiftende vær.

Tabell 1 - Sammenheng mellom transportbehov, passasjerkapasitet og hastighetsnivå i knop. Rader avmerket med grønt er båtdesign som er mulig. Gult indikerer mindre sannsynlig kombinasjoner og rødt indikerer umulige kombinasjoner.

Antall passasjerer som skal transporteres mellom 08:00-13:00 høysesong				Antall passasjerer som skal transporteres mellom 08:00-13:00 høysesong			
200				500			
Passasjer kapasitet	Antall turer	Maks reisetid per tur (timer)	Nødvendig hastighet (knop)	Passasjer kapasitet	Antall turer	Maks reisetid per tur (timer)	Nødvendig hastighet (knop)
30	6,7	0,8	19,6	30	16,7	0,3	-244,5
50	4,0	1,3	8,9	50	10,0	0,5	48,9
80	2,5	2,0	4,9	80	6,3	0,8	17,5
120	1,7	3,0	3,1	120	4,2	1,2	9,4
150	1,3	3,8	2,4	150	3,3	1,5	7,0
Antall passasjerer som skal transporteres mellom 08:00-13:00 høysesong				Antall passasjerer som skal transporteres mellom 08:00-13:00 høysesong			
300				1000			
Passasjer kapasitet	Antall turer	Maks reisetid per tur (timer)	Nødvendig hastighet (knop)	Passasjer kapasitet	Antall turer	Maks reisetid per tur (timer)	Nødvendig hastighet (knop)
30	10,0	0,5	48,9	30	33,3	0,2	-44,4
50	6,0	0,8	16,3	50	20,0	0,3	-97,8
80	3,8	1,3	8,1	80	12,5	0,4	122,2
120	2,5	2,0	4,9	120	8,3	0,6	30,6
150	2,0	2,5	3,8	150	6,7	0,8	19,6

Strekket på 2,2 km fra Molde havn til Hjertøya kan med 5-6 knops fart nås på rundt 12-16 minutter på flatt vann. Med 10 minutter «turn-around» vil en full tur ta opp mot 45 minutter eller mer med økt vind og mer bølger. Det er ikke spesifisert krav til transportkapasitet eller hastighet. Men en ferjeløsning som kun betjener Hjertøya i sommerperioden bør kunne frakte et betydelig antall passasjerer i morgentimene i helger, i høytider som pinse og i sommerferien når det er godt vær. Anløpsmulighetene på Hjertøya er begrenset fysisk og svært store ferjer har ikke mulighet til å legge til kai uten utbygging. Det vil generelt sett borge for hyppigere avganger og færre passasjer per tur for å begrense den fysiske størrelsen på fartøyet som skal legge til kai på Hjertøya. En mindre sensitivitetsanalyse er utført som kan belyse behovet for passasjerkapasitet, nødvendig cruise fart, antall avganger og dermed batteristørrelse og ladebehov. Dersom 200, 300, 500 eller 1000 passasjer skal fraktes til Hjertøya mellom klokken 8:00 om morgen til 12:00 om formiddagen og tilbake mellom 17:00 og 22:00 vil Tabell 1 gi en ide om kapasitet og hastighetsbehov. Det kreves naturligvis et stort og hurtig fartøy for å frakte et stort antall mennesker til øya om morgen og tilbake om kvelden. Det vil eventuelt innebære oppgradering av kaianlegget på Hjertøya for å kunne realiseres. I dette tilfellet representerer en forflytning av tusen mennesker på 5 timer et stort antall. Dersom antallet besøkende til Hjertøya uten egen båt kommer til å ligge rundt 200-300 vil et mindre fartøy med moderat topphastighet kunne klare seg.

På grunnlag av dette er det primært undersøkt et mindre fartøy med en cruisehastighet på 8-10 knop, samt et større hurtiggående fartøy. Dersom det vurderes et ferjesamband med flere destinasjoner som Moldeholmene, Veøya og strendene på fastlandet (som Retiro, Kringstadbukta) må en utvidet analyse gjennomføres. Men det er grunn til å anta på basis av denne utredningen at det vil være behov for et noe større og hurtigere fartøy. Muligens en mindre utgave at «Ryger Elektra» som er beskrevet under.

3.2 Referansecaser

En rekke prosjekter med helelektrisk eller hybrid drift er allerede realisert eller på vei til å bli realisert i Norge. I dette prosjektet er ulike caser vurdert som utgangspunkt for en aktuell løsning til Hjertøya.

3.2.1 Store fartøy



Figur 5 - «Ampere» på Sognefjorden (til venstre) og Elektra (til høyre)

«Ampere» (Figur 5) var verdens første helelektriske bilferje og som gikk inn i regulær trafikk. Den ble bygget av Fjellstrand og satt i tjeneste av NORLED på Sognefjorden i 2015. Det er en stor katamaran på 80 x 22 meter. «Ampere» tar 120 biler og 360 passasjerer. Ferjen er utstyrt med et litium-ion batteri på 1040kWh. Fartøyet lades opp i begge ender av ruten ved hjelp av et 410kWh batteri i begge ender. Fergens batteri lades med 1MW på 9 minutter. Den forbruker 130-200kWh på den 6 km lange overfarten som tar 20 minutter. Det tilsvarer en hastighet på rundt 10 knop. Kostnadene for én overfart ligger under 200 kroner. Dette viser potensialet til elektriske ferjer sammenlignet med dieseldrevne.

«Elektra» er en hybrid variant som betjener en 1,6 km lang rute som knytter sammen de finske øyene Nauvo og Parainen 25 ganger per dag. Overfarten tar 15 minutter med en hastighet på 10-11 knop. Ferjen er 98 meter lang, 12 meter bred og tar 90 biler og 372 passasjerer. På grunn av batteriene sparer den 60% i driftskostnader sammenlignet med vanlige dieseldrevne ferjer. 160 litium-ion batterier gir en effekt på 1MW. Batteriene lades opp på 5 minutter ved hvert anløp. Ferjen er også utstyrt med solcellepaneler som lader batteriene. Den er i utgangspunktet helautomatisert og betjenes kun av et mannskap på tre personer. Den kan i prinsippet navigere alene eller fjernstyres.



Figur 6 - Hydra bruker brenselceller og hydrogen som drivstoff

3.2.2 Elektriske ferjer for ren passasjertrafikk

A blue and white ferry boat with 'KARADENİZ' written on its side, sailing on the sea. The boat has a red stripe along its hull and is moving towards the left, leaving a white wake. The background shows a steep, rocky coastline under a clear sky.

[illegible]

A blue and black catamaran ferry boat is shown moving across the water, leaving a white wake. The boat has a large black upper hull with a curved glass window and a blue lower hull. In the background, a prominent red brick tower with a green lantern on top stands out against a hazy sky. Other city buildings and a bridge are visible in the distance.

«Ferry 2306»¹ er et nytt helelektrisk konsept som er levert til København for å betjene havneområdet der. Fartøyet er litt over 23 meter langt og 5,6 meter bredt og er utviklet av det nederlandske firmaet DAMEN. Båten kan ta opptil 80 passasjerer. Topp hastighet er 9-10 knop. Det er utstyrt med en batteripakke som lett lar seg utvide. Leveransen til Danmark inkluderte en litium-ion pakke med kapasitet på 120kWh. Den har to motorer på 55kW og lades i land opp av et 600kW ladesystem.

«P-30» fra den svenske fabrikanten, Candela, er en hydrofoibåt som blir verdens raskeste passasjerbåt. Den er under bygging og skal betjene passasjertrafikken på sjøen utenfor Stockholm. Mer enn 900.000 mennesker benytter seg av dagens kollektivtrafikk på sjøen utenfor den svenske hovedstaden. Den vil få en topp hastighet på 30 knop og betjenes av et 180kWh litium-ion batteri som driver to 60kW motorer. Totalt krever båten ca. 88kW for å oppnå cruise fart. Den forbruker ca. 3kWh per nautiske mil. Båten vil kunne ta 30 passasjerer. Et annet byggeprosjekt² er underveis i Belfast med en hydrofoibasert ferje som kan ta 350 passasjerer. Et konsortium ledet av Artemis Technologies står bak. Det meldes om stadig flere initiativ på denne fronten fra ulike hold.

3.2.3 Sundbåten



Figur 10 - Den elektriske versjonen av Sundbåten i Kristiansund slik den er prosjektert

Sundbåten er av spesiell interesse for prosjektet. Grunnen er at en elektrisk versjon av den gamle Sundbåten, som har vært i tjeneste i Kristiansund er prosjektert og vil bli bygget i de neste månedene. Fartøy-løsningen er blitt presentert i detalj for dette prosjektet og interessegruppen. Båten vil være helelektrisk og potensielt autonom. Den nye båten vil bygges over samme lest som den gamle fergen som har vært i tjeneste i Kristiansund i årtier, men vil få et moderne uttrykk hvor utviklerne bygger på erfaringer fra andre prosjekter som er realisert. Blant annet vil Trondheimsbaserte Maritime Robotics levere autonomiteknologien til det nye fartøyet. De har allerede utviklet en svært stabil teknologiplattform for styring og overvåkning av autonome havgående fartøy som ikke har passasjerer om bord. Sundbåten er planlagt å ha hastighet på 11 knop og ta 99 passasjerer. Det vil være et poeng for Molde kommune å følge dette prosjektet tett.

3.2.4 Båter for taxi og charter tjeneste

Det kan være aktuelt å komplementere passasjertrafikk til Hjertøya og andre holmer i Moldeskjærgården med mindre båter. En elektrisk drevet taxiservice på sjøen bør vurderes. Teknologi fra den lokale leverandøren EVOY (Figur 11) kan passe inn her. De har utviklet en RIB-løsning med en 400hk utenbordsmotor som kan benyttes i charter tjeneste. Løsningen er med 25 passasjerplasser og leveres i dag med 100kWh batteri. Den kan oppnå 40-

¹ https://products.damen.com/en/ranges/ferry/damen-ferry-2306-e3?gclid=Cj0KCQjw2tCGBhCLARisABJGmZ43V4rTdJU0LfG0_rSNgYPHWGIV-JzIfqrBf_HRHKmN_52JOnaZ4aAkMOEALw_wcB
² <http://www.artemistechnologies.co.uk/>

45 knop. EVOY har sammen med BKK Plug fått montert en standard 150kW DC lader med CCS type 2 uttak ved sjøkanten i Florø havn som kan benyttes av både bil og båt. Det betyr at et 100kWh batteri for båt eller bil kan lades opp på 40 minutter. Til sammenligning har den største Audi E-Tron en batterikapasitet på 95kWh.



Figur 11 EVOYs RIB med elektrisk motor



Figur 12 Candelas hydrofoilbaserte taxibåtløsning: P-12

Candela (Figur 12) har utviklet en mindre versjon av sin hydrofoil ferje og har lansert den for taxitjenesten i Stockholm og andre steder. Den kalles P-12. Et tilsvarende konsept er lansert av franske Sea Bubbles³.



Figur 13 - The Silent class



Figur 14 - ECO Cruise 50

I det øvre sjiktet av fritidsbåtmarkedet er det kommet en rekke nye fartøyer basert på elektrisk fremdrift. De representerer en størrelse som kan være aktuell, ombygd som passasjerfartøy for den type trafikk som kan være aktuell for Hjertøya. I Figur 13 over er det vist en båtstørrelse i Silent klassen. Silent båtene kommer i ulike størrelser fra 50 til 80 fot. Alle har et dobbeltskrog (katamaran). Den minste utgaven på 50 fot har 2 x 50kW motorer som standard med en 150kWh batteripakke. Disse båtene er dessuten utstyrt med både solcellepanel og generator for å kunne være uavhengig av ekstern lading. Solcellepanelet kan yte 10kWp-24kWp avhengig av størrelsen på båten.

ECO cruise (Figur 14) er et 50 fots, enskrogsfartøy i det samme fritidssjiktet. Silent båtene operer med en cruise hastighet 6-8 knop, men kan nå en topphastighet på 20 knop. De kommer med ulike motorstørrelser. ECO Cruise 50 kommer i minste versjon med to 100kW motorer støttet av 150kWh batteri. Cruise hastigheten er 8 knop med en toppfart på 12 knop. Båten kan også utrustes med 2 x 230kW og en 240kWh pakke.

3.2.5 Autonome eller fjernstyrte, sjøgående taxier

Som det er blitt påpekt over utgjør en høy grad av autonomi en del av de prosjektene som allerede er presentert. Autonome og fjernstyrte løsninger finnes allerede på bilmarkedet og autopiloter på veien er ikke lenger uvanlig

³ <https://mikesounds.com/seabubbles-flying-river-taxi/>

selv om det anbefales at biler ikke opererer helt førerløst. Automatisering er langt lettere med elektriske kjøretøy enn tradisjonelle. Konsortiet bak utviklingen av Sundbåten inkluderer Maritime Robotics som utvikler førerløse fartøy (se Figur 15 under). Konsortiet ser muligheten for at pendeltrafikken som Sundbåten skal ivareta kan automatiseres. En slik tanke kan også forfølges for Hjertøya og sjøområdet rundt Molde. Norge har kommet langt på dette området. Kongsberg har utviklet sitt eget konsept for mindre fartøy (Figur 15) men er også involvert i prosjekter med større skip. ASKO er i gang med såkalte droner som skal drive skytteltrafikk med gods på tvers av Oslofjorden (Figur 15). Yara leder en gruppe selskaper som utvikler større fraktskipløsninger for transport av fullgjødsel for det internasjonale markedet. Nye kybernetiske løsninger som også inkluderer kunstig intelligens, gjør dette mulig.



Figur 15 - Mariner Unmanned Surface Vehicle fra Maritime Robotics (øverst), Kongsbergs autonome småbåtsløsning (midten) og ASKOS Oslofjord drone (nederst).

Man kan forestille seg flere anvendelser av en slik løsning for Molde som i neste omgang kan gjøre tilkomsten til Hjertøya og andre holmer mer tilgjengelig og fleksibel. En slags Uber løsning på sjøen er nærliggende. Dette er også forretningsideen til Sea Bubbles som tenker å innføre dette, først og fremst på innenlands vannveier i Europa.



Figur 16 - Førerløse Sea Bubbles taxier i Paris (venstre), bestill taxi på sjø med en app (midten), overvåkning av taxi og båttrafikk fra sentralt kontrollrom (høyre)

Teknologi for å bestille, definere rute og navigere automatisk finnes allerede. Dersom full autonomi skulle være vanskelig å innføre i første omgang kan de eventuelt kunne fjernstyres fra en sentral (se Figur 16) som uansett ville kunne fungere som en trafikksentral og ta den globale styringen for alle selvstyrte enheter på fjorden dersom

uvær eller anløp av store kommersielle fartøy beveger seg inn i Moldes havnebasseng. Alle taxier kan være utstyrt med kamera for å sjekke at regler og påbud for brukerne av båten følges. Et alternativ ville være at ungdom uten tradisjonell maritim utdanning bemanner båtene som båtverter for å assistere passasjerer ved anløp og ilandstiging og sørge for at sikkerhetsmessige bestemmelser ivaretas som et tillegg til de automatiske funksjonene som håndterer navigasjon og drift.

3.3 Oppsummering

Norsk industri har kommet langt i å utvikle en rekke ulike fartøykonsepter som ikke drives fram av tradisjonelt maskineri og fossilt drivstoff. Ikke minst gjelder det elektrisk drevne fartøy. Her ligger det en stor mulighet for å tenke nytt vis-a-vis transport fra Molde til Hjertøya og eventuelt andre destinasjoner i Romsdalsfjorden og skjærgården utenfor Molde. Ulike konsepter er presentert som bør kunne danne grunnlag for videre arbeid rundt en transportløsning til Hjertøya for å øke tilkomstmulighetene for den vanlige Molde innbygger uten båt og tilreisende turister. Det anbefales å knytte seg opp mot utviklingsarbeidet som skjer rundt Sundbåten i Kristiansund og det som skjer rundt en virksomhet som EVOY i Florø for å finne fram til gode løsninger basert på lokal ekspertise. Samarbeid gir som regel bedre og billigere løsninger.

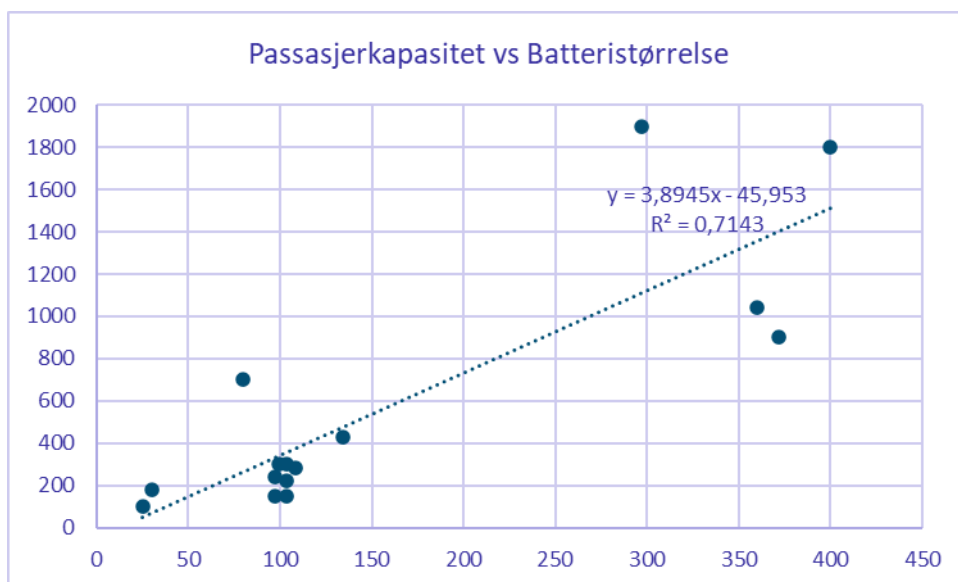
Skala og læringseffekten fra den første til den andre realisering av et gitt konsept kan være formidabel. «Ferry 2306» båten som nå er klar for tjeneste i København er også et relevant alternativ med tanke på erfaringer til bruk for Hjertøya. Det er større usikkerhet rundt bruk av brenselceller og bruk av hydrogen. Situasjonen er mer umoden. Men utviklingen går raskt på dette området, og dette alternativet bør absolutt ikke utelukkes. Det kan imidlertid synes som hydrogen og brenselceller har sine primære fortrinn med større fartøy. I sammenheng med et utvidet rutetilbud hvor Hjertøya inngår som ett av flere anløp kan dette alternativet være aktuelt. Men i dag virker det som om et helelektrisk alternativ med batteri passer bedre til ren skytteltrafikk og til den båtstørrelsen og den fart som synes mest relevant i henhold til Tabell 1.

Det er i hovedsak to ting som skiller et tradisjonelt fartøy med diesel eller bensindrevet maskineri fra et elektrisk drivsystemet og batteripakken. Drivsystemet på et elektrisk fartøy er oftest mye enklere enn en petroleumsdrevet løsning. Det andre er batteripakken som både er tung og til dels voluminøs. I tillegg krever en batteripakke med litium-ion ofte omfattende sekundærsystemer for termisk sikring og tilstandsovervåking som både er fordyrende og tar plass. Det er tre forhold man bør være oppmerksom på når det gjelder utvikling. Det er flere F&U prosjekter iverksatt for å finne løsninger som gjør utskifting av batterier enkelt. Det andre er utviklingen av nye batteriteknologier som går meget hurtig. Litium-zink batterier eller tilsvarende «solid state» batterier har mange av de samme egenskapene som litium-ion, men har ikke flytende elektrolytt. Dessuten er de fleste «solid state» batterier termisk stabile og brannfaren er dermed betydelig redusert. Dette bør redusere behovet for omfattende sekundærsystemer og forbedre kostnadsbildet. Bloomberg⁴ forventer at prisene på alle typer batterier faller raskere enn tidligere antatt og at enhetspris per batteri vil ligge på rundt \$100 per kWh innen et par år. Alt dette beror for at båtkjøpere (og innkjøpere av buss og tyngre elektrisk materiell) bør tilpasse design for å kunne håndtere enkelt batteribytte. Dessuten kan lease, fremfor kjøp av batteripakker være relevant for å kunne ta høyde for at forbedrede og billigere batterier vil bli tilgjengelig i løpet av dette tiåret.

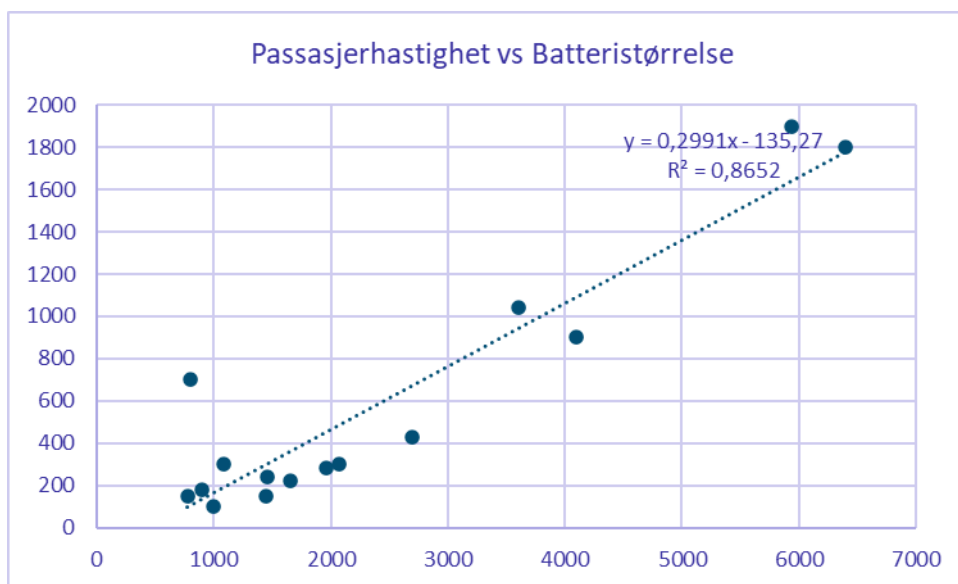
Siden batteripakken vil være en avgjørende faktor for investeringsnivået for en løsning på transportbehovet fra Molde til Hjertøya har utredningen sett på sammenheng mellom ulike kriterier og behovet for batterikapasitet.

⁴ <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>

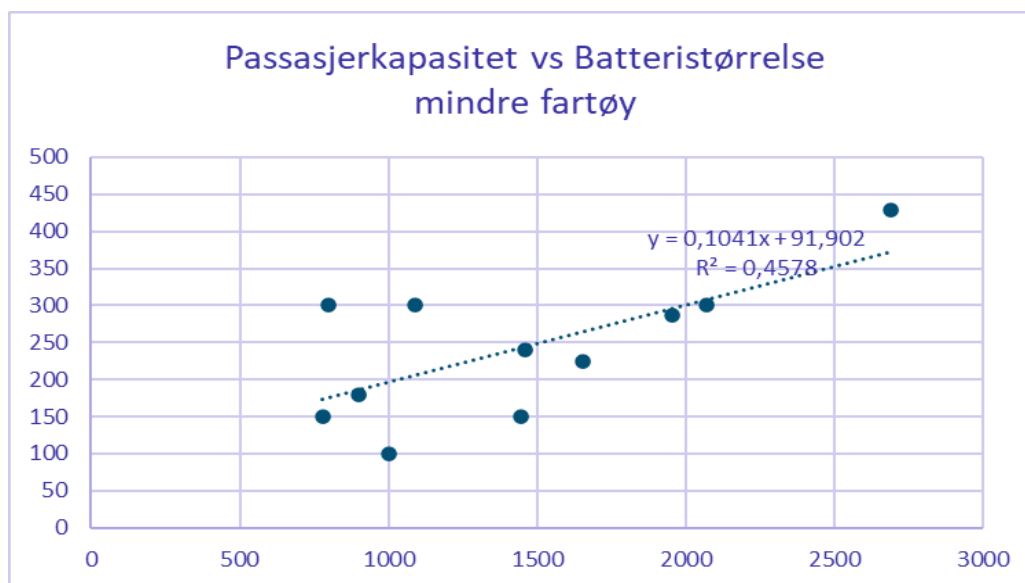
Det skal påpekes at det statistiske grunnlaget for en slik analyse er svært begrenset, men basert på realiserte prosjekter og spesifikasjoner på fartøy under planlegging er det gjort et forsøk på å belyse sammenheng mellom transportbehov og batteristørrelse. Det kan gi en pekepinn på hva som kreves ved valg av båtstørrelse med en gitt kapasitet og hastighet. Figur 17 viser en sammenheng mellom passasjerkapasitet og behov for batteri. Figur 18 viser en sammenheng mellom transportbehovet per tidsenhet (pr. time) (passasjerhastighet) og batterikapasitet. Figur 19 viser det samme, men her er større fartøyer utelukket.



Figur 17 - Avhengighet mellom passasjerkapasitet og batterikapasitet for el-fartøy



Figur 18 - Batterikapasitet versus fraktvolum per tidsenhet (passasjerhastighet)



Figur 19 Batterikapasitet versus fraktvolum per tidsenhet (passasjerhastighet): Mindre fartøy

Grafen i Figur 17 kan kombineres med Tabell 1 og gi en antydning om det viktigste kostnadselementet som skiller seg ut fra en tradisjonell dieseldrevet ferje. Ut fra grafen vil et fartøy som frakter 80 personer med 8 knops fart gi en passasjerhastighet⁵ på 640. Dette vil tilsi en batteristørrelse på 170 kWh. Men som det fremgår av grafen vil dette kunne variere sterkt. Omtrent det dobbelte kan være aktuelt både med tanke på valg av skrogform, lengde-bredde forhold og dypgang. Tar man Bloombergs prisanslag for 2023 for gitt vil forskjellen mellom et 170kWh batteri og et 300kWh utgjøre ca. 200.000 kroner. Med dagens priser ville det kunne være det dobbelte. Det er likevel en begrenset tilleggskostnad. Det betyr at det også kan være relevant å benytte et overdimensjonert ferjebatteri som basis for å lade opp serviceenheter på Hjertøya gjennom omvendt lading, såkalt V2G/B. Vi har kalt dette B2G (Boat-to-Grid) løsning. Dette er beskrevet senere.

I likhet med ferjen «Ampere» på Sognefjorden og andre elektriske båter vil selve driften på Molde og Hjertøya bli særdeles billig i forhold til en dieselbasert løsning. Hvis man regner dette i rene strømkostnader (prising etter rene forbrukstariffer for strøm) vil en båt på rundt 80 passasjerer og 8 knops fart måtte utstyres med minimum 2 x 60 kW motorer. Det vil gi en forbrukskostnad på rundt 90 -100 kroner per rundtur og lading ved ca. annet hvert anløp.

⁵ Passasjerhastighet = hvor mange passasjer som kan fraktes samtidig med en viss hastighet (antall passasjerer*nautiske mil/tid)

4. Elektrifisering av Hjertøya

4.1 Krav til service og funksjoner



Figur 20 - Et kunstnerisk innrykk av mulighetene og ønsker som har kommet frem gjennom ulike møter og samtaler med forskjellige interessenter.

En rekke behov og ønsker er høstet gjennom samtaler med ulike grupper engasjert i spørsmål knyttet til Hjertøyas framtid. Først og fremst ønskes et moderne servicebygg med toaletter, dusj og oppvarming for kalde dager og kvelder. Det er ytre ønske om belysning på ulike steder, inkludert den gamle bebyggelsen som driftes av Romsdalsmuseet. Her har man også betraktet muligheten for oppvarming. Et minimum av servering er etterspurt for strandturister. Som basisalternativ ser man for seg en liten butikk eller paviljong som kan tilby is, brus og enkel, varm mat fra grill eller komfyr. Et mer omfattende scenario innebærer en kafeteria med et utvidet serveringstilbud. I så fall blir det behov for økt kapasitet for frys og kjøll. Et utvidet kjøkkentilbud vil også være påkrevd. Ferskvann er spesifisert som et viktig ønske. Her kan man se for seg ukentlig frakt av ferskvannstank eller tilsvarende fra fastlandet i stedet for en kostbar rørforbindelse. I så fall benyttes vanlig skips/båtteknologi for å sørge for rensing og god hygiene. Som et alternativ til forsyning fra land er det både vurdert bruk av regnvann og lokal avsalting av sjøvann. Av de mer eksotiske ønskene som er fremkommet er bruk av el-grill i strandsonen, elektrisk oppvarmede badestamper og en flytende sauna.



Figur 21 - Venstre: En paviljong som kan tilby enkel servering er ønskelig (Foto: NRK). Høyre: Elektriske badestamper skal øke attraksjonsnivået for besøkende (Foto: TimberIN)

Det har vært stor interesse for å se på muligheten for å kombinere friluftsliv og kulturliv. I denne sammenhengen



Sceneområde for oppsetninger
elektrisitet til lyd og evt lys hvis på kveldstid
samhandle med kulturlivet i Molde

Figur 22 - Det er ønske om et underholdningstilbud fra en flytende scene. Dette vil være til bruk for lokale teatergrupper. Molde Jazz og lignende. Men det vil ikke være et permanent tilbud (Foto: CCC)



Figur 23 - Bassenget på Hjertøya ble åpnet i 1963, men har aldri fungert etter hensikten ifølge kilder (Foto: rbnett.no)

utskifting av sjøvann ved hjelp av pumper og oksygentilførsel som biprodukt av elektrolyse (se senere avsnitt) i kombinasjon med kalkholdig skjellsand.

har en scene på grønt område overfor sjøkanten, i strandkanten eller gjerne flytende vært foreslått flere ganger. Dette vil kreve betydelig med strøm for å drifte scene- og lydanlegg. Men samtidig vil dette sannsynligvis skje mer sporadisk og kan håndteres særskilt. Ved seilerhytta er det først og fremst oppgradering av bryggeanlegget med landstrøm og ladere til elektrisk drevne båter som vil kreve strøm. I dag benyttes et bensindrevet aggregat for å betjene lys, pumper og muldo. Man ser for seg at dette skal erstattes av fornybar energi, men aggregatet kan fungere som reserveløsning ved behov. Både energibehov og effektbehov er analysert basert på det som er foreslått over. Under er ulike lastbehov vurdert.

Det har også vært en diskusjoner rundt bassenget på Hjertøya. Bassenget var ment å være et tilbud for publikum og ble åpnet i 1963. Men manglende utskifting av vann og gjengroing gjorde at investeringen aldri ble noen suksess⁶. Det er gjort ulike forsøk på å forbedre forholdene uten at det har medført at den opprinnelige hensikten er oppfylt. I lys av elektrifisering av øya og med egen energiproduksjon har ønsket om å se på mulighetene for å revitalisere bassenget blitt luftet på ny. Det kan være i kombinasjon med økt

4.2 Spesifikasjon av laster

4.2.1 Belysning

Selv om man ser for seg mest aktivitet i sommersesongen med lyse dager og netter vil det være behov for ulike typer belysning både inne og ute. Det gjelder spesielt i løpet av for-sesongen, i april og mai, samt i august og september. Men selv midt på sommeren kan dårlig vær forandre lys, ikke minst innendørs. I denne studien er belysning for både uteområder, museum og det sentrale havneområdet inkludert. I tillegg er lysbehovet ved seilerhytta inkludert. I hovedsak er det tenkt bruk av ulike varianter av LED-lamper. Kaiområdet tenkes også utrustet med halogenbelysning til bruk ved anløp etter mørkets frembrudd. I hovedsak vil det meste av utebelysningen bli forsynt av solceller montert på samme stolpe eller plattform som selve lyset. Unntaket vil først og fremst være utebelysning montert på vegg på ulike bygg hvor man også skal montere innendørsbelysning.

⁶ <https://www.rbnett.no/nyheter/article32040.ece>

4.2.2 Romoppvarming og kjøling

Generelt vil behovet for romoppvarming i bygg være minimalt, men ønske om å kunne tilby sesongstart i april og avslutning 1.oktober innebærer at det periodevis bør være muligheter for oppvarming for å øke komfort og sikre utstyr i begge endene av sesongen. Man kan se for seg at servicebygg, serveringssteder og museet kan ha dette behovet. Varmepumper vil være mest egnet slik at disse også kan bidra med kjøling på svært varme dager midt på sommeren. Det legges opp til at varmpumper kan fungere som et energifleksibelt instrument og koples ut i kortere perioder etter behov for å kunne jevne ut totalbelastningen i systemet eller i perioder med ujevn produksjon.

4.2.3 Toaletter

Tilstrekkelig toalettkapasitet er viktig. Her kan man se for seg både tørrklosett og vannklosett med vannbesvarende/semi-vakuump funksjoner. I tillegg kan man se for seg vannklosett som spyles med saltvann som pumpes opp fra sjøen. Klosetter spylt med vann krever en egnet avløpsløsning. Man kan her se for seg en løsning med septiktank og filtrering av gråvann i grøft eller før avløp til dypt vann for gråvann. Det vil være en energisparende løsning. I basisløsningen er det imidlertid vurdert forbrenningstoalett som ett alternativ til tross for at det er stilt spørsmål med kapasiteten til dagens produkter. Uansett vil hver toalettenhet av denne typen kreve minst 2kW til forbrenningen. Et antall på 10 enheter vil dermed komme opp i 20kW. 20kW tilsvarer et solcellepanel opp mot 100 m² eller mer. Forbrenningen i toalettet vil i stor grad opprettholdes døgntilnærmet gjennom sesongen, men kan betraktes som utkoplingsbar last i perioder fra en halv til en time om nødvendig. Til sammenligning vil en løsning med vannklosett belaste lokalnettet med en mer enn en tiendedel av hva en forbrenningsløsning vil kreve siden i det tilfellet er kun behov for pumpekraft. På seilerhytta tenkes gjenbruk av den eksisterende mulddoen. For innrykk på spesielle kvelder med konserter eller lignende tenkes toalettkapasiteten økt med transportable tørrklosetter.

4.2.4 Oppvarmet vann

Servicebygget planlegges utstyrt med en rekke dusjer. Dette krever oppvarmet ferskvann. Her kan man tenke seg at solfangere kan benyttes for å redusere basislasten knyttet til dette. Dette alternativet er ikke vurdert i detalj, men er tatt høyde for i effekt og energiestimatene som en del av usikkerhetsvurderingene. Uansett vil kravet til det elektriske pådraget for varmt vann beregnes etter behovet ved begynnelsen og ved slutten av sesongen hvor temperaturen på vannet fra eventuelle solfangere skal være vesentlig redusert. Av hensyn til behovet for begrenset effekt i nettet anbefales ikke løsninger for momentanoppvarming av vann. Vanlig bereder med utkoplingsmuligheter ansees som mest hensiktsmessig. Her kan man vurdere en løsning hvor lagring av overskuddsenergi er mulig. Det betyr at vann i tanken varmes opp til en høyere temperatur enn vanlig forbrukstemperatur ved overskudd og koples ut når annet forbruk bør prioriteres. Selv om temperaturen i berederen synker under utkopling, vil det likevel være tilfredsstillende mange timer senere. Høiax er blant leverandørerne som leverer beredere med kontrollert utkopling som også ivaretar krav til minimumstemperatur og hindrer bakterievekst. I tillegg til servicebyggets toaletter og dusjer vil både serveringssteder ha behov for oppvarmet ferskvann. Varmtvannstanker med kontrollert utkobling anbefales. Varmt vann til seilerhytta kan sannsynligvis skje med en enkel bereder med minimalt effektkrav. Eventuelt kan varmtvann til utedusjer skje gjennom soloppvarming. Det finnes en rekke tilbud på ute- og hagedusjer som har innebygget tank rundt dusjkolonnen eller liggende på tak. Disse kan gi vann med behagelig temperatur selv på solfylte dager i påsken.

4.2.5 Kjøøl og frys

En kiosk vil ha behov for en frysedisk og et kjøleskap med ekstra frysemuligheter for å kunne oppbevare is, pølser og annet på en forsvarlig måte. Dette vil også gjelde hvis man vurderer et utvidet serveringstilbud med et større kjøkken.

4.2.6 Tilberedning av varm mat i kjøkken

Det er tatt høyde for at en paviljong kan tilby enkle varmretter. Det betyr at man installerer en mindre komfyr med eller uten elektrisk grill. Dersom et større serveringssted planlegges med et utvidet serveringstilbud med varme retter kreves en storkjøkkentilnærming. Det innebærer storkomfyr, oppvaskmaskin og annet utstyr. I hvilken grad dette skal være dimensjonerende for den elektriske forsyningen på øya må avklares nærmere. Man må forvente at det i perioden fra klokken 10:00 – 22:00 i sesong vil være jevn bruk av kjøkkenutstyret.

4.2.7 Ladetilbud for elektroniske enheter

Folk ønsker å lade mobiltelefoner og annet medbragt elektronisk utstyr. Dette kan i mange tilfeller håndteres gjennom distribuerte ladepunkter med USB inngang hvor strøm genereres ved hjelp av et lite solcellepanel på stedet. I tillegg til dette har man sett på et antall uttak i nærheten av kiosk, havneanlegg og næringsbygg hvor ladestrømmen genereres fra en mer sentral kilde.

4.2.8 Ladetilbud for båt

Man forutsetter at fergeforbindelsen til Hjertøya ikke krever lading ved anløp til øya. Dette bør fortrinnsvis skje på land og batterikapasiteten ombord dimensjoneres deretter. Ladetilbudet til båt innsnevres da til landstrøm for lading av hus- og startbatterier for båter ved bryggeanlegget ved Seilerhytta. I tillegg er det tatt høyde for dedikerte ladeuttak for lading av batterier for drift. Elektrisk drevne båter har allerede nådd markedet. Det er usikkert hva behovet til seilforeningen vil være og hvem de skal betjene. Seilbåter med el-motor har muligheter for å lade effektivt under seil, og det vil strengt tatt ikke være nødvendig med et betydelig ladetilbud selv med en dag med rolige vindforhold. Batteristørrelsen på store og mellomstore seilbåter varierer mellom 20-30kWh. For å lade et batteri fullt opp i løpet av en natt (8 timer) vil det kreves et uttak i størrelsesorden 2,5-4 kW. Det kan knyttes til eksisterende landstrømsanlegg. Enkelte reserverte plasser blir forbeholdt elektrisk drevne fartøy slik dette har vært praktisert for el-biler på land. Som grunnlag for estimeringen er det imidlertid vurdert et «bensinstasjonsinspirert» opplegg hvor man har en 22kW lader på reservert plass hvor elektriske båter kan lade fullt opp i løpet av en time i enkelte perioder på dagen. For en større seilbåt vil batteri for fremdrift da kunne lades opp på rundt en time. En slik ladeløsning vil være krevende, men vurderes mer fleksibel og mindre belastende enn flere mindre ladepunkter plassert på dedikerte plasser. En bør notere seg at en 3kW eller 7kW lader vil kreve henholdsvis 10 og nest 5 timer for å lade opp et båtbatteri for propulsjon helt og fullt. Ved å bruke rullerende uttak for vanlig landstrøm og andre laster i en til to timer (som kan tolereres fremfor 7 til 10 timer) vil det aggregerte effektkravet reduseres med en kraftigere lader som lader hurtigere. Det betyr at hele eller vesentlige deler av landstrømanlegget automatisk koples ut i de perioder hvor lading av en el-motor er prioritert og hvor denne lademuligheten benyttes.



Figur 24 - Seilerhytta på Hjertøya

4.2.9 Utendørs grilltilbud

Det er tatt hensyn til ønsket om å utstyre strandsonen med elektriske griller. Dette er inkorporert i estimatene, men det kan stilles spørsmål om dette er en god anvendelse av en eventuell lokal elektrisitetsforsyning. Gassgriller er gjerne mer effektive, selv om de har et negativt klimabidrag. Men det negative bidraget er relativt lite. Det mest hensiktsmessige her ville muligens være gnistsikre griller med bruk av trekull. Det er mye anvendt i andre friluftsområder i Norge og baserer seg på at folk bringer sitt eget kull. Nettobidraget til klimagasser regnes tilnærmet lik null siden dersom det er basert på lokalt trevirke og ikke fraktet over lange avstander. Den planlagte kiosken kan føre og anbefale kortreist trekull.

4.2.10 Oppvarmede badestamper

Det er også fremkommet ønsker om utplassering av badestamper i strandsonen. Det finnes både vedfyrte og elektrisk oppvarmede badestamper. Det finnes stamper med elektriske varmeelementer som varierer fra 5kW til 15kW eller mer. Det vil ha stor betydning for energi forsyningen om man installerer en eller flere badestamper. Dersom temperaturen reguleres kontinuerlig innenfor et temperaturintervall på 25-40 grader Celsius vil effektbehovet kunne kontrolleres bedre. Elektriske badestamper kan regnes som svært trege laster. På samme måte som varmtvannsberedere kan stamperne benyttes som termiske batterier. Man løfter temperaturen til et høyt nivå når det finnes produksjonsoverskudd og kopler ut elementet når belastningen i det lokale nettet blir stor. Selv om temperaturen i vannet vil synke vil det fremdeles være behagelig i mange timer. Uten innkopling av varmeelementet kan man regne med at temperaturen i et 15m³ stamp vil synke 2-4 grader i løpet av en dag med en lufttemperatur på 18-20 grader, hvor mye vil være avhengig av vindforhold. I perioder med kjølig vær (under 10 grader Celsius) vil temperaturfallet naturligvis være kraftigere, ca. 0,5-1 grad per time. For å løfte temperaturen opp vil det kreves et kontinuerlig pådrag fra elementet. Uten et isolerende lokk vil et 5kW varmeelement antageligvis ikke klare å løfte temperaturen til ønsket settpunkt over 30 grader Celsius. Om man planlegger for tre badestamper vil dette gi et betydelig simultant effektpådrag. Det foreslås derfor bruk av en kontroller som i mest mulig grad alternerer pådraget mellom de ulike stamperne.

4.2.11 Flytende sauna

Flytende saunaer er blitt populære innslag i havneområder i flere norske byer. Det er ytret ønske om å få etablert en tilsvarende løsning i sjøen ved Hjertøya også. Igjen er størrelsen på saunaen avgjørende for forsyningen. En liten sauna kan klare seg med et 2kW element for å nå ønsket temperatur. En meget stor variant vil kreve opp til 12kW. Uansett foreslås det en løsning hvor brukere innenfor ønsket åpningstid kan styre varmeelementet via en app i stedet for den tradisjonelle tidsstyringsmekanismen. Dermed kan pådraget justeres etter behov og bruk.

4.2.12 Lokal ferskvannsforsyning

I følge Molde kommunes tekniske etat vil en ferskvann- og avløpsordning med fastlandsforbindelse bli svært kostbar. En pris på 10-12 millioner kroner er antydnet. Gråvannsfiltrering og septiktank kombinert med egenprodusert vann vil kunne dermed bli svært konkurransedyktig. Desalineringsutstyr basert på osmose har i løpet av de siste årene blitt svært effektive, samtidig som den fysiske størrelsen og pris er redusert. Båtmarkedet har i stor grad drevet fram utviklingen, og det finnes i dag flere løsninger som kan benyttes til de formål som vil være aktuelle for Hjertøya. De minste enhetene klarer å produsere fra 200 liter per time med et forbruk på under 2kW. I utredningen er ulike typer vurdert⁷. En produksjon på 10.000-14.000 liter per døgn basert på et effektforsbruk på 3-5kW er mulig. Enhetskostnadene for et slikt system varierer fra ca. kroner 120.000 – 250.000

⁷ Seawater Pro, ECHO₂O

avhengig av kapasitet. Det foreslås at desalinering og videre purifikasjon gjøres mest mulig opportunistisk. Dette forslaget innebærer at et slikt avsaltingsanlegg ikke kjøres døgntinuerlig, men pumper vann inn i en eller flere tanker/sisterner når det er mest mulig overskuddsenergi. I topplastperioder koples anlegget ut. Vannet som genereres vil først og fremst benyttes i servicebygget, stamper og til kjøkken. Avsaltet vann er også mulig å drikke, men vil ofte oppleves som mindre «friskt». Drikkevann på sisterner/dispensere fra fastlandet vil kunne være aktuelt i tillegg.

4.2.13 Scene og sceneutstyr

Det er uttrykt ønske om å kombinere friluftsliv og sommeropplevelser med kulturinnslag. En flyende scene er foreslått for å kunne arrangere konserter, teater og annen underholdning, primært på enkelte sommerkvelder. Det er forstått slik at dette ikke vil være permanente innslag som vi vare hele sommeren. Behovet for strøm til en oppsetning er derfor behandlet som mer ekstraordinært, og vil ikke forandre permanente el-installasjoner for å dekke behov for lyd og lysutstyr. Den enkleste løsningen for å håndtere dette vil være et vanlig mobilt aggregat drevet med biodiesel. Forbruket av diesel vil på grunn av den mer sporadiske bruken ikke involvere mye logistikk med hyppig forsyning av drivstoff til øya. Imidlertid kan man også se for seg at aggregatet står plassert permanent på øya og fungerer som en back-up løsning for å håndtere temporær svikt i den generelle forsyningen, i tillegg til å dekke ekstraordinært forbruk f.eks. i forbindelse med underholdning en sommerkveld. Et alternativ til denne løsningen er å utvikle en ferje-til-land forbindelse hvor ferjens batterier brukes til å forsyne en underholdningsaktivitet på land og dimensjoneres deretter. Det er enkelt å tenke seg at en ferje dedikert til bruk vis-a-vis Hjertøya kan være stasjonær under en konsert eller et teaterstykke, fordi den likevel skal frakte tilskuerne tilbake til fastlandet etterpå. Selve den flytende scenen vil være et permanent innslag og kan betjene ulike formål. Den flytende plattformen kan være med og uten tak. I første omgang bør man vurdere en løsning uten permanent tak. På den måten kan scenen fungere som en badeplattform. Et vindu mot sjøen kan tjenstgjøre som en stor undervannskikkert som gjør det mulig å studere livet på sjøbunnen. Det kan også bli en viktig plattform for solcellepaneler som integreres i konstruksjonens dekk (se senere beskrivelse av dette). Dermed blir scenen nyttig også i periode hvor det ikke avholdes konserter eller spilles teater. Scenen kan være omtrent på 30-40 m².



Figur 25 - Eksempler på ulike flytende scener som både kan være en plattform for kulturinnslag, energiproduksjon, lek og oppdagelse.

4.2.14 Revitalisering av basseng

Som nevnt tidligere er det uttrykt ønske om å revitalisere bassenget på Hjertøya. Her kreves ingen ekstra installasjoner dersom hydrogenproduksjon for langtidslagring ev lokalt generert energi etableres. Oksygen blir et biprodukt av en slik prosess. Oksygenet benyttes til å redusere utvikling av alge og bakterieutvikling i vann som skyldes lav utskiftingsgrad av vannmasser og redusert oksygeninnhold, spesielt i bunnsjiktet.

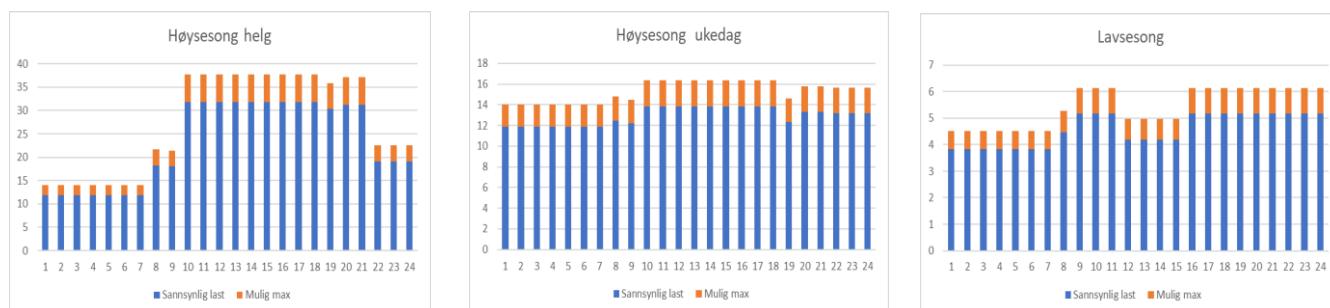
4.3 Estimert totalforbruk og timeslaster

I beregning av det aggregerte forbruket er det blitt skilt mellom et basisscenario hvor det først og fremst er tatt med belysning ute, lys og varme i muset og fasiliteter knyttet til en ny service bygning. I tillegg inneholder dette forbruksscenarioet også ladepunkter for mobiltelefoni og annen elektronikk, samt elektrisitet til grunnleggende servering. Alt annet kommer i tillegg. Seilerhytta er vurdert for seg. Alt dette er spesifisert i Vedlegg 2.

Tabell 2 - Aggregerte laster for ulikt forbruk på Hjertøya

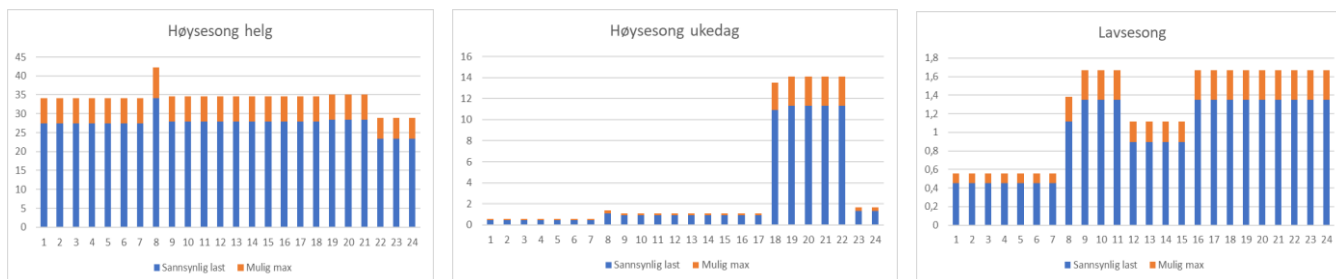
Forbruksgrupper	Forventet effektbehov (kW)	Max effektbehov (kW)
Basis scenario	32,8	41,6
Tilleggsbehov	50,4	64,9
Seilerhytta	39,3	55,9
SUM	122,6	162,5

Timeslaster er beregnet samt energifleksibilitet. For disse estimatene er det gjort et skille mellom høysesong helg, høysesong ukedag og lavsesong. Ideen er å dimensjonere produksjonskapasiteten primært for høysesong helg når antall besøkende og forbruksbehovet er stort, men ta høyde for at det vil være mulig å produsere overskuddsenergi mellom helgene og utenom sesong. Grunnlaget for disse beregningene er gitt i Vedlegg 2. Figur 26 viser estimert døgnprofil for basis scenarioet. Dersom produksjonen dimensjoneres for maks forbruk slik man kan forvente på en helg vil det være mulig å reserve et produksjonsoverskudd 20kWh/h for lagring f.eks. i et batteri.



Figur 26 - Basis scenario: Timeslaster for høysesong helg, høysesong ukedag og lavsesong. Y-aksen viser kWh/h

Tilsvarende vil en slik produksjonskapasitet kunne generere opp til 28-30 kWh/h for langtidslagring. For seilerhytta, tilknyttet eller ikke tilknyttet systemet på den øvrige delen av øya, vil døgnprofilene kunne betraktes på samme måte. Forbruksmønsteret forventes å endres radikalt mellom en godværs helg i juni-juli og en dag i mars. Dette er illustrert i Figur 27. Det forventes at det i hovedsak om ettermiddagen vil være belegg på en ukedag utenom ferieperioden f.eks. i mai og juni før skoleslutt samt i august. Dersom produksjonskapasiteten skal ta høyde for en 22kW lader eller tilsvarende for elektrisk drevne båter, kreves det relativt stor kapasitet for å dekke dette behovet, spesielt hvis belegget på laderen er jevnt i høysesong. Imidlertid vil det være mindre behov for dette ellers. Igjen kan overskuddet lagres og benyttes som reserveenergi når behovet øker. Dersom man regner med alle tilleggene som er definert (se Vedlegg 2) vil effektbehov for denne delen kunne se ut som vist i Figur 28. Det sier seg selv at det her er rom for optimalisering for å oppnå best mulig balanse mellom forbruk og forsyning på ulike dager og timer. Dessuten vil det være behov for å optimalisere forholdet mellom energilagring og produksjon både i forhold til mest mulig effektiv forsyning, men også i forhold til økonomisk uttelling.



Figur 27 Seilerhytta/seilforeningens område: Timeslaster for høysesong helg, høysesong ukedag og lavsesong. Y-aksen viser kWh/h

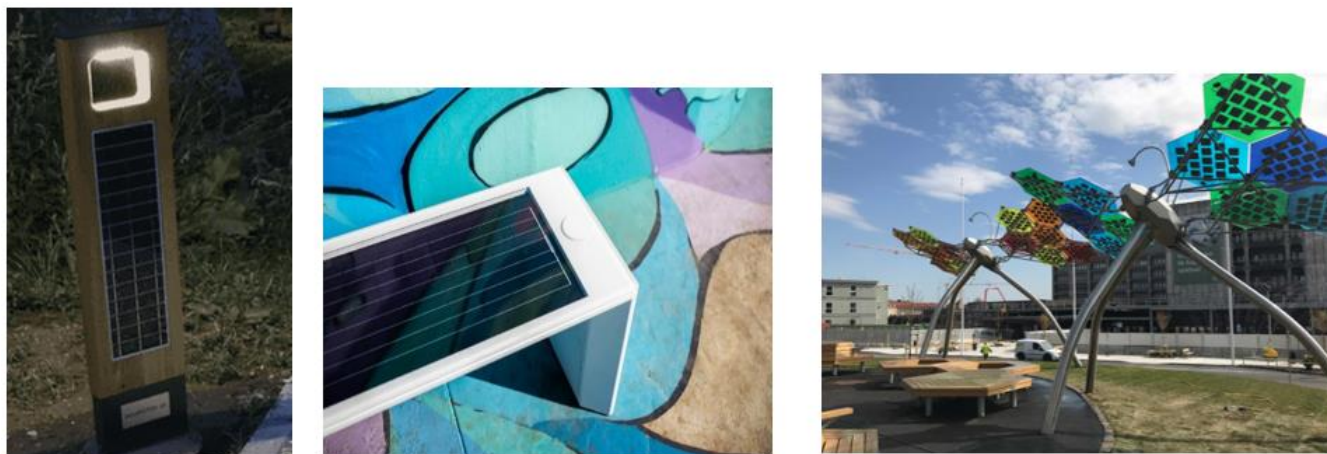


Figur 28 Timeslaster for tilleggsheter utenom basis scenario for høysesong helg, høysesong ukedag og lavsesong. Y-aksen viser kWh/h

5. Teknologier for lokal produksjon og lagring

5.1 Produksjonskonsepter

5.1.1 Solcellepaneler for små og distribuert forbruk



Figur 29 Belysning og uttak for lading av elektronikk kan gjøres kabelfri og sørge for både lademuligheter så vel som stemningsbelysning både i og utenfor det statlig sikrede området.

For distribuert, laveffekt forbruk er det ikke nødvendig å trekke kabler og styre dette sentralt. Det kan eventuelt gjøres senere. Forbruksenheter som utelys, bryggebelysning og lading av elektronikk kan håndteres separat (se Figur 29 og Figur 30). Det finnes i dag en rekke gode løsninger for LED-basert belysning med integrert solcellepanel, batteri og fotoresistor som automatisk sørger for at lampene slukker i dagslys og begynner å lade batteriet. Samme prinsippet kan benyttes for ladepunkter til elektronikk. Det kan være solcellepaneler montert på enkle stolper med en eller flere USB uttak. Det kan være benker eller større løsninger for å dekke flere typer av lav-ampere forbruk. Virkningsgraden på disse solcellepanelene er ikke avgjørende. Selv svært enkle hagelys til

noen titalls kroner har vist seg å være robust og varige og fungere utmerket selv under svært utfordrende vinterforhold. Enkelte løsninger kan gjøres både spennende og visuelle.



Figur 30 - Bryggebelysning kan gjøres kabelfri og utnytte solenergi

5.1.2 Solcellepaneler for større forbruk



Figur 31 - Solceller på tak. Det finnes en rekke løsninger som kan monteres på tak, integreres i takstein eller fungere som bærende konstruksjon.

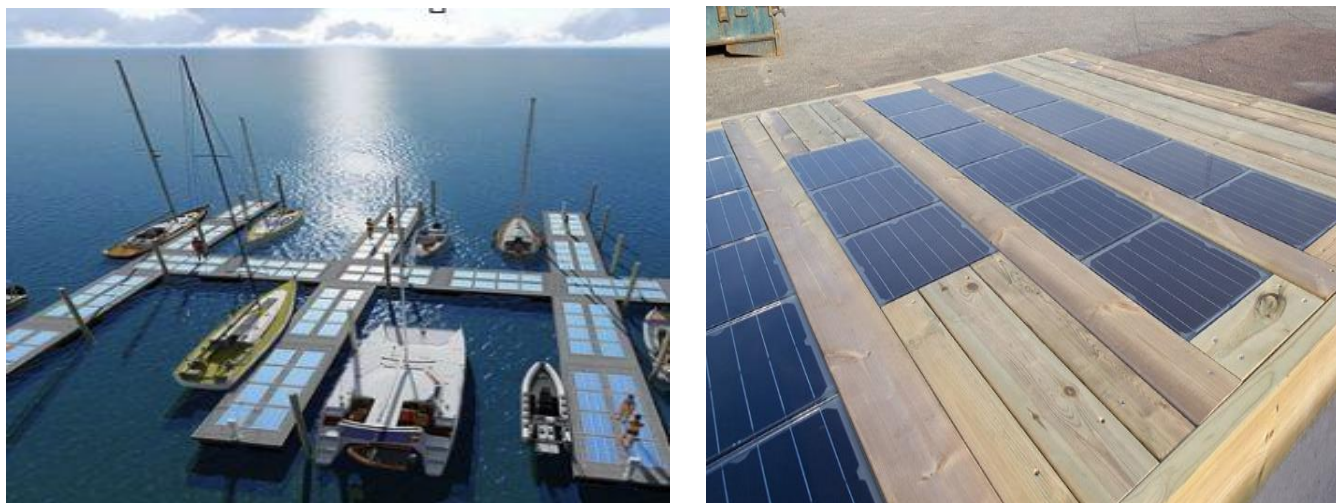
For større laster og mer langvarig bruk kreves større paneler. De kan integreres i takkonstruksjoner, i brygger eller legges fritt i terrenget (se Figur 31). Så lenge solcellepanelet i hovedsak ligger i ett med tak eller terreng kreves ikke konsesjon. Det er den generelle regelen. Men på Hjertøya vil strandloven sannsynligvis bli avgjørende for godkjennelsesprosessen.



Figur 32 - Solcellepaneler kan monteres på eller mot terreng

Takbaserte løsninger som vender mot syd kan gi større fordeler innstrålingsmessig og redusere faren for at panelet fanges i skyggen av vegetasjon eller andre omgivelser i løpet av dagen. Den nominelle solhøyden ved 12-tiden om sommeren i Moldeområdet vil ligge rundt 35 grader $\pm$ 3 grader, og det er en reell fare for at trær og busker i området rundt panelet kan kaste skygger over hele eller deler av panelet. Dette er spesielt tilfellet tidlig vår og ut mot høsten når solen står lavere. Produksjonen vil da bli redusert. Et bakkemontert anlegg (se Figur 32) er spesielt utsatt for skygger dersom topografien og vegetasjon sørvendt retning er høy. Fordelen med et bakkemontert anlegg er at det ikke begrenses arealmessig av takflaten. Det kan også utnytte naturlig bakketerreng og åpne flater effektivt. Ved å bruke hvit sand, singel eller hvitmalt underlag kan tosidige paneler utnyttes. Noe avhengig av panelets posisjonering kan et slikt underlag generere tilstrekkelig refleksjon som bidrar til økt produksjon. Det er oppnådd over 60% økt produksjon på denne måten sammenlignet med ordinært ensidig panel. For bakkemontert anlegg vil området på nordsiden av bukta ved dagens eksisterende bryggeanlegg være aktuelt. Også et mindre område rundt seilerhytta kan være egnet for dette. Både bakkemonterte anlegg og panel lagt på tak kan fremstå som en attraksjon dersom produksjonstall og tilhørende grafikk gjøres tilgjengelig for publikum f.eks. ved hjelp av dashboard som er lett tilgjengelig.

Det finnes i dag en rekke panelløsninger for takmontering. Solceller selges integrert i takstein eller som bærende tak. Det kan være aktuelt for servicebygget. På seilerhytta kan man eventuelt legge solcellepaneler direkte på eksisterende tak eller som takstein.



Figur 33 - Solcellepaneler med slitesterk overflate kan integreres i dekket på brygger og gulv på land

Et alternativ til bakke og takmontering på Hjertøya kan være bryggeområder med integrerte paneler som vist på Figur 33. Det finnes også flytende solcellepaneler. Selv om det er flere eksempler på vellykkede installasjoner er disse ikke vurdert som særskilt relevante for Hjertøya. Det har også i den senere tiden vært eksempler på strukturelle sammenbrudd av den type løsninger i dårlig vær. Imidlertid vil bryggeløsningen med integrerte solcellepaneler kunne utvikles til flytende plattformer som kan fungere som scene, badeplattform, flåte for ulike typer servering. En slik løsning har også den fordel at den er mobil og kan plasseres på ulike steder utenfor Hjertøya etter behov. Effektiviteten på ulike solcellepaneler varierer fra 15% til 24%. Teoretisk maksimum er 28%. Normal topp produksjon for et vanlig panel har ligget rundt 260-280 W (teoretisk maks effekt per panel) fordelt på 1,5-1,7m². Men det finnes i dag rimelige løsninger på 320-350W per panel. Teknologien forbedres hele tiden og det finnes i dag paneler for tak som yter rundt 400W, men da gjerne fordelt på en større panelflate. Valg av omformere kan tradisjonelt være avgjørende for produksjonseffektiviteten. 6-8% tap er ikke uvanlig. For Hjertøya tenkes dette leddet eliminert siden all strøm fra solceller mates inn på en likestrøms buss. Invertere (DC/AC) vil kun monteres ved uttak mot særskilte forbruksenheter som absolutt krever vekselstrøm. Dette er forklart

senere. De analyser som er foretatt tilsier en produksjon på Hjertøya per år på over 900kWh/kWp for de beste panelene, og ned til 800kWh/kWp. I de beregninger som er foretatt er grunnlaget satt til 860kWh/kWp.

5.1.3 Vindbasert produksjon



Figur 34 - Vindgeneratore (Foto: Dreamstime.com)

Produksjon ved hjelp av det som gjerne refereres til som «mikrovind» er et attraktiv alternativ sammen med solbasert produksjon for Hjertøya (se Figur 34). Vindkraft har fått et dårlig rykte i Norge av ulike grunner. Den viktigste er at vindparker ofte gjør et betydelig inngrep i naturen. Dette er utelukket på Hjertøya. Filosofien rundt bruk av mikrovind på Hjertøya er at det skal gli mest mulig inn i landskapet eller stå fram som en spennende skulptur eller artistisk innslag. Det anbefales bruk av vertikale enheter som finnes i mange ulike varianter og i mange tilfeller er utformet på svært kunstnerisk vis. De kommer i ulike størrelser og kan generere opp mot 10-15kW. Ulike spesifikasjoner er vist i Vedlegg 1.



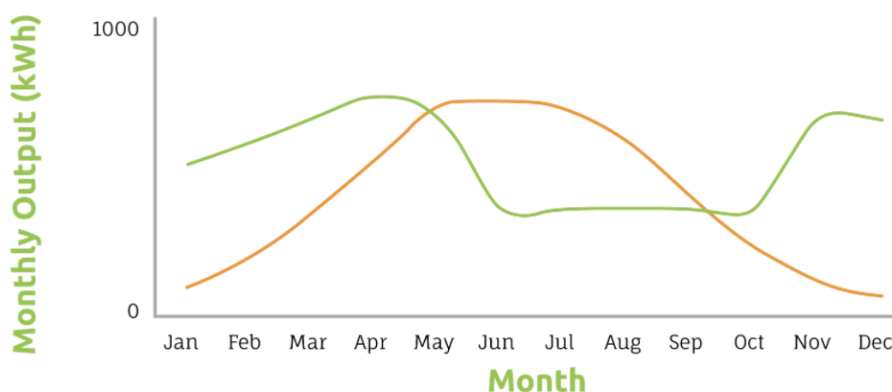
Figur 35 - Turbintreet (venstre) med Aeroleaf blader utviklet av Jérôme Michaud-Larivière og RidgeBlade turbinen (høyre) utviklet av The Power Collective og som kan monteres på et takmøne.

Vertikale turbiner skiller seg typisk ut fra de tradisjonelle propellvariantene ved at de er i stor grad retningsuavhengige. De er mindre utsatt for vibrasjoner og de er enklere å kontrollere med f.eks. en sentrifugalbrems eller lignende. Både rotor, turbinelementer og kontrollenheter er tilgjengelig på markedet som enkeltelementer og kan konfigureres av lokal industri på ulike måter for å dekke forskjellige behov. Kunstnere kan i Schwitters' ånd utvikle helt nye skulpturer som også innehar en viktig energifunksjon. Enkelte steder i verden har man med hell også laget parker med kunstige trær hvor f.eks. hvert blad er en liten turbin⁸. Slike innslag kan

⁸ <https://youtu.be/ktl03qWaPWA>

blandes med annen natur. Hver lille turbin som er montert på treet som vist i Figur 35 har en topp produksjon på 40 watt. Treet har 72 «blader» og kan oppnå en produksjon på 3,1kW. Men man kan konfigurere et tre med 300 watt turbiner og om ønskelig blader som fungerer som solceller⁹. Det starter å produsere i lett bris rundt 2,5 m/s. I kraftigere vind vil produksjonen ikke øke vesentlig. En gruppe på 6-8 trær vil i prinsippet dekke strømbehovet for kioskdirften på øya. Horisontale Rullegeneratorer¹⁰ er også interessante for Hjertøya (se mønemontasje for slike i Figur 35). De kan benyttes med eller uten spoilere for å opprettholde en jevn rotasjon og dermed liketil produksjon. Man kan tenke seg at servicebygget og muligens bygget ved havneområdet blir utrustet med denne diskrete vindgeneratoren. Et nytt servicebygg kan få et aerodynamisk utformet tak og med takmønnet orientert vinkelrett på sjøen slik at solgangsbris eller vestavær får godt tak. Produksjonen kan fremdeles variere, men en produksjon mellom 2- 5kW vil være mulig.

Lokale vindforhold vil være avgjørende for plassering av enhver mikrovindløsning. Få av slike løsninger har et gunstig forhold mellom maksimal effekt og fysisk størrelse. Om man skal opprettholde en mer tilbakeholden profil på slike løsninger må den fysiske størrelsen modereres. Dermed begrenses effekten oppad. Fordelen med vindgeneratorene er at de også kan produsere om natten og i mørketiden. Energiproduksjonen kan derfor i løpet av både sommersesongen og hele året bli betydelig. I kombinasjon med sol kan mikrovind dekke alt eller en betydelig mengde av den energi og effekt som kreves i sommersesongen. Sammen med lagringsfunksjoner kan kombinasjonen bli svært interessant for Hjertøya, selv uten store ekstrainvesteringer. En optimal miks mellom solbasert produksjon, vind, forbruk og lagring blir avgjørende for den endelige konfigurasjonen på Hjertøya.



Figur 36 - Karakteristisk produksjonsforhold mellom vind (grønn graf) og solbasert produksjon (oransje graf) gjennom året (Kilde: The Power Collective).

Basert på innspill som framkom i prosjektets samskappingsverksted med ulike aktører er det ønskelig med mest mulig tilbaketrunket energiproduksjon. Dette gjør at de vertikale vindmøllene er å foretrekke visuelt, men også med tanke på støy fremfor andre type. Det er to typer vertikale turbiner, Savonius og Darrieus. Darrieus utnytter vinden gunstigere, mens Savonius krever mindre vind for å starte å produsere energi. Det finnes løsninger som kombinerer de to turbintypene (f.eks. Eolo 3000) og det vil kunne være gunstig på Hjertøya ettersom det om sommeren blåser noe mindre sammenlignet med resten av året. I tillegg til at et konsept som Aeroleaf har et mykere teknisk uttrykk og en kunstnerisk form har det også den fordel at det er mindre utsatt for turbulens. Hvert turbinblad roterer uavhengig av de øvrige basert på mikrostrømninger i luften. Der hvor laminære strømninger er avgjørende for andre turbiner kan Aeroleaf konseptet fungere tilfredsstillende med svak vind og turbulens. En analyse av historiske vinddata for Hjertøya og Moldeområdet tilsier en gjennomsnittlig vindstyrke

⁹ <https://newworldwind.com/wp-content/uploads/Technical-Data-Sheet-WINDTREE-36A-10800W-2021.pdf>

¹⁰ Fra The Power Collective

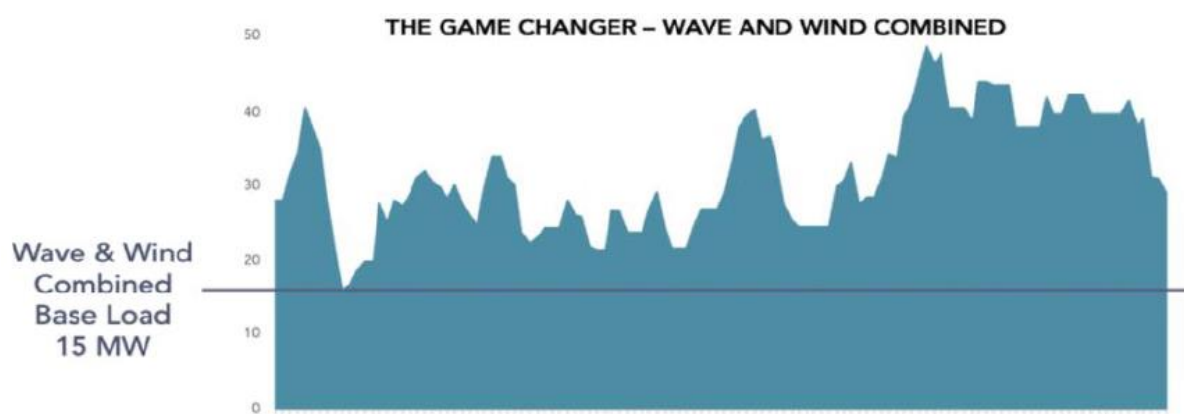
på 4m/s om sommeren. Det er lavt, og det vil bli avgjørende for valget av turbinløsning for sommerbruk. For eventuell hydrogenproduksjon om vinteren må man nødvendigvis vurdere annerledes når gjennomsnittlig vindstyrke ligger på mer enn det dobbelte. I Tabell 3 vises akkumulerte estimater for energimengden ulike vindgeneratorer kan produsere gjennom vintersesongen og sommersesongen basert på de beregninger prosjektet har foretatt. For et tre med 60 Aeroleaf turbiner og EOLO løsningen er det benyttet et produksjonsintervall fra 2,5 m/s til 12,5m/s. Utslagene for produksjon sommer og vinterhalvåret blir nå tydelige. Et tre vil kunne produsere like mye som en norsk sommerhytte forbruker i løpet av ett år. En skog på fem til ti trær vil dermed kunne bidra effektivt gjennom sommerhalvåret. I vinterhalvåret tyder beregningene på at Eolo og Aeroleaf vil kunne danne grunnlag for en betydelig hydrogenproduksjon. Det er verd å merke seg at EOLO og Aeroleaf fungerer etter forskjellige prinsipper og ulikt i forhold til vindspekteret på Hjertøya. Det kan derfor være relevant å se på ulike kombinasjoner for å optimalisere produksjonen, ikke minst når sola ikke skinner.

Tabell 3 - Vindestimater basert på beregninger utført. * produserer også energi fra solceller, dette er ikke medberegnet.

Turbintype	Energiproduksjon (kWh)	
	Sommer	Vinter
Eolo	1251	1656.5
IceWind	60.9	95.8
Aeroleaf wind tree	6389.6	9170.7
Aeroleaf wind bush*	2129.9	3057

5.1.4 Bølgekraft

Bølgekraftkonseptet som er vurdert som det mest aktuelle, bruker tre velkjente komponenter med lang fartstid i andre bransjer for å genere kraft fra innkommende bølger; flottør, hydraulisk sylinder og peltonturbin. Flottøren er rektangulær og ligger med lange siden vendt mot bølgene, og får på den måten mulighet til å utnytte de enorme kreftene i bølgene. Bølgekraftverket vil være mest effektivt dersom bølgehøyden er 3 meter og kan installeres på 30-80m dyp. I en analyse av bølgeforholdene langs kysten (utaskjærs) er det beregnet kapasitetsfaktor på 51% for den kommende modellen med makseffekt oppgitt til 500kW¹¹. I kombinasjon med vindproduksjon kan det femdoble basislasten¹².



Figur 37 - Vind og bølgekraft kombinert slik NoviOcean ser det

¹¹ Performance & Cost Analysis for NoviOcean WEC Arrays Desember 2020

¹² Produksjon til å dekke grunnlast uten behov for batterilagring.

5.1.5 Biodiesel

Man kan vurdere et generatorsett, eventuelt CHP-løsning (Combined Heat and Power), som reservekraft på øya. Det finnes mindre generatorsett med relativt høy effekt som fungerer bra på biodiesel. Men dersom bærekrafts aspektet skal opprettholdes må drivstoffet være kortreist og uten bruk av palmeolje. Det forutsettes at reservekraftbehovet blir såpass lite benyttet at krav til forsyningslogistikk vil bli marginalt (eks. én gang i sesongen). Produktlinjen til Dometic dekker behov i det nedre effektområdet og er relativt rimelige (2.5 kW til 5kW). Dersom større behov skal dekkes kan løsninger til tyske Genarac være et alternativ med kapasitet opp til 25kW. Dieselbehovet vil for de minste enhetene ligge i området 0,7-1,3 liter per driftstime. Ser man for seg 20 sceneforestillinger per sesong eller tilsvarende reservekraftaktiveringer på 4 til 5 timer per gang vil krav til tankstørrelse ligge rundt 70-100 liter. Det tilsvarer en tank med fysisk størrelse 40cm x 40cm x 80cm.

5.1.6 B2G

Vehicle-to-grid (V2G) ladere er allerede på markedet. Et ankepunkt har vært standardisering. De fleste bilfabrikanter har etter hvert gjort el-bil standarden ISO 15118 kompatibel, men generelt har V2G i liten grad blitt anvendt. Den åpne standarden for toveis flyt (OCPP 2.0) mellom bil, lader og støttesystemet for styring og kontroll av laderne ble lansert for to år siden, men adopsjon av denne standarden har foreløpig gått tregt. Det finnes ulike eksempler på skreddersydde V2G løsninger for toveis flyt mellom flåter av buss, varebiler og nett ulike steder, men omfanget har til nå vært beskjedent. Et unntak er japanske Nissan som var tidlig ute og erklærte at de ville støtte, med sin egen CHAdeMO standard, toveis flyt av energi mellom en elektrisk bil og strømnettet, eventuelt å benytte el-bilen som en støttefunksjon vis-a-vis et hus eller bygg (V2B). Men nå ser det ut til å løsne. Dersom den maritime sektoren for elektriske fartøy i større grad støtter CCS Type 2 løsninger for lading vil V2G/B bli tilgjengelig på bred front fra 2024-2025. CCS standarden er benyttet på hurtiglade punkter både på kaien i Bergen og i Florø slik at både bil og båt kan utnytte lading fra disse punktene. Et slikt toveis ladepunkt kan etableres på Hjertøya også. Det betyr at fergen kan overføre strøm fra sine egne batterier til land for å støtte ulike funksjoner. Det er usikkert hva effektnivået for noe slikt vil kunne bli. For Nissan systemet ligger terskelen på rundt 10kW. Det er sannsynlig at vi vil kunne se effekter rundt 20-30kW fremover ved V2G/B utlading.

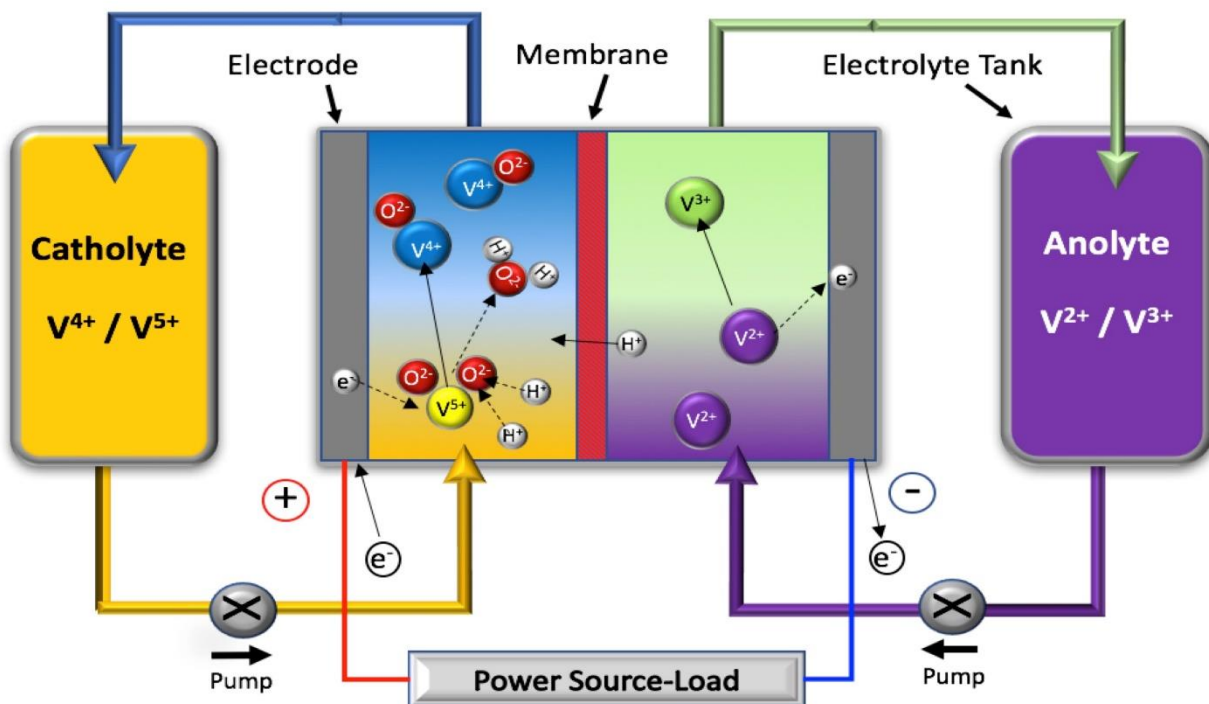
5.2 Lagring

5.2.1 Batteri

Ulike batteriløsninger for akkumulering av overskuddsenergi på Hjertøya er utredet. Med tanke på at vinterhalvåret og sommerdager med kjølig vær og lite besøk kan gi et betydelig produksjonsoverskudd vil ett eller flere batterier fungere som buffere og som viktige mekanismer for energifleksibilitet. Det siste innebærer at man opererer med et maks effektuttak for det akkumulerte forbruket på Hjertøya og kapper av effekttopper som truer integriteten til el-nettet på øya. For å kunne gjøre det effektivt må det i tillegg til batteriet være et fungerende styringssystem som kan reagere raskt og proaktivt. Det finnes i dag ulike mikronettkontrollere både for vekselstrøms systemer så vel som likestrøms baserte nett. Dette vil bli forklart under seksjonen som beskriver mikronett og mikronettkontroll.

Litium-Ion (Li-Ion) batterier med flytende elektrolytt har til nå vært dominerende på markedet. Men teknologiutviklingen går raskt og prisene faller. Bloomberg og Rocky Mountain Institute (RMI) hevder begge at man i løpet av 2022 vil se enhetspriser for Li-Ion i USA rundt \$200 per kWh. Men allerede i 2027 kan denne prisen være halvert. Dette er tall som skiller seg skarpt ut fra dagens priser for faktiske batteri installasjoner i Norge. Det er flere grunner til dette. Batterier installert i Norge har vært fraktet inn til landet som særskilte og enslige importenheter. Transport og betjeningskostnader har blitt lagt på toppen av innkjøpet til den ene enheten. Den andre årsaken er kostnader knyttet til installasjon og sekundærsystemer. Li-Ion er termisk volatile og kan forårsake brann. Termiske sikringssystemer og brannhemmende løsninger har fordyret samtlige installasjoner

kraftig og prisen har ligget rundt \$500-600 per kWh eller mer, ferdig installert. Et annet problem med Li-Ion er en begrenset levetid i forhold til fulle ut- og oppladninger. Men her endrer markedet seg kraftig og man ser for seg at litium-zink batterier og andre «solid state» batterier uten flytende elektrolytt vil kunne spise seg inn på markedet i løpet av de neste 2-4 årene. De ulike teknologiene har ulike egenskaper både når det gjelder levetid, energitetthet og effekttetthet. Men felles for de fleste av dem er at de er termisk stabile og vil kreve mindre eller ingen form for brannvern utenom det som er vanlig i el-bransjen. Dessuten faller de kraftig i pris og vil utgjøre lavprissjiktet innen tiåret er omme med priser ned mot \$50 per kWh. Et «solid state» batteri bør inngå i planene for videre utredning av Hjertøya.



Figur 38 - Et Flow batteri. Et flow batteri består av to kretsløp med ulike elektrolytter adskilt med en membran. Vanadium er en typisk elektrolytt. (Kilde: ImPRESS)



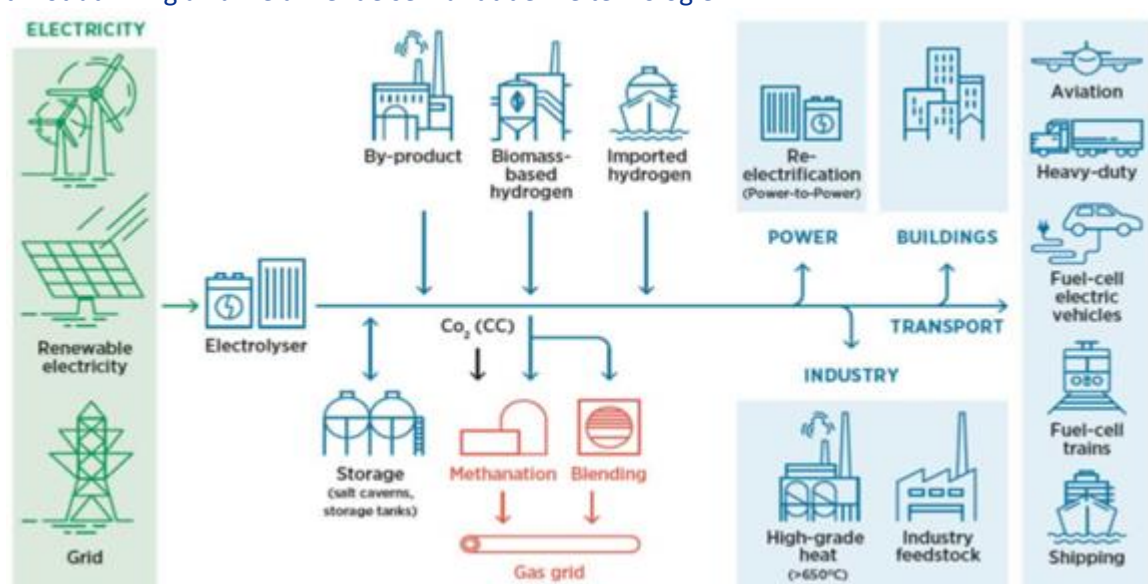
Figur 39 - Flow batteri fra Invinity fanger opp overskuddsenergi fra solcellepaneler

Et annet alternativ vil være et Flow batteri (se Figur 39). Det benytter et tokammersystem med to ulike kretser med flytende elektrolytter som er adskilt med en membran (se Figur 38). Ulempen med denne typen batteri har vært pris, fysisk størrelse og vekt. For Hjertøya er de to siste mindre relevante. De kommer gjerne i containere som kan kles med trevirke og fremstå som et tradisjonelt bygg. Prisen faller jevnt og trutt. Dessuten er de modulære. Man kan for de fleste Flow løsninger starte med en minimumsløsning og utvide senere. Utvidelse i form av energitetthet skjer ved å øke den flytende elektrolytten eller tankstørrelsen i batteriet. Effekttetthet økes ved å legge til flere elektroder. Et slikt batteri er både stabilt, kan lades opp og lades ut over 100 ganger lengre enn et li-Ion batteri. Det har også et klimaavtrykk som er ganske gunstig sammenlignet med andre batterier. Det er enkelt å vedlikeholde og elektrolytten lar seg skifte ut og

lades opp på nytt. Man kan også se for seg at elektrolytten lades opp på land om nødvendig. Den revitaliserte væsken fraktes til Hjertøya i tanker for så å pumpes over til fornyet bruk. Batteriets funksjon vil være å stabilisere forsyningen til enhver tid for å dekke den kortsiktige etterspørselen. Det betyr reguleringer hvor effekttopper i det daglige forbruket reduseres, mens batteriet lades opp i perioder med overskuddsenergi fra vindgeneratorene eller solcellene. I tillegg bør batteriet ha kapasitet nok til å kunne bidra til å dekke forbruket gjennom kvelden og natten når det er ingen eller lite dagslys. Det er tatt utgangspunkt i at all produksjon kan opphøre i perioder på opptil to timer. For å dekke basisbehovet for energi på en vanlig dag kreves minimum 40 kW effekt og en energibank på 200kWh for å dekke nattlig forbruk dersom det ikke genereres noe energi. I tillegg til dette kommer energifleksibiliteten knyttet til forbruk. Fordelen for et system som dette på Hjertøya er selvfølgelig at det på dager med mye folk og høyt forbruk vil være mye sol og høy produksjon. På dager med regn og vind vil forbruket falle drastisk, og batteriet kan lades med ved hjelp av vindturbinene.

5.2.2 Hydrogenproduksjon og brenselceller

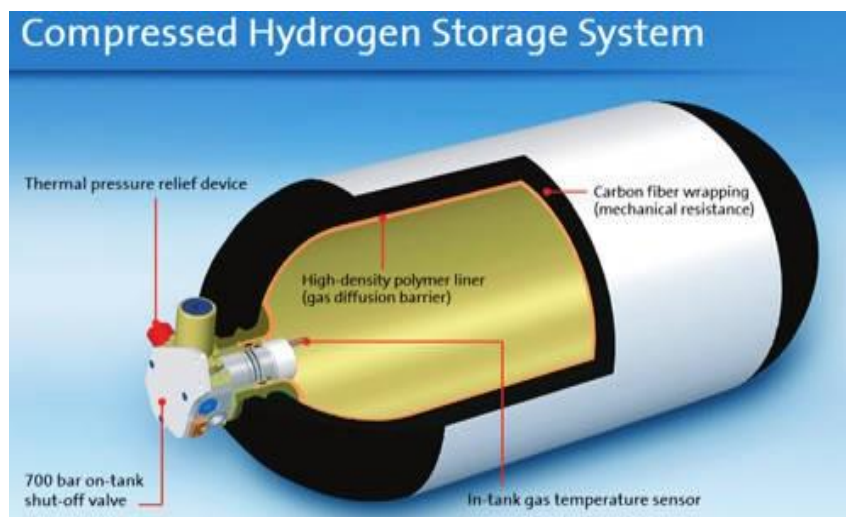
Hydrogen er en energibærer som kan brukes til å forbedre mikronettkonseptet på Hjertøya. Elektrisk energi kan konverteres til hydrogen i væskeform og langtidslagres. Ved å drive brenselceller kan energien i hydrogen konverteres tilbake til elektrisitet. Hydrogen kan produseres ved elektrolyse gjennom å benytte overskudd fra energiproduksjon når det er liten etterspørsel fra lastene i mikronettet. Dette vil typisk være om vinteren og på ukedagene i sommerhalvåret, spesielt når det er dårlige værforhold for badeliv og liten utfart. Hydrogen er en «ren» gass. Ved forbrenning frigjøres energi samtidig som hydrogenet binder seg til oksygenet i luften. Resultatet blir ren vanddamp. Produksjon av hydrogen gjør det mulig å utnytte produksjonskapasitet maksimalt. I tillegg til kan gassen og prosessen rundt hydrogenproduksjon benyttes til flere formål både på øya og andre steder (se Figur 40). I tillegg til bruk som reservekraft når solen ikke skinner og når det er vindstille kan hydrogen også brukes som drivstoff for båter og biler. Som påpekt over leveres de første hydrogenferjene i disse tider. Man kan tenke seg at båtforbindelsen til batteriet blir utstyrt med en reservestrøms generator basert på brenselceller og en hydrogentank i tillegg til batterier. Alternativt kan hele fremdriften baseres på brenselceller og hydrogen. Faktisk forventes hydrogen å spille en økende rolle i maritim sektor fremover. Virkemiddelapparatet i Norge er svært fokusert mot utvikling av ulike anvendelser rundt denne teknologien.



Figur 40 - Flere bruksområder av hydrogen produsert ved hjelp av fornybare energikilder.

Det skal bemerkes at hydrogenproduksjonen ved elektrolyse er en relativt langsom prosess. Den reverserte prosessen med brenselceller bruker også tid for å nå full produksjon. Dermed er det en uegnet teknologi for å imøtekomme raske variasjoner i produksjonen fra fornybare energikilder som sol og vind. Derfor er det nødvendig med et batterisystem for å håndtere mikronettets dynamikk, mens hydrogenproduksjonen kan brukes til å konvertere energi fra fornybar energi innenfor et lengre tidsperspektiv eller for å ta ut ikke-variabel basislast.

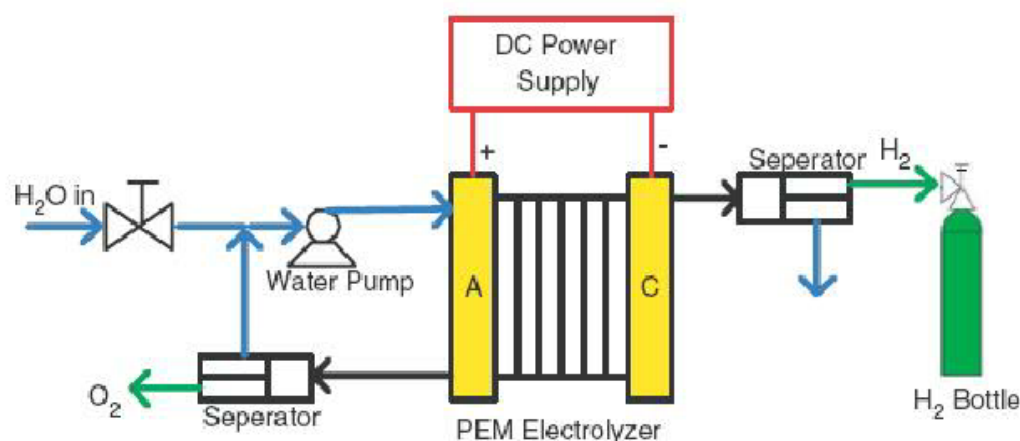
Tatt i betraktning at den høyeste etterspørselen i mikronettet sannsynligvis vil være konsentrert i helger og ferieperioder i vår- og sommersesongene, kan en hydrogenproduksjons- og lagringsløsning spille en viktig rolle i å lagre fornybar energi generert når etterspørselen er lav. Dette inkluderer for eksempel ukedager når det er lavere forbruk på øya. Hvilket betyr at PV kan produsere energi i fem dager i løpet av en solrik uke i juni, som kan lagres som hydrogen. Denne lagrede kapasiteten kan dekke det økte forbruket på de travleste tidspunktene i løpet av en godt besøkt helg. Da kan etterspørselen være høyere enn både strømmen som produseres fra de fornybare energikildene på de samme tidspunktene og det som er tilgjengelig fra batteriet. Alternativet til å



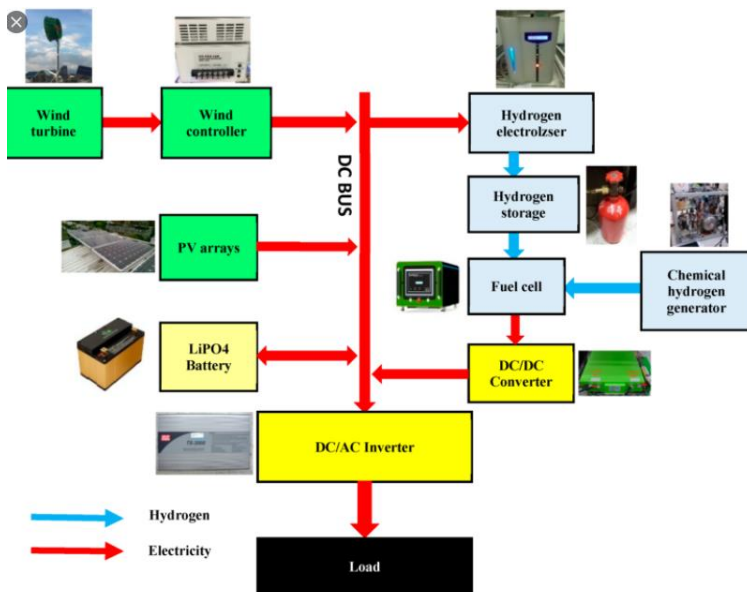
Figur 41 - Hydrogen lagret i trykkflasker med gode diffusjonssperrer

stenge produksjonen i «off-season perioder» hvor strømbehovet er lavt, er å lagre. Lagring av hydrogen har vært utfordrende på grunn av diffusjonsproblemet. De små hydrogenmodulene vil under høyt trykk diffundere lett gjennom ulike materialer. Sikkerhet er også viktig. Hydrogen er lett antennelig og må håndteres på en sikker måte. Ny lagringsteknologi er utviklet som gjør at lagring på land, i båt eller bil er både trygg og sikret mot diffusjonstap. Polymermembraner, grafen og helt ny nanoteknologi gjør dette enklere enn før. Et eksempel er vist i Figur 41.

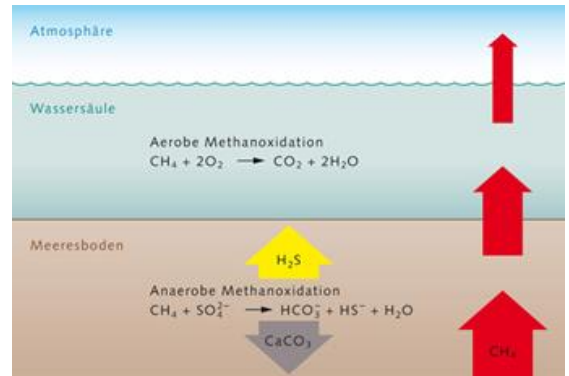
Det finnes forskjellige brenselcelleteknologier, med forskjellige bruksområder og applikasjoner. Det mest interessante systemet for forsyningen på Hjertøya er fast polymerelektrolytt elektrolyse (PEM) (se Figur 42), som kan ha en effektivitet på opptil 60%.¹¹ Elektrolysen produserer likestrøm (se Figur 43). Konvertering til vekselstrøm medfører strømtap. Derfor bør dette vurderes i utformingen av Hjertøyas lokale forsyning. Bruk av brenselceller og hydrogen vil gir bedre ytelse i et likestrøms mikronett slik det er beskrevet senere.



Figur 42 - PEM prosessen har en virkningsgrad på 60%



Figur 43 - Hydrogendrevet strømproduksjon gir størst gevinst i et likestrømsnett



Figur 44 - Elektrolyse gir oksygen som biprodukt. Dette kan brukes til å redusere anaerobe alge og bakterievekst i sjøområder med mye avsetninger og bunnslam

I tillegg til hydrogen vil elektrolyse gi oksygen som biprodukt. Faktisk vil dobbelt så mye oksygen bli produsert som hydrogen. I stedet for å slippe denne gassen ut i atmosfæren bør den benyttes. Et viktig formål kan være å lokalisere elektrolyseprosessen nær bassenget på Hjertøya. Siden bassenget har for liten utskifting av vann og karakteriseres som et «gjørmehull» kan det tyde på at det foregår anaerobe prosesser som konsekvens av nedbrytning av organisk materiale som gress, løv etc. Som et supplement til økt utveksling av sjøvann mellom bassenget og den åpne sjøen som kan drives av en elektrisk pumpe kan oksygen tilføres gjørmeg og slamlaget i bunnen av bassenget. Oksygenet vil binde seg til metan og svovelforbindelser som produseres når organisk materiale brytes ned og råtner. Metan vil reduseres til vann og kulldioksyd og svovel bindes slik at eventuell lukt forsvinner. Dermed vil man kunne se at bunnforholdene revitaliseres og vanlig fauna blomstre opp dersom det også fylles på med kalkholdig sand. Her bør det understrekes at kombinasjonen med elektrolyse for strømproduksjon vil på mange måter gjøre bassenget til et interessant laboratorium for revitalisering av strand og kaieområder der hvor intenst landbruk, industri og havner har produsert avsetninger som har medført fiskedød og illeluktende avfall. Det er verd å notere seg at metan har 20 ganger større klimagasspåvirkning enn CO₂. Å binde «gammel» metan¹³ vil derfor være viktig.

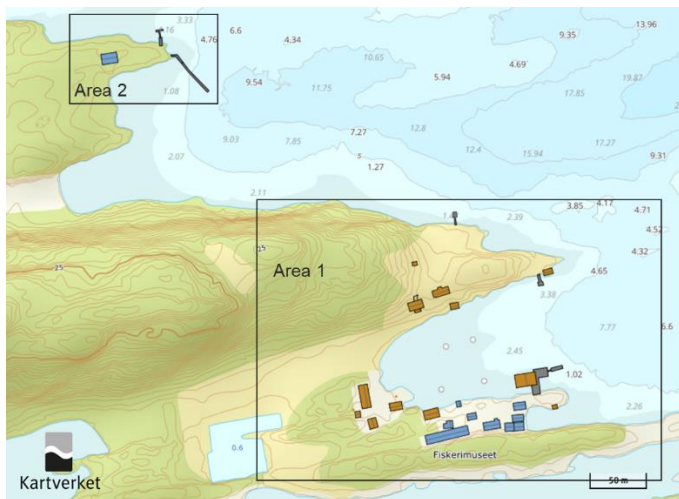
6. Mikronett

6.1 Hovedhensyn

Det er tre hovedhensyn som må tas i betraktning knyttet til valg av mikronettarkitektur for Hjertøya.

1. Ett eller to anlegg
2. Uavhengig eller tilkoplett nett
3. Likestrøm eller vekselstrømbasert

¹³ Gammel metan er avsetninger fra prehistorisk tid som kommer til overflaten nå i innsjøer, kystområder og myrer på grunn av den globale oppvarmingen og andre årsaker. Dette gir et nettotilskudd til klimagassutviklingen. Avsetninger i vår tid vil også produsere metan som slippes gradvis ut i atmosfæren, men det regnes ikke nødvendigvis som et nettobidrag. Likevel er prosesser som kan binde gass fra både forhistorisk (fossil) og nyere avsetninger viktig i klimakampen.



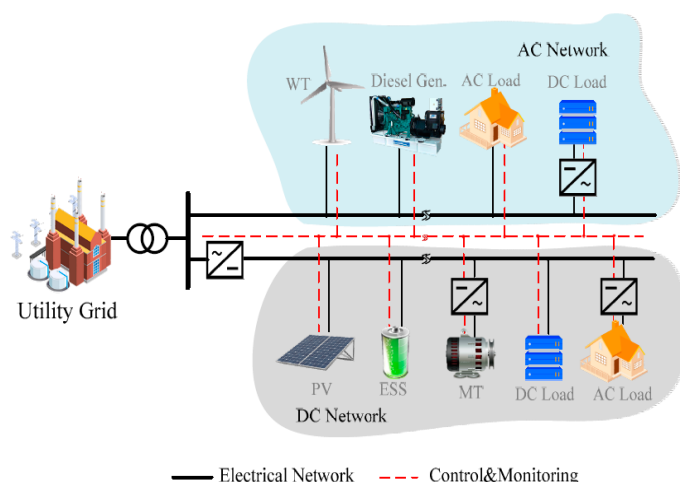
Figur 45 - Man kan definere to områder som knutepunkt for ett eller to mikronett

Utgangspunktet for prosjektet har vært å se på mulighetene for et uavhengig mikronett på Hjertøya basert primært på likestrøm. Men andre muligheter har også vært utredet. Siden seilforeningens fasiliteter er geografisk adskilt fra den øvrige delen av øya som ikke er statlig sikret vil det måtte vurderes om man skal ha to små eller ett felles mikronett. Det betyr at man kan skille mellom Område 1 og 2 som vist i Figur 45. Område 1 er rundt havnen og museet og det andre, merket «Area 2», er seilforeningens 'lysthus' og dens brygge. Hovedalternativene kan da være å operere to separate mikronett som fungerer uavhengig av hverandre, eller å koble begge områdene sammen ved hjelp av en kabelforbindelse. Seilforeningen opererer i dag et strømaggregat som

forsyrer dette begrensede området og kan allerede betraktes som et selvstendig mikronett. I det følgende er det skissert ulike mikronettarkitekturer for den totale forsyningen på Hjertøya.

Alternativet med to uavhengige mikronett gjør at behovet for en kabelforbindelse mellom de to områdene unngås, noe som kan redusere kostnadene for komponenter (kabel) og forenkle installasjonen (fordi kabelen enten må legges gjennom området beskyttet av statlig sikring eller under vann for å unngå området med statlig sikring). Dette krever imidlertid at mikronettet i område 2 må være selvforsynt med fornybar energiproduksjon. En spesiell utfordring med dette alternativet er det begrensede området som ikke er inkludert i området som er statlig sikret, hvor fornybar produksjonskapasitet kan installeres.

En annen problemstilling som har vært utredet er om det er behov for fastlandstilknytning. En slik dobbel løsning kan bli kostbar, men et lavspenningsalternativ til fastlandet kan være et relevant alternativ til en generator som fungerer som reservestrøm. Et mikronett på Hjertøya kan utvikles som et helt selvforsynt mikronett (off grid) eller det kan kobles til Istad Netts eksisterende nett på fastlandet ved hjelp av en sjøkabel. Å unngå sjøkabeltilkoblingen kan redusere kostnadene for komponenter (sjøkabel og transformator). Utviklingen av en off-grid løsning har potensialet til å bli duplisert på flere øyer der forbindelse med sjøkabler er både dyrt og miljøskadelig. Et selvforsynt mikronett reduserer også avhengigheten av en enkelt kabelforbindelse som er et sårbart punkt i flere øyers nettilknytning. Disse øyområdene er spesielt utsatt for ekstreme værhendelser som utgjør en spesiell trussel mot kabelforbindelser mellom øyer.

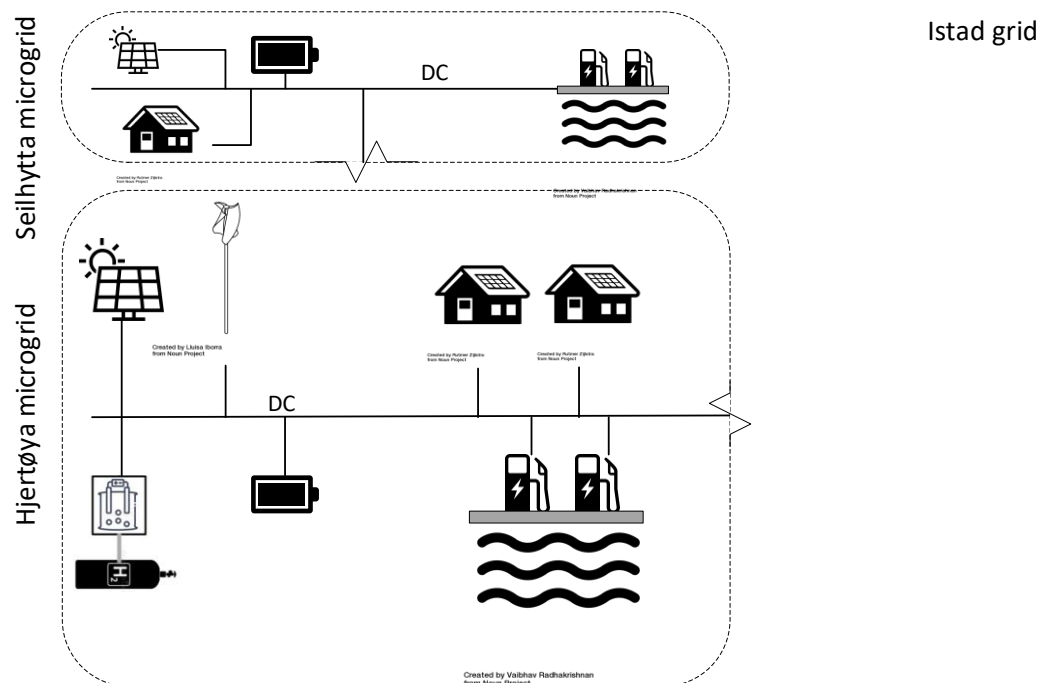


Figur 46 - Konfigurasjon av et typisk hybrid AC / DC Microgrid. Fra [1]

Den tredje betraktningen er bruken av vekselstrøm eller likestrøm i mikronettet - eller en kombinasjon av begge. Begge teknologiene gir fordeler og ulemper knyttet til deres bruk i mikronettverk¹⁴. Både laster og produksjon i mikronettkonseptet er likestrøm (f.eks. batterier, solcellepaneler osv.), og en strategisk planlegging av hybrid AC / DC-nettverkstopologi kan redusere antallet elektroniske omformere som er nødvendig for å koble laster til nettet. Basert på hensynene beskrevet ovenfor, er det vurdert fem potensielle arkitekturer for mikronettet. Disse er presentert i de kommende underavsnittene.

6.2 Alternativ 1: To separate likestrøms mikronett uten tilknytning til fastlandet

Det første alternativet til nettarkitekturen består av to separate DC-mikronett: en for hvert område på Hjertøya - ingen av dem er koblet til nettet på fastlandet. Dette alternativet krever at begge mikronettene er selvforsynende med produksjonskapasitet, men fjerner behovet for komponentene som trengs for å koble mikronettene sammen. Videre eliminerer DC-alternativet behovet for frekvensstyring. Konseptet er avbildet i figuren under.

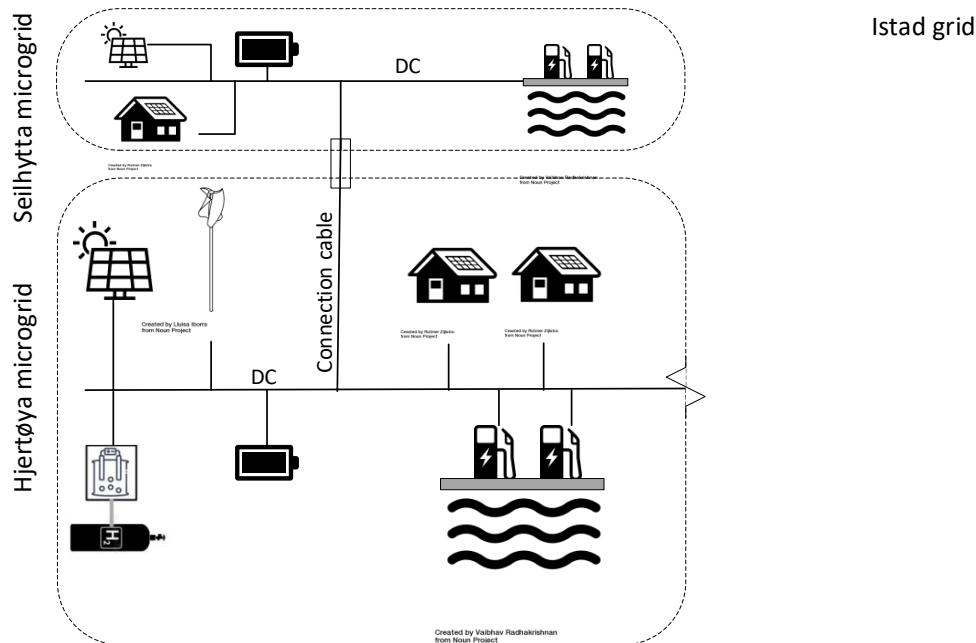


Figur 47 - To separate likestrømsmikronett uten tilknytning til fastlandet

¹⁴ X. Wu, Z. Wang, T. Ding, and Z. Li, "Hybrid AC/DC Microgrid Planning with Optimal Placement of DC Feeders," 2019, doi: 10.3390/en12091751.

6.3 Alternativ 2: To sammenkoblede likestrøms mikronett uten tilknytning til fastlandet

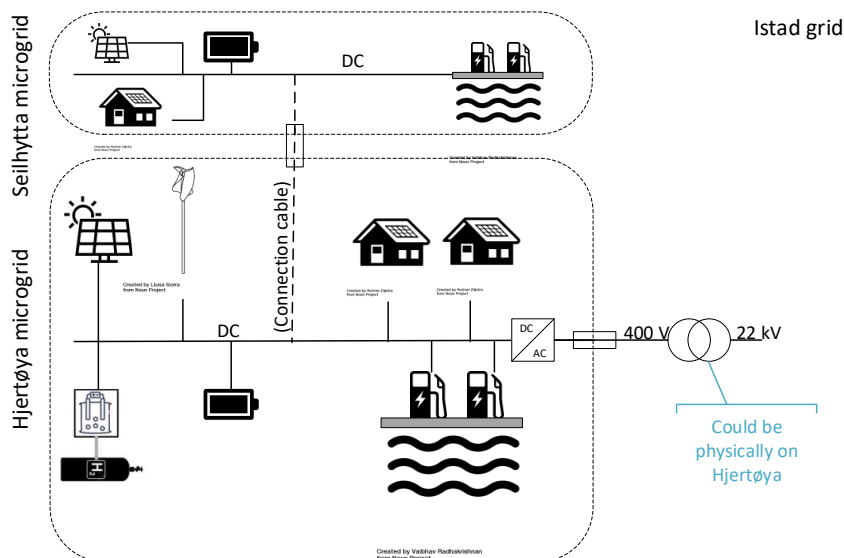
Den andre konseptuelle nettarkitekturen er også frakoblet fastlandsnettet, men inkluderer en forbindelse mellom mikronettet i område 2 og mikronettet i hovedområdet 1 som vist i følgende figur. Denne tilkoblingen kan være nødvendig i tilfelle fornybarproduksjon som kan installeres i det tilgjengelige området nær Seilhytta ikke er tilstrekkelig.



Figur 48 - To sammenkoblede likestrømsmikronett uten tilknytning til fastlandet

6.4 Alternativ 3: Likestrøms mikronett med tilknytning til fastlandet

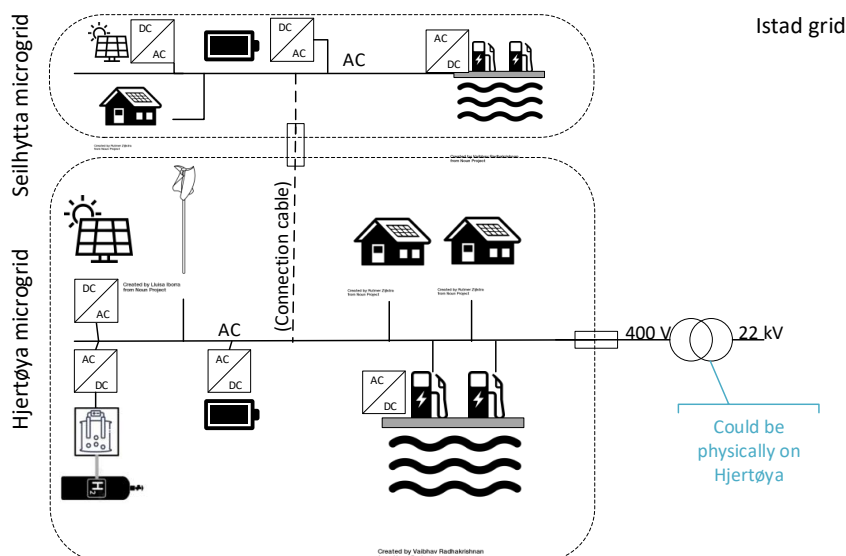
Å koble til mikronettet til fastlandsnettet er det et tredje alternativet som presenteres i Figur 49. Her vurderer vi en lignende strategi som de to foregående arkitekturene, hvor de to DC-mikronettene kan kobles sammen, og ytterligere kapasitet sikres med en forbindelse til fastlandsnettet. En AC til DC-omformer vil være nødvendig ved tilkoblingspunktet til mikronettet. Omformeren kan installeres enten på fastlandet eller på Hjertøya avhengig av hvilken kabeltype som er valgt for å sikre forbindelsen til øya.



Figur 49 - To sammenkoblede likestrømsmikronett med tilknytning til fastlandet

6.5 Alternativ 4: Vekselstrøms mikronett med tilknytning til fastlandet

Et fjerde alternativ er å bruke vekselstrøm i stedet for likestrøm til de forskjellige belastningene. Denne nettarkitekturen er det mest tradisjonelle alternativet for å levere strøm til Hjertøya, der mikronettet kan utvikles ved hjelp av lignende teknologier som andre nett-tilknyttede distribusjonssystemer på øyer. Et vekselstrøms mikronett vil kreve samme kraftelektronikk for å konvertere strøm til bruk i likestrømsapparater som på fastlandet. I et tilfelle der vekselstrøm brukes til å drive de forskjellige belastningene på Hjertøya, vil forbindelsen med fastlandet tillate at frekvensen reguleres ved hjelp av treggheten i fastlandsnettet. En sammenkobling mellom begge mikronettene på Hjertøya vil redusere behovet for kraftelektronikk til frekvensregulering og behovet for «øydriфт¹⁵».

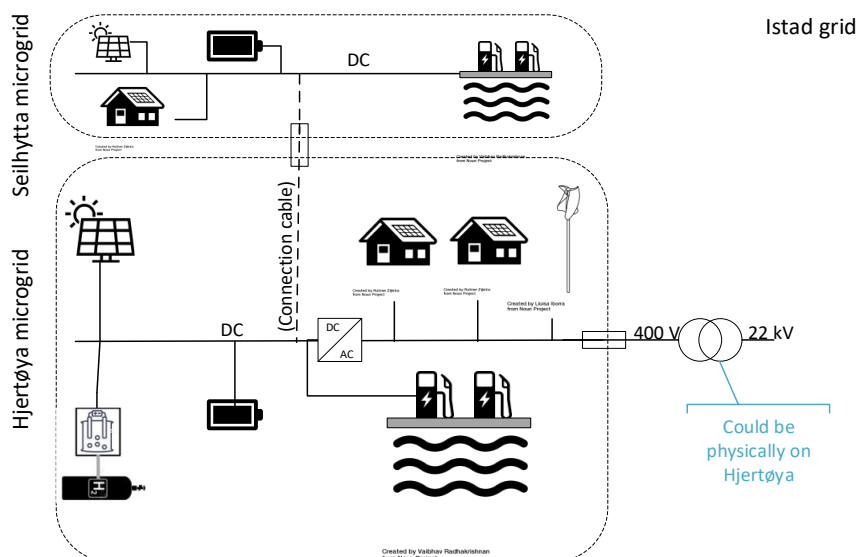


Figur 50 – Vekselstrøms mikronett med tilknytning til fastlandet

¹⁵ Ofte referert til som «islanding»

6.6 Alternativ 5: Hybrid mikronett med tilknytning til fastlandet

Et siste mulig alternativ er et hybridmikronett. Et hybridmikronett er planlagt basert på fordelingen av vekselstrøms- og likestrøms-laster og produksjon i mikronettet. En slik nettarkitektur vil sørge for at energien fra solcellepaneler slipper å konverteres til vekselstrøm før det igjen må omformes til likestrøm for å lagres i batteriet.



Figur 51 - Hybrid mikronett med tilknytning til fastlandet

7. Alternative utviklingsløsninger for Hjertøya

7.1 Innledning

Det er skissert tre mulige løsningsforslag for å elektrifisere Hjertøya. Løsningsforslag 1 representerer en tradisjonell løsning som brukes her som referanse case. For elektrisitetsforsyningen kan 6 millioner kroner representere en kostnadmessig referanseverdi. De øvrige alternativene representerer ny teknologi og nye systemløsninger. Dersom man velger et slik alternativ, er kostnadsanslagene usikre og vanskelig å anslå. Innkjøp av «one-of-a-kind» løsninger er kostbare. Det har man sett ved import av de første, store batteri- og solcelleløsningene til Norge. Selv om enhetsprisene (kroner per kW eller kWh) er moderate, kommer det ofte et betydelig påslag knyttet til særskilt behandling av en enkelbestilling og transportløsning. Dette kan dermed stå som et incitament for oppstart og utvikling av regional og nasjonal næringsvirksomhet som kan utvikle og levere det man her har beskrevet som et alternativ til import. I den fasen man befinner seg i finnes det et betydelig rom for å utvikle parallelle og forbedrede løsninger. Norsk skipsbyggingsindustri har vist seg fremoverlent og innovativ i forhold til elektrifisering av ferjer og hurtigbåter for ulike formål. En tilsvarende pionerartet tilnærming bør oppmuntres både når det gjelder mikronett, mikrovind og ulike solcelleløsninger. Integrasjon av ordinære solceller i konstruksjoner som brygger, scener etc. er påpekt. Et av eksemplene som er vist her er resultatet av et avsluttet for få år siden EU prosjekt¹⁶. Den italienske partneren i dette prosjektet var raskt ute med å kommersialisere det man hadde utviklet i prosjektet. Å omgjøre F&U til håndfaste produkter, tjenester og prosesser bør være en målsetting når man vurderer ikke-konvensjonelle løsninger for Hjertøya. Da blir Hjertøya stående som modell for andre, lignende utbygginger i Norge og resten av verden. Dette kan i en innledende periode fungere som et utmerket markedsføringsvindu for regional og nasjonal industri som har vært med som

¹⁶ <https://platosolar.com/marinas>

pionerer innenfor fremtidsrettet, teknisk utvikling knyttet til energilagring, utvikling av mikronettløsninger og bærekraftige løsninger knyttet til vann og i balansering av preservering av norsk natur mot økt bruk av denne.

Det skal bemerkes at Norge har et utmerket virkemiddelapparat. Utvikling og uttesting av nye og innovative tekniske løsninger og produkter oppnår som regel betydelig støtte dersom man også setter prosjekter av denne typen inn i et mer langsiktig kommersialiserings og markedsrettet perspektiv. Bidraget fra virkemiddelapparatet er i hovedsak ment som risikoreduserende tiltak og dekningsgraden varierer fra 20% til 100% avhengig av type støtte og ikke minst innovasjonsgraden. Konseptløsning 2 og Konseptløsning 3 som er beskrevet under, samt variasjoner av disse, kan dermed gjennomføres på en måte som i stor grad vil kunne sammenlignes med Konseptløsning 1. Dersom f.eks. Konseptløsning 2 oppnår en 50% dekning av virkemiddelapparatet kan den endelige prislappen være 7-9 millioner kroner og likevel være kostnadsmessig sammenlignbar med Konseptløsning 1. Imidlertid kan oppesiden og attraksjonsverdien for et utradisjonelt alternativ være uendelig mye større.

7.2 Konseptløsning 1

Konseptløsning 1 representerer et standard utbyggingsscenario med forbindelse til fastlandet. Man kan se for seg to ulike versjoner, en enkel lavspenningspenningsvariant og et vanlig høyspentalternativ. Tabellen under viser hvilke muligheter og kostnadsbilde man ser for seg med disse to løsningene.

Tabell 4 - Muligheter og kostnadsbilde for Konseptløsning 1

Alternativ	Løsningen omfatter	Spenningsnivå	Kapasitet	Kostnadsnivå (kroner)
Lavspent	Betraktes kun i sammenheng med laster beskrevet under Konseptløsning 2	400V	35kW	4,5 – 5,3 millioner
Høyspent	Kan vurderes i forhold til flere Konseptløsninger	1000V	90/110kW	3,0 - 3,6 millioner
Høyspent	Regulær tilkopling til forsyningsnettet	22kV	500kW	4 - 4,5 millioner

Disse tallene baserer seg på data mottatt fra Istad Nett. Grunnlaget er vist i Vedlegg 3. I tilknytning til Konseptløsning 1 kan man også inkludere landfast forbindelse for vann og avløp. Kostnadene for et slikt opplegg vil kunne koste rundt 11-12 millioner kroner.

I sum vil en komplett landfast utbyggingsløsning for Hjertøya uten kapasitetsutfordringer kunne koste opp mot 18 millioner kroner. Kostnadene for vann og avløp og elektrisitetsforsyning er ikke avhengig av hverandre og kan derfor vurderes for seg. En 1000V linje fremstår som et interessant alternativ for Hjertøyas behov og bør vurderes dersom en fastlandsforbindelse er å foretrekke. Med en slik løsning kan likevel egen produksjonskapasitet på Hjertøya være aktuell i det den kan forsyne fastlandet med energioverskudd når lokalt forbruk er minimalt.

Det er verdt å merke seg at høyspent løsning vil kreve noe mer synlige tiltak ute på øya.

7.3 Konseptløsning 2

Scenario 2 er basert på egenproduksjon av elektrisitet og termisk energi på øya. Dette konseptet kan også vurderes sammen med den enkle forsyningen fra fastlandet. Scenario 2 dekker også de grunnleggende elektrisitetsbehovene. Disse inkluderer begrenset belysning i og rundt eksisterende bebyggelse og brygger/kaianlegg samt enkelte andre steder på øya, et enkelt servicebygg med vannbesparende eller tørrklosett,

dusjer med varmt vann, elektrisitetsbehov for kjøling, frysebokser, varmtvann og muligheter for enkel matlaging i forbindelse med servering. Dette er oppsummert i Tabell 5 - Produksjonsmiks for å dekke forbruket for Konseptløsning 2. Tabellen viser et forslag til energimiks og lagring for en helg og ukedag i høysesong, samt et lavsesong scenario. Det er ikke tatt hensyn til kostnader eller tatt hensyn til lokasjon. Grunnlagsberegninger finnes i Vedlegg 3. Tallene i tabellen viser hva som er mulig for å imøtekomme krav til forsyningssikkerhet og bærekraft for Konseptløsning 2. Batteriets rolle vil være viktig som en buffer. Som det fremgår av tabellen kan batteriet lades opp i ukedagene (221kWh/dag) og utenom sesong (391kWh/dag) med god margin og levere tilbake når belastningen er størst.

Tabell 5 - Produksjonsmiks for å dekke forbruket for Konseptløsning 2

Basic Scenario				
Energy (kWh/day)	Weekend day, high season	Week day, high season	Week day, low season	Peak Power, High season (kW)
Loads, basic scenario	-658	-368	-131	-38
Energy production, PV				
120 kWp PV system	396	396	244	
Energy production, Wind				
Aeroleaf Wind Tree, 10 units	193	193	277	
Net (Generation - Production)	-69	221	391	
Energy storage				
125 kWh, 45 kW battery	125	125	125	45

Et 125kWh vil i utgangspunktet være tilstrekkelig. Men her må det gjennomføres en mer detaljert analyse samt optimaliseringer. Utvidelse av solcellepanelet kan redusere behovet for vindgenerert energi. Det vil kunne redusere kostnadene noe. Et røft kostnadsestimat for en mikronettinstallasjon av denne typen vil ligge mellom 6-9 millioner kroner. Men det er sannsynlig at kostnadene kan reduseres, ikke minst for vindgeneratorene, med et innkjøp på 10 enheter eller mer. Uansett vil et tidlig initiativ kunne utløse midler fra EVOVA og/eller Innovasjon Norge.

7.4 Konseptløsning 3

Scenario 3 er også basert på egenproduksjon, men krever større kapasitet for å dekke både grunnleggende behov slik de er skissert under Scenario 2 og de mer avanserte funksjonene som badstuer. Elektrisitetsbehov for teater, konsert og scenedrift er behandlet særskilt. For dette konseptet er også behovene til Seilforeningen inkludert. Scenario 3 inkluderer betydelig produksjonsenheter basert på sol, vind og/eller bølgekraft. I tillegg ser man for seg betydelig korttidslagring og langtidslagring av energi. Samme filosofi og antagelser er lagt til grunn for disse estimatene som for Tabell 5 - Produksjonsmiks for å dekke forbruket for Konseptløsning 2. Ladefunksjonen knyttet til lading av el-båter som kommer til seilforeningens anlegg representerer en spesiell utfordring (se også Figur 27). Samtidig finnes det ulike måter å håndtere utjevning av effektbruken og energibehovet knyttet til lading. Men det krever mer detaljer om ankomst og behov for de seilerne som faktisk har investert i el-drevet fartøy.

Vindkraft produksjon er ikke inkludert for seilforeningens anlegg. Dette skyldes antatt forbruksmønster for når anlegget vil bli benyttet. Batteriet vil kunne gjøre jobben alene sammen med solcellepaneler. Det innebærer også lavere kostnader. Men her kreves mer detaljert innsikt og en omfattende analyse. Et røft kostnadsestimat for dette alternativet vil ligge i størrelsesorden 1-2 millioner kroner. For de øvrige tilleggene som omfattes av laster spesifisert i Figur 28 vil situasjonen kreve flere vindgeneratorer. Men med bruk av samme type batteri som vist tidligere vil behovet for sikker forsyning bli ivaretatt. Her anbefales det at man ser nøyer på hydrogenalternativet som er skissert tidligere.

Tabell 6 - Produksjonsmiksen for å dekke tillegg utover Konseptløsning 2 og behovene til Seilforeningen

Seilerhytta				
Energy (kWh/day)	Weekend day, high season	Week day, high season	Week day, low season	Peak Power, High season (kW)
Loads, seilerhytta	-557	-88	-30	-35
Energy production, PV				
120 kWp PV system	396	396	244	
Energy production, Wind				
None				
Net (Generation - Production)	-161	308	215	
Energy storage				
125 kWh, 45 kW battery	125	125	125	45

Advanced Scenario				
Energy (kWh/day)	Weekend day, high season	Week day, high season	Week day, low season	Peak Power, High season (kW)
Loads, Advanced Scenario	-1010	-901	-775	-50
Energy production, PV				
120 kWp PV system	396	396	244	
15 kWp PV platform, 4 units	181	181	30	
Energy production, Wind				
Aeroleaf Wind Tree, 20 units	386	386	554	
Net (Generation - Production)	-48	61	54	
Energy storage				
125 kWh, 45 kW battery	125	125	125	45

På grunn av et utilstrekkelig datagrunnlag for å beregne en løsning med elektrolyse er denne ikke tatt med. Man kan tenke seg at en redusert vindpark vil kunne produsere og lagre nok hydrogen for en lavere kostnad gjennom vinterperioden. Gjennom mer aktiv uttesting, for eksempel, støttet av virkemiddelapparatet kan dette avklares. Men klarer halvparten av vindturbinene å produsere nok hydrogen til reservekraft gjennom vinteren vil innholdet

i Tabell 6 se annerledes ut. Det betyr at et hydrogenanlegg under 5-6 millioner kroner vil kunne være mer hensiktsmessig. Et omtrentlig kostnadsoverslag tilsier en pris på dette tillegget på 12-14 millioner kroner. Her er det mye nytt som skal på plass. Det borger for økt støtte fra virkemiddelapparatet om man er tidlig ute med initiativet.

8. Utbyggingsprosess – forslag til stegvis fremdrift.

Det overordnede konseptet som skal utforskes i ett eller flere påfølgende hovedprosjekter, kan utformes i en trinnvis rekkefølge for effektivt å møte behovene til besøkende fra Molde og andre. Dermed kan oppskalering av installasjoner skje i takt med økt bruk av Hjertøya og de omkringliggende øyene i Molde-regionen. Som det fremgår av grunnkonseptet, er en sentral ambisjon med konseptstudien å demokratisere tilgangen til Hjertøya og legge til rette for bruk som reisemål for friluftsliv. Men selv før man øker tilgangen til øya, er det nødvendig med grunnleggende infrastrukturforbedringer for å sikre at menneskelig aktivitet på øya er miljømessig bærekraftig. Dette er nødvendige behov som bør prioriteres i de første utbyggingsfasene. Sentrale områder her inkluderer grunnleggende sanitæranlegg (f.eks. toaletter) og sikkerhetsinfrastruktur rundt eksisterende bygninger (f.eks. belysning). Dette kan distribueres med eksisterende kommersielle løsninger som verken kvalifiserer eller krever liten støtte fra virkemiddelapparatet. Likevel kan denne grunnleggende infrastrukturen tas i bruk på en måte som kan integreres med en komplett mikronettløsning på Hjertøya.

8.1 Fase 1

Den første fasen i utviklingen bør dekke dagens behov for menneskene som allerede bruker øya. Dette inkluderer grunnleggende infrastruktur for å støtte de som reiser til Hjertøya for friluftsliv og for å besøke museet. Denne befolkningen reiser vanligvis til øya med privat båt, og uten et alternativ for å få tilgang til øya, er det lite sannsynlig at belegget vil øke betydelig sammenlignet med dagens nivåer. Med dagens infrastruktur, inkludert tilgjengelige dokumenter og fortøyning, anslår vi et toppbelegg på ca. 330 personer. Dette er gjort ved å studere ulike situasjonsbilder og diskusjoner med kjentfolk. Denne fasen innebærer forøvrig et psykologisk element. Den krever ikke betydelig innsats for å iverksette, men gir et tydelig signal på at forprosjektfasen følges opp. Med det engasjementet som er vist av ulike interessenter er det behov for raskt å komme i møte med konkret handling samtidig som man detaljprosjekterer de neste fasene.

8.2 Fase 2

I en andre fase bør den første ideen bak mikronettkonseptet Hjertøya prioriteres. Det vil si demokratisere tilgangen til øya og bidra til en bærekraftig måte for innbyggerne i Molde-området å reise til Hjertøya og dermed lære å sette pris på friluftslivstilbudene. Denne fasen inkluderer tre spesifikke utviklingsprosjekter:

1. Utvikle en elektrisk fergeforbindelse mellom Molde og Hjertøya
2. Bygge servicebygget for å støtte det økte belegget på øya
3. Installere lokal generasjon og lagringskapasitet for å betjene servicebyggets essensielle funksjoner

8.3 Fase 3

I en tredje fase kan infrastruktur for å støtte ytterligere fasiliteter på øya distribueres. Dette kan støttes av en første integrasjon av et mikronett. Dette inkluderer følgende:

1. Elektrifisering av museumsbygningene
2. Bygge kiosk med grunnleggende tjenester
3. Installere landsstrøm og ladekapasitet på havnen
4. Installere lokal generasjon for å forsyne mikronettbelastningene (PV og vind)

5. Installere lokal generasjon på seilerhytta for å erstatte generatoren og gjøre landsstrøm tilgjengelig for båter ved seilerhytta

8.4 Fase 4

Fase 4 kan utvide de grunnleggende mikronettelementene som finnes i fase 3 for å gi Hjertøya et bilde og et rykte som et bærekraftig og attraktivt reisemål for Molde-borgere. Et eksempel på dette kan oppnås ved å ta i bruk solcellepanelets dockkonsept for å fungere som en flytende scene og som kan fremmes som en del av et kulturelt tilbud som f.eks. Moldejazz. Et annet alternativ er å utvikle andre fritids- og underholdningstilbud, inkludert:

1. Grillområde og restaurant
2. Badstue og badestamper
3. Et begrep om Hjertøya som en "Energiskog", der vinddrevne trær fungerer som en attraksjon i seg selv og skaper nysgjerrighet og tiltrekningskraft på nye besøkende.

Denne fasen kan også omfatte mer avanserte systemer som hydrogenproduksjon og lagringskapasitet, lokal ferskvannsproduksjon og oksygenering av vann i badeområdene som et biprodukt av elektrolyse.

9. Oppsummering og forslag til oppfølgingsprosjekter

Det er gjennomført en teknisk konseptutredning med støtte fra ENOVA for elektrifisering av Hjertøya utenfor Molde. I den sammenhengen har også et kollektivt transporttilbud basert på elektrisk drevne fartøy vært gjenstand for analyse. Den grunnleggende målsettingen har vært å øke tilkomstmulighetene til Hjertøya for Moldes befolkning og andre som ikke disponerer egen båt. Med økt tilgang til øya øker også behovet for fasiliteter som toaletter, dusj og servering. Vann og elektrisitet har vært pekt på som nødvendigheter for å øke servicetilbudet og sørge for at Hjertøya kan ivareta de besøkende på en god måte, samt etablere et tilbud som er attraktivt gjennom en utvidet sommersesong. I prosjektet har man gått bredt ut og høstet innspill fra ulike interessenter knyttet til behov og ønsker for Hjertøyas fremtid. Dette er forsøkt balansert opp mot behovet for å ta vare på øyas natur og særegenheter. I denne sammenhengen har den tekniske konseptutredningen sett på nye og innovative transportløsninger uten bruk av fossilt drivstoff. Teknologiske løsninger som kan understøtte behovet for økt energieffektivitet og bruk av lokal, fornybar energiforsyning er også utredet. Selv om en tradisjonell forsyningsløsning fra fastlandet fremdeles utgjør et relevant alternativ, er de foreslåtte løsningene med lokal energiproduksjon og lagring verd å følge opp. Problemstillingene som er prosessert i prosjektet er ikke unike for Hjertøya. De teknologier og løsninger som er foreslått har relevans for øysamfunn og grisgrendte strøk langs hele Kyst-Norge og kan løse mange utfordringer der hvor tradisjonell utbygging virkelig blir vanskelig, fordyrende eller krever mye vedlikehold. Dessuten er det flere av de konsepter som er belyst her som bør ha relevans for utvikling av større byer som har ambisjoner om å bli «smartere» og utvikle seg i henhold til FNs bærekraftsmål. Konseptutredningen har i tråd med ENOVAs kriterier for denne type utredninger forsøkt å skape et beslutningsgrunnlag for hvilke teknologier som kan ha størst relevans for Hjertøya og tilsvarende steder. De er fulgt opp med estimater for ytelse og kapasiteter uten å gå i detalj. Helhetstankegang og bredde har vært viktigere. Konseptutredningen skal først og fremst peke ut hvilke deler eller muligheter som bør prioriteres og som kan danne grunnlag for ett eller flere hovedprosjekter. Slike hovedprosjekter vil gjennomføre detaljprosjektering, utbygging og ivareta drift og oppfølging over 3-4 år. Det norske virkemiddelapparatet kan gi støtte til denne type realiseringer på ulike vilkår. Hovedregelen er at høy innovasjonsgrad gir mer økonomisk støtte. Det betyr at løsninger som kan fremstå som mer ukjente og kostbare kan høste betydelige midler for å øke gjennomføringsevnen, redusere risiko og akselerere utviklingen, og i neste omgang skape et utstillingsvindu og gode læringseffekter som kan inspirere andre og bidra til lavere kostnader for tilsvarende løsninger i fremtiden. Noen eksempler på hva slags typer hovedprosjekter som bør følges opp er gitt nedenfor:

-
1. Prosjektering av en optimal fossil-fri ferjeforbindelse mellom Hjertøya og sjøfronten i Molde, eventuelt med muligheter for et utvidet rutetilbud. Det er behov for gode estimater for trafikkgrunnlag som kan danne basis for prosjektering av både båt og framdrift. Her bør man vurdere å kople seg på og utnytte det arbeidet som er gjort med Sundbåten i Kristiansund.
 2. Utvikling av en flåte av selvgående fartøy som kan inngå i en taxitjeneste som kan betjenes via en app og kan brukes til å nå Hjertøya og andre destinasjoner innenfor en radius. I sammenheng med dette bør det vurderes utvikling av et overvåkningssenter for dette. Molde kommune, NTNU, UiO samt selskaper som Kongsberg, IFE og Maritime Robotics kan gå sammen om dette.
 3. Prosjektering av en mikronettløsning i tråd med Alternativ 3 slik dette er beskrevet over og realisering av fase 1 og 2 i tråd med et slikt design. Her vil optimalisering av energimiksen og en gjennomgående analyse av forbruket stå sentralt.
 4. Prosjektering og utbygging av en kunstig «vindskog» slik det er beskrevet i denne rapporten. Analyse av produksjonseffektivitet under ulike vindforhold (eks. relatert til plassering, vindhastighet, turbulens) og maksimalisering av energiutbyttet på kort og lengre sikt vil stå sentralt.
 5. Utvikling av nye vindturbiner med et relevant kunstnerisk og estetisk design kombinert med høy energieffektivitet. Her bør lokale designere og kunstnere involveres sammen med eksperter i fluidmekanikk/aerodynamikk.
 6. Utvikling og utprøving av optimal lagringsløsning basert på hydrogen for lokalprodusert energi fra vind og sol. Virkemiddelapparatet har for tiden stort fokus på hydrogenbaserte løsninger. Ideen er å etablere en effektiv pakke med elektrolyse, brenselceller, nye tankløsninger som kan passe til øysamfunn av den typen Hjertøya representerer. Her kan man muligens inkludere problemstillinger knyttet til utnyttelse av oksygenproduksjonen slik som skissert, samt bruk av hydrogen til å drive brenselceller i mindre fartøy med og uten batteri i tillegg.
 7. Lokalt utviklede og byggede brygger og plattformer med integrerte solceller til bruk i lokal energiforsyning for marinaer, scener, flytende badstuer m.m.

En rekke andre prosjektmuligheter kan også vurderes. De kan være knyttet til bølgekraft, lading (enveis og toveis) av lystfartøy, utvikling av en skreddersydd avsaltingsanlegg basert på vindkraft, ulike forsøk knyttet til revitalisering av sjøbunn og ikke minst, bassenget på Hjertøya. Det er ikke nødvendig og heller ikke ønskelig at Molde kommune eller Istad Nett skal drive fram alt det som er listet her. Ideen må være at konseptutredningen deles med lokale krefter som selv kan ta ledelsen i å utvikle noe som kan bety ny næringsvirksomhet og raskere utbredelse av bærekraftige løsninger.

Vedlegg 1: Spesifikasjoner for et utvalg vindgeneratorer

Her følger spesifikasjoner for et utvalg vindgeneratorer som kan passe for Hjertøya.

ICEWIND specifications

ICEWIND
EXTREME WIND ENERGY



CW100 Wind Turbines

EXTREMELY DURABLE
NO NEED TO FACE WIND
PRODUCTION IN LOW AND HIGH WIND
SILENT OPERATION
EASY TO INSTALL

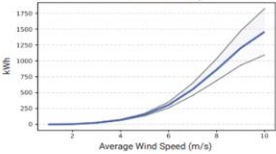
www.icewind.is
info@icewind.is
+354 861-2011

ICEWIND designs and manufactures vertical axis wind turbines for on-grid and other hybrid energy solutions to power telecom towers, weather and seismic stations, and on-grid and off-grid lodgings. All products are designed and tested in Iceland, one of the windiest places on earth.

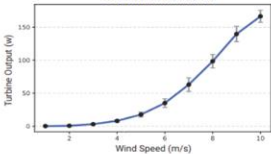
CW series vertical-axis wind turbines are built to power off-grid cabins, offset grid dependency, and perform in any custom wind energy application striving to benefit from increased energy independence and minimized maintenance costs. CW turbines are designed to deliver long lasting performance, with little or no maintenance for over 20 years. They are able to withstand wind speeds up to 130 mph (Category 4 Hurricane wind speeds) and will consistently deliver power, even in the harshest conditions.

CW100		
Survival speed	130 mph	60 m/s
Startup wind speed	4.5 mph	2 m/s
Cut in wind speed	5.5 mph	2.5 m/s
Rated power	160 W	
Max power	600W	
Rated wind speed	22 mph	10 m/s
Noise level	< 30 dB	
Height	5 ft	1.5 m
Diameter	4.5 ft	1.4 m
Weight	143 lbs	65 kg
Generator	500 W AFPMG	
Number of blades	3 Inner, 3 Outer	

Annual CW100 Output



CW 100 Power Curve



All rights reserved.

Trademarks mentioned in this document are the property of Icewind, its affiliates, or their respective owners.

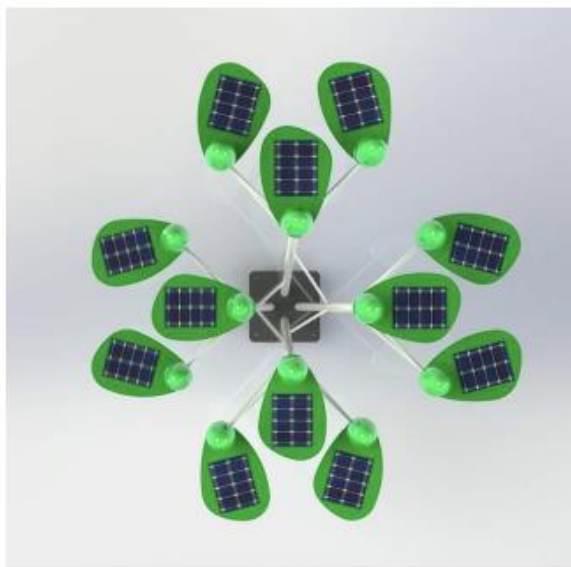
Subject to changes and errors.

The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features, which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract.

www.icewind.is
info@icewind.is
+354 861-2011

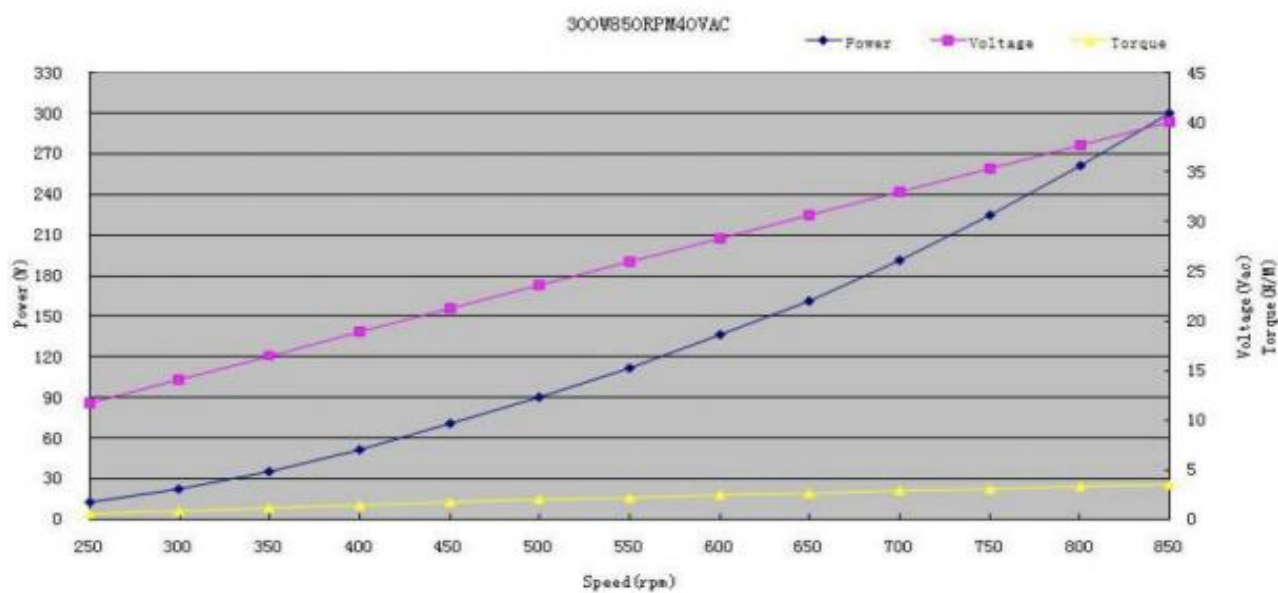
ICEWIND

Aeroleaf “Wind Bush” spesifikasjoner



SXp51Custom Panel

Peak power - Pmax	51W ±5%
Rated Voltage - Vmp	6 V
Rated Current - Imp	8.5 A
Open Circuit Voltage - Voc	7.6 V
Short Circuit Current- Isc	9.1A
Temp. Coeff. Pmax	-0.38 %/°C
Temp. Coeff. Voc	-0.27 %/°C
Temp. Coeff. Isc	0.05 %/°C
Operating Temp.	-40 ÷ 85
Standard Test Conditions	(1000 W/m ² irradiance, AM 1.5, 25°C)
Number of cells	12
Strings of cells	3
Length	676 mm
Width	516mm
Thickness	2 mm
Weight	0.77 kg
Maximum system voltage	1000V
Over current protection rating	12A
Application class (IEC 61730) A/B/C	A



Aeroleaf “Wind Tree” spesifikasjoner

Technical Specification Table

MECHANICAL CHARACTERISTICS

WindTree's total height	32 ft
WindTree's diameter	26 ft
Aeroleaf's height	3 ft
WindTree's total weight	565,3 st
Number of Aeroleaf	36

TURBINES CHARACTERISTICS

Launch speed	2,5 m/s (9 km/h)
Wind speed limit	43 m/s (155 km/h)

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

WindTree's Installed Capacity	10 800 W
WindTree's Nominal Power	5 868 W
Aeroleaf Peak Power	163 W
Output Voltage of the Inverter	110 / 230 V

SITE INSTALLATION

Installation Time	2-4 days
Maximum distance between the WindTree and the Control Cabinet	66 ft
Minimal distance between the WindTree foot and the nearest building	19,7 ft

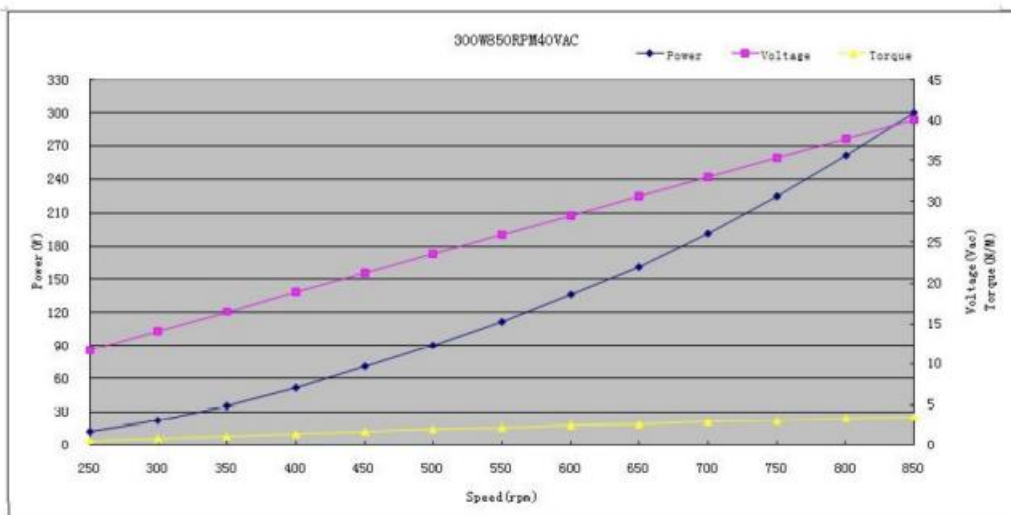


Aerodynamics characteristics

The Areoleaf aerodynamic profile is optimized for the lowest wind speed, with a production threshold lowered to 2.5 m/s (wind speed minimum value from which the turbine is in operation).

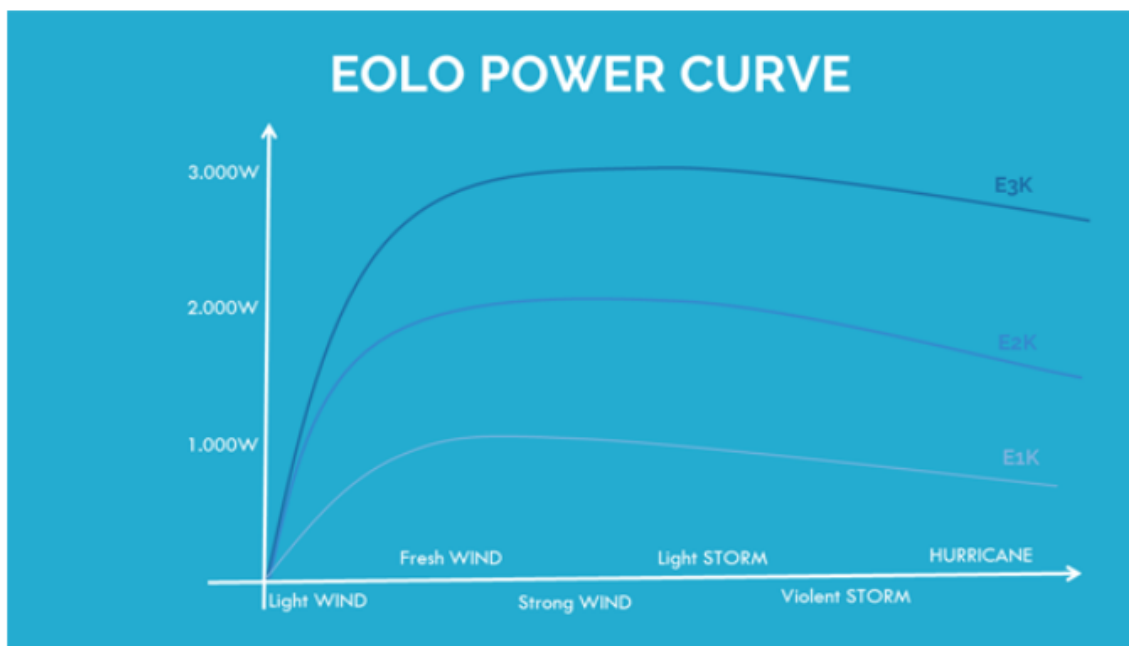
For safety reasons, the Areoleaf incorporates an electromagnetic brake that triggers automatically when the wind blows too hard ($> 18 \text{ m/s}$).

Power curve per Areoleaf
Relation Voltage/Power/SpeedRPM



In addition to their very low starting threshold, the Areoleaf have the advantage of having a perfectly quiet operation, due to the small radius of their blades (little air brew) and the lack of gear (no sound).

EOLo produksjonsprofiler



Vedlegg 2: Beregningsgrunnlaget for å estimere laster på Hjertøya

Beregningsgrunnlaget for samtidige laster er hentet fra Tabell 1. Estimeringsteknikkene som er benyttet er basert på tradisjonelle metoder for prosjektstyring (PERT). Ved å angi et optimistisk og pessimistisk anslag, i tillegg det man anslår som mest sannsynlig kan man beregne en forventningsverdi og et standardavvik som er tilnærmet betafordelt. Dette gjøres enkelt ved følgende formel:

$$\text{Forventningsverdi} = \frac{\text{Min} + 4 * \text{mode} + \text{Max}}{6}$$

Et estimat på standardavviket blir tilsvarende:

$$\sigma = \frac{\text{Min} + \text{Max}}{6}$$

$$\text{Varians} = \sigma^2$$

Siden hvert lastestimat er tatt på uavhengig grunnlag vil summen av de ulike estimatene bli tilnærmet normalfordelt. Det betyr at et standardavvik i forhold til forventningsverdien kan si noe om hvor stort et avvik kan bli og sannsynligheten for at dette avviket vil inntreffe.

Hjertøya: Basis scenario

Tabell 1

				Sesong	Start	End	Days	Months					
					01.apr	01.okt	183	6,1					
Hjertøya sentralt: Basis scenario													
Sted	Laster	Min	Mode	Max	Forventnings verdi	St. avvik	Varians	Driftstvarighet per døgn (antall timer)	Antall dager drift per sesong	Instantane ous load (1=yes)	Flexible load (1=yes)	Forventnings verdi (Instantaneo us)	Forventnin gs verdi (Flexible)
Havn ute	Lys 1	Selvdrevet										0,0	0,0
Havn	Lys 2	0,8	0,9	1,5	1,0	0,4	0,1	4	183			0,0	0,0
Museum	Lys 3	1,3	1,5	1,8	1,5	0,5	0,3	4	183			0,0	0,0
Museum	Oppvarming	0	0,5	1,5	0,6	0,3	0,1	10	92			0,0	0,0
Stier/uteområde	Lys 4	Selvdrevet										0,0	0,0
Service bygning	Toaletter (pumper)	0,5	2	2,5	1,8	0,5	0,3	Eventuelle tørrklosetter med		1		1,8	0,0
Service bygning	Dusj/vann	3	4,6	6	4,6	1,5	2,3	2	78,4285714	1		4,6	0,0
Service bygning	Oppvarming	1,5	2	4	2,3	0,9	0,8	10	92		1	0,0	2,3
Service bygning	Lys 5	0,5	0,75	0,8	0,7	0,2	0,0	4	183			0,0	0,0
Butikk/kiosk	Fryser	0,3	0,6	1	0,6	0,2	0,0	24	183		1	0,0	0,6
Butikk/kiosk	Kjøleskap	0,3	0,4	0,6	0,4	0,2	0,0	24	183		1	0,0	0,4
Butikk/kiosk	Komfyr+grill	8	10,4	12	10,3	3,3	11,1	3	52			0,0	0,0
Butikk/kiosk	Varmtvann	0,5	1	1,5	1,0	0,3	0,1	24	183		1	0,0	1,0
Butikk/kiosk	Oppvarming	4	6	8	6,0	2,0	4,0	10	92		1	0,0	6,0
Butikk/kiosk	Lys 6	0,02	0,1	0,12	0,1	0,0	0,0	4	52			0,0	0,0
Butikk/kiosk	Oppvaskmaskin	1,5	2	2	1,9	0,6	0,3	2	52			0,0	0,0
Flere områder	Ladepunkt	0,023	0,046	0,092	0,0	0,0	0,0	1	183			0,0	0,0
	SUM	22,243	32,796	43,412	32,8		19,5					6,4	10,3
					St.avvik sum	4,4							

Tabell 1 viser hvilke forbrukenheter som inngår i det grunnleggende konseptet som vi har kalt basis scenarioet. Forventningsverdien for summen av lastene i basis scenarioet vil være 32,8 kW. På bakgrunn av dette kan vi med over 95,5% sannsynlighet slutte at det totale lastbildet ikke vil overskride 42,8 kW ($2 * \sigma$). Tabell 2 under viser den estimerte døgnprofilen for lastene generert av de samme forbrukenhetene på en helg i høysesong. Tabell 3 viser estimater for tilsvarende en ukedag i høysesong og Tabell 4 – for lav sesong.

Tabell 2

[illegible]

Tabell 3

[illegible]

Tabell 4

Basic scenario																											
Equiv. develop phase: 2																											
Low Season																											
Week day																											
Sted		Laster	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	kWh/d
Havn ute	Lys 1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Havn	Lys 2		0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0	0	0	0	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	0,9833	20
Museum	Lys 3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Museum	Oppvarming		0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	0,5833	14
Siter/uteområde	Lys 4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service bygning	Toaletter (pumper)		0	0	0	0	0	0	0	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	0,1833	3
Service bygning	Dusj/vann		0	0	0	0	0	0	0	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	0,4567	8
Service bygning	Oppvarming		2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	54
Service bygning	Lys 5		0	0	0	0	0	0	0	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	0,7167	11
Butikk/kiosk	Fryser		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Butikk/kiosk	Kjølenskap		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Butikk/kiosk	Komfy+grill		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Butikk/kiosk	Varmtvann		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Butikk/kiosk	Oppvarming		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Butikk/kiosk	Lys 6		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Butikk/kiosk	Oppvaskmaskin		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fiere områder	Ladepunkt		0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	0,4983	12
	Sammenlynt last		4,315	4,315	4,315	4,315	4,315	4,315	4,315	4,315	4,955	5,6717	5,6717	5,6717	5,6883	5,6883	5,6883	5,6717	5,6717	5,6717	5,6717	5,6717	5,6717	5,6717	5,6717	5,6717	122,0
	Mulig max		0,7983	0,7983	0,7983	0,7983	0,7983	0,7983	0,7983	0,9167	1,0493	1,0493	1,0493	0,8673	0,8673	0,8673	0,8673	1,0493	1,0493	1,0493	1,0493	1,0493	1,0493	1,0493	1,0493	1,0493	22,6
																										144,5	

Tabell 5

Tabell 5 viser prosjektets estimater for et fremtidig forbruk på seilerhytta. Fra den ser man at forventningsverdien for summen av lastene for seilerhytta vil være 39,34kW. Det betyr videre at vi med 95,5% sannsynlighet kan slutte at summen av lastene på seilerhytta aldri vil bli over 55,9kW. Uten ladepunkt vil max behovet ligge på 34kW. Merk her at summen baserer seg på relativt få bidrag og både forventningsverdi og i særdeleshet variansen vil være befyngt med større usikkerhet. Videre vises det estimerte laster per time for et døgn i høysesong helg (Tabell 6), høysesong ukedag (Tabell 7) og et «off-season» scenario (Tabell 8).

[illegible][illegible]

Seilerhytta																										
Equiv. develop phase: 2																										
Low Season																										
Week day																										
Sied	Laster	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	kWh/d
Seilerhytta	Toaletter	0	0	0	0	0	0	0	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	0,4333	7,4
Seilerhytta	Lys 1	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0	0	0	0	0	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	9,0
Seilerhytta	Dusj/vann	0	0	0	0	0	0	0	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	0,2333	4,0
Seilerhytta	Lys 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	3,7
Brygger	Landstrøm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Brygger	Lys 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Brygger	Lading til elmotor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
	Sannsynlig last	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	1,1167	1,3477	1,3477	1,3477	0,8977	0,8977	0,8977	0,8977	1,3477	1,3477	1,3477	1,3477	1,3477	1,3477	1,3477	1,3477	1,3477	24,0
	Mulig max	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,268	0,3234	0,3234	0,3234	0,2154	0,2154	0,2154	0,2154	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	5,8
																									29,8	

Hjertøya: Tillegg til basisscenario – utvidet servering

Tabell 9

Hjertøya sentralt: Utvidet service bygg med restaurant														
									Driftstvarighet per døgn (antall timer)	Antall dager drift per sesong	Instantane ous load (1=yes)	Flexible load (1=yes)	Forventnings verdi (Instantaneo us)	Forventnin gs verdi (Flexible)
Sted	Laster	Min	Mode	Max	Forvent.	St. avvik	Varsians							
Kafeteria (tillegg til kiosk)	Storkjøkken	5	8	12	8,2	2,8	8,0	4	52	1			8,2	0,0
Kafeteria (tillegg til kiosk)	Oppvarming	3,2	4,8	6	4,7	1,5	2,4	10	92		1		0,0	4,7
Kafeteria (tillegg til kiosk)	Fryser	1	1	1,2	1,0	0,4	0,1	24	183		1		0,0	1,0
Kafeteria (tillegg til kiosk)	Kjøleskap	0,4	0,6	1	0,6	0,2	0,1	24	183				0,0	0,0
Kafeteria (tillegg til kiosk)	Varmtvann	1	2	2,5	1,9	0,6	0,3	24	183		1		0,0	1,9
Kafeteria (tillegg til kiosk)	Lys 7 (innendørs)	0,5	0,8	1	0,8	0,3	0,1	Tørriklosetter med et forbruk på 2kW per stykk er utelukkende					0,0	0,0
	SUM	11,1	17,2	23,7	17,26666667		10,9705556				1		0,0	17,3
					St.avvik sum	3,3								

Dersom man utvider med et større serveringssted vil behovet øke med en forventet verdi på 17,3kW og maksimalt 24kW (Tabell 9). Merk her at summen baserer seg på relativt få bidrag og både forventningsverdi og i særdeleshet variansen vil være befestet med større usikkerhet.

Hjertøya: Tillegg til basisscenario – fasiliteter i strandsone

Tabell 10

Hjertøya: Fasiliteter - Strandsone													
Sted	Laster	Min	Mode	Max	Forvent.	St. avvik	Varsians	Driftstvarighet per døgn (antall timer)	Antall dager drift per sesong	Instantane ous load (1=yes)	Flexible load (1=yes)	Forventnings verdi (Instantaneo us)	Forventnin gs verdi (Flexible)
Strandsone	El-grill (4-5)	3,6	6,1	8	6,0	1,9	3,7	4	52	1		6,0	0,0
Strandsone	Oppvarmede stamper (2 stk)	12	14	20	14,7	5,3	28,4	12	min 52/max 183		1	0,0	14,7
Strandsone	Flytende sauna	5	8	12	8,2	2,8	8,0	12	min 52/max 183		1	0,0	8,2
	SUM				28,8		40,2					6,0	22,8
					St.avvik sum	6,3							

Tabell 10 inkluderer fasiliteter i strandsonen. For å dekke et minimum av de behov som er spesifisert her vil det kreves en kapasitet på ca. 28,8 og max 35kW (95,5% sannsynlig). Merk her at summen baserer seg på relativt få bidrag og både forventningsverdi og i særdeleshet variansen vil være befestet med større usikkerhet.

Hjertøya: Tillegg - Vannforsyning

Tabell 11

Vannforsyning									
Sted	Laster	Min	Mode	Max	Forvent.	St. avvik	Varsians	Driftstvarighet per døgn (antall timer)	Antall dager drift per sesong
Ferskvannsforsyning	Trykkpumping	0,8	1,5	2	1,5	0,5	0,2	16-24	183
Desalinering og rensing	Osmoseanlegg	2	2,5	5	2,8	1,2	1,4	24	183
	SUM				4,3		1,6		
					St.avvik sum	1,3			

Tabell 11 viser pådraget knyttet til lokal vannforsyning. Vannforsyningen vil med 95,5% sannsynlighet kreve maks 7kW og i snitt ca. 4,3 kW.

Slår man alle tilleggene spesifisert i tabell 9-11 sammen og knytter dette til timer og døgn i høysesong og utenom får man resultater som vist i Tabell 12, 13 og 14.

Tabell 12

[illegible][illegible]

Vedlegg 3: Kapasitets- og kostnadsestimater for lavspent og høyspent fastlandsforbindelse estimert av Istad Nett AS.

	Høyspent 22 kV	400 V	1000 V
Tiltak på land	250	250	400
Kabel	1540	2640	704
Legging	1000	1000	1000
Bunnkartlegging	200	200	200
Nettstasjon	450		300
Lavspent skap på øya	100	100	100
Lavspent kabel på øya	300	300	300
Sum	3840	4490	3004
Usikkerhet 20 %	768	898	600,8
Total	4608	5388	3604,8

Vedlegg 4: Beregninger knyttet til solkraft produksjon på Hjertøya.

Øverst vises beregninger for et 125kWp panel. Under beregninger for et 15kWp panel.

Latitude	(decimal	degrees):	62.716	Columr	Columr
Longitude	(decimal	degrees):	7.240		
Radiation	database:	PVGIS-ERA5			
Nominal	power	of	the		
System	losses(%):	14.0			
Fixed	slope	of	modules		
Orientation	(azimuth)	of	modules		
Fixed	angle				
Month	E_d	E_m	H(i)_d		
1	69.06	2140.83	0.66	E_d Summ	E_d Winter
2	200.95	5626.54	1.9		200,95
3	359.24	11136.48	3.43		359,24
4	480.84	14425.26	4.68		480,84
5	529.96	16428.81	5.26	529,96	
6	469.08	14072.42	4.76	469,08	
7	439.01	13609.25	4.51	439,01	
8	393.79	12207.59	4.03	393,79	
9	316.22	9486.64	3.18	316,22	
10	228.17	7073.26	2.23	228,17	
11	93.92	2817.57	0.92		93,92
12	29.95	928.54	0.31		29,95
Year	301.24	9162.76	2.99		301,24
	AOI	loss	(%)		
Fixed	angle:	-2.79	?(0)		
E_d:	Average	daily	energy		
E_m:	Average	monthly	energy		
H(i)_d:	Average	daily	sum		
H(i)_m:	Average	monthly	sum		
SD_m:	Standard	deviation	of		
PVGIS	(c)	European	Union,		
PVGIS	(c)	European	Union,		

Summary

Provided inputs:

Location [Lat/Lon]: 62.716, 7.240

Horizon: Calculated

Database used: PVGIS-ERA5

PV technology: Crystalline silicon

PV installed [kWp]: 125

System loss [%]: 14

Simulation outputs:

Slope angle [°]: 49 (opt)

Azimuth angle [°]: -2 (opt)

Yearly PV energy production [kWh]: 109953.18

Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 1092.44

Year-to-year variability [kWh]: 6454.48

Changes in output due to:

Angle of incidence [%]: -2.79

Spectral effects [%]: NaN

Temperature and low irradiance [%]: -3.69

Total loss [%]: -19.48

Monthly energy output from fix-angle PV system

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Output [kWh]	2.5	5.5	11.0	14.5	16.5	14.0	13.5	12.0	9.5	7.0	3.0	1.0

Outline of horizon

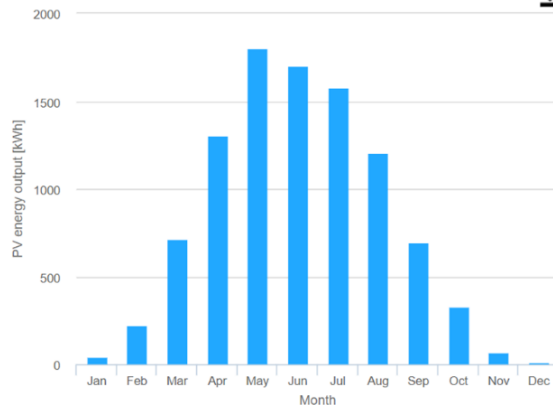
Horizon height
Sun height, June
Sun height, December

Column1	Column2	Column3	Column4
Latitude	(decimal	degrees):	62.716
Longitude	(decimal	degrees):	7.240
Radiation	database:	PVGIS-ERA5	
Nominal	power	of	the
System	losses(%):	14.0	
Fixed	slope	of	modules
Orientation	(azimuth)	of	modules
Fixed	angle		
Month	E_d	E_m	H(i)_d
1	1.36	42.06	0.19
2	7.92	221.76	0.79
3	23.09	715.76	1.99
4	43.44	1303.34	3.6
5	58.1	1801.25	4.82
6	56.64	1699.31	4.77
7	50.83	1575.74	4.35
8	38.84	1204.13	3.37
9	23.29	698.59	2.07
10	10.6	328.73	1.03
11	2.34	70.24	0.3
12	0.41	12.76	0.08
Year	26.5	806.14	2.29
	AOI	loss	(%)
Fixed	angle:	-5.6	?(0)
E_d:	Average	daily	energy
E_m:	Average	monthly	energy
H(i)_d:	Average	daily	sum
H(i)_m:	Average	monthly	sum
SD_m:	Standard	deviation	of
PVGIS	(c)	European	Union,

Summary

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	62.716, 7.240
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-ERA5
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	15
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	0
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	9673.65
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	834.88
Year-to-year variability [kWh]:	527.97
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-5.6
Spectral effects [%]:	NaN
Temperature and low irradiance [%]:	-4.85
Total loss [%]:	-22.75

Monthly energy output from fix-angle PV system



Outline of horizon

