



SINTEF

# Rapport

## Alternative energikilder og -bærere i sjømatnæringen

Delrapport 3 i EnerSea - Tilgang på fornybar energi for sjømatnæringen fram mot 2040

### Forfattere:

Hans Tobias Slette, Eivind Lona, Erlend Grytli Tveten, Martha Johanne Pedersen, Stine Steen, Michael Martin Belsnes, Sepideh Jafarzadeh, Shraddha Mehta

**Rapportnummer:** 2024:00623 - Åpen

### Oppdragsgiver:

Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansiering

# Rapport

## Alternative energikilder og -bærere i sjømatnæringen

Delrapport 3 i EnerSea - Tilgang på fornybar energi for sjømatnæringen fram mot 2040

### EMNEORD

Klikk eller trykk her for å  
skrive inn tekst.

### VERSJON

1.0

### DATO

2024-05-31

### FORFATTER(E)

Hans Tobias Slette, Eivind Lona, Erlend Grytli Tveten, Martha Johanne Pedersen, Stine Steen, Michael Martin Belsnes, Sepideh Jafarzadeh, Shraddha Mehta

### OPPDRAGSGIVER(E)

Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansiering

### OPPDRAGSGIVERS REFERANSE

901866

### PROSJEKTNUMMER

312000216

### ANTALL SIDER

84

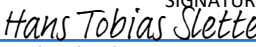
### SAMMENDRAG

Rapporten oppsummerer energi- og effektbehov og beskriver status for alternative energikilder og -bærere i sjømatnæringen. Den presenterer også en analyse av reduksjonen i klimagassutslipp ved en total omstilling til fornybare energikilder. Spesielt interessant vurderes situasjonen for alternativ energitilgang for industrianlegg på land og oppdrettsanlegg i sjø, og alternative energibærere for fartøy. Hvilken rolle alternative energikilder og -bærere kan spille i sjømatnæringen diskuteres videre i en studie av grønne energikjeder for Mørekysten. Konklusjonen er at det er utfordringer med alle alternativer til fossil energi i sjømatnæringen og en rekke praktiske barrierer for grønne energikjeder. Pris og tilgjengelighet er de to største barrierene for alternative energibærere. Effekten av en total omstilling av sjømatnæringen til fornybare løsninger anslås å være utslippsreduksjon på 75-93% i forhold til dagens nivå om det ikke antas noen vekst i produksjonen, og på 37-82% med en tredobling av produksjonen i oppdrett.

### UTARBEIDET AV

Hans Tobias Slette


SIGNATUR

  
Hans Tobias Slette (May 31, 2024 20:42 GMT+2)

### KONTROLLERT AV

Gunnar Malm Gamlem

SIGNATUR

  
Gunnar Malm Gamlem (May 31, 2024 21:07 GMT+2)

### GODKJENT AV

Kristian Voksøy Steinsvik

SIGNATUR



# Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
0.1	2024-05-08	Utkast til prosjektpartnere
1.0	2024-05-31	Ferdig versjon leveres til FHF

# Utvidet sammendrag

Sjømatnæringen består av en rekke ulike aktører og aktiviteter, med stor variasjon i tekniske og operasjonelle løsninger. Næringen må omstille seg til fornybare energiløsninger med lavere utslipp, på lik linje med andre næringer, ettersom Norge skal kutte sine utslipp med 55% innen 2030 og bli et lavutslippssamfunn innen 2050.

I dag dekkes store deler av næringen sitt energibehov med elektrisk kraft fra nettet, spesielt for prosess- og oppdrettsanlegg på land, og 44% av oppdrettsanlegg i sjø er tilkoblet landstrøm. Resterende energiforbruk for disse anleggene, og praktisk talt all energi til fartøy, dekkes med fossil energi. Energi via strøm fra nettilknytning vurderes som den beste løsningen i Norge der det er mulig, blant annet på grunn av pris, virkningsgrad, pålitelighet og fotavtrykket til norsk strøm. Nettilknytning er imidlertid ikke mulig for alle energiforbrukere i næringen og selv for de med nettilknytning vil det kunne være behov for tilleggsforsyning, f.eks. ved strømbrydd eller som følge av lav effekttilgang. Norge kan også få underskudd på kraft i relativt nær fremtid og det er derfor relevant å undersøke hvordan sjømatnæringen selv kan bidra til å produsere sin egen kraft.

Denne rapporten kartlegger derfor status for alternative energikilder og -bærere, som kan benyttes for å omstille sjømatnæringen der det ikke er strømnett som kan levere tilstrekkelig energi eller effekt, eller hvor det ikke er hensiktsmessig å være tilkoblet fast infrastruktur. Det gjøres også en analyse av hva som vil være klimaeffekten av en fullstendig omstilling av næringen til fornybar energi, og et dypdykk i situasjonen på Mørekysten med detaljert vurdering av kraftnettsituasjonen, eksisterende anlegg, nye planlagte anlegg og mulige synergier på tvers for å etablere grønne verdikjeder.

For å beskrive status for alternative energikilder og bærere i sjømatnæringen kreves det først en kartlegging av de typer energiforbrukere som finnes i næringen. Sjømatnæringen deles opp i tre hovedkategorier: (i) Havbruksanlegg med tilknyttet infrastruktur, (ii) Fiskemottak, slakteri og foredling og (iii) Fartøy. Fartøyskategorien dekker kun fartøy i havbruk, fiskefartøy er dekket i FHF-prosjekt nr. 901773. Under kategori (i) vurderes landbaserte oppdrettsanlegg, inkludert anlegg for settefisk, stamfisk og matfisk, konvensjonelle oppdrettsanlegg i sjø, inkludert nedsenkede anlegg, semilukkede og lukkede anlegg, anlegg for offshore havbruk, og landbaser for fartøy. Under kategori (ii) dekkes anlegg som tar imot fisk, både fra fiskeri og oppdrett, og behandler dette før videre distribusjon. Dette inkluderer sløying, filetering, frysing og videreforedling som produksjon av fiskemel og fiskeoljer, tørrfisk, saltfisk og klippfisk, og rekeprodukter/industrireke. Kategori (iii) dekker lokalitetsbåter, servicefartøy, brønnbåter og fôr båter. Alle energiforbrukerne vurderes basert på parametere som, forsyningssikkerhet, effekt- og energibehov, forutsetninger for teknisk sikkerhet (HMS), behov for ulike typer energi, etableringsbarrierer og praktiske krav til energibærer eller -kilde.

Det er stor forskjell i effekt- og energibehov, fra konvensjonelle oppdrettsanlegg som ligger rundt 100 – 200 kW topplast og 400 – 1 300 kWh i daglig energiforbruk, til landbaserte matfiskanlegg som kan ligge rundt 50 000 kW i topplast og i størrelsesorden 200 000 – 500 000 kWh i daglig energiforbruk. Det er også forskjeller i hvilke energityper det er behov for, hvor landbaserte oppdrettsanlegg og prosessanlegg skiller seg ut med store behov for termisk energi, i tillegg til elektrisk kraft. Begrensninger med hensyn til plass og vekt for alternative energiløsninger og betydelig begrensning i rekkevidde og operasjonsområde samt redusert mulighetsrom for risikoreduserende tiltak er en spesiell utfordring for fartøy. Ulikheter i energiforbruk og driftsprofil mellom fartøy betyr også at det er stor forskjell på hvilke alternative energiløsninger som er relevante for f.eks. lokalitetsbåter og brønnbåter.

Både alternative energikilder og alternative energibærere og -lagringsmetoder kartlegges.



Alternative energikilder defineres som ikke-fossile energikilder som kan produsere kraft, hovedsakelig elektrisk, men også termisk, lokalt og forsyne energiforbrukeren direkte uten tilknytning til kraftnettet. Følgende energikilder vurderes: Sol, vind, bølger, strøm/tidevann, kjernekraft, vannkraft, saltkraft, geotermisk og bioenergi. Konklusjonen er at solenergi og geotermisk energi og sjøvarme er løsninger som er modne og konkurransedyktige. Solenergi er godt egnet for stort sett alle energiforbrukere unntatt fartøy, mens geotermisk er godt egnet for landbasert oppdrett og fiskemottak, slakteri og foredling. Både sol og geotermisk er imidlertid begrenset til å kunne dekke kun deler av energiforbrukernes behov, og må suppleres med andre løsninger. Vindkraft kan også være egnet for alle energiforbrukere unntatt fartøy, men det kan være vanskeligere å få på plass både teknisk og med hensyn til sosial aksept. Bølgekraft og tidevannskraft kan være aktuelt for konvensjonelt oppdrett i sjø og for havbruk til havs, og vannkraft kan være aktuelt for landbasert oppdrett og fiskemottak, slakteri og foredling.

Med alternative energibærere menes her alternativer til konvensjonelle, fossile bærere, eller drivstoff. Av hensyn til mål om reduserte klimagassutslipp og fremtidige lav- og nullutslippskrav til fartøy i havbruksnæringen velger vi å se på bærere som i fremstilling og bruk samlet sett kan gi netto nullutslippsverdikjeder. Dette inkluderer elektrisitet/batteri, hydrogen, ammoniakk, biodrivstoff, metanol og syntetiske drivstoff. Det er pris, tilgjengelighet og vekt og plass som er de største utfordringene. Pris og tilgjengelighet kan utvikles i positiv retning. Vekt og plass er ikke like lett å gjøre noe med. Biodrivstoff og syntetisk diesel har nesten sammen energitetthet som diesel og er compatible, men har utfordringer med hhv. bærekraftig råstoff og energitap i fremstilling. Metanol, ammoniakk og hydrogen bundet i organisk væske har bedre energitetthet enn flytende og komprimert hydrogen. Det er stor usikkerhet knyttet til pris på nye drivstoff og tilgangen er også minimal og produksjonen er på pilotstadiet. Aktører som ønsker å benytte alternative drivstoff anbefales å utforske og inngå langsiktig samarbeid som kan motivere energisektoren til produksjon. På verdensbasis er 99% av alt hydrogen, metanol og ammoniakk produsert fra fossile råstoff med høyere utslipp enn diesel. Ulike prosjekt er under utvikling i Norge, f.eks. knyttet til fergene over Vestfjorden.

I analysen om effekten på sjømatnæringens klimagassutslipp ved total omstilling til fornybare energikilder så deles næringen opp i følgende grupper: Havbruk settefisk, havbruk matfisk, havbruk slakteri, havbruk fôrfabrikk, havbruk fartøy, fiskeri landindustri og fiskeri fartøy (som vil si at fartøy i fiskeri tas med her selv om det er holdt utenfor ellers i rapporten). Klimagassutslipp estimeres for tre scenarioer; Status 2024 med produksjon og energiforbruk likt i dag, Omstilt 2024 med produksjon lik i dag og kun fornybar energi, og Omstilt 2040 med høyere produksjon og kun fornybar energi. Det er betydelig usikkerhet knyttet til en slik analyse på grunn av usikkerheter i dagens energiforbruk, utvikling i produksjonsmengde og hvilken form en energiomstilling av næringen vil ta.

For Status 2024 er de to klart største utslippskategoriene forbrenning av fossilt drivstoff fra fartøy i fiskeri og fartøy i havbruk. Disse står for til sammen 84% av totalutslippene til sjømatnæringen. I scenarioet Omstilt 2024 er utslippene redusert med mellom 75 og 93% avhengig av hvilke alternative drivstoff som benyttes. Fartøy i fiskeri og fartøy i havbruk de klart største utslippskategoriene med til sammen rundt 80% av utslippene, til tross for lavere totalutslipp. Omstilt 2040 gir, til tross for en tredobling av produksjonen innen havbruk, en reduksjon på 37-82% i forhold til Status 2024, avhengig av hvilke alternative drivstoff som benyttes. Ettersom Omstilt 2040 legger til grunn en dreining mot nye produksjonsteknologier innen havbruk ser vi også endringer i hvilke utslippskategorier som er størst. Fartøy i havbruk er større enn fartøy i fiskeri, med god margin, og semilukkede og lukkede oppdrettsanlegg er her også større enn fartøy i fiskeri. Resultatene fra analysen tyder på at betydelig vekst innen havbruk kan skje samtidig som klimagassutslippene reduseres kraftig forutsatt at næringen skifter ut fossil energi og tar i bruk fornybare energikilder og -bærere.

Case-studien for Mørekystrn belyser hvordan en regional sjmatnæringsklynge arbeider med energitilgang, og hvordan industrielle samspill kan bidra til økt verdiskaping og mer effektiv utnyttelse av ressursene, inkludert tilgjengelig energi, som oppfattes som en knapphetsressurs. Case-studien er gjennomfðrt ved å studere eksisterende databaser og rapporter som er relevante for å beskrive sjmatnæringsen og energisituasjonen i Møre og Romsdal, og møter med aktører innenfor sjmatnæringsen og energibransjen. Der ble aktørene spurt om erfaringer fra arbeidet med å sikre nettilgang, bruk av alternative energikilder og mulige sirkulære verdikjeder.

En av de viktigste barrierene for grønn energitilgang i sjmatnæringsen i Møre og Romsdal oppleves å være lang behandlingstid for tilknytningsforespørsler til kraftnettet, men de fleste prosjekter blir kun utsatt eller endret og ikke skrinlagt på grunn av dette. De siste ti åra har vært preget av elektrifisering av konvensjonell oppdrettsnærings i sjø, som er godt i gang i regionen, med ca. 60% dekning i dag (2024) og ytterligere 20% under etablering. Tilkobling til den lokale strømforsyningen oppleves som det enkleste, billigste og mest pålitelige alternativet for elektrifisering. Noen sjøanlegg er krevende å elektrifisere pga. lokasjon. Det er blitt testet alternative energikilder som flytende solkraft og bølgekraft, mens vindkraft oppleves som politisk og sosialt utfordrende. Oppdrettsnærings i sjø har per i dag ikke stort nok effektbehov til å utløse spesielle tiltak i det regionale kraftnettet, men det er flere eksempler på lokale kapasitetsutfordringer som krever tiltak som utløser anleggsbidrag. Dialogen med lokale nettselskap, kommuner og fylkeskommune oppleves generelt å være støttende, men mange ulike (og små) nettselskap har hatt noe varierende praksis. Det har vært en betydelig kapasitetskø for nettilknytning de siste åra, men mye ble nylig reservert da Statnett åpnet for forbruksøkning i transmisjonsnettet i region Midt i desember 2023. Landbasert oppdrett har et mye større effektbehov enn andre deler av sjmatnæringsen. Disse aktørene jobber langsiktig og systematisk langs flere akser for å sikre nødvendig energitilgang til sine anlegg, som ofte er strategisk lokaliserte i forhold til regionale kraftnetthuber. Settefisk-anlegg, fôr- og proteinfabrikker, samt slakteri og fryseri er eksempler på annen relativt effektkreven sjmatnærings i Møre og Romsdal. Landbaserte oppdrettsanlegg har potensiale til å spille sentrale roller i framtidige industrielle symbioser der slam og restråstoff blir innsatsfaktorer til produksjon av alternative energibærere.

#### Nøkkelpunkter:

- Alle deler av næringsen bør jobbe for å redusere energiforbruket så mye som mulig, fordi ren energi er et knapt gode, vil bli dyrere og fordi nye drivstoff tar mer plass og krever til dels dyre tekniske løsninger.
- Alle anlegg bør elektrifiseres så langt som mulig, fordi dette minimerer tapene i energikjeden og fordi norsk strøm er tilnærmet utslippsfri. Elektrisk kraft gir null lokal forurensning og stille drift.
- Elektrifisering kan skje med strøm fra nettet eller egenprodusert kraft, eksempelvis fra solceller, bølgekraftverk eller tidevannskraftverk. Flytende vindmøller kan være enklere for havbruk til havs hvor visuell forurensning og støy har mindre betydning enn i fjordene. Elektrisk kraft kan dekke både stasjonære anlegg og gi strøm til batterier i lokalitetsbåter og servicefartøy.
- Alternative drivstoff vil være nødvendig der kabler ikke når ut eller til mobile brukere som større fartøy som store servicebåter og brønnbåter. Grunnet lav eller ingen produksjon av klimanøytrale drivstoff i dag, bør sektoren inngå langsiktige avtaler med energisektoren for å stimulere til produksjon av disse.
- Fordi sjmatnæringsen er sammensatt må også flere løsninger tas i bruk og ses i sammenheng.
- For at omstillingsprosjekter skal realiseres kreves investeringsvilje og samarbeid. Prosjektene må opp på en slik skala at det ikke er mulig for en aktør å gjøre dette alene – det kreves et samarbeid med flere tilknyttede aktører, gjerne også på tvers av bransjer.

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning.....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Energiforbrukere i sjømatnæringen .....</b>	<b>11</b>
2.1	Havbruksanlegg og tilknyttet infrastruktur.....	12
2.2	Fiskemottak, slakteri og foredling.....	17
2.3	Fartøy.....	17
2.4	Oppsummering energiforbrukere.....	22
<b>3</b>	<b>Alternative energikilder.....</b>	<b>23</b>
3.1	Solenergi .....	23
3.2	Vindkraft .....	25
3.3	Bølgekraft.....	26
3.4	Havstrøm- og tidevannskraft .....	28
3.5	Kjernekraft .....	29
3.6	Vannkraft.....	29
3.7	Saltkraft.....	30
3.8	Geotermisk energi og sjøvarme .....	31
3.9	Bioenergi .....	32
3.10	Oppsummering alternative energikilder.....	33
<b>4</b>	<b>Alternative energibærere og -lagring.....</b>	<b>34</b>
4.1	Elektrisitet og batterier .....	34
4.2	Hydrogen.....	35
4.3	Biodrivstoff.....	40
4.4	Metanol.....	43
4.5	Syntetiske drivstoff .....	44
4.6	Termisk energilagring.....	45
4.7	Oppsummering alternative energibærere.....	46
<b>5</b>	<b>Vurdering av alternative energikilder og -bærere for omstilling av sjømatnæringen .....</b>	<b>48</b>
5.1	Case 1 – Alternative energikilder og -lagringsmetoder for industrianlegg på land .....	51
5.2	Case 2 – Alternative energikilder til oppdrettsanlegg i sjø .....	53
5.3	Case 3 – Alternative energibærere for fartøy .....	55
<b>6</b>	<b>Klimaeffekten av en total omlegging til fornybare energikilder .....</b>	<b>58</b>
6.1	Metode.....	58
6.2	Scenarioer .....	60
6.3	Resultater .....	65
6.4	Diskusjon og begrensninger ved analysen.....	68

<b>7</b>	<b>Mørkysten – Grønne energikjeder i den regionale sjømatklynga .....</b>	<b>70</b>
7.1	Beskrivelse av sjømatnæringen i Møre og Romsdal .....	71
7.2	Beskrivelse av kraftnettsituasjonen i Møre og Romsdal.....	72
7.3	Energitilgang for sjømatnæringen i Møre og Romsdal .....	76
7.4	Industriell symbiose og sirkulære energikjeder i sjømatnæringen.....	79
<b>Vedlegg .....</b>		<b>84</b>

*Rapportens forsidebilde viser fra venstre: Landbasert oppdrettsanlegg fra Salmon Evolution, flytende solcelleanlegg fra Inseanergy, batterihybrid servicebåt fra Bjørøya og bølgekraftverk fra Havkraft.*



**Forkortelser og uttrykk**

BECCS – BioEnergy with Carbon Capture and Storage

CBG - Compressed BioGas

CH<sub>2</sub> – Komprimert hydrogengass

DAC – Direct Air Capture

FAME - Fatty Acid Methyl Ester

FPV - Floating Photovoltaics (Flytende solcelleanlegg)

FTS – Flow Through System

HVO - Hydrotreated Vegetable Oil

LBG – Flytende biometan

LCOE – Levelised Cost of Energy

LH<sub>2</sub> – Flytende hydrogen

LNG – Liquid Natural Gas (flytende naturgass)

LOHC - Liquid Organic Hydrogen Carriers

MGO – Marine Gas Oil (diesel)

MMR - Mikro modulære reaktorer

PRO - Pressure Retarded Osmosis

RAS - Resirculating Aquaculture System

RED - Reverse Electrodialysis

ROV –Remotely Operated Vehicle

SMR - Små Modulære Reaktorer

SMR - Steam Methane Reforming (Dampreforming av naturgass)

# 1 Innledning

Denne rapporten er en sammenstilling av funn fra arbeid i arbeidspakke 3 i prosjektet *FHF 901866 – Tilgang på fornybar energi for sjømatnæringen fram mot 2040 (EnerSea)*. Funnene presenteres kronologisk etter hvilken aktivitet i arbeidspakken det var del i. De tre aktivitetene som dekkes er:

- A3.1 Kunnskapsstatus, modenhet og kost per kWh for alternative energikilder og -bærere
- A3.2 Klimaeffekten av en total omlegging til fornybare energikilder
- A3.3 Case-studie for pressområde - Grønne energikjeder for havbruksnæringen

**Aktivitet A3.1** dekkes i kapittel 2, 3, 4 og 5. Hovedmålsetningen med aktivitet A3.1 er å beskrive hva som er status for alternative energikilder og -bærere med hensyn til egnethet for kommersiell bruk hos ulike energiforbrukere i sjømatnæringen. I begrepet egnethet ligger derfor både den teknologiske modenheten, løsningsens kostnadsbilde og i hvilken grad den kan levere på energiforbrukeres krav.

Med «alternative energikilder og -bærere» så menes det som er alternativer til strøm fra nettet og fossile løsninger. Spørsmålet er hvilke energiløsninger som kan benyttes for å omstille næringen der det ikke er strømnnett som kan levere tilstrekkelig energi eller effekt, eller hvor det ikke er hensiktsmessig å være tilkoblet fast infrastruktur, slik det for eksempel er for fartøy. Utgangspunktet er at man ønsker energi og effekttilgang til steder og energiforbrukere hvor det ikke er tilstrekkelig nett, eller det er for dyrt eller tar for lang tid til å bygge nett. Dette betyr at energiløsningene vurderes på bakgrunn av å være lokale løsninger, f.eks. med energiproduksjon nærme eller på lokasjon.

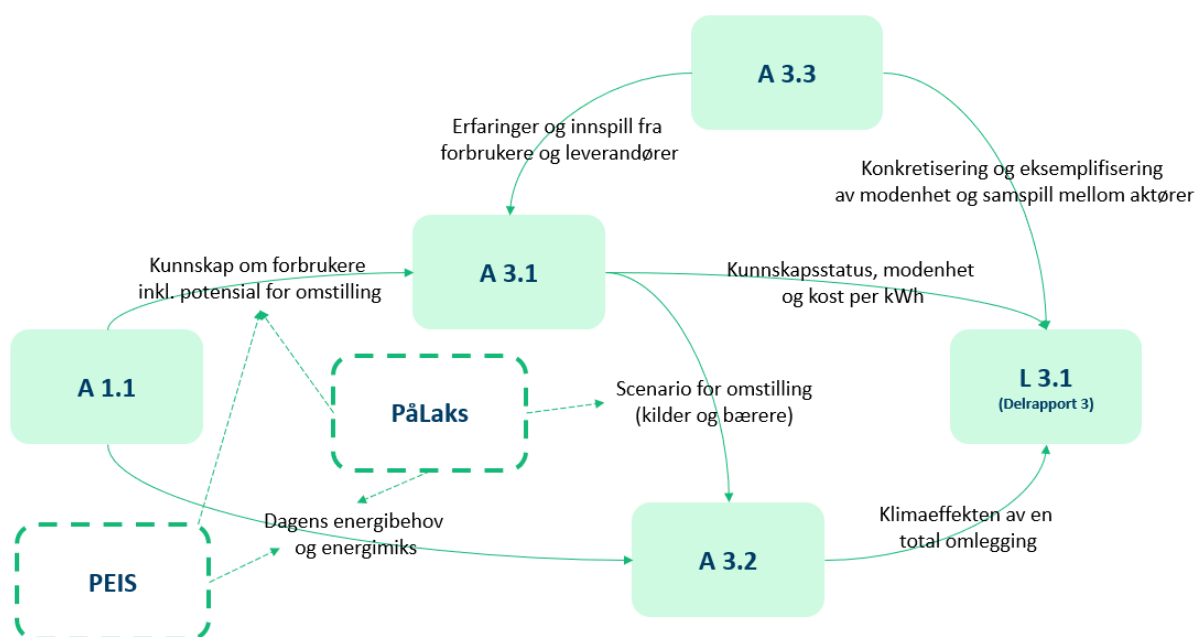
Kapittel 2 beskriver energiforbrukere i sjømatnæringen, deres effekt- og energibehov og eventuelle andre krav til energiforsyningsløsninger. Deretter beskrives alternative energikilder i kap.3, og så beskrives alternative energibærere og -løsninger for lagring i kap.4. Vi skiller altså mellom energikilde og energibærer og diskuterer først hvor energien kommer fra før vi ser på hvilken form den kan ha når den leveres til energibrukere. Til slutt vurderes de alternative energikildene og -bærernes egnethet til bidrag i omstilling av sjømatnæringen, i kap.5. Her diskuteres også tre caser som anses som beskrivende for dagens situasjon i sjømatnæringen.

**Aktivitet A3.2** dekkes i kapittel 6. Hovedmålsetningen i aktivitet A3.2 er å estimere endringene i klimagassutslipp fra sjømatnæringen ved en total omstilling til fornybar energi. Analysen sammenligner tre ulike scenarioer for sjømatnæringen; Status 2024 med produksjon og energiforbruk likt i dag, Omstilt 2024 med produksjon lik i dag og kun fornybar energi, og Omstilt 2040 med høyere produksjon og kun fornybar energi. Det er betydelig usikkerhet knyttet til en slik analyse på grunn av usikkerheter i dagens energiforbruk, utvikling i produksjonsmengde og hvilken form en energiomstilling av næringen vil ta. Analysen er derfor på et format som egner seg godt til sammenligning av de ulike scenarioene, samtidig som en må være varsom med å sammenligne oppgitte energiforbruk og utslipp med verdier i litteraturen ettersom forskjeller i definisjoner og systemgrenser kan være av stor betydning.

**Aktivitet A3.3** dekkes i kapittel 7. Hovedmålsetningen i aktivitet A3.3 er å beskrive status for grønne energikjeder i havbruksnæringen. Det gjøres et dypdykk i situasjonen på Mørekysten med detaljert vurdering av kraftnettsituasjonen, eksisterende anlegg, nye planlagte anlegg og mulige synergier på tvers for å etablere grønne verdikjeder.

Den metodiske tilnærmingen har variert mellom aktivitetene. Både aktivitet A3.1 og A3.3 har benyttet en kombinasjon av dokumentanalyse, litteraturstudie og en rekke intervjuer med aktører i næringen. Aktivitet A3.2 har i større grad vært en analytisk øvelse med utgangspunkt i dokumentanalyse og livssyklusanalyse.

Sammenhengen mellom aktivitetene og andre deler av EnerSea prosjektet er illustrert i Figur 1. Der vises det også at det har vært et samspill med de to andre FHF-prosjektene PEIS (FHF 901905) og PåLaks (FHF 901833).



**Figur 1. Samspill internt i EnerSea-prosjektet og med tilknyttede FHF-prosjekter. A 1.1 er en aktivitet i arbeidspakke 1 i EnerSea, A 3.1, A 3.2 og A 3.3 er de tre aktivitetene i arbeidspakke 3 i EnerSea. L 3.1 er denne rapporten. PEIS og PåLaks er andre FHF-prosjekt, hhv. FHF 901905 og FHF 901833.**

## 2 Energiforbrukere i sjømatnæringen

For å vurdere energiløsninger sin egnethet tar vi utgangspunkt i beskrivelser av energiforbrukere sine karakteristikk med hensyn til energiforsyning. I Tabell 1 følger en liste over parametere som er nyttige for å beskrive energiforbrukere sine krav til energiløsninger.

**Tabell 1. Energiforbrukerparametere som vurderes for å kategorisere energiforbrukere i sjømatnæringen.**

Forsyningssikkerhet	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stabilitet i tilgjengelig effekt- og energitilgang <ul style="list-style-type: none"> <li>o Hvor avgjørende er det å ha stabil effekttilgang?</li> <li>o Er det av betydning om det er variasjon i hvor mye energi/effekt som kan leveres?</li> </ul> </li> <li>- Forutsigbarhet på effekt- og energitilgang</li> </ul>
Effekt og energibehov	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hva er høyeste effektbehov for driften?</li> <li>- Er det spesielle krav til hvor stor energimengde som må kunne leveres med en viss effekt innen et gitt tidsrom?</li> <li>- Varierer effektbehovet?</li> </ul>
Teknisk sikkerhet (HMS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hvilke krav stilles til hensyn som fare for forgiftning, brann og eksplosjon?</li> <li>- Hvilket risikonivå aksepteres?</li> <li>- Hvilke muligheter har man til å lage gode løsninger for sikkerhet og beredskap for å håndtere risiko? <ul style="list-style-type: none"> <li>o Det er f.eks. forskjell på en båt hvor det er relativt kort avstand mellom alle systemer og et slakteri hvor avstand mellom systemer i større grad kan brukes for å redusere risiko</li> </ul> </li> </ul>
Behov for ulike typer energi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hvordan fordeler effekt- og energibehovet seg mellom ulike typer energi? <ul style="list-style-type: none"> <li>o F.eks. elektrisk vs. termisk?</li> </ul> </li> </ul>
Etableringsbarrierer	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hvor mye tid og ressurser ønsker forbrukeren å legge ned i å etablere energiløsninger? <ul style="list-style-type: none"> <li>o Kapitalkostnader</li> <li>o Utfordringer knyttet til f.eks. krevende søknadsprosesser, konsesjoner, ledetid, nødvendig personell og opplæring, og sosial aksept eller motstand mot løsninger.</li> </ul> </li> </ul>
Praktiske krav til energibærer eller -kilde	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Begrensinger med hensyn til plass eller vekt</li> <li>- Tåler energiløsningen de fysiske forholdene?</li> <li>- Ekstern service og vedlikehold – mulighet for oppfølging etter anskaffelse</li> </ul>

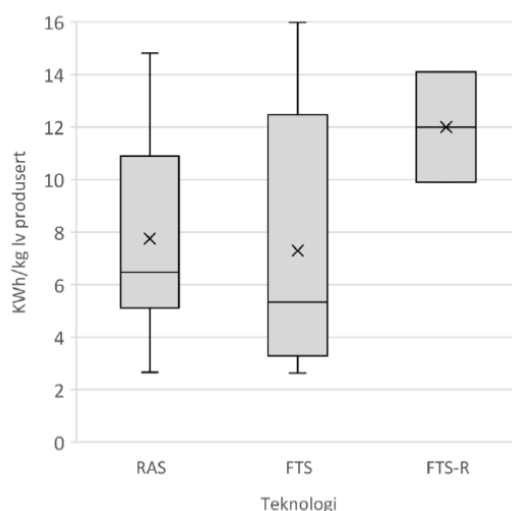
Her gis en introduksjon til energiforbrukere i sjømatnæringen. Energiforbrukerne kan deles opp i fire hovedkategorier: Havbruksanlegg, havbruksflåten, fiskerianlegg samt fiskeriflåten. Denne rapporten dekker de tre førstnevnte. Vurdering av alternative energikilder og -bærere for sistnevnte gjøres i FHF-prosjekt FHF 901773 *Utarbeidelse av kunnskapsgrunnlag for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp fra fiskeflåten på kort (2030) og lang sikt (2050)*.

## 2.1 Havbruksanlegg og tilknyttet infrastruktur

Denne kategorien omfatter landbaserte oppdrettsanlegg, konvensjonelle oppdrettsanlegg i sjø, semilukkede og lukkede oppdrettsanlegg i sjø, havbaserte oppdrettsanlegg og landbaser for båter. I det følgende diskuteres de ulike energiforbrukerne.

### 2.1.1 Landbaserte anlegg for oppdrett av fisk

Samlebetegnelsen landbaserte oppdrettsanlegg inkluderer stamfiskanlegg, settefiskanlegg og matfiskanlegg, og disse kan enten være gjennomstrømningsanlegg (FTS), resirkuleringsanlegg (RAS), eller en hybrid. I tillegg finnes det ytterligere variasjoner i oppsett, tekniske løsninger og dimensjoner som gjør enkeltanlegg ulike. En gjennomgang av FTS-anlegg og RAS-anlegg for settefisk<sup>1</sup> viser relativt likt energiforbruk mellom de to teknologiene til tross for store tekniske ulikheter, dog med større spenn for FTS-anlegg, se Figur 2.



**Figur 2. Variasjon i spesifikt energiforbruk mellom settefiskanlegg av typen RAS, FTS og FTS-R. Streken i boksene viser medianverdien og krysset viser gjennomsnittsverdien for enkeltanlegg innenfor de ulike anleggstypene. 50% av undersøkte anlegg ligger innenfor de grå boksene. Kilde: Asplan Viak og SINTEF Ocean<sup>1</sup>**

Kartlegginger fra Svendsen<sup>2</sup> og Nistad<sup>3</sup> viser at typisk 10-15% av energiforbruket går til temperaturregulering mens resterende energiforbruk i hovedsak går til energiforbrukere som krever kun kraft, som pumping, filtrering, og lufting og oksygenering.

Det er strenge krav knyttet til fiskehelse og -velferd som gjør at anleggene ofte har dieselaggregat selv om de er koblet til strømnettet. Frafall av effekt til en del komponenter og systemer er kritisk. For temperaturregulering vil et frafall stort sett være mindre kritisk enn for de fleste andre systemer. Dette betyr at grunnbehovet er betydelig, hvor det av hovedforbrukerne kun er temperaturregulering som kan kobles ut i kortere perioder.

<sup>1</sup> Asplan Viak og SINTEF Ocean, Potensialet for reduserte klimagassutslipp og omstilling til lavutslippssamfunnet for norsk oppdrettsnæring, versjon 02 av 30.04.21.

<sup>2</sup> Oda Ildahl Svendsen, Komponenter og energiforbruk i RAS-anlegg, <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/handle/11250/2609304>

<sup>3</sup> Andrea Arntzen Nistad, Current and Future Energy Use for Atlantic Salmon Farming in Recirculating Aquaculture Systems in Norway, <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2656753>

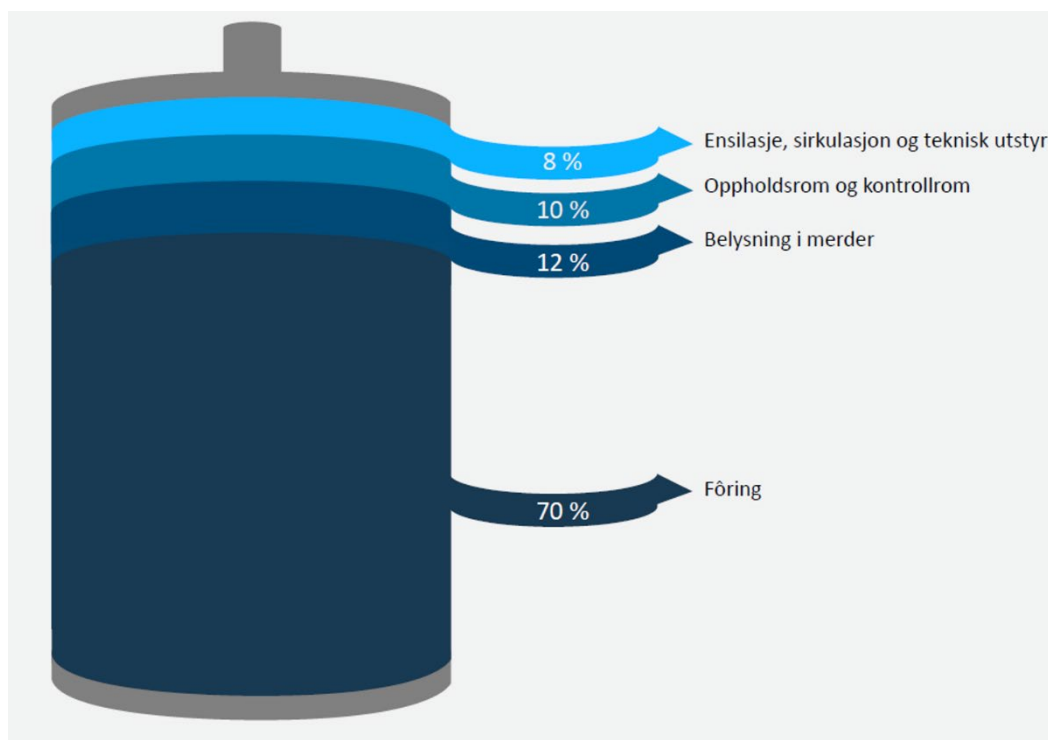


Effektbehovet for et settefiskanlegg kan typisk ligge fra 0,5-5MW i topp-last, betydelig lavere i snitt og perioder med lav eller ingen produksjon, alt avhengig av anleggets størrelse. Energiforbruket over året kan typisk ligge mellom 1 og 10 GWh. Effektbehovet varierer noe over året basert på temperaturen til vannkilden og stående biomasse i anlegget. Det er i stor grad de samme tekniske prinsippene som gjelder også for stamfiskanlegg og matfiskanlegg, og karakteristikkenes forventes generelt ikke å være særlig ulike med unntak av størrelsen på anleggene. Store landbaserte matfiskanlegg kan forventes å ha en effekt-topp opp mot flere titalls MW. Eksempler på dette er Salmon Evolution og Salfjord sine anlegg.

Ettersom anleggene er landbaserte vil de typisk ha mulighet til å etablere gode sikkerhetstiltak og risikoreduserende tiltak mht. energiløsninger, f.eks. med sikkerhetsavstander. Dette avhenger naturlig nok av konkret plassering, hvor det å være plassert på en liten øy eller i ellers tettbygde område vil redusere mulighetene for dette.

### 2.1.2 Konvensjonelle oppdrettsanlegg i sjø

Innenfor det vi kaller konvensjonelle anlegg i sjø finnes det variasjoner i anleggsstørrelse, utforming, utstyr, miljøforhold, med mer. Dette er forhold som påvirker og gir betydelig variasjon i effekt- og energibehov. For et typisk anlegg er det meste av energiforbruket knyttet til fôring, belysning i merder, oppholdsrom og kontrollrom, og ensilasje, sirkulasjon og teknisk utstyr<sup>4</sup>, se også Figur 3.



Figur 3. Fordeling av energiforbruk på fôrflåte på oppdrettsanlegg. Kilde: RENERGY<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> RENERGY, Energi i Havbruk – Optimal energibruk på oppdrettsanlegg, <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2021/01/20201124-Optimal-energiebruk-rapport.pdf>

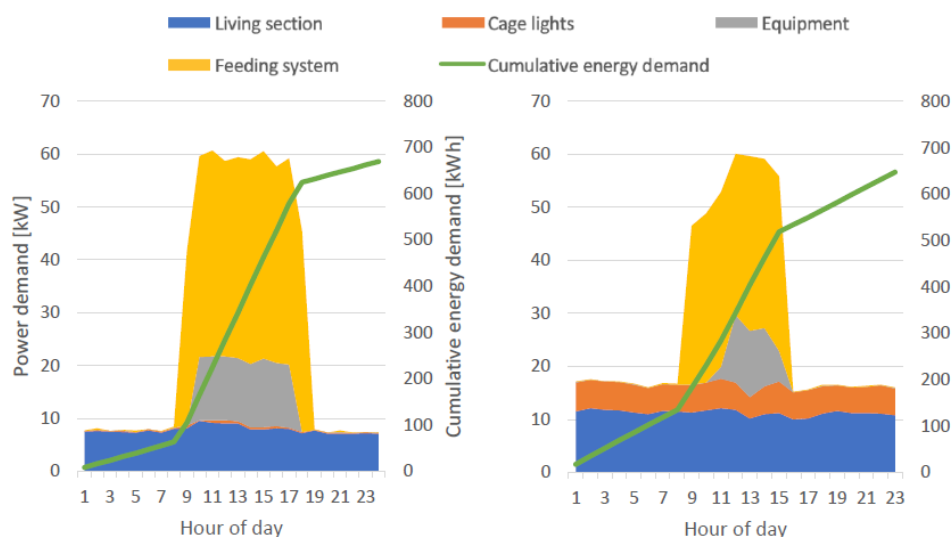
<sup>5</sup> RENERGY, Energi i Havbruk – Optimal energibruk på oppdrettsanlegg, <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2021/01/20201124-Optimal-energiebruk-rapport.pdf>

Ettersom miljøet i merden stort sett ivaretas naturlig og fisken greier seg fint en stund uten føring, så vil et frafall av effekttilgang i kortere perioder ikke nødvendigvis ha betydning for fiskehelse og -velferd. For anlegg som har strømsettere og/eller oksygentilsetting kan bortfall av strøm være kritisk i tidspunkt hvor det er behov for å kjøre disse, f.eks. ved veldig lav naturlig vannstrøm. Et fullstendig bortfall vil derimot kunne skape utfordringer for røkterne i å ha oversikt og drive forsvarlig husdyrhold på en god måte. Om en derfor definerer overvåkning og andre støttesystemer inn i grunnlasten vil denne typisk være rundt 10 kW mens last-topp for et anlegg typisk er rundt 100 – 200 kW. Effektbehovet varierer gjennom døgnet etter når det føres, og over året etter stående biomasse, behovet for lys og evt. oppvarming av oppholdsrom. For anlegg hvor det benyttes oksygenering eller pumping av vann i merd så vil dette kunne utgjøre en betydelig andel av energiforbruket.

Daglig energiforbruk i normal drift ligger typisk mellom 400 kWh og 1 300 kWh<sup>6</sup>. Stort sett er det behov for elektrisk kraft, men noe forbruk kan dekkes av termisk, f.eks. for oppvarming av oppholdsrom.

Se Figur 4 for eksempel på variasjon av effektbehov og energiforbruk over døgnet og mellom sesonger. Oppdrettsanlegg i sjø er i perioder inaktive som følge av brakklegging og/eller strategiske beslutninger. I disse periodene er effektbehovet og energiforbruket svært lavt.

Nedsenkede anlegg i sjø er veldig like konvensjonelle anlegg og beskrives derfor ikke spesielt her, utover at det forventes ulikheter knyttet til behov for lys og effektforbruk ved føring som følge av at det kun brukes vannbåren føring. Det er også indikasjoner på at avbrudd i lys i nedsenkede merder kan være kritisk for fiskevelferden, og potensielt skape stressrespons blant fisken samtidig som det reduserer røkterens mulighet til monitorering<sup>7</sup>.



**Figur 4. Effektprofil for et typisk konvensjonelt oppdrettsanlegg i sjø, sommer og vinter. Figuren til venstre viser typisk driftsprofil om sommeren for et anlegg på 3120 tonn. Figuren til høyre viser typisk driftsprofil om vinteren for et anlegg på 3120 tonn. Kilde: Møller<sup>8</sup>.**

<sup>6</sup> RENERGY, Optimal energibruk på oppdrettsanlegg, <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2021/01/20201124-Optimal-energibruk-rapport.pdf>

<sup>7</sup> <https://www.dn.no/havbruk/lakselus/laks/havbruk/drama-i-dypet-morkredd-laks-dode-i-store-mengder/2-1-1626879>

<sup>8</sup> Sofie Møller, Reduction of CO<sub>2</sub> Emissions in the Salmon Farming Industry: The Potential for Energy Efficiency Measures and Electrification, <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2624655>

Det er strenge krav for å plassere potensielt farlige gjenstander på flåten eller på merd, med tanke på liv og helse for personell og rømningsfare for fisk og fiskevelferd. Et mulig alternativ er å plassere slikt utstyr på egen plattform eller på nærliggende land. Risikovurderinger knyttet til dette dekker også hvordan evt. nytt utstyr kan påvirke stabiliteten til flåte eller merd, eller arbeidsforhold for røktere. Etablering av tilleggsløsninger for alternative energikilder eller -bærere er relativt enklere innenfor allerede klarert område for oppdrettsanlegget. Det er ekstra krevende å etablere utenfor dette.

### 2.1.3 Semilukkede og lukkede oppdrettsanlegg i sjø

Også innenfor denne kategorien finnes det store variasjoner i størrelse, utforming, utstyr og miljøforhold. De viktigste forskjellene er grad av lukking, dvs. fysisk lukking og behandling av vannet. I utgangspunktet er anleggsutformingen for denne typen oppdrettsanlegg ofte like anlegg med konvensjonelle merder, men det kan i tillegg være et økt energibehov knyttet til oksygenering av vann, vannsirkulasjon, og behandling/filtrering av vann, avhengig av konsept. Det siste omfatter f.eks. UV-behandling av inntaksvann og oppsamling og behandling av slam. Disse tilleggene kan utgjøre en økning i topp-effekt på rundt 200 kW per merd. For et typisk anlegg kan dette da utgjøre 1 - 2MW økning.

Bortfall av effekttilgang til oksygenering og vannsirkulasjon kan være kritisk ettersom den naturlige utskiftingen av vann i merden vil være redusert eller ikke-eksisterende i semilukkede og lukkede anlegg. Store deler av dette økte effektbehovet vil derfor inngå i grunnlasten.

### 2.1.4 Havbaserte oppdrettsanlegg

Dette er en kategori hvor det i dag kun finnes et fåtall pilotanlegg og en rekke konsepter på idéstadiet. Det er i likhet med for semilukkede og lukkede anlegg også her ingen omforente eller utbredte definisjoner eller dominerende løsninger. Pilotanleggene inkluderer Ocean Farm 1, Havfarmen og Arctic Offshore Farming.

De omtales her som pilotanlegg ettersom de verken er designet for eller plassert i forhold som regnes som åpent hav/havbasert. Disse tre vises i Tabell 2 sammen med Smart Fish Farm – et konsept for oppdrett i åpent hav som har fått tildelt tillatelse for dette. Havbaserte anlegg er i stor grad sammenlignbare med konvensjonelle anlegg når det gjelder beskrivelse av energiforbrukerparameterne. Havbaserte anlegg er typisk store med kapasiteter i størrelsesorden 5 000 – 20 000 tonn per enhet, og som gjerne er en stålkonstruksjon som minner om offshoreanlegg i olje og gass.

I utgangspunktet behøver ikke energiforbruket å være særlig ulikt det som er for konvensjonelle merder per kg fisk. Havbaserte anlegg kan være mer kompakte enn konvensjonelle anlegg ved at fôr lagres nærmere fisken og dermed distribueres over kortere avstander ved fôring. Svært store volum i hver merd vil kunne gi større utfordringer med oksygenivå i merd og potensielt føre til et større behov for strømsettere eller oksygenering av vannet. Dette betyr at havbaserte anlegg typisk har samme energiforbruk som anlegg med konvensjonelle merder per kg fisk, men med potensiell besparelse for fôring og potensielt tillegg for å opprettholde gode oksygenivåer. Ocean Farm 1 rapporterte et daglig energiforbruk mellom 1 000 kWh/dag og 4 000 kWh/dag for 2019<sup>9</sup>. Energibehovet varierer med fôring og dermed stående biomasse. Peak effekt ligger da sannsynligvis rundt 200 - 300 kW.

Havbaserte oppdrettsanlegg har spesielle utfordringer med å knyttes til strømnettet som følge av stor avstand til land, ettersom disse vil ligge utenfor grunnlinjen.

<sup>9</sup> Sofie Helene Næss Jebsen, Scenarios for the Decarbonization of Energy Supply for Salmon Aquaculture in Norway, januar 2021, <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2779678>

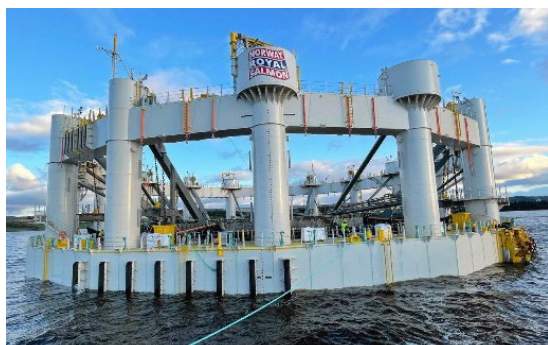
**Tabell 2. Anleggskonsepter for offshore havbruk.**



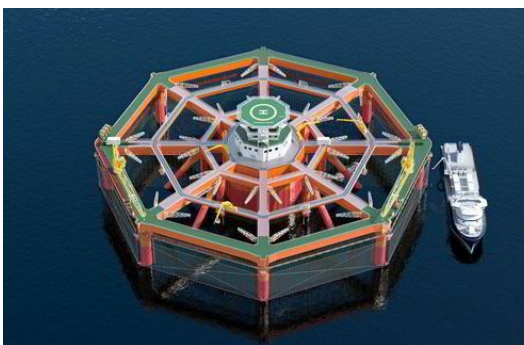
**Ocean Farm 1. Foto: Salmar**



**Havfarmen. Foto: Nordlaks**



**Arctic Offshore Farming. Foto: Klaus Hatlebrekke / NRS**



**Smart Fish Farm. Kilde: Salmar**

### 2.1.5 Landbaser for fartøy

Med landbase for fartøy menes de bryggeanlegg der lokalitetsbåter og servicefartøy ligger når de ikke er i arbeid. Typisk kan slike anlegg være hjemmehavn for flere båter fra samme oppdrettsselskap tilhørende flere lokaliteter i et område. Der kan det f.eks. være en brakke med oppholdsrom eller lager.

Energiforbruk ved en landbase vil i all hovedsak være knyttet til eventuelle bygninger eller utstyr på stedet. Typisk er energiforbruket svært lavt relativt til andre typer energiforbrukere omtalt her. Landbaser med utstyr for landing av fartøy vil ha større effektbehov. Dette vil avhenge av omfang som antall ladere, antall fartøy og typen fartøy, og kan trolig ligge mellom 10 kW-1 MW installert effekt. Utstyr til lading vil i så fall sannsynligvis utgjøre hoveddelen av energiforbruket på anlegget. Totalt energibehov per døgn for en liten gruppe lokalitetsbåter kan være i størrelsesorden 100 - 1 000 liter diesel, noe som tilsvarer i størrelsesorden 400 - 4 000 kWh energi fra strøm, om det antas en virkningsgrad på 35% for diesel og 90% for batteri.

Ettersom anleggene er landbaserte vil de typisk ha mulighet til å etablere gode sikkerhetstiltak og risikoreducerende tiltak, f.eks. med avstander. Dette avhenger naturlig nok av konkret plassering, hvor det å være plassert på en liten øy eller i ellers tettbygd område vil redusere mulighetene for dette.

## 2.2 Fiskemottak, slakteri og foredling

Denne kategorien dekker anlegg som tar imot fisk, både fra fiskeri og oppdrett, og behandler dette før videre distribusjon. Dette inkluderer sløying, filetering, frysing og videreforedling som produksjon av fiskemel og fiskeoljer, tørrfisk, saltfisk og klippfisk, og rekeprodukter/industrireke. Typisk for disse anleggene er at produksjonen kan variere over året blant annet som følge av tilgang på råvarer, men at det samtidig er kritisk at produksjonen går som planlagt når det er tilgang på råvarer. For eksempel kan et lakseslakteri ha perioder hvor det ikke kommer inn fisk, men når det først er fisk som skal slaktes er det kritisk at det ikke blir avbrudd i driften.

Det er et betydelig spenn i størrelsen på anlegg/produksjonskapasitet og hvilken prosessering som gjøres, og dermed også energiforbruk. For slakterier som i hovedsak sløyer og fileterer ligger gjennomsnittlig energiforbruk rundt 0,17 kWh/kg<sup>10,11</sup> noe som tilsvarer et årsforbruk per anlegg i størrelsesorden 2 – 20 GWh og en snitteffekt over året på 230 kW – 2,3 MW. Under skift ligger effektforbruket typisk på 0,5 – 1,5 MW. Effektforbruket er relativt stabilt både under skift og når det er ikke er skift, men det er betydelig forskjell på disse. Sløying og filetering krever elektrisk kraft, men det brukes også betydelig energi på temperaturregulering, f.eks. til nedkjøling av vann, produksjon av is eller kaldtlagring.

Virksomheten skal helst ikke ha nedetid, men korte perioder kan håndteres om det planlegges for. Fiskemottak for pelagisk og hvitfisk har sammenlignbare forbruk fersk fisk. Frysing krever derimot betydelig mer energi, slik at totalforbruket i snitt blir tre ganger så høyt som for fersk fisk. Dette betyr at det er et stort behov for termisk energi. Produksjon av fiskemel, fiskeolje, tørrfisk, saltfisk og klippfisk krever også betydelig mer energi enn fersk fisk, men for disse er det i hovedsak behov for termisk energi til tørking. Følgelig varierer også effektbehovet med utvendige temperaturer.

Ettersom anleggene er landbaserte vil de typisk ha mulighet til å etablere gode sikkerhetstiltak og risikoreduserende tiltak, f.eks. med avstander. Dette avhenger naturlig nok av konkret plassering, hvor det å være plassert på en liten øy eller i ellers tettbygde område vil redusere mulighetene for dette.

## 2.3 Fartøy

Kapitteloverskriften viser her til fartøy brukt til oppdrett, og inkluderer ikke fartøy til tradisjonelt villfiske. Fiskeriflåten er dekket i FHF-prosjekt nr.901773 *Utarbeidelse av kunnskapsgrunnlag for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp fra fiskeflåten på kort (2030) og lang sikt (2050)*.

Fartøy i oppdrett kan deles opp i tre hovedkategorier; lokalitetsbåter, servicefartøy og brønnbåter. Denne oppdelingen er en forenkling og det finnes fartøystyper som ikke passer spesielt godt inn i noen av de tre kategoriene, f.eks. fôrbåter, avlusningslektere og ensilasjefartøy. For formålet til denne rapporten vurderes det som tilstrekkelig å omtale de tre nevnte hovedkategoriene, ettersom disse utgjør de fleste fartøy i oppdrett og i stor grad beskriver variasjonen man finner mellom fartøy.

### 2.3.1 Lokalitetsbåter

Lokalitetsbåter er fartøy som er bundet til spesifikke oppdrettsanlegg. Disse kan generelt deles inn i tre grupper; små, hurtiggående båter på 6-10m, medium store arbeidsbåter på ca. 11-13m, og store arbeidsbåter på 13-15m, se Tabell 3.

<sup>10</sup> NorskFisk.no, Norske lakseslakterier - Vekst tross dempere, <https://norskfisk.no/2023/10/20/norske-lakseslakterier-vekst-tross-dempere/>

<sup>11</sup> Miljødirektoratet, Norske Utslipp, <https://www.norskeutslipp.no/no/Forsiden/>



De små båtene er typisk kun utstyrt med en fremdriftsmotor på rundt 200 hk (150 kW) og frakter personell fra landbase til oppdrettsanlegg og internt på lokaliteten. Medium til store lokalitetsbåter seiler daglig strekket mellom landbasen og lokaliteten tur/retur, typisk ca. 5 nautiske mil (nm) hver vei, totalt 10 nm per dag. I tillegg utfører disse operasjoner på lokalitet som typisk innebærer noe seiling internt på lokaliteten og noe bruk av kran og nokke. Arbeidstiden er typisk fra 07-19 og kan være fordelt slik: 50% fortøyd til forflåten, 30% fortøyd til merd (20% av dette med aktiv kranoperasjon) og 20% i bevegelse/uførtøyd (seiling og driv/holde posisjon). Snittfart ved seiling til/fra landbase er typisk 8 kn, mens snittfart internt på lokalitet er lavere (ca. 5 kn).

I Tabell 3 vises effekt-topper i størrelsesorden 100 – 300 kW for de tre referansebåtene, og tankkapasitet for brennolje på opptil 1 500 liter. Energimengden/brennverdien i 1 500 liter diesel tilsvarer batterier på ca. 6 000 kWh, om det antas en virkningsgrad på 35% for diesel og 90% for batteri.

**Tabell 3. Typiske lokalitetsbåter fordelt på de tre kategoriene liten, medium og stor lokalitetsbåt.**

#### Liten lokalitetsbåt



**Modell: Alukin CWA 750<sup>12</sup>**

Størrelse (LxB): 7,7x2,35m

Motor: 150-250hp (110-190kW)

Toppfart: 40 knop

Antall passasjerer: 8

#### Medium lokalitetsbåt



**Modell: Follawork 35<sup>13</sup>**

Størrelse (LxB): 10,65x5m

Motor: 132 kW (EL)

Batteri: 330kWh

Nokk: 3t + 1t

Kran: Amco Veba V808NM (8tm)

Sidepropell: 2x SAC 320 thruster (17kW)

#### Stor lokalitetsbåt



**Modell: Moen Marin Nabcat 1480<sup>14</sup>**

HYB

Størrelse (LxB): 14x8m

Motor: 2x160kW

Batteri: 720kWh

Generator: 150kW

Sidepropell: 37kW

Hydraulikk: 40kW

Kran: 50 tm

Nokk: 5t + 3t

Dekkslast: 28 tonn

Brennolje: 1,5m<sup>3</sup>

### 2.3.2 Servicebåter

Servicebåter er arbeidsbåter, i likhet med lokalitetsbåter, men de er gjerne større, bedre utstyrt, innleid fra eksternt rederi og på deling mellom flere oppdrettsanlegg. At de er bedre utstyrt vil si at de f.eks. kan ha tre kraner, ROV (undervannsrobot) og utstyr for ankerhåndtering og tauing, der hvor en lokalitetsbåt typisk bare har en liten kran og en vinsj eller nokke. Servicebåter kan deles opp i tre grupper; små på under 15 m, medium på 15 – 27 m, og store på over 27 m.

<sup>12</sup> <https://alukinboats.com/work-boats/alukin-cwa-750-with-aft-cabin>

<sup>13</sup> <https://follamaritime.no/vare-fartoy/>

<sup>14</sup> <https://www.moenmarin.no/produkt/katamaraner/nabcat-1480-hyb/>

**Små servicebåter** seiler typisk rundt 50 – 100 nm i snitt per uke, gjerne med lengre etapper som går over mer enn en dag. F.eks. 12 timer i ett. Snittfart i transitt på 8 – 10 kn. Ved operasjon ligger de typisk fortøyd til merd og utfører kranoperasjoner eller vaskeoperasjoner. Disse arbeider stort sett 12 timer per dag, og kan også utføre frakte og slepeoppdrag. En referansebåt kan være AQS Nordland, se Tabell 4.

**Medium servicebåter** seiler typisk rundt 50 – 100 nm i snitt per uke, gjerne med lengre etapper som går over mer enn en dag. F.eks. 12 timer i ett. Snittfart i transitt på 8 – 10 kn. Ved operasjon ligger de f.eks. 50% av tiden fortøyd til merd og 50% av tiden i sakte fart eller posisjonering, f.eks. ved forankringsarbeid som installasjon eller inspeksjon og vedlikehold. Ved operasjon brukes typisk kran og ROV. Disse arbeider typisk 24 timer per dag, og kan også utføre frakte og slepeoppdrag. En referansebåt kan være FSV sin Multi Arctic, se Tabell 4.

**Store servicebåter** seiler typisk rundt 50 – 100 nm i snitt per uke, gjerne med lengre etapper som går over mer enn en dag. F.eks. 12 timer i ett. Snittfart i transitt på 8 – 10 kn. Ved operasjon ligger de typisk fortøyd til merd. Disse fartøyene utfører typisk operasjoner for behandling/håndtering av laks, f.eks. avlusning eller sortering. Arbeider typisk 24 timer per dag. En referansebåt kan være Frøy Fighter, se Tabell 4.

**Tabell 4. Typiske servicebåter fordelt på de tre kategoriene liten, medium og stor servicebåt.**

#### Liten servicebåt



##### AQS Nordland<sup>15</sup>

Byggeår: 2016  
 Størrelse: 14,95x12m  
 Kran: 65tm + 50tm  
 Vinsj: 60 tonn  
 Dekkslast: 100 tonn  
 Slepekraft: 14 tonn  
 ROV: 1 Argus Mariner  
 Posisjonering: Kongsberg  
 Dykkerstasjon: Ja  
 Annet: Haikjeft, tauepinner, hydraulisk boreutstyr  
 Brennolje: 33m3  
 Hovedmotor: 2x450kW  
 Generator: 84kW  
 Sidepropeller: 2x90kW  
 Hydraulikk: Bergen Hydraulic  
 Servicefart: 10knop

#### Medium servicebåt



##### FSV Multi Arctic<sup>16</sup>

Byggeår: 2023  
 Størrelse: 27x11,5m  
 Kran: 185tm + 100tm  
 Vinsj: 80 tonn  
 Slepekraft: 19,5 tonn  
 ROV: Argus Rover  
 Dekkslast: 200 tonn  
 Batteri: 1 000 kWh  
 Aggregat: 2x Nogva Scania DI16 90M (2x640kW)  
 Motor: 2x400kW

#### Stor servicebåt



##### Frøy Fighter<sup>17</sup>

Byggeår: 2016  
 Størrelse: 40x12,5m  
 Kran: 2x150tm + 50tm + 23tm  
 Vinsj: 60t + 20t  
 Tugger: 2x5t  
 Nokk: 2x5t  
 Dekkslast: 350 tonn  
 Slepekraft: 17 tonn  
 ROV: Nei  
 Annet: Tauepinner, platelås  
 Hovedmotor: 745kW  
 Generator: 2x323kW + 47kW  
 Sidepropeller: 240kW + 185kW  
 Hydraulikk: 3x60kW  
 Arbeidsluftkompressor: 4kW  
 Brennolje: 80m3

<sup>15</sup> <https://aqs.no/vessels/aqs-nordland/> og <https://maritimt.com/nb/batomtaler/kb-nordland-062016>

<sup>16</sup> <https://www.fsvgroup.com/no/fartoy>

<sup>17</sup> <https://froygruppen.no/portfolio/froy-fighter/> og <https://maritimt.com/nb/batomtaler/froy-fighter-022016>

I Tabell 4 vises effekt-topper i størrelsesorden 900 – 1 500 kW for de tre referansebåtene, og tankkapasitet for brennolje fra 33 000 til 80 000 liter. Energimengden/brennverdien i fulle dieseltanker tilsvarer batterier i størrelsesorden 130 000 kWh til 315 000 kWh, om det antas en virkningsgrad på 35% for diesel og 90% for batteri.

### 2.3.3 Brønnbåter

Brønnbåter transporterer fisk i ulike faser av produksjonssyklusen og håndterer fisk i sammenheng med andre behandlinger som avlusning og sortering. Brønnbåter er typisk fra 55 til 95 meter lange, men det finnes både mindre og større båter. Båtene har stor bredde i forhold til lengden og stikker dypt når de er fullastet.

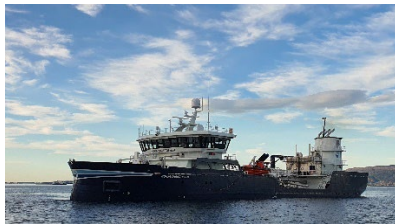
Brønnbåter er gjerne utstyrt for å gjøre en rekke aktiviteter, men noen er dedikert til kun et fåtall oppgaver, f.eks. transport av smolt. Det virker å være en trend i næringen at graden av spesialisering øker for disse båtene, noe man også ser med inntoget av større bløggebåter for høsting, og lektere for avlusning og sortering.

Generelt kan man fortsatt allikevel si at brønnbåter typisk har relativt like driftsprofiler med seiling fra settefiskanlegg til sjøanlegg, mellom sjøanlegg og fra sjøanlegg til slakteri, inkludert lasting, lossing og annen håndtering av fisk på lokalitet. En typisk leveranse kan være 1 - 5 timer lasting, 1 - 6 timer seilas og 1 - 5 timer lossing. Dette kan gjentas i flere omganger tur/retur samme lokalitet, f.eks. 1 - 4 ganger. Deretter kan det typisk være noen timer seilas til nytt oppdrag eller havn mellom oppdrag. Mellom oppdrag skal det også vaskes og desinfiseres i henhold til forskrifter. Dette kan innebære 5 timer vask og 48 timer karantene. Annet håndteringsarbeid på lokalitet, f.eks. avlusning og sortering, kan gå over flere dager i strekk med døgndrift. Fartøyet er da stort sett fortøyd til merd bortsett fra ved små forflytninger internt på lokalitet.

Referansebåter for smolttransport, «vanlig brønnbåt» og bløggebåt vises i Tabell 5. Effekt-toppene for båtene er i størrelsesorden 2 000 – 6 000 kW, og tankkapasitet for brennolje er i størrelsesorden 95 000 til 285 000 liter. Energimengden/brennverdien i fulle dieseltanker tilsvarer batterier i størrelsesorden 370 000 kWh til 1 100 000 kWh, om det antas en virkningsgrad på 35% for diesel og 90% for batteri.

**Tabell 5. Typiske brønnbåter/fiskehåndteringsfartøy fordelt på kategoriene dedikert smoltbåt, typisk brønnbåt og bløggebåt.**

#### Dedikert smoltbåt



##### **Sølvrans Ronja Christopher<sup>18</sup>**

Byggeår: 2020  
 Størrelse: 69,96x17,80m  
 Lasterom: 2500 m<sup>3</sup> (375 tonn)  
 RSW: FrioNordica (2200kW)  
 Hovedmotor: Yanmar 6EY26W (1920kW)  
 Sidepropell: 450kW + 300kW  
 Aggregat: 2x1550kW + 323kW

#### Typisk brønnbåt



##### **Frøy Gåsø Jarl<sup>19</sup>**

Byggeår: 2017  
 Størrelse: 84,6x16m  
 Lasterom: 3400m<sup>3</sup>  
 RSW: Kjøling og oppvarming  
 Avluser: 8 linjer Hydrolicer  
 Dieselaggregat: 4x1400kW  
 Hovedmotor: 2x1200kW (EL)  
 Servicefart: 13 knop  
 Brennolje: 285m<sup>3</sup>

#### Bløggebåt



##### **Napier Taupiri<sup>20</sup>**

Byggeår: 2019  
 Størrelse: 43x11m  
 Lasterom: 320 tonn  
 Bløggeutstyr: 16 S&B-maskiner fra Baader  
 RSW: MMC First process  
 Blodvannrenseanlegg: Downstream marine  
 Hovedmotor: CAT 3512C (1360kW)  
 Generator: 500kW + 95kW  
 Sidepropell: 2x250kW  
 Servicefart: 12 knop  
 Brennolje: 95m<sup>3</sup>

<sup>18</sup> <https://www.solvrans.no/fleet> og <https://batomtaler.skipsrevyen.no/ms-ronja-christopher/ms-ronja-christopher/1095331>

<sup>19</sup> <https://froygruppen.no/portfolio/froyskarv/> og <https://maritimt.com/nb/batomtaler/gaso-jarl-052017>

<sup>20</sup> <https://napier.no/fartoy/taupiri/> og <https://maritimt.com/nb/batomtaler/taupiri-092019>

## 2.4 Oppsummering energiforbrukere

Gjennomgangen av energi- og effektbehov samt krav og muligheter ved de ulike type fasilitetene i sektoren kan oppsummeres som følger i Tabell 6. Tabellen er kortfattet og er en forenkling av beskrivelsene i kapittel 2.1 til 2.3.

**Tabell 6. Kort oppsummering av sentrale karakteristikk for energiforbrukere i sjømatnæringen.**

Enhet	Karakteristikk som energiforbruker
Landbasert anlegg	Settefiskanlegg ligger typisk på 0,5 – 5 MW i topp-effekt og har årsforbruk rundt 1 – 10 GWh. Anlegg for matfisk kan ha topp-effekt opp mot rundt 50 MW og årsforbruk i størrelsesorden 100 GWh. Anleggene har stabilt effektbehov, krever høy pålitelighet/oppetid og har god plass og muligheter for å koble på infrastruktur. Stort behov for termisk energi.
Konvensjonelle anlegg i sjø	Typisk topp-effekt ligger rundt 100 – 200 kW for et anlegg, med daglig energiforbruk i normal drift mellom 400 kWh og 1 300 kWh. Grunnlasten er rundt 10% av topp-effekt. Strømvavbrudd kan være kritiske, men er mindre alvorlig enn for landbaserte anlegg.
Semilukkede og lukkede anlegg i sjø	Topp-effekt er i størrelsesorden 1 000 – 2 000 kW for et anlegg, rundt 10 ganger høyere enn for et konvensjonelt anlegg. Grunnlasten utgjør en stor andel av topp-effekten ettersom mye, kritisk utstyr må være i kontinuerlig drift. Daglig energiforbruk kan derfor være rundt 20 000 kWh, og strømvavbrudd er kritisk.
Havbasert oppdrett	Topp-effekt rundt 200 – 300 kW avhengig av anlegg, med daglig energiforbruk på 1 000 – 4 000 kWh. Grunnlasten er rundt 10% av topp-effekt. Strømvavbrudd kan være kritiske, men er mindre alvorlig enn for landbaserte anlegg.
Mottak, slakteri og foredling	Topp-effekt rundt 230 – 2 300 kW, med årlig energiforbruk i størrelsesorden 2 – 20 GWh. Energiforbruket varierer med når det er skift, og avbrudd i strøm under skift er kritisk. Stort behov for termisk energi.
Lokalitetsbåter	Topp-effekt på 100 – 300 kW og tankkapasitet for brennolje på opptil 1 500 liter diesel - tilsvarende ca. 6 000 kWh batteri. Typiske driftsprofil muliggjør i stor grad hyppig bunkring/lading om infrastruktur er tilrettelagt.
Servicebåter	Topp-effekt i størrelsesorden 900 – 1 500 kW og tankkapasitet for brennolje fra 33 000 til 80 000 liter diesel – tilsvarende ca. 130 000 kWh til 315 000 kWh batteri. Typiske driftsprofil legger i mindre grad til rette for hyppig bunkring/lading.
Brønnbåter	Topp-effekt i størrelsesorden 2 000 – 6 000 kW, og tankkapasitet for brennolje fra 95 000 til 285 000 liter diesel - tilsvarende ca. 370 000 kWh til 1 100 000 kWh batteri. Stor variasjon i driftsprofil og bunkrings-/lademuligheter avhengig av hvilken type oppdrag brønnbåten utfører (smolttransport, slaktekjøring eller avlusning).



### 3 Alternative energikilder

Vi vil nå vurdere alternative måter å skaffe energi til energiforbrukerne vi har beskrevet i kapittel 2.

I denne rapporten defineres alternative energikilder som ikke-fossile energikilder som kan produsere kraft, hovedsakelig elektrisk, men også termisk, lokalt og forsyne energiforbrukeren direkte uten tilknytning til kraftnettet.

Vi vurderer følgende alternativer:



Begrunnelsen for denne avgrensningen er at vi ønsker å belyse reelle alternativer til nettilknytning som ofte er den enkleste og billigste krafttilførselen gitt tilgjengelig kapasitet. Det er også viktig å vurdere hvordan sjømatnæringen selv kan bidra til å skaffe sin egen energi i en tid hvor det er mangel på fornybar kraft og virker vanskelig å bygge ut denne i takt med behovet. Dette vil si at storskala kraftproduksjon som distribueres til energiforbrukeren via kraftnettet ikke diskuteres i detalj.

#### 3.1 Solenergi

##### 3.1.1 Solkraft – Solceller

Solcellepanel omdanner energien i sollyset til elektrisk energi. Solceller kan benyttes både på land, på faste konstruksjoner på bygninger eller bakkemontert, eller på flytende moduler på vann (FPV), se Tabell 7. Størrelsen på anleggene og kraftproduksjon kan variere fra noen kW til store solkraftverk på mange hundre GW.

**Tabell 7. Ulike typer solcelleanlegg.**



**Bakkemonterte solcellepanel.**  
Kilde: Tu.no<sup>21</sup>



**Solceller montert på tak.** Kilde: Solcellespesialisten<sup>22</sup>



**Solceller på forflåte.** Kilde: Intrafish.no<sup>23</sup>



**Flytende solceller.** Kilde: inseaenergy.no<sup>24</sup>

<sup>21</sup> <https://www.tu.no/tumstudio/solceller/annonse-norges-forste-bakkemonterte-solcellepark-gjor-avfallsselskapet-til-pionerer-pa-solstrom/511236>

<sup>22</sup> <https://www.solcellespesialisten.no/solceller-til-naeringsbygg>

<sup>23</sup> <https://www.intrafish.no/nyheter/grieg-flate-skal-drives-av-sol-og-vind/2-1-245365>

<sup>24</sup> <https://inseaenergy.no/hofseth-piloterer-bruk-av-gronn-egenprodusert-energi-fra-flytende-solkraftverk/>

Solceller er en moden teknologi, og det har vært en kraftig vekst installert effekt i solkraft i Norge de siste årene, fra ca. 150 MW totalt installert effekt i 2021 til dagens nivå (2023) på ca. 600 MW, som gir ca. 0,45 TWh<sup>25</sup>. Til tross for vekst de siste årene utgjør solkraft en liten del av den totale kraftproduksjon her til lands (157,8 TWh<sup>26</sup>). Per dags dato kommer solkraftproduksjonen i all hovedsak fra takmonterte paneler på private bygg, næringsbygg og industri. Norges første fullskala bakkemonterte solcellepark, Furuseth solkraftverk i Stor-Elvdal kommune i Innlandet fylke, er under bygging og skal etter planen være i full drift fra våren 2024<sup>27</sup>.

Solcellepanel på tak har høy investeringskostnad, men er raskt å montere og krever lite ny infrastruktur. Driftskostnadene er lave. LCOE-kostnad for solkraft på hustak varierer mellom 0,76 – 1,16 NOK/kWh avhengig av størrelsen på takflaten<sup>28</sup>. Bakkemontert solkraft har en betydelig lavere LCOE-kostnad på 0,63 NOK/kWh, men krever både areal og større inngrep for å tilrettelegge for infrastruktur. Det er større driftskostnader knyttet til bakkemonterte anlegg sammenlignet med paneler på hustak.

Regjeringen har satt et mål om at Norge skal produsere 8 TWh solkraft i 2030. NVE har estimert at dette innebærer at det må bygges ut solkraft med en samlet installert effekt på rundt 10 GW. NVE har på oppdrag fra Energidepartementet vurdert potensialet for solenergi på nedbygde arealer mot 2030 og mener potensialet for sol på tak og fasade på boligbygg og yrkesbygg er langt over målsetningen på 8 TWh. Samtidig begrenser nettkapasiteten hvor mye ny kraftproduksjon som kan komme fra større bakkemonterte anlegg innen 2030. Solparker i ut- og innmark innebærer også et større konfliktpotensial enn anlegg som legges på næringsareal eller andre allerede nedbygde areal. NVE konkluderer derfor med at målsetningen om 8 TWh solkraft innen 2030 i stor grad må oppnås gjennom anlegg på tak og fasade på boligbygg og yrkesbygg, der kraften i stor grad benyttes til eget forbruk<sup>29</sup>.

Solenergi er en uforutsigbar og væravhengig energikilde, såkalt ikke-regulerbar kraft. Tilgang på sollys avhenger både av tid på døgnet og årstid. EU-kommisjonen har en nettside hvor man kan estimere hvor mye produksjon som kan forventes fra solceller hver måned for en gitt lokasjon<sup>30</sup>. For at solkraft skal være et reelt alternativ der nettkapasiteten er lav må produksjonen knyttes til noe form for energilagring eller annen form for balansering. Dette beskrives nærmere i kapittel 4.

Produksjonsanleggene kan kategoriseres som enten nettilknyttede eller frittstående anlegg. Solkraftverk som krever etablering av høyspenningsanlegg (spenning over 1 kV) for å mate kraft ut på nettet er konsesjonspliktige etter energiloven. Det er også krav om konsesjon dersom utbygger ønsker å etablere lavspenningsledninger til nærliggende bygninger for kraftsalg. I forbindelse med regjeringen sitt mål om 8 TWh solkraft innen 2030 så anbefaler NVE at «grensen for konsesjonsplikt for solkraftanlegg settes til 5 MW»<sup>31</sup>. Ikke-konsesjonspliktige anlegg avklares med kommunen etter plan- og bygningsloven<sup>32</sup>. Ettersom vi i denne rapporten tar for oss alternative energiløsninger for områder med svakt nett er de aktuelle panelene tenkt for produksjon til eget forbruk og mating av overskuddsproduksjon ut på nettet. Alternativet er å ha en lokal energilagring for lagring av overskuddsproduksjon enten i form av batterier eller termiske lager. Større anlegg som krever oppgradering i nærliggende strømnnett ansees derfor ikke som et alternativ.

<sup>25</sup> <https://www.nve.no/media/16752/notatet-nves-svar-paa-oppdrag-om-solkraft-og-annen-lokal-energiproduksjon.pdf>

<sup>26</sup> <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/>

<sup>27</sup> <https://solgrid.no/prosjekt/furuseth-solkraftverk/>

<sup>28</sup> <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>

<sup>29</sup> <https://www.nve.no/media/16752/notatet-nves-svar-paa-oppdrag-om-solkraft-og-annen-lokal-energiproduksjon.pdf>

<sup>30</sup> EU-kommisjonen: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

<sup>31</sup> <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/18046169/nve-anbefaler-at-solkraftanlegg-opp-til-5-mw-ikke-trenger-konsesjon?publisherId=89280&lang=no>

<sup>32</sup> <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-solkraftverk/>

Løsninger for sjømatnæringen gitt rammene om lokal produksjon uten nettilknytning er da takmonterte paneler på landbaserte bygninger eller fôrflåter, samt FPV-anlegg tilknyttet oppdrettslokaliteter i sjø. Flytende solcelleanlegg som, f.eks. kan ligge i tilknytning til oppdrettsanlegg i sjø er teknisk mer utfordrende enn landbaserte løsninger ettersom de må håndtere utfordringer knyttet til vanninntrengning, marin groe, salt og møkk som dekker cellene. På eksponerte lokasjoner kan det også være utfordringer knyttet til vindfang om det kommer luft inn under panelene og skaper oppdrift. En løsning på skit- og temperaturutfordringene er at panelene er senket litt under vann/ligger med vannhinne over. Flytende solcelleanlegg har også fordyrende flyter- og forankringsløsninger, som sammen med de generelle utfordringene til teknisk utstyr i marint miljø, bidrar til økte kostnader for flytende solkraft sammenlignet med landbasert solkraft.

### 3.1.2 Termisk solenergi – Solfangere

I solfangere konverteres energien i sollyset til termisk energi ved at vann varmes opp. Solfangere kan monteres direkte på tak på bygg eller i større bakkemonterte solvarmeparker. I Norge er de fleste solvarmeanleggene montert på bygg. Anleggene dimensjoneres basert på energiforbrukerens varmebehov og forbrukspris, samt lokalisering og mulighet for lagring.

Solfangere er installert på tak og består av rør med et varmemedium (rent vann eller vann med frostvæske) som sirkulerer og varmes opp ved solinnstråling. Oppvarmet vann fraktes deretter inn i huset til en varmtvannstank, varmeveksler eller knyttes til en varmepumpe.

Som tidligere nevnt er solenergi en varierende og uforutsigbar kilde, der tilgang varierer både ut fra tid på døgnet, årstid og geografisk lokasjon. Norsk solenergiforening oppgir at maksimal effekt for solfangere er  $700 \text{ W/m}^2$  med en virkningsgrad på opp mot 80 %. Norske anlegg vil ha en årlig varmeproduksjon på 300-500 kWh per kvadratmeter solfanger<sup>33</sup>. Dette følger av at årlig solinnstråling i Norge er fra ca.  $700 \text{ kWh/m}^2$  i nordlige deler av landet, til ca.  $1\,100 \text{ kWh/m}^2$  i sør. Variasjonen mellom beste og dårligste dag ilt året kan være stor – fra  $0,02 \text{ kWh/m}^2$  til  $8,50 \text{ kWh/m}^2$ <sup>34</sup>. Gjennom at solfangere kobles til et varmelager enten i form av vanntanker eller energibrønner så er det mulig å forbruke energien på et annet tidspunkt enn den produseres, se kapittel 4.6. Lagring i energibrønner gjør det mulig å sesonglagre solenergi, mens vanntanker normalt sett har lagringskapasitet på noen få dager.

Solfangere er en moden teknologi, og det lav sikkerhetsrisiko med slike anlegg. Solfangerne i seg selv er raske å montere, krever lite vedlikehold og har lave driftskostnader. Solfangere er godt egnet til f.eks. landbaserte oppdrettslokaliteter som har store varme- og kjølebehov året rundt.

## 3.2 Vindkraft

Vindkraft produseres ved at kinetisk energi i vind omdannes til elektrisk energi via en turbin og en generator. Vindmøller finnes i alle størrelser, med effekt fra noen kW til flere GW per anlegg, fra én enkelt, turbin til en park med flere store turbiner. Det er vanlig å skille mellom landbasert/onshore og offshore vindkraft, heretter kalt landvind og havvind. Innenfor havvind skiller man igjen mellom flytende og bunnfaste anlegg. Små turbiner kan også monteres på andre strukturer, f.eks. fôrflåter og oppdrettsanlegg. Vindkraft kan distribueres fra vindparker via kraftnettet, eller direkte fra en eller få vindturbiner til en energiforbruker.

<sup>33</sup> <https://www.solenergi.no/solvarme>

<sup>34</sup> <https://www.rognstad.no/tjenester/solvarme/>

Vindenergi er en uforutsigbar og lite stabil energikilde ettersom produksjonen er styrt av når det blåser. Energien kan ikke lagres uten hjelp fra eksterne energilagere som eksempel batterier, eller ved at vindkraften brukes til å produsere energibærere som for eksempel hydrogen. Ikke-regulerbar kraft må derfor bygges ut i tandem med andre energikilder og krever også balansekraft for å ta svingninger i effektbehovet.

Landbasert vindkraft er en moden teknologi som har lang historie, noe som gjenspeiles gjennom lave energikostnader med LCOE-verdi på 0,41 NOK/kWh, der investeringskostnaden utgjør mesteparten av kostnaden på 0,29 NOK/kWh, resten er knyttet til driftskostnader. Havvind er betydelig dyrere. NVE estimerte i 2021 at bunnfast havvind har en nåværende LCOE-verdi på 0,69 NOK/kWh, mens verdien for flytende havvind er på 1,17 NOK/kWh. Også for disse utgjør investeringskostnaden cirka 40 %<sup>35</sup>. DNV anslår på sin side at nåværende (2023) LCOE for bunnfast havvind ligger på ca. 0,95 NOK/kWh, som forventes å falle til 0,55 NOK/kWh innen 2050. For flytende havvind er nåværende kostnad 3 NOK/kWh, som i følge DNV forventes å stupe til ca. 0,85 NOK/kWh innen 2050<sup>36</sup>.

Vindkraftproduksjon på inntil fem vindturbiner og en samlet installert effekt på under 1 MW er under konsesjonspliktig grense<sup>37</sup>. Større vindparker og offshore konstruksjoner krever konsesjon og nettilknytning, og er derfor utenfor de definerte rammene for alternative energikilder i denne rapporten.

Av relevante løsninger for sjømatnæringen fram mot 2040 og innenfor prosjektets rammer ansees småskala vindturbiner montert på fôrflåter eller industrivind i form av få eller enkeltturbiner som mest aktuelt. Landbasert vindkraft har relativt lave energikostnader, men det er svært kontroversielt i Norge. Vindkraft bygges ofte i uberørt natur og har helt klart størst fotavtrykk (m<sup>2</sup> som berøres per kWh produsert) av alle nye energiformer<sup>38</sup>. Vindkraft bidrar til fugledød<sup>39</sup>, og mange som bor i nærheten av vindkraftanlegg klager på visuell og audiovisuell forurensing. Selv små vindparker eller enkeltturbiner kan derfor møte motstand hos lokalbefolkningen.

### 3.3 Bølgekraft

Bølgekraft er kraftproduksjon der man utnytter både den potensielle og den kinetiske energien i bølgene. Ved hjelp av ulike former for bølgekraftsteknologier kan man hente ut energi basert på bølgenes høyde, lengde og forplantningsretning. Bølgekraftanlegg kan ligge offshore, på land og nær kysten, og det er vanlig å skille mellom bunnfaste og flytende installasjoner.

Det finnes ulike typer teknologier og design for bølgekraftanlegg, både tilpasset metode for energiuttak og lokasjon, se Tabell 8. Per dags dato består anleggene i alt fra enkeltmoduler på noen titalls kW til større sammensatte parker med total effekt på noen 100 MW.

De mest modne teknologiene i dag er svingende vannsøyle (oscillating water column), linjeabsorbator (attenuator) og punktabsorbatorer (point absorber) som bølgestempel er et eksempel på. Årsaken til umoden teknologi er at det har vært lite satsning på teknologien ikke bare i Norge, men også globalt. Per 2022 var det i Europa installert i underkant av 13 MW bølgekraft i Europa<sup>40</sup>. Til tross for lite utbygging har EU satt som mål å installere 40 GW havenergi innen 2050, der blant annet bølge- og tidevannskraft inngår<sup>41</sup>.

<sup>35</sup> <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>

<sup>36</sup> DNV (2023) Energy transition outlook 2023 – A global and regional forecast to 2050

<sup>37</sup> <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-og-oppfoelging-av-vindkraft-paa-land/konsesjonsbehandling-av-vindkraftverk-paa-land/>

<sup>38</sup> Nøland et al. (2022), <https://www.nature.com/articles/s41598-022-25341-9>

<sup>39</sup> <https://www.tu.no/artikler/faktasjekk-mangelfullt-om-vindkraft-og-fugl/510472>

<sup>40</sup> [https://blue-economy-observatory.ec.europa.eu/eu-blue-economy-sectors/ocean-energy\\_en](https://blue-economy-observatory.ec.europa.eu/eu-blue-economy-sectors/ocean-energy_en)

<sup>41</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en)

**Tabell 8. Ulike typer flytende bølgekraftanlegg.**



**Waves4power sin WaveEl.**  
Kilde: waves4power.com



**BOLT Sea Power sin BOLT Lifesaver.**  
Kilde: boltseapower.com



**Havkraft N-Class for kystnære lokaliteter.** Kilde: Havkraft.no

Bølgekraft kan være en relativt forutsigbar og stabil energikilde avhengig av lokasjon, men den er ikke regulerbar. Optimale forhold er i områder med bølger med lange bølgelengder og stabil fart, som typisk dønninger. Bølgenes naturlige variasjon både i høyde og kraft gir noe ujevn energitilgang, og det settes høye krav til design og materialer som må å tåle ekstremtilfellene og slitasje både fra bølger og saltvann. Dette er med på å dra kostnadene opp.

Eksempler på selskaper som utvikler løsninger for bølgekraft rettet inn mot sjømatindustrien er Wave4power og Havkraft. I 2016 ble Waves4power sin fullskala installasjon, WaveEl, installert og idriftsatt året etter<sup>42</sup>. Bøyen ble etablert utenfor Runde i Møre og Romsdal, og ble det første bølgekraftanlegget i Norge som leverte strøm til nettet.

Det norske bølgekraftselskapet Havkraft AS som holder til i Møre og Romsdal. Selskapet har utviklet en bølgekraftkonverter, Havkraft Wave Energy Converter (H-WEC)<sup>43</sup>. Denne fungerer som en kjernemodul både i selskapets kystnære og offshore løsninger. I løpet av 2024 skal Havkraft installere en 300 kW konverter som skal levere kraft til Svanøy Havbruks kystnære sjøanlegg i Kinn kommune. Oppdrettsanlegget vil også være tilkoblet landsstrøm som back-up og for tilpasning til anleggets bruksmønster. Selskapet opplyser selv at bølgekrafts-løsninger krever back-up-ordninger i form av diesellaggregat, landstrøm eller andre alternativer for å sikre jevn strømforsyning tilpasset energiforbrukernes bruksmønster.

Det er utfordrende å oppgi kostnadstall da det er store variasjoner mellom anlegg avhengig av teknologi, geografisk beliggenhet, prosjektstørrelse og andre lokale forhold, og fordi prosjekter stort sett er på pilotstadiet<sup>44,45</sup>. Det er også forskjell på integrerte løsninger og frittflytende anlegg. Demo-prosjekt i dag kan ligge rundt LCOE på 2-3 NOK/kWh, men dette vil være prosjektspesifikt. Havkraft forventer en positiv kostnadsutvikling fremover med mål om LCOE på 0,80 NOK/kWh i første del av 2030-tallet. En driver i kostnadsutviklingen er at store deler av kraftverkene er hyllevare og består av deler som utvikles også for andre bransjer.

Samlokasjon mellom oppdrett til sjøs og bølgekraftproduksjon kan være aktuelt, utfordringen er å finne lokasjoner som har nok bølger til at kraftverkene er tilstrekkelig effektive, samtidig som det ikke er for mye bølger for oppdrettsinstallasjoner. Slike løsninger er derfor naturlig å tenke på i tilknytning til havbruk til

<sup>42</sup> <https://www.waves4power.com/demo-runde/>

<sup>43</sup> <https://havkraft.no/products/>

<sup>44</sup> Freeman et al. "Offshore Aquaculture a Market for Ocean Renewable Energy, 2022

<sup>45</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en)



havs. Teknologien er umoden, men må ansees som et aktuelt alternativ særlig for oppdrettslokasjoner med svak eller ingen nettilknytning.

### 3.4 Havstrøm- og tidevannskraft

Det finnes i hovedsak to teknologier som omdanner tidevannskraft til elektrisk energi; tidevannsstrømkraftverk og -demninger. I tidevannsstrømkraftverk konverteres kinetisk energi i tidevannsstrømmene til elektrisk energi via roterende turbiner. Med tidevannsdemninger danner man reservoar og utnytter den potensielle energi som ligger i høydeforskjellen til stigende og synkende tidevann til å produsere elektrisk energi, tilsvarende vannkraftproduksjon fra magasinkraftverk. Mens førstnevnte er ikke-regulerbar er sistnevnte regulerbar og dermed mer egnet for å tilpasse produksjon til etterspørsel – avhengig av størrelsen på reservoaret.

Teknologi- og designløsningene for tidevannstrømkraft er mange. Det mest utbredte er tidevannsturbiner som finnes i både horisontale og vertikale varianter, samt montert på såkalte tidevannsdrager. I tillegg finnes det andre teknologiløsninger som pendlende vinger og korketrekkeformede spiraler. Enheten kan være flytende eller bunnfast. Anleggene installeres typisk nært kysten, gjerne i sund og innsnevringer hvor tidevannsstrømmen er sterk. Slike anlegg kan tenkes samlokalisert med kystnære oppdrettslokasjoner, men det kan være en viss interessekonflikt i hvor strømsterke lokasjoner man ønsker å etablere anlegg på. Oppdrettsanlegg vil gjerne unngå for sterk strøm. Tidevannsdemninger står på land, typisk over elvemunninger.

Forskjellen mellom flo og fjære varierer fra under 1 meter i sørlige deler av Norge til 4 meter på det høyeste i deler av Finnmark. Dette gjør at tidevannskraft er mest aktuell i nordlige deler av landet. Andre steder i verden kan forskjellene være på 10-20 meter. Jo større høydeforskjell, desto mer energi er det å hente. I tidevannsdemninger bør nivåforskjellen være minimum 5 meter mellom flo og fjære<sup>46</sup>.

Tidevannsenergi er den mest modne teknologien innenfor havenergikilder<sup>47</sup>. Likevel er det få tidevannskraftverk globalt. Verdens første kommersielle undervannsturbin ble en 300 kW piloturbin montert i 2003 i Kvalsundet i Finnmark. Den ble driftet og leverte strøm på kraftnettet helt fram til 2013. Høye kostnader gjorde at eierne av dette anlegget tok med seg satsingen til Storbritannia for å nyte god av mer lukrative fornybarsubsidier der<sup>48</sup>. Satsingen ble videreført i «MeyGen Tidal Energy Project», og i 2018 stod deres pilotanlegg bestående av 4 stk 1,5 MW turbiner ferdig på nordkysten av Skottland<sup>49</sup>. Verdens største anlegg finnes i Sør-Korea med en effekt på 254 MW på en lokalitet med gjennomsnittlig forskjell mellom høyvann og lavvann på 5,6 meter<sup>50</sup>. Til tross for moden teknologi er tidevannskraft per i dag lite konkurransedyktig på pris i Norge. Kostnadene<sup>51</sup> er i stor grad knyttet til materialer som må tåle sterke krefter og mye slitasje. I tillegg er det for lite tidevann i store deler av Norge, noe som gjør at det tekniske potensialet for tidevannsturbiner i Norge er under 1 TWh<sup>52</sup>. For at turbinene skal virke optimalt kreves det både tilstrekkelig høydeforskjell mellom flo og fjære, samt en strøm med jevn hastighet, da turbulens vil skape problemer. Kostnadsbildet virker å ligge fra LCOE på 1,50 – 7,50 NOK/kWh avhengig av løsning, skala og miljøforhold<sup>53,54,55</sup>.

<sup>46</sup> <https://snl.no/tidevannskraftverk>

<sup>47</sup> Freeman et al. "Offshore Aquaculture a Market for Ocean Renewable Energy, 2022

<sup>48</sup> <https://www.tu.no/artikler/ga-opp-tidevanns-satsing-i-norge-na-skjer-det-i-skottland/222954>

<sup>49</sup> <https://tethys.pnnl.gov/project-sites/meygen-tidal-energy-project>

<sup>50</sup> <https://snl.no/tidevannskraftverk>

<sup>51</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en)

<sup>52</sup> [https://www.enova.no/upload\\_images/76E5C28463734B7081A918A3AC2C2B76.pdf](https://www.enova.no/upload_images/76E5C28463734B7081A918A3AC2C2B76.pdf)

<sup>53</sup> <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/655372484ac0e1001277d819/tidal-lcoe-report.pdf>

<sup>54</sup> <https://www.marineenergywales.co.uk/wp-content/uploads/2018/05/ORE-Catapult-Tidal-Stream-and-Wave-Energy-Cost-Reduction-and-Ind-Benefit-FINAL-v03.02.pdf>

<sup>55</sup> <https://www.energy.gov/sites/default/files/2019/09/f66/73355-Appendices.pdf>

Havstrømkraft konverterer også kinetisk energi til elektrisk energi via turbiner, men utnytter de jevnere havstrømmene. Havstrømmene er drevet av jordrotasjon, vind, tetthetsforskjeller pga. endringer i vanntemperatur og saltholdighet, og påvirkning fra månen. Strømmene er forutsigbare og konstante, og inneholder store mengder energi. Turbinene likner på tidevannsturbiner, men er ofte større. Turbinene er nedsenket under havoverflaten, og er enten festet på undersiden av flytende installasjoner eller til havbunnen. Produksjonsanleggene er lokalisert offshore der havstrømmene er jevne og har høy hastighet. Havstrømmene er en forutsigbar og stabil energikilde som gir jevn kraftproduksjon gjennom døgn og årstider<sup>56</sup>.

Kraftproduksjon fra havstrømmer er en umoden teknologi, og per dags dato finnes det ingen fullskala kommersielle havstrømskraftverk og potensialet ansees som lavt i Norge. Turbinene må designes for å tåle sterke krefter og slitasje fra saltvann, dette gjør teknologien kostbar, men teknologien kan likevel være konkurransedyktig i forhold til andre havbaserte energikilder.

### 3.5 Kjernekraft

Kjernekraft utnytter energien som frigis i kjernefysiske reaksjoner. I et kjernekraftverk brukes den frigitte varmen til å danne damp som igjen genererer elektrisk energi via en dampturbin. Det er vanlig å skille mellom fisjon og fusjon. Per dags dato er det kun fisjonsreaktorer som brukes i kommersiell kraftproduksjon. Fordelen med kjernekraft er at det er en forutsigbar og stabil energikilde som kan reguleres.

Storskala kjernekraftverk er utenfor rammen i denne rapporten. Små modulære reaktorer (SMR) er designet for å være mindre og mer fleksible enn konvensjonelle kjernekraftverk. De produserer elektrisitet i mindre skala, og vanligvis brukes begrepet SMR om reaktorer med effektproduksjon mellom 10 MW til 300 MW. Reaktorer med effektproduksjon mindre enn 10 MW blir omtalt som mikro modulære reaktorer (MMR)<sup>57</sup>. Kostnadsbildet for SMR vurderes til å ligge i overkant av 1,20 NOK/kWh i dag og å kunne synke mot 0,80 NOK/kWh i løpet av 2030-tallet<sup>58</sup>.

Effekten i selv MMR og SMR er langt høyere enn effektbehovet til de fleste aktørene i sjømatnæringen, men kan være aktuelt for eksempel for landbaserte oppdrettsanlegg. Slike oppdrettsanlegg er i utgangspunktet mindre lokasjonsavhengige enn andre typer energiforbrukere i næringen, og vil i større grad kunne plasseres i områder med tilgjengelig nettkapasitet. Vi anser det derfor som lite sannsynlig at slike aktører alene vil ta i bruk SMR-teknologi.

SMR er en umoden teknologi som ifølge eksperter ved IFE først vil stå ferdig mot slutten av dette tiåret på verdensbasis, og optimistisk sett være tilgjengelig i Norge fra midten av 2030-tallet<sup>59</sup>. Legger man til manglede regulatoriske rammeverk og utfordringer knyttet til avfallshåndtering anser vi også SMR som et lite aktuelt alternativ for energiforbrukere i sjømatnæringen fram mot 2040.

### 3.6 Vannkraft

Vannkraft produserer elektrisk energi ved at potensiell energi i vannet omdannes til elektrisk energi ved hjelp av turbiner og generatorer. Det er vanlig å skille mellom store og små vannkraftverk. Storskala vannkraft er definert som anlegg med installert effekt over 10 MW. Små vannkraftverk er en fellesbetegnelse for kraftverk

<sup>56</sup> <https://ungenergi.no/energikilder/hav-og-vannkraft/havstromenergi/>

<sup>57</sup> [https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020\\_2020-12-09\\_18-26-46\\_781.pdf](https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf)

<sup>58</sup> <https://www.woodmac.com/press-releases/small-modular-nuclear-reactors-could-be-key-to-meeting-paris-agreement-targets/>

<sup>59</sup> <https://www.energiogklima.no/to-grader/ekspertintervju/langt-frem-for-kjernekraft-i-norge>

med installert effekt under 10 MW. Disse deles igjen inn i småkraftverk (1-10 MW), minikraftverk (0,1-1 MW) og mikrokraftverk (<0,1 MW).

Storskala vannkraft tilbyr gjennom vannmagasinene regulerbar kraftproduksjon. Dette gir stabil og forutsigbar effekt- og energitilgang, og magasinene fungerer som energilagere når tilsiget er stort og forbruket lavt. I Norge bidrar også vannkraftanlegg til å dempe flomtopper og forhindre flomskader<sup>60</sup>. Småskala vannkraftproduksjon er i større grad styrt av til enhver tid tilgjengelig tilsig ettersom den typisk i mindre grad er regulert gjennom oppsamling i vannmagasiner. Disse er derfor typisk svært vær- og sesongavhengige. Produksjonen er dermed mindre stabil og forutsigbar sammenlignet med storskala vannkraftproduksjon.

Vannkraftteknologi er en moden teknologi og har i over 100 år vært den viktigste energikilden til kraftproduksjon i Norge. Av de totalt 157,8 TWh kraft som ble produsert i 2023 kom 137,3 TWh fra vannkraft<sup>61</sup>. Vannkraft har i likhet med vindkraft de laveste energikostnadene over levetiden (LCOE). Storskala vannkraft har en LCOE-kost på 0,42 NOK/kWh, der 0,38 NOK/kWh er investeringskostnaden og resterende er driftskostnader. Småskala vannkraft har en noe lavere LCOE-kost på 0,40 NOK/kWh, hvor investeringskostnaden utgjør 0,36 NOK/kWh<sup>62</sup>.

Alle større vannkraftverk (>10 MW) og småkraftverk er konsesjonspliktige. Mikro- og minikraftverk er unntatt konsesjonsplikt og byggetillatelse gis av kommunen etter plan- og bygningsloven. Unntaket er i tilfeller som berører nasjonale verdier som for eksempel vernede vassdrag; da ligger vedtaksmyndigheten hos NVE. Nettilknytning og elektriske anlegg i vannkraftverk krever i tillegg anleggskonsesjon etter energiloven<sup>63</sup>.

Ettersom også småskala vannkraft krever nettilknytning anses ikke vannkraft som en alternativ løsning innenfor rammen som er satt i denne rapporten. Dersom de lokale forholdene likevel tillater vannkraftproduksjon og nettilknytning, vil det være mikro- og minikraftverk som er mest aktuelle, da kostnadsbildet for storskala vannkraft trolig er for høyt for enkeltaktører som har som hovedformål å produsere sjømat, ikke produsere kraft.

### 3.7 Saltkraft

Saltkraft eller saltgradientkraft er energi utvinnet fra forskjellen i saltkonsentrasjonen i to fluider/væsker. Det er i hovedsak to teknologier som benyttes for å utvinne energi; Pressure Retarded Osmosis (PRO) og Reverse Electrodialysis (RED). Begge utnytter forskjeller i saltkonsentrasjon i ferskvann og saltvann ved hjelp av spesielle membraner. I PRO produseres elektrisk energi ut fra det elektriske potensialet som oppstår når saltioner transporteres gjennom en selektiv membran. Ionene drives av forskjellen i saltkonsentrasjon, i dette tilfellet mellom salt- og ferskvann. RED utnytter energien fra det osmotiske trykket mellom ferskvann og sjøvann. Et kraftverk består av to kammer adskilt med en semipermeabel (halvgjennomtrengelig) membran. Det ene kammeret fylles et med ferskvann, men det andre fylles med sjøvann. Det oppstår et overtrykket på saltvannssiden som driver en turbin og produserer elektrisk energi. Et biprodukt ved bruk av disse teknikkene er brakkvann som kan brukes som input i oppdrettsanlegg<sup>64 65</sup>.

I motsetning til mange andre fornybare energikilder er saltkraft en stabil og regulerbar kilde. Saltkraft forutsetter tilgang på både ferskvann og saltvann med tilstrekkelig høy saltkonsentrasjon. Flere energiforbrukere i sjømatnæringen er naturlig å plassere på steder med god tilgang til både salt- og

<sup>60</sup> <https://www.statkraft.no/Presserom/nyheter-og-pressemeldinger/2022/med-vannkraft-som-flomvern/>

<sup>61</sup> <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/>

<sup>62</sup> <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>

<sup>63</sup> <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/sved/vedlegg1.pdf>

<sup>64</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/Salinity\\_Energy\\_v4\\_WEB.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/Salinity_Energy_v4_WEB.pdf)

<sup>65</sup> Freeman et al. Offshore Aquaculture a Market for Ocean Renewable Energy, 2022

ferskvann, og saltkraft kan derfor virke egnet til å dekke basislast. Hovedutfordringen for teknologien er å produsere nok effektive og holdbare membraner til konkurransedyktige priser.

Per dags dato er saltkraft ikke en kommersiell teknologi. Statkraft hadde et pilotanlegg på Tofte i Buskerud i perioden 2009-2014 som eneste eksempel i Norge. Dette var verdens første prototyp på et saltkraftverk. Årsaken til nedleggelsen var dårlige markedsutsikter grunnet lite konkurransedyktig pris for teknologien <sup>66</sup>. Et vannforbruk på 10 liter ferskvann og 20 liter saltvann per minutt var forventet å gi en effekt på 2 - 4 kW, og man så for seg en mulig effekt opp mot 10 kW med forbedret membranteknologi<sup>67</sup>. Analyser på fremtidige kostnadsnivå gjort i 2014 ga dårlige markedsutsikter, men for dagens kraftmarked kan situasjonen kanskje være annerledes. Uten innsikt i Statkraft sine analyser er det imidlertid vanskelig å si noe konkret om dette.

I dette prosjektet ansees saltkraft som uegnet ettersom teknologien per dags dato er umoden for det kommersielle markedet, og lite trolig vil være tilgjengelig innen 2040. Likevel er det verdt å merke seg de mange gunstige egenskapene ved bruk av saltkraft inn mot sjømatnæringen, både med tanke på samlokalisering mellom energiforbruker og kraftverk, brakkvann som biprodukt av kraftproduksjon, og stabil og forutsigbar kraftproduksjon.

### 3.8 Geotermisk energi og sjøvarme

Mens energikildene diskutert i kapittel 3.1 - 3.7 i hovedsak gir elektrisk kraft, så brukes geotermisk energi hovedsakelig til oppvarming og nedkjøling, altså termisk energi.

Avhengig av lokale geologiske forhold kan grunn- eller grunnvannsvarme være et godt alternativ for å dekke deler av oppvarming- og kjølebehovet til for landbaserte anlegg, og da særlig innenfor oppdrettsnæringen. Sjøvarme er også aktuelt og kan også brukes til å dekke oppvarmingsbehovet på forflåter.

#### 3.8.1 Grunnvarme

Grunnvarme er en form for lavtemperatur geotermisk energi som utnytter den naturlige varmen som finnes under jordas overflate i berg, jord eller grunnvann. Sjøvarme er også termisk energi, men her hentes energien fra sjøvann. For å få tilstrekkelig effekt til å dekke oppvarming- eller kjøleformål benyttes varmepumpeteknologi. Teknologiene brukes for å redusere energiforbruket knyttet til oppvarming og kjøling, og kan i samspill med et termisk lager fungere som peak shaving.

Den vanligste typen grunnvarme i Norge er å hente ut varme via lukkede energibrønner. Et varmemedium, ev. tilsatt frostvæske, sirkulerer i et lukket system i en kollektorslange og absorberer varme som naturlig finnes under bakken. Under overflaten på dybder der frosten ikke når er temperaturen typisk 6-8 grader høyere enn gjennomsnittlig årlig lufttemperatur <sup>68</sup>. Ved hjelp av en varmepumpe kan man heve temperaturene til nivåer som kan brukes til å dekke oppvarmings- eller varmtvannsbehov. Energibrønner er typisk boret i berggrunn med en diameter på 14-16cm og dybde på mellom 80 og 200m. Disse kan også brukes til kjøling ved at varmt vann sendes ned i systemet og blir avkjølt.

Det er lokale geologiske forhold som lengde ned til berg fra overflaten, berggrunnens varmeledningsegenskaper og temperatur, samt grunnvannsnivået som avgjør energipotensialet. For borehull som er dypere enn grunnvannsspeilet (1-10m under overflaten) kan effekter for oppvarming variere

<sup>66</sup> <https://www.tu.no/artikler/statkraft-gir-opp-saltkraft-etter-a-ha-brukt-260-millioner/225017>

<sup>67</sup> [https://no.wikipedia.org/wiki/Statkraft\\_Hurum\\_saltkraftverk](https://no.wikipedia.org/wiki/Statkraft_Hurum_saltkraftverk)

<sup>68</sup> <https://ungenergi.no/energikilder/geotermisk-energi/hva-er-geotermisk-energi-2/>

mellom 20-80 Watt per meter borehull (W/m), og for kjøling typisk 90 W/m. For jordvarme der kollektorslanger typisk er gravd ned 80 – 150 cm under bakken er verdiene 15-30 W/m<sup>69</sup>.

Fordelen med geotermisk energi er at det gir stabil energitilgang, har lang levetid og lave vedlikeholdskostnader. Det kreves likevel en del tilrettelagt infrastruktur for å utnytte denne energien. For mange av teknologiene kreves enten boring av hull eller nedgraving av rørsystemer, installasjon av varmepumper, samt bygninger med vannbåret varmesystem. Dette kan gi høye investeringskostnader. Prosjekter med en effekt på mellom 5 og 30 MW kan ha LCOE på mellom 0,60 og 1,40 NOK/kWh<sup>70</sup>. Det er lokale forhold som avgjør hvilke former for geotermisk energi som passer best, og kostnadsnivået.

### 3.8.2 Dyp geotermisk energi

Dyp geotermisk energi henter ut termisk energi som finnes i dypere jordlag via dype energibrønner. Flere kilometer under bakken er det mulig å utnytte høye temperaturer som egner seg til oppvarmingsformål og kraftproduksjon via dampturbiner. Ved temperaturer over 85 grader kan det brukes til å produsere strøm<sup>71</sup>.

Temperaturen i de dypere jordlagene er stabil og er en pålitelig kilde til energi. Det kreves avansert boreteknologi for å nå tilstrekkelige varmekilder, noe som er kostbart. Lokale geologiske forhold avgjør brønndybde.

Norge har god kompetanse på boreteknologi fra oljevirksomhet, og det teoretiske potensialet for geotermisk energi er stort. For å nå temperaturer som egner seg til kraftproduksjon må man i Norge ned på rundt 8 km<sup>72</sup>. Dette er både boreteknisk utfordrende og svært kostbart. De geologiske forholdene i Norge er med andre ord best egnet til å dekke til oppvarming- og kjøleformål via grunnvarme (ref. kapittel 3.8.1).

### 3.8.3 Sjøvarme og grunnvannsvarme

Sjøvarme henter energi fra temperaturforskjeller i vannsøylen, og energien utnyttes via en nedsenket slange i sjøen. Et sjøvarmesystem fungerer på lignende måte som overnevnte teknologier. Det kreves en væske-til-vann-varmepumpe og bygninger med vannbåret varmesystem. For å utnytte sjøvarme senkes en kollektorslange ned til havbunnen. Slangen holdes nede av vektorer eller graves ned i havbunnen. Væsken i kollektorslangen i kombinasjon med kompressorteknologi og en varmepumpe gjør det mulig å utnytte temperaturforskjellen i vannsøylen til oppvarmings- eller kjøleformål.

Grunnvannsvarme er i stor grad sammenlignbart med sjøvarme, men her hentes energien direkte fra grunnvann. Energien hentes ut fra et åpent system der varmtvannet hentes opp gjennom en produksjonsbrønn og nedkjølt vann sendes ned tilbake til grunnvannskilden gjennom en injeksjonsbrønn.

## 3.9 Bioenergi

Bioenergi fungerer som en energikilde når biologisk materiale eller restråstoff brukes direkte til varme- eller kraftproduksjon. Dette inkluderer forbrenning av biomasse i husholdninger eller nær- eller fjernvarmeanlegg, samt biomassekraftverk. Bioenergi som energibærer er tilfeller der biologisk materiale eller restråstoff brukes til produksjon av biometan eller flytende biodrivstoff. Disse energibærerne omtales

<sup>69</sup> <https://www.ngu.no/geologiske-ressurser/lukkede-systemer>.

<sup>70</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>

<sup>71</sup> <https://ungenergi.no/energikilder/geotermisk-energi/hva-er-geotermisk-energi-2/>

<sup>72</sup> <https://ungenergi.no/energikilder/geotermisk-energi/hva-er-geotermisk-energi-2/>

i kapittel 4. For sjømatnæringen er det relevant å benytte fiskeensilasje eller fiskeslam til produksjon av biogass som, oppgradert til biometan, kan benyttes som energibærer i fartøy. Bruk av bioenergi til oppvarming og kraftproduksjon anses for mindre relevant for energiforbrukere i sjømatnæringen, fordi det antas at restråstoff brukt til produksjon av biometan vil ha større nytteverdi.

### 3.10 Oppsummering alternative energikilder

Gjennomgangen av alternative energikilder for sjømatnæringen kan oppsummeres i Tabell 9. Her beskrives kun status for 2024. Tabellen er kortfattet og er en forenkling av beskrivelsene i kapittel 3.1 – 3.9. Vurderinger om fremtidig utvikling kan finnes i avsnittene over.

**Tabell 9. Kort oppsummering av sentrale karakteristikk for energikilder.**

	Modenhet og egnethet	Effektnivå	Kostnad (LCOE)
Sol	Høy modenhet på land, noe lavere i sjø. Egned for sjømatnæringen.	Titalls kW til mange GW, fra små enkeltanlegg til store parker	Fra ca. 0,63 til 3,00 NOK/kWh, avhengig av løsning og størrelse
Vind	Høy modenhet på land, noe lavere i sjø. Egned for sjømatnæringen.	Titalls kW til mange GW, fra små enkeltturbiner til store parker	Fra ca. 0,41 til 3,00 NOK/kWh, avhengig av løsning og størrelse
Bølger	Moderat modenhet. Pilot- og demonstrasjonsprosjekt. Egned for sjømatnæringen.	Titalls kW til 100 MW, fra enkeltanlegg til store parker	Rundt 2,00 til 3,00 NOK/kWh
Havstrøm- og tidevannskraft	Høy modenhet. Lite egned for norsk sjømatnæring.	Størrelsesorden 100-talls kW til 100-talls MW	Rundt 1,50 til 7,50 NOK/kWh, avhengig av løsning, størrelse og plassering
Kjernekraft	Storskala er moden, SMR er fortsatt umoden. Lite egned for norsk sjømatnæring.	10 – 300 MW for SMR	Rundt 1,20 NOK/kWh
Vannkraft	Moden. Lite egned for sjømatnæringen.	Fra <0,1 til >10 MW	Rundt 0,40 NOK/kWh
Saltkraft	Umoden. Gjennomført og nedlagt pilotprosjekt. Lite egned for sjømatnæringen.	Noen kW	Ukjent
Geotermisk	Moden. Egned for sjømatnæringen.	Opptil titalls MW for store anlegg	Fra ca. 0,60 til 1,40 NOK/kWh, avhengig av lokale forhold
Bioenergi	Moden, men antas at råstoff primært ønskes brukt til biometan/-metanol	-	-



## 4 Alternative energibærere og -lagring

Med alternative energibærere menes her alternativer til konvensjonelle, fossile bærere. Av hensyn til mål om reduserte klimagassutslipp og fremtidige lav- og nullutslippskrav til fartøy i havbruksnæringen velger vi å se på bærere som i fremstilling og bruk samlet sett kan gi netto nullutslippsverdikjeder. Dette inkluderer elektrisitet/batteri, hydrogen, ammoniakk, biodrivstoff, metanol og syntetiske drivstoff.

Hensikten er å kartlegge alternativer som kan forsyne fartøy og landanlegg med energi, som begge bruker fossile energibærere i dieselmotorer og -aggregater.

Begrepet *energibærere* er mer eller mindre synonymt med drivstoff, men inkluderer også batterier.

For sjømatnæringen vurderer vi følgende energibærere som aktuelle:



### 4.1 Elektrisitet og batterier

Elektrisitet er sammen med diesel den vanligste energibæreren i sjømatnæringen.

Elektrisitet er en høyverdig og svært allsidig energibærer både i form av hvordan det framstilles og dets bruksområder. Elektrisitet kan genereres fra en rekke ulike energikilder, både fornybare og ikke fornybare. Elektrisitet kan produseres lokalt, overføres via kraftnett eller kabler, eller lagres i batterier. Energibæreren kan brukes direkte for å dekke energitjenester som oppvarming/kjøling eller belysning, eller til fremstilling av andre energibærere gjennom elektrolyse.

Alle landbaserte anlegg i sjømatnæringen er tilkoblet kraftnettet og 44 % av oppdrettslokaliteter i sjø har nettilkobling<sup>73</sup>. I tillegg finnes det en rekke hybride fartøy og et fåtalls helelektriske fartøy knyttet til fiskeri og havbruksnæringen. Enova har siden november 2020 støttet til sammen 178 havbruksfartøy under programmet Batteri i fartøy<sup>74</sup>. Dagens hybride arbeidsbåter under 15m har typisk en batteristørrelse mellom 100-750 kWh, mens servicefartøy over 15 meter har installert kapasitet stort sett mellom 250 og 1250 kWh<sup>75</sup>.

Batterikapasitet oppgis gjerne i kWh som reflekterer energimengden de kan lagre, selv om batterier installeres for å levere både energi og effekt. De bygges ulikt avhengig av om de skal gi energi over lengre tid såkalte energibatterier, eller høy effekt over tid, såkalte effektbatterier. Effektbatterier brukes gjerne for å gi redundans, altså reservekraft, og for å dekke energitopper slik at basisbehovet kan dekkes av et maskineri som er lite regulerbart eller treigt å regulere. Energitettheten i batterier til marin bruk rundt ligger 0,1-0,2 kWh/kg og 0,075-0,13 kWh/liter<sup>76</sup>.

<sup>73</sup> RENERGY, Menon Economics og NCE Aquatech cluster, Delrapport L1.1 – Energistatus og behov frem mot 2040, 19.03.2024, <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901866/>

<sup>74</sup> <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/17958737/enova-ender-stotten-for-batteri-i-fartoy?publisherId=17848299>

<sup>75</sup> Sjøfartsdirektoratet 2023, Oppdrag om utarbeidelse av lav og nullutslippskrav til servicefartøy i havbruksnæringen

<sup>76</sup> <https://corvusenergy.com/products/energy-storage-solutions/corvus-blue-whale/>

Batterier brukes i dag som kjemisk lagring av energi om bord i fartøy. Dette kan sikre fartøyet utslippsfri drift i hele eller deler av arbeidet avhengig av batteriets størrelse, mulighet til å lade fra land m.m. som avgjør andelen av energien som batteriet kan dekke, samt ladestrømmens fotavtrykk.

I fremtiden kan batteri kombineres med lavutslippsdrivstoff, men i dag er de fleste hybridfartøyene diesel-elektriske hybrider, som betyr at de lader batteriet med egen motor, ikke fra landstrøm. Dette kan kutte energibruk og utslipp noe, men ikke nødvendigvis.

Fordelen med batteridrift, i et klimaperspektiv, er at dette ikke gir direkteutslipp – totale utslipp ved bruk av strøm fra batteri avhenger allikevel av hvor denne energien kommer fra. I tillegg er batteribåter lydløse og utslippene av NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> og partikler elimineres også helt, noe som både er positivt for fiskehelsen, de ansatte om bord samt naboer og omgivelsene. Batteri er en moden teknologi og det utvikles stadig nye batteriteknologier med økt energitetthet. Likevel vil både fartøyenes energibehov, plassbegrensninger om bord, operasjonsmønster og tilgjengelig infrastruktur for lading sette grenser for batteri som fullverdig nullutslippsløsning. Basert på dagens teknologi og kostnad på batteripakker er denne løsningen mest aktuelt for havbruksfartøy i fartøyskategori under 24 meter, typisk arbeids- og servicebåter.

Batteri kan også brukes som lagring av lokalprodusert energi fra eksempelvis flytende solkraft eller industrivind, optimalisere drift av dieselaggregater, jevne ut lastprofiler og gi bedre forsyningssikkerhet. Dette bidrar til å lagre ikke-regulerbar kraftproduksjon til når behovet er der, redusere CO<sub>2</sub>-utslipp, samt redusere effektopper og dermed også kostnader.

I tillegg til faste, integrerte batterier så jobbes det med løsninger for batterimoduler/ utbyttbare batterier til båter. Fordelen med dette er at det gir en fleksibilitet i plass og vekt som opptas av batteriet, og energimengden det holder, og at det gir mulighet for å bytte ut et utladet batteri med et fulladet relativt raskt i forhold til lading. Ulempen med slike løsninger er at det utgjør en stor og tung last.

Kostnadsbildet for batteridrift avhenger av strømpris, batteripris, evt. tilpasning av fartøyet og ladeinfrastruktur. For batteri på skip bør det forventes en kostnad rundt 7 000 – 8 000 NOK/kWh for lagringskapasitet i batteripakken, i tillegg til 1 000 – 1 300 NOK/kW effekt, slik at en pakke med 1 000 kWh og inverter på 1 500 kW vil ligge rundt 9 000 000 – 10 000 000 NOK<sup>77</sup>.

## 4.2 Hydrogen

Hydrogen er det første grunnstoffet i periodesystemet, det minste atomet og stoffet det finnes mest av i universet. Hydrogen kan bidra med fleksibilitet i kraftsystemet ved å fungere som energilager for ikke-regulerbare fornybare energikilder som vind og sol, samt som utslippsfritt drivstoff til langtransport både på land og til sjøs og til tungindustri. Som eksempel var det i 2023 i NO<sub>1</sub> og NO<sub>3</sub> henholdsvis 381 og 401 timer med negative strømpriser – noe som illustrerer at det vil perioder med overproduksjon av energi. Dette vil trolig øke med videre utbygging av ikke-regulerbar kraftproduksjon<sup>78</sup>.

Hydrogen fremstilles ved elektrolyse eller ved dampreforming av naturgass (SMR). Ved elektrolyse bruker man elektrisk energi til å spalte vann til hydrogen og oksygen, mens reformering innebærer å gjøre om metangass, hovedbestanddelen i naturgass, til hydrogen og CO<sub>2</sub> ved hjelp av varme og vanddamp. Det er vanlig å skille mellom grønt, blått og grått hydrogen basert på fremstillingsmetode. Grått hydrogen er produsert ved reformasjon av naturgass uten fangst og lagring av CO<sub>2</sub>. Blått hydrogen er også produsert ved

<sup>77</sup> <https://www.sustainable-ships.org/key-insights/costs-batteries>

<sup>78</sup> [https://energiwatch.no/nyheter/politikk\\_marked/article16723151.ece](https://energiwatch.no/nyheter/politikk_marked/article16723151.ece)

reformasjon av naturgass, men i kombinasjon med karbonfangst- og lagring slik at produksjonsutslippene blir lave. Grønt hydrogen er produsert ved elektrolyse der strømmen som brukes i prosessen må komme fra fornybare energikilder. Typisk virkningsgrad ved elektrolyse er 60-70%<sup>79</sup>. Per 2021 utgjør grønt hydrogen rundt 1 % av total hydrogenproduksjon i verden. Grønt hydrogen er også betydelig dyrere enn produksjon av grått hydrogen fra naturgass, der pris på grønt hydrogen er 2-3 ganger dyrere enn grå hydrogen med dagens energi- og råvarepriser<sup>80</sup>.

Hydrogen kan brukes i brenselceller for å produsere elektrisitet, med en virkningsgrad på rundt 50% (40%-60%). Det er også mulig å benytte hydrogen som drivstoff i forbrenningsmotorer.

Bruk av hydrogen vil gi null direkte utslipp fra skip. For bruk av hydrogen som energibærer i skip er det imidlertid fortsatt betydelige teknologiske og praktiske barrierer knyttet til implementering av disse drivstoffene (DNV GL, 2019). Utfordringene er knyttet til store energitap i verdikjeden, lav energitetthet, sikkerhetsutfordringer, mangel på deskriptivt regelverk og krevende godkjenningprosesser og høye priser. Ikke minst; det produseres nesten ikke lavutslipps (grønt og blått) hydrogen, det er få planer om storskala produksjon og det kreves etablering av tilstrekkelig bunkringsinfrastruktur.

Hydrogen kan fraktes, distribueres og lagres i flere tilstander. For bruk ombord i skip er følgende metoder ansett for å være mest relevante:

- Komprimert hydrogen (CH<sub>2</sub>)
- Flytende hydrogen (LH<sub>2</sub>)
- Organiske forbindelser (LOHC)
- Ammoniakk (NH<sub>3</sub>)

#### 4.2.1 Komprimert hydrogengass (CH<sub>2</sub>)

Hydrogengass komprimert i tanker som er trykksatt til 350, 500 eller 700 bar. Med et trykk på 350 bar blir energitettheten omtrent 0,77 kWh/liter og ved 700 bar omtrent 1,4 kWh/liter, og en energitetthet på ca. 33 kWh/kg<sup>81</sup>. Komprimering av hydrogengass krever energi og rundt 10% av energiinnholdet går tapt når hydrogengass komprimeres til 700 bar, som er det trykket som benyttes i personbiler.

#### 4.2.2 Flytende hydrogen (LH<sub>2</sub>)

For at hydrogenet skal kunne gjøres flytende ved atmosfærisk trykk, må den kjøles ned til 20,28 kelvin (K) (-252,87 °C). Dette gir den mest konsentrerte form for hydrogen, men nedkjølingen er svært energikrevende. Energitetthet på rundt 2,4 kWh/l oppnås med denne metoden, og samme energitetthet per kg som for komprimert hydrogengass. For flytende hydrogen går rundt 30 prosent av energiinnholdet tapt i nedkjølingen.

En noe mindre energikrevende løsning er å lagre hydrogenet i kryo-komprimerte tanker (trykksatte kryptanker) der hydrogenet kjøles ned til 40K-80K ved 200-300 bar trykk. Det kan da oppnås en energitetthet tilsvarende komprimert hydrogengass ved 700 bar<sup>82</sup>.

<sup>79</sup> <https://www.faktisk.no/artikler/0qk62/flere-feil-i-rett-i-dass-regnestykket-til-borten-moe>

<sup>80</sup> [https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_12.pdf](https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf)

<sup>81</sup> Nordic Roadmap Future Fuels for Shipping, Chalmers University of Technology og IVL Svenska Miljöinstitutet, Publication No.1-C/1.1/2023, 28.04.2023

<sup>82</sup> . Valland, A. (2020). End-user assessment for hydrogen as fuel, Project: OHC HyInfra

#### 4.2.3 Organiske forbindelser (LOHC)

Hydrogen kan også lagres i flytende form ved å la det reagere kjemisk med en organisk forbindelse i en hydrogenering. Disse organiske forbindelsene kalles for LOHC, som står for Liquid Organic Hydrogen Carriers (Hofstad, 2021). LOHC innebærer at man lagrer hydrogenet i termalolje, slik at den kan håndteres som diesel og dermed utnytte relativt normale lagertanker og infrastruktur for transport og distribusjon. LOHC anses som tryggere enn trykksatt og flytende hydrogen. Bæreroljen, benzyltoluen, kan lastes og losses med hydrogen gjentatte ganger.

Når hydrogenet er trukket ut av oljen, blir den hydrogentomme oljen returnert til en egen lagringstank. Under bunkring blir den oppbrukte oljen byttet ut med ny, hydrogenrik olje. Energitettheten til LOHC er 1,8 kWh/liter, som er rundt halvparten av ammoniakk, men betydelig høyere enn for komprimert hydrogen. Konseptet består av enheter for hydrogenfrigjøring som frigjør hydrogenet fra bæreroljen og brenselceller for utslippsfri strømproduksjon<sup>83</sup>.

#### 4.2.4 Metallhydrider / Hydrogen i fast stoff

Hydrogen kan også lagres i et fast stoff og danne et metallhydrid. Dette gir en kompakt og svært sikker lagring, uten behov for trykktanker eller kraftig nedkjøling. Det er mulig å oppnå en lagringstetthet på linje med flytende hydrogen, men vekten av metallet gjør likevel at spesifikk energi blir lav. Det er anslått at hydrogenet bare vil utgjøre rundt to prosent av den totale vekten til lagringsmediet<sup>84</sup>. Denne lagringsmetoden anses derfor lite anvendbar for skip, særlig mindre skip og arbeidsbåter.

#### 4.2.5 Ammoniakk (NH<sub>3</sub>)

Ammoniakk har et høyt innhold av hydrogen, og kan derfor brukes til å lagre hydrogen i kjemisk bundet form. I likhet med rent hydrogen opptrer ammoniakk i gassform under normale betingelser, men siden kokepunktet er vesentlig høyere (–33,4 °C), kan den forholdsvis enkelt gjøres flytende. Det høye kokepunktet muliggjør også kryogenisk lagring av ammoniakk. Flytende ammoniakk lagres og transporteres i tanker under et trykk på rundt 1 MPa (10 bar). Energitettheten blir da rundt 3,5 kWh/liter og 5,2 kWh/kg<sup>85</sup>.

Ammoniakk produseres i vesentlig grad fra naturgass etter Haber-Bosch-metoden, der nitrogen og hydrogen blir ført sammen under høyt trykk. Ved å benytte fornybar energi til produksjon av grønt hydrogen til Haber-Bosch prosessen, kan ammoniakk produseres utslippsfritt. Vi bruker den samme fargeskalaen for ammoniakk som for hydrogen; grått, blått, grønt m.fl.

Ammoniakk er den hydrogenlagringsformen som gir størst energitetthet. Sammenlignet med diesel, med energitetthet på rundt 10,1 kWh/liter, krever ammoniakk likevel tre ganger så mye plass. Noen av utfordringene med ammoniakk er at dette er giftig gass og den er svært korrosiv. Dagens industrielle bruk av ammoniakk betyr imidlertid at det finnes gode etablerte rutiner og krav til hvordan ammoniakk håndteres under transport på skip, som kan brukes for å etablere tilsvarende rutiner og krav for ammoniakk som drivstoff på skip.

<sup>83</sup> <https://ostensjo.no/hydrogenious-lohc-technologies-and-ostensjo-group-join-forces-and-tread-a-novel-path-towards-safe-zero-emission-shipping/>

<sup>84</sup> <https://snl.no/hydrogenlagring>

<sup>85</sup> Nordic Roadmap Future Fuels for Shipping, Chalmers University of Technology og IVL Svenska Miljöinstitutet, Publication No.1-C/1.1/2023, 28.04.2023

Mer enn 99% av dagens ammoniakk er av den grå typen, med høyere utslipp enn diesel, alt inkludert. Eksisterende ammoniakkproduksjon må erstattes av grønn eller blå produksjon før det eventuelt blir ny lavutslippsammoniakk tilgjengelig for nye brukere.

#### 4.2.6 Modenhet hydrogenteknologi

Hydrogen er egnet som drivstoff innen maritim transport, og en rekke norske aktører planlegger produksjon og bruk av hydrogen<sup>86</sup>. Imidlertid trekker det ut i tid og så langt har vi kun sett hydrogen i to fergeprosjekter hvor oppdragsgiver, Statens Vegvesen har stilt særskilt krav om hydrogendrift. Det er altså betydelige barrierer, både tekniske, kommersielle og praktiske.

For bruk av hydrogen som drivstoff om bord i skip er flere ulike teknologier aktuelle. Hydrogen kan gi strøm i en brenselcelle eller forbrennes i en konvensjonell forbrenningsmotor. Fordi brenselceller fungerer best ved jevn belastning og responderer tregt på lastvariasjoner vil brenselceller oftest kreve effektbatterier som støttehjul.

Den første hydrogendrevne ferjen, M/F Hydra, ble satt drift i Norge 2023, og transporterer både biler og passasjerer i Hjelmelandsambandet i Rogaland. Konseptet baserer seg på bruk av flytende hydrogen. Til tross for at det er fem hydrogenfabrikker i Norge, kan ingen levere drivstoff til denne ferja. Drivstoffet blir levert fra en fabrikk i Tyskland. Flere hydrogendrevne fartøyer er under utvikling, blant annet har Torghatten kontrahert to ferjer som skal gå i rute over Vestfjorden, mellom Bodø og Lofoten, som er en av Norges lengste og mest værutsatte ferjestrekninger. Ferjene vil bli utstyrt med 6,4 MW brenselceller, men med mulighet for diesel-elektrisk fremdrift som reserveløsning. Torghatten ønsker å benytte seg av lokalprodusert hydrogen laget på miljøvennlig kraft, og det er planlagt et lokalt produksjonsanlegg på Langstranda i Bodø som skal være i drift fra 2025<sup>87</sup>.

Innenfor havbruksnæringen er Moen Verft på i Trøndelag i ferd med å ferdigstille verdens første oppdrettsbåt som bruker komprimert hydrogen som drivstoff. Denne hydrogen-elektriske arbeidsbåten vil ha en 145 kW brenselcelle, 276 kWh batteri og tankkapasitet på 120 kg hydrogen. Den skal lade strøm om natten og vil bunkre hydrogen omtrent hver 10. dag. Det er forventet at denne båten vil gi årlig reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp på 300 tonn<sup>88</sup>. Samtidig planlegger energiselskapet NTE produksjon av grønt hydrogen på Kråkøya. Hydrogenfabrikken kan stå ferdig i 2025, men per i dag er denne båten, som vil driftes av oppdrettselskapet Salmar, den eneste kunden for dette hydrogenanlegget<sup>89</sup>.

Innenfor brønnbåtsegment finnes det i dag flere både eksisterende og kontraherte båter med dual-fuel-motorer som er dimensjonert og klargjort for også å kunne gå på ammoniakk, i tillegg til diesel, naturgass (LNG) eller biometan (LBG). Fordelen med en slik løsning er at når ammoniakk blir mer og mer tilgjengelig er fartøyet klart uten at man trenger å gjennomføre store ombygginger. Man ser også at rederier innenfor andre skipssegment velger tilsvarende strategi, eks. Höegh Autoliners som har 12 fartøy for rullende last i bestilling<sup>90</sup>, og Yara som planlegger verdens første ammoniakkdrevne containerskip, Yara Eide. Dette skipet skal gå i trafikk mellom Norge og Tyskland, er planlagt sjøsatt i 2026. Yara Eide har fått støtte på drøyt 40 millioner NOK av Enova. Prosjektet inkluderer også bunkringsinfrastruktur for det Yara selv omtaler som «tilnærmet karbonfri» ammoniakk<sup>91</sup>.

<sup>86</sup> <https://e24.no/energi-og-klima/i/zg0oVO/e24s-hydrogenkart-viser-satsinger-over-hele-norge-har-virkelig-tatt-av>

<sup>87</sup> <https://e24.no/energi-og-klima/i/Ey45QA/bygger-hydrogenskip-i-norge?referer=https%3A%2F%2Fwww.aftenposten.no>

<sup>88</sup> <https://www.moenmarin.no/pilot-e-verdens-forste-hydrogendrevne-arbeidsfartoy/>

<sup>89</sup> <https://www.mn24.no/adresseavisen/i/l3GjWe/denne-baaten-kan-vaere-for-tidlig-i-form>

<sup>90</sup> <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/18054515/146-millioner-i-enova-stotte-til-ammoniakk-drift-for-skip?publisherId=17848299&lang=no>

<sup>91</sup> <https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/2023/verdens-forste-ammoniakkdrevne-containerskip/>

Rederiene Østensjø/Edda Wind, som satser på service/-støttefartøy til havvind, SOVs (Service Operation Vessels), har valgt en løsning basert på LOHC for sine planlagte servicefartøy. Teknologien leveres av det tyskbaserte selskapet Hydrogenious LOHC Technology, som har utviklet og patentert LOHC-teknologien. LOHC konseptet på disse skipene vil ha kapasitet til å levere utslippsfri effekt på om lag 1 MW, samtidig som de klargjør sin kommende flåte med havvindfartøy for innstallering av hydrogenframdriftssystem opp til 3 MW total effekt<sup>92</sup>.

#### 4.2.7 Hydrogeninfrastruktur

Våren 2022 støttet Enova fem knutepunkter for hydrogen til maritim transport. Det er også gitt støtte til over tjue hydrogen- og ammoniakkfartøy, men foreløpig er ingen hydrogenknutepunkter igangsatt og det er bare ett fartøy på sjøen<sup>93</sup>.

Anlegget i Rørvik, som er planlagt igangsatt i 2025, utgjør ett av knutepunktene for produksjons, lagring og bunkring av hydrogen. Nå ber imidlertid de fem nasjonale hydrogenknutepunktene om utsatt frist for investeringsbeslutning. Årsakene er blant annet at det er for få skip i drift til å kunne utnytte den omsøkte produksjonskapasiteten, og at Enova samtidig utlyser et nytt støtteprogram for maritime hydrogenknutepunkter med bedre rammevilkår enn den gamle ordningen. Dette kan føre til at prosjekter som har fått innvilget støtte vil frasi seg denne og heller søke på nytt, som dermed vil kunne forsinke markedsutviklingen<sup>94</sup>.

Equinor kullkastet også planene om å produsere hydrogen på Mongstad i mars 2022<sup>95</sup>. Det største og viktigste anlegget for å lage H<sub>2</sub> blir dermed i Bodø for Torghattens Vestfjorden-ferger. Lærdommen fra disse eksemplene ser ut til å være at energiforbruker og energileverandør må finne sammen om lange kontrakter og bygge produksjon og infrastruktur i tandem, stein for stein.

#### 4.2.8 Kostnader

Beregninger utført av Enova, som belyser kostnadene for å produsere hydrogen fra fornybar kraft i Norge, antyder LCOE-kostnader for produksjon av hydrogen på omtrent 60 NOK per kg<sup>96</sup>. 1 kg hydrogen gir 33 kWh energi, mens til sammenligning har 1 liter diesel et energiinnhold på 10 kWh. Hydrogen kan ha noe høyere virkningsgrad enn diesel, men likevel vil kostnader per kWh levert til propell være godt stykke over det som må til for at hydrogen skal kunne konkurrere med fossilt drivstoff. Produksjonskostnader for ammoniakk estimeres til 7,5-15 NOK/kg, som er omtrent 6 ganger høyere en konvensjonell fossilbasert ammoniakk<sup>97</sup>.

Det er for få prosjekter til å gi et godt bilde av forventede investeringskostnader for ulike hydrogen fremdriftslinjer, f.eks. har Moen Marin sitt fartøy en kontraktsverdi på 40 millioner<sup>98</sup>, der Enova-støtten til utvikling av hydrogen fremdriftslinje utgjør 14,75 millioner<sup>99</sup>. Selv om prisen vil gå noe ned etter hvert som fabrikasjonen av nye hydrogenfartøy blir mer kostnadseffektiv er det likevel grunn til å tro at statlige støtteordninger vil være nødvendige for å realisere nye fartøysprosjekt i lang tid fremover gitt dagens rammevilkår.

<sup>92</sup> <https://hydrogen24.no/2022/02/28/slik-designer-salt-ship-design-det-gronne-maritime-skiftet/>

<sup>93</sup> <https://www.enova.no/bedrift/hydrogen/na-skal-grunnmuren-for-satsningen-for-hydrogen-og-ammoniakk-til-maritim-sektor-bygges/>

<sup>94</sup> <https://renergycluster.no/2023/hydrogen-strategi-i-fare-for-a-feile/>

<sup>95</sup> <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/17927880/hydrogenprosjektet-aurora-lagt-pa-is?publisherId=17847929>

<sup>96</sup> <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/17979704/ny-rapport-kostnad-opp-mot-60-kroner-for-en-kg-hydrogen?publisherId=17848299&lang=no>

<sup>97</sup> <https://www.futurebridge.com/industry/perspectives-energy/green-ammonia-an-alternative-fuel/>

<sup>98</sup> <https://www.intrafish.no/bater/hydrogrenbaten-til-40-millioner-star-klar-tidlig-i-2024/2-1-1538665>

<sup>99</sup> <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/hydrogen-hybrid-servicebat-ubat/>



## 4.3 Biodrivstoff

Biodrivstoff er en samlebetegnelse for drivstoff som er fremstilt av biologisk materiale. Det er vanlig å skille mellom konvensjonelt (1. generasjon) og avansert (2. generasjon) basert på råstoffet. Biodrivstoff er kompatibelt med fossildrivstoff og brukes både som substitutt og innblanding i fossilt drivstoff.

### 4.3.1 Bærekraftsklassifisering av biodrivstoff

Råstoffene til konvensjonelt biodrivstoff er typisk dyrket biomasse som også egner seg til å produsere mat eller dyrefôr (landbruksvekster). Produksjonsteknologiene for disse produktene er kommersielt modne, men det er likevel knyttet flere utfordringer til produksjonen. Utslipp fra produksjon og transport av biodrivstoffet, samt risiko for indirekte arealbruksendringer, der biodrivstoffproduksjon fortrenger areal som ble brukt til matproduksjon og dermed og bidrar til å øke det totale dyrkede arealet i verden, er noen av utfordringene. På grunn av bærekraftsutfordringer er konvensjonelt biodrivstoff i ferd med å bli faset ut, og i 2022 utgjorde konvensjonelt biodrivstoff under 7% av alt biodrivstoff i Norge.

Avanserte biodrivstoff framstilles i hovedsak av rester og avfall fra næringsmiddelindustri, landbruk eller skogbruk og kommer fra råstoff som ikke kan utnyttes som mat eller dyrefôr.

Videre skilles det mellom avansert biodrivstoff laget av A-råstoff og B-råstoff. De mest bærekraftige råstoffene (A-råstoff), er laget fra avfall og rester fra jordbruk og skogbruk og industriprosesser. I Norge har vi potensiale for å produsere en betydelig mengde avansert biodrivstoff basert på restavfall fra treindustrien, såkalt lignocellulose-basert råstoff, men produksjonsteknologiene er umodne og betydelig dyrere og mer kompliserte sammenlignet med produksjonsmetodene for B-råstoff. B-råstoff er typisk slakteavfall som ikke kan brukes til dyrefôr eller brukt frityrolje. For B-råstoff er ressurspotensial både begrenset og omdiskutert. Norge har et omsetningskrav for biodrivstoff til veitransport og for sjøfart fra 2023. Myndighetene krever 19 volumprosent biodrivstoff på land i 2024 og at 12,5% er avansert biodrivstoff<sup>100</sup>, mens kravet er kun 6% i sjøfart<sup>101</sup>. I 2016 utgjorde avansert biodrivstoff 15% av alt flytende biodrivstoff i Norge.

Omsetningskravet for avansert biodrivstoff oppnås ved bruk av stortilt import av biodrivstoff basert på slakteavfall og brukt frityrolje fra andre verdensdeler, og nesten alt flytende biodrivstoffet i Norge er importert<sup>102</sup>.

Biodrivstoff har lenge vært sett på som et effektivt tiltak for å kutte nasjonale CO<sub>2</sub>utslipp i Norge. Nå ser det imidlertid ut til at troen på biodrivstoff som et bærekraftig tiltak er i ferd med å snu i Norge, og det er grunn til å tro at det ikke vil bli satset på en videre økning i bruk av biodrivstoff i Norge utover volumene som kommer fra allerede vedtatte omsetningskrav. Miljødirektoratet konkluderer i sitt oppdaterte kunnskapsgrunnlag<sup>103</sup> med at: «...bruk av biodrivstoff et dyrt tiltak med bærekraftsutfordringer, og så godt som alt biodrivstoffet Norge bruker er importert." Og videre konkluderes det med at: "Lav- og nullutslippskrav (for skip) bør ikke inkludere flytende biodrivstoff".

<sup>100</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/transport/biodrivstoff/>

<sup>101</sup> <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nytt-krav-til-skipsfarten-kutter-utslipp/id2996428/>

<sup>102</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/transport/biodrivstoff/>

<sup>103</sup> Miljødirektoratet (2024) Klimatiltak i Norge - Kunnskapsgrunnlag 2024

Det finnes en rekke ulike biobaserte drivstoff. Her velger vi videre å fokusere på:

- Biodiesel
- Bioetanol
- Biometan (oppgradert biogass)
- Biometanol (se kapittel 4.4.)

### 4.3.2 Biodiesel

Det primære drivstoffet i dagens maritime transport er fossilt drivstoff; tungolje, diesel og LNG dekker 99,9% av energien til skip internasjonalt<sup>104</sup>. Biodiesel i flytende form kan benytte samme tanker, motorer og infrastruktur som diesel og derfor velegnet som erstatning for fossil diesel i maritim sektor, herunder båter brukt i sjømatnæringen.

Selv om det finnes mange produksjonsveier for framstilling av biodrivstoff, er det av tekniske hensyn kun to hovedtyper biodiesel på markedet i dag; FAME (Fatty Acid Methyl Ester) og HVO (Hydrotreated Vegetable Oil).

FAME brukes som erstatning for konvensjonell fossil diesel, men har en helt annen kjemisk struktur. Biodieselen er fremstilt av vegetabiliske oljer som blant annet palme-, soya-, raps-, eller brukt frityrolje (UCO). Bilmotorer kan kjøre på diesel med inntil 7% innblanding av FAME, mens skipsmotorer ofte konstrueres for å gå på en høyere innblanding. Nøyaktig prosentandel varierer mellom motorleverandører.

HVO er hydrogenbehandlet vegetabilisk olje som fremstilles av vegetabiliske oljer eller animalsk fett. I fremstillingsprosessen brukes hydrogen til å fjerne oksygenet i fett og oljer. I motsetning til FAME har HVO tilnærmet lik kjemisk struktur som fossil diesel. Det gjør at eksisterende motorer kan kjøre på inntil 100% HVO, selv om vedlikeholdsrutiner på motorene kan bli noe endret ved overgang til bruk av både HVO og FAME. HVO er dyrere enn FAME.

### 4.3.3 Bioetanol

Bioetanol ( $C_2H_6OH$ ) produseres gjennom fermentering av stivelses- og sukkerholdige råvarer som sukkerrør, mais og poteter. Bioetanol brukes hovedsakelig som en komponent i konvensjonell fossil bensin. I Norge er det 10% innblanding av bioetanol i 95 oktan bensin.

### 4.3.4 Biometan / biogass

Biogass er en blanding av to gasser i et forhold på ca. 60-70% metan ( $CH_4$ ) og 30-40 % karbondioksid ( $CO_2$ ). Biometan er biogass som er rensert og oppgradert til drivstoffkvalitet. CBG er forkortelsen for "Compressed BioGas", altså komprimert biometan. Gassen er komprimert til et trykk på over 150 bar. Biogass som er oppgradert til CBG er egnet til drivstoff til biler og busser. LBG er forkortelsen for "Liquid BioGas", altså flytende biometan. Gassen må normalt kjøles ned til ca  $-163^{\circ}C$ . LBG er velegnet som drivstoff til tyngre kjøretøy og skip. Fordelen med å benytte LBG til skip er at LNG-skipene eksisterer, og det krever ingen teknologiendring for å ta biometan i bruk i disse. I 2021 var det ca. 70 norsk-registrerte skip med LNG-drift<sup>105</sup>. En håndfull av disse LNG-fartøyene er brønnbåter eller førbåter i oppdrettsnæringen<sup>106</sup>.

<sup>104</sup> IMO reports of fuel consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database (<https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/data-collection-system.aspx>)

<sup>105</sup> <https://www.energi-gass.no/sterk-okning-i-interessen-for-lng-drevne-skip/>

<sup>106</sup> Lona, E. (2021), Nullutslipps havbruksfartøy - utredning av fartøystyper og relevant teknologi

Gjennom prosessen med å omdanne organisk avfall til biometan, produseres en fornybar energibærer som kan brukes til oppvarming, kraftproduksjon og drivstoff. Norsk biometanproduksjon har økt fra ca. 450 GWh produksjon i 2015 til ca. 740 GWh i 2023. Oppgradering til CBG og LBG utgjorde 63% av produksjonen. Det ble i 2023 produsert biometan fra 60 anlegg i Norge<sup>107</sup>, og motsetning til flytende biodrivstoff, der alt er importert, er nesten alt biometan som brukes i Norge produsert innenlands<sup>108</sup>. Det er en fordel med tanke på energibruk og -tap i distribusjon samt forsyningssikkerhet.

Biogass Norge, en interesseorganisasjon for bedrifter og organisasjoner som er opptatt av å utvikle markedet for biometan, forventer en biometanproduksjon på 1 600 GWh i 2035, basert på dagens politikk på substrater til biometan<sup>109</sup>. Carbon Limits, på oppdrag fra Miljødirektoratet, anslår at det er mulig å øke produksjonen til 2 500 GWh i 2030, der råstoff fra havbruk og fiskerinæringen utgjør hhv. 81 GWh fra fiskeslam og 188 GWh fra fiskeensilasje<sup>110</sup>. Til sammenligning har havbruksflåten et estimert energiforbruk fra fossilt drivstoff på drøyt 2 000 GWh (ref. Tabell 13).

Biometanproduksjon fra fiskeensilasje og fiskeslam er et interessant alternativ for økt energitilgang til sjømatnæringen, samtidig som det kan bidra til å redusere miljøpåvirkningen av akvakulturindustrien ved å håndtere utnyttede ressurser på en effektiv og miljøvennlig måte. Fosfor i form av råfosfat er en begrenset ressurs og gjenbruk og utnyttelse av fosfor fra sekundære kilder er derfor viktig for å oppnå bedre ressursutnyttelse. Hele 70% av fosforet som er i fiskefôr tas ikke opp av fisken, men blir en del av fiskeslammet. Fosfor i fiskeslam fra norsk oppdrettsnæring tilsvarer en mengde på 14 000 tonn hvert år. Til sammenligning ble det i 2019 tilført 12 000 tonn fosfor i form av mineralgjødsel i landbruket i Norge<sup>111</sup>. Restmaterialet ved biometanproduksjon fra fiskeslam vil derfor inneholde viktige ressurser som kan inngå i en sirkulær verdikjede, fordi det ved biometanproduksjon produseres en biorest som egner seg som gjødsel.

Til produksjon av biometan fra fiskeensilasje brukes det såkalt kategori 2-ensilasje, som omfatter materiale fra fisk som er selvdød, eller klinisk syk uten ytre tegn på sykdom. Mengden fiskeensilasje som er tilgjengelig for biometanproduksjon vil derfor være avhengig av fiskedødeligheten i produksjonsanleggene, som bør reduseres kraftig.

Fiskeslam består av ekskrementer og fôrrester. Biometanproduksjon fra fiskeslam kommer i dag hovedsakelig fra landbaserte settefiskanlegg, for i dag er kun landbaserte oppdrettere som er pålagt å samle opp fiskeslam før avløpsvannet slippes ut i sjøen. I 2023 ble det benyttet ca. 50 000 tonn fiskeslam (5 000 tonn tørrstoff) som råvare til produksjon av biometan i Norge, og dette utgjorde ca. 3% av årlig biometanproduksjon<sup>112</sup>. Til sammenligning er det estimert at det årlig slippes ut det mellom 540 000 og 670 000 tonn slam (tørrstoff) fra sjøbaserte oppdrettsanlegg<sup>113</sup>. Dette utgjør et betydelig energipotensial, men samtidig er det utfordringer som gjør det lite lønnsomt å utnytte dette råstoffet fra sjøbasert oppdrett.

Det eksisterer teknologi for oppsamling av slam fra åpne sjøbaserte anlegg, som avhengig av strømforhold på lokaliteten, kan samle opp en betydelig andel av slammet, men teknologien er i liten grad i bruk. Fiskeslam har lav tørrstoffandel, normalt under 10%. Dette er en utfordring når slammet skal transporteres fordi det gir unødvendig store transportvolumer. Det kan derfor være nødvendig å behandle slammet for å redusere volumet, dette kan gjøres ved mekanisk eller termisk avvanning. Det er også tekniske utfordringer

<sup>107</sup> Biogass Norge, 2023, <https://norwaste.no/14366-2/>

<sup>108</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/transport/biodrivstoff/>

<sup>109</sup> <https://biogassoslofjord.no/wp-content/uploads/2022/04/Biogass-statistikken-2021-rapport-1.pdf>

<sup>110</sup> [https://assets-global.website-files.com/63e3b74820155d49e193aa74/647b4d53717039c718f88ef4\\_Rapport-biogasspotensial.pdf](https://assets-global.website-files.com/63e3b74820155d49e193aa74/647b4d53717039c718f88ef4_Rapport-biogasspotensial.pdf)

<sup>111</sup> <https://www.pwc.no/no/publikasjoner/ny-groenn-verdikjede-med-slam-fra-havbruk.pdf>

<sup>112</sup> Biogass Norge, 2023, <https://norwaste.no/14366-2/>

<sup>113</sup> Havforskningsinstituttet 2019, Miljøeffekter av lakseoppdrett.

knyttet til saltinnhold i fiskeslam. Saltinnholdet byr på utfordring som hemmer biometanprosessen, i tillegg til at biorest med høyt saltinnhold er lite gunstig til bruk som gjødsel. Fiskeslam med høyt saltinnhold må dermed avsaltes eller blandes ut med andre substrater dersom det skal gå til biometanproduksjon<sup>114</sup>. Et fremtidig økt råstoffgrunnlag til biometanproduksjon basert på fiskeslam vil i større grad bestå av fiskeslam med høyere saltinnhold.

Carbon Limits anslår at produksjonskostnader for biometan i 2030 vil spenne fra 0,3 – 3,6 NOK/kWh, avhengig av type råstoff og produksjonskjede, der fiskeslam fra landbaserte anlegg har en anslått produksjonskostnad på rundt 0,50 NOK/kWh og fiskeensilasje i underkant av 1,00 NOK/kWh<sup>115</sup>. Til sammenligning er prisen på LNG ca. 0,90 NOK/kWh. Foreløpig er det imidlertid få som har lyktes å få lønnsomhet i norsk biometanproduksjon og anleggene produserer også langt mindre energi hva som er målet. Dette til tross for at siden 2009 har Enova støttet 31 biometananlegg med til sammen 1,03 milliarder NOK<sup>116</sup>.

## 4.4 Metanol

Metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) inneholder karbon, og fremstilles tradisjonelt ved partiell oksidasjon av hydrokarboner fra naturgass eller ved hydrogenering av karbonmonoksid under høyt trykk i nærvær av katalysatorer (metanolsyntesen). I Norge fremstilles metanol etter førstnevnt metode ved metanolfabrikken på Tjeldbergodden i Møre og Romsdal<sup>117</sup>. Slik metanol gir høyere utslipp, alt inkludert, enn dieseldrift.

Metanol kan også produseres med lave utslipp eller karbonnøytralt ved ulike metoder<sup>118</sup>:

- Bio-metanol er basert på biomasse der metanol fremstilles av bærekraftige biologiske råvarer, som f.eks. restråstoffer fra skogbruk, jordbruk eller havbruk.
- Bio-e-metanol fremstilles basert på biologisk restråstoff og tilsetning av grønt hydrogen
- Grønn-e-metanol er basert på fangst av  $\text{CO}_2$  og grønt hydrogen, der  $\text{CO}_2$  enten fanges fra fornybare kilder (BECCS – BioEnergy with Carbon Capture and Storage), direkte fra luft (DAC – Direct Air Capture) eller fra industrielle punktutslipp.

Metanol har lavere energitetthet enn fossile drivstoff, og krever omtrent dobbelt lagringsvolum i forhold til diesel, med 5,5 kWh/kg og 4,4 kWh/liter<sup>119</sup>. Metanol er likevel ansett for å være en god hydrogenbærer og er mest volum- og vekt effektivt av de grønne alternativene. Metanol inneholder mer energi i forhold til vekt enn hydrogen fordi trykksatt hydrogen krever veldig tunge tanker.

Metanol er et drivstoff som kan brukes både i forbrenningsmotorer og brenselceller. Metanol er flytende ved romtemperatur og atmosfærisk trykk. Infrastruktur, lagring og distribusjon vil derfor i stor grad være lik andre flytende drivstoff, men metanol er også giftig, korrosiv, har lavt flammepunkt og lav viskositet. Metanoldamp er også tyngre enn luft og vil derfor synke ned. Dette gir sikkerhetsutfordringer med tanke på lagring, distribusjon og utfordringer med materialkompatibilitet. Teknologien er imidlertid moden, og det finnes løsninger for å håndtere disse utfordringene. Kravene til metanol er også enklere å håndtere enn kravene til LNG, og betydelig enklere å håndtere enn kravene til ammoniakk. Investeringskostnader for et

<sup>114</sup> <https://biogassoslofjord.no/wp-content/uploads/2021/12/Rapport-fiskeavfall-i-biogass.pdf>

<sup>115</sup> Ref. Carbon Limits, 2019, Kostnadene inkluderer transport av råstoff og biorest, produksjon av biogass (kapital og drift), oppgradering til drivstoffkvalitet, distribusjon og salg av gassen.

<sup>116</sup> <https://www.nettavisen.no/okonomi/staten-har-stottet-biogass-med-over-en-milliard-pengene-fosser-ut/s/5-95-1468738>

<sup>117</sup> <https://snl.no/metanol>

<sup>118</sup> IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), Innovation Outlook: Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

<sup>119</sup> Nordic Roadmap Future Fuels for Shipping, Chalmers University of Technology og IVL Svenska Miljöinstitutet, Publication No.1-C/1.1/2023, 28.04.2023

motorsystem med metanol forbrenningsmotor vil være rimeligere enn et LNG-basert forbrenningsmotorsystem<sup>120</sup>. Det er mulig å bygge om eksisterende diesel forbrenningsmotorer til såkalt dual-fuel metanol/diesel motorer, men det er relativt høye kostnader relatert til tanksystemene ved slik ombygging. LNG forbrenningsmotorer er mer egnet for ombygging<sup>121</sup>. Investeringskostnadene for brenselceller, både for containerløsninger og integrert, er høyere enn for forbrenningsmotor, i tillegg til at det påløper betydelige driftskostnader for regelmessig bytte av brenselceller<sup>122</sup>. Fordelen med å bruke metanol i brenselceller er at dette kan gi rundt 50% energivirkningsgrad, mens hurtigløpende forbrenningsmotor gir rundt 35%. Medium speed og saktegående forbrenningsmotorer kan derimot gi energivirkningsgrad opp mot 50%.

I Norge er selskapet Glocal Green AS i ferd med å realisere et pilotanlegg for produksjon av bio-e-metanol i Øyer, nord for Lillehammer. Bio-e-metanol fremstilles av biologisk restråstoff og grønt hydrogen, der tilsetning av hydrogen er med på å bedre utnyttelsen av de biologiske materialet og dermed øke metanolutbyttet<sup>123</sup>. Glocal Green har i første omgang planer om å benytte restavfall fra treindustrien, men planlegger etter hvert å benytte slam fra fiskeoppdrett som råstoff<sup>124</sup>.

På samme måte som for andre typer biobasert drivstoff vil produksjonskostnadene for biometanol i stor grad være styrt av type råstoff, tilgang på råstoff, samt produksjonskjede. Selv om et restråstoff anses som et avfall eller restprodukt, betyr ikke det at råstoffet ikke utnyttes i dag, eller at det ikke kan utnyttes til noe annet enn biodrivstoff. Råstoff for bio-metanol vil konkurrere med annen utnyttelse, eks. biometan, oppvarming, kraftproduksjon, treforedlingsindustri, dyrefôr, gjødsel, kompostjord, etc.

International Renewable Energy Agency<sup>125</sup> estimerer følgende produksjonskostnader for ulike typer metanol:

- Fossil-basert metanol: 1 000-2 500 NOK/tonn
- Bio-metanol: 3 200-7 700 NOK/tonn, altså ca. 3x fossil metanol
- E-metanol (BECCS) 8 000-16 000 NOK/tonn
- E-metanol (DAC) 12 000-24 000 NOK/tonn

## 4.5 Syntetiske drivstoff

Syntetiske drivstoff, også kjent som e-fuels (elektrofuels) eller karbonbasert elektrodrivstoff er drivstoff produsert av hydrogen og fanget karbon med betydelige bruk av elektrisk energi. Slike drivstoff kan enkelt erstatte konvensjonelle fossile drivstoff ettersom egenskapene er like; forskjellen ligger i fremstillingen. Syntetiske drivstoff omfatter diesel, metan, etanol og metanol (se også kapittel 4.4 om ulike fremstillingsmetoder for metanol).

I fremstillingsprosessen brukes elektrisk energi til å produsere hydrogen, som igjen reagerer med karbondioksid og det dannes hydrokarboner, enten i gassform eller flytende form. For at e-fuels skal regnes som fornybar må innsatsfaktorene i produksjonen være grønt hydrogen og kilden til karbonet må være

<sup>120</sup> [Methanol as an alternative fuel for container vessels \(dnv.com\)](https://www.dnv.com/energy/methanol-as-an-alternative-fuel-for-container-vessels)

<sup>121</sup> <https://www.sustainable-ships.org/stories/2023/methanol-marine-fuel>

<sup>122</sup> Argyros, D., Raucci, C., Sabio, N., & Smith, T. 2014. Global Marine Fuel Trends 2030. London, UK: Lloyd's Register Group Limited (LR) and the University College London (UCL).

<sup>123</sup> <https://www.finansavisen.no/agenda/7880543/glocal-green-vinner-klimakapplopet-med-biometanol>

<sup>124</sup> <https://glocalgreen.com/>

<sup>125</sup> Kostnad for DAC estimert til 3 000-6 000 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021)

karbon fanget fra luft eller fra industrielle punktutslipp. Ved bruk av biomasse som karbonkilde kan man lage såkalte bio-e-fuels.

Fordelen med e-fuels er at de kan brukes i eksisterende forbrenningsmotorer uten store endringer, og kan enkelt tas i bruk i eksisterende infrastruktur. Ulempene er at produksjonen er svært energikrevende og derfor dyr og lite konkurransedyktig sammenlignet med konvensjonelle fossile drivstoff. Anslag ligger rundt 3,08 – 3,74 NOK/kWh<sup>126</sup>.

## 4.6 Termisk energilagring

Store deler av energibehovet for flere energiforbrukere i sjømatnæringen er termisk energi. Termiske energilager<sup>127</sup> er effektive og rimelige teknologier som øker fleksibiliteten i energisystemet ved at termisk energi kan lagres, heller enn at den går tapt. Dette gjelder både for oppvarming og kjøling<sup>128</sup>. Et termisk energilager i et lokalt energisystem kan brukes på flere måter, de tre viktigste er:

- Redusere topplasten ved å ta bort bruk av elektrisitet til oppvarming og kjøling i topplasttimene. Dette gjøres ved å bruke lagret energi fra det termiske energilageret fremfor elektrisk kraft fra nettet. Dermed reduseres effektbehovet for den nye lasten.
- Ta vare på lokalprodusert energi fra sol og vind gjennom å varme opp termiske lagre når det er effektoverskudd fra disse, og tappe energi fra termiske lagre når det er effektunderskudd på elektrisk kraft samtidig som det er behov for oppvarming eller kjøling.
- Redusere snittprisen for kraft ved å kjøpe mer kraft når prisen er lav og mindre når prisen er høy. I tillegg vil forbruket bli jevnere og bidra til å redusere effektledet på strømgeregningen.

Det er en lang rekke teknologier som er kommersielt tilgjengelig. Disse kan tilpasses både med hensyn til hvor mye energi som skal lagres, hvor stor effekt som ønskes både inn og ut, og over hvor lang tid man ønsker å lagre den termiske energien.

Typiske teknologier for langtidslagring er energibrønner - større akkumulatortanker<sup>129</sup> med fast eller flytende lagringsmedium. Fotnoten viser til en akkumulatortank på 56 000 m<sup>3</sup>, med 200 MW effekt og 2,6 GWh lagringskapasitet. Typisk kombineres disse med varmepumpeteknologi for å utnytte ett større temperaturintervall. Lagringskapasiteten er høy og brukes for å flytte energi mellom sesonger f.eks. den varme sommersesongen til den kaldere vintersesongen. I slike anlegg vil varmetapet over året kunne være betydelig (50%) sammenliknet med den energien akkumulatortanken leverer<sup>130</sup>.

En kostnadseffektiv løsning for mindre varelagre er vanntanker som er kjent fra vann-til-vann varmepumpesystemer hvor temperaturen av lagringsmediet i tanken er så høy at energi kan brukes direkte eller med minimal tilleggsoppvarming. Hvis man bruker andre varmemedier enn vann, slik som faststoff eller flytende salt, kan temperaturen løftes så høyt at også produksjon av prosessdamp er mulig. Bruken av små varelagre tar sikte på å jevne ut variasjoner gjennom dagen fremfor å flytte energi over lengre tid.

<sup>126</sup> D'Adamo et al., Environmental implications and levelized cost analysis of E-fuel production under photovoltaic energy, direct air capture, and hydrogen, 01.04.2024, <https://doi.org/10.1016/j.envres.2024.118163>

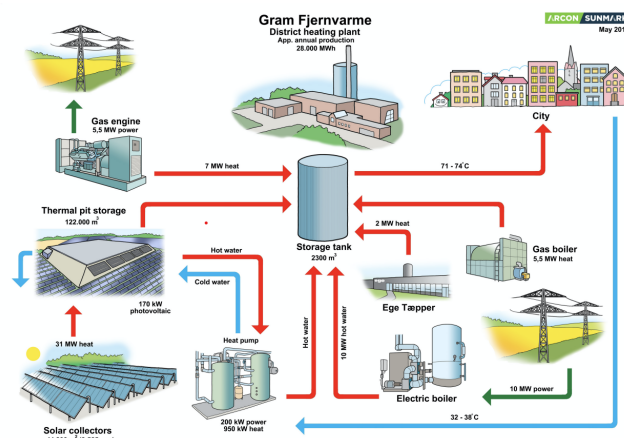
<sup>127</sup> Generell info om termisk energilagring: <https://www.sintef.no/fagomrader/energieffektivisering-i-industrien1/termisk-energilagring/>

<sup>128</sup> Foredrag av Kristina Widell og Eirik Starheim Svendsen om «TES in food cold chain» i prosjektet EU Enough. <https://cordis.europa.eu/project/id/101036588>

<sup>129</sup> Germany's largest heat storage in the starting blocks - Vattenfall

<sup>130</sup> Solites Bericht (solar-district-heating.eu, figur 12 og 13)





**Figur 5. Eksempel på lokal energiløsning hvor termisk energilager kan kobles sammen med andre energikilder og strømnett.**

Termiske energilagre er godt egnet til å kobles sammen med andre komponenter i et lokalt energisystem, se Figur 5. Her vises en kombinasjon av energikilder som et eksempel på beste praksis forskningsprosjektet R-ACES<sup>131, 132</sup>. Det illustrerer hvordan gode energiløsninger kan bygges opp med bruk av flere energikilder og energibærerne for varme og kraft som jobber mot felles varmelager.

Kostnader for varmelager varierer med prisen på innsatsfaktorene, hvorav stål er en viktig komponent. Anleggene er stort sett stål omkranset av betong og isolasjon. Større anlegg bygges lokalt og dimensjoneres og prises etter spesifikasjon. Av masseproduserte løsninger som er de største på rundt 5 000 liter og koster rundt 100 000 NOK, uten isolasjon<sup>133</sup>. Et lager på 5 000 liter vil ha en kapasitet på ca. 340 kWh om den opererer med vann og temperaturer mellom 40 og 100 °C. Dette gir en energitetthet rundt 0,07 kWh/liter og 0,07 kWh/kg. Generelt vil større varmelagre ha en lavere kostnad per kWh ettersom lagringskapasiteten skalerer med volumet og materialkostnadene skalerer med overflatearealet.

## 4.7 Oppsummering alternative energibærere

Gjennomgangen av alternative energikilder for sjømatnæringen kan oppsummeres i Tabell 10. Her beskrives kun status for 2024. Tabellen er kortfattet og er en forenkling av beskrivelsene i kapittel 4.1 - 4.6. Vurderinger om fremtidig utvikling kan finnes i avsnittene over.

Merk at energiinnhold og -tetthet er oppgitt på bruttobasis, dvs. energiinnholdet i drivstoffet uavhengig av motorens/brenselcellens og systemets virkningsgrad. Denne varierer lite mellom drivstoffene, og kan antas ca. 0,35 for hurtigløpende motorer, men er mye høyere for elektrisk kraftoverføring (batteri, kabel, elektromotor); ca. 0,8-0,9. Når virkningsgraden tas i betraktning blir forskjellen mellom alternative drivstoff og batteri mindre. Likevel krever batterier 35-65 ganger så stor plass som MGO og veier 30-70 ganger så mye.

<sup>131</sup> R-Aces – Energy Cooperation Platform

<sup>132</sup> Gram Fjernvarme District Heating – R-Aces

<sup>133</sup> Borø TR akkumulatortanker 1000-5000L Velkommen (arnebergli.no)

**Tabell 10. Kort og forenklet oppsummering av sentrale karakteristikk for energibærere.**

	Modenhet og tilgjengelighet	Energitetthet (ca.)	Energikostnad
MGO (For referanse)	Moden	11,9 kWh/kg 10,1 kWh/liter	1,9 NOK/kWh, basert på en literpris på 20 kr
Elektrisitet / batteri	Moden. Generelt god tilgjengelighet. Mangelfull noen steder	0,1-0,2 kWh/kg 0,075-0,13 kWh/liter	Strøm fra nett koster typisk 0,1 - 5,0 NOK/kWh. Stort sett under 1,0 NOK/kWh
Hydrogen	Lite moden og lite tilgjengelig	33 kWh/kg 0,77-1,4 kWh/liter	Grønt hydrogen koster ca. 1,8 NOK/kWh produksjonskostnad
Ammoniakk	Lite moden og lite tilgjengelig	5,2 kWh/kg 3,5 kWh/l	1,4 - 2,8 NOK/kWh produksjonskostnad
Biodrivstoff	Høy modenhet og tilgjengelighet for konvensjonelt, lav modenhet og tilgjengelighet for avansert	Sammenlignbart med fossile drivstoff	Anslås 0,3 – 3,6 NOK/kWh i 2030 produksjonskostnad
Metanol	Moden, men lite tilgjengelig	5,5 kWh/kg 4,4 kWh/liter	0,6 – 4,4 NOK/kWh
Syntetiske drivstoff	Moden og lite tilgjengelig	Sammenlignbart med fossile drivstoff	3,08 – 3,74 NOK/kWh
Termisk lagring	Moden og tilgjengelig	Rundt 0,07 kWh/kg og 0,07 kWh/liter	Avhenger av hvilken energi som lagres.

## 5 Vurdering av alternative energikilder og -bærere for omstilling av sjømatnæringen

Det er i foregående kapitler presentert energiforbrukere, energikilder og energibærere. Det er ingen alternative energiløsninger i dag som lett kan erstatte nettilkobling eller fossile drivstoff fullt og helt. Det finnes allikevel løsninger som kan bidra til å dekke deler av energibehovet og lovende lav- og nullutslippsløsninger for fremtiden.

En sammenstilt vurdering av hvorvidt alternative energiløsninger er aktuelle for de ulike energiforbrukerne er presentert i Tabell 11. Dette er basert på diskusjonene i kapittel 2 - 4. Hver rute har en fargekode og et tall. Fargekoden indikerer hvor aktuell energiløsningen kan være for brukeren. Tallene betyr at noe (1), mye (2) eller alt (3) av energibehovet til energiforbrukerne praktisk kan dekkes av energiløsningen. Om en løsning er aktuell bygger på om den rent praktisk kan brukes og om det kan være økonomisk lønnsomt.

- Grønn farge: moden teknologi som er godt egnet mht. praktisk bruk, tilgjengelighet og pris.
- Gul farge: moden teknologi, men lite egnet, eller umoden teknologi som kan bli bedre egnet i fremtiden.
- Rød farge: umoden teknologi og/eller lite egnet for energiforbruker.

Det er kun grønne og gule ruter som har tekstvurdering, ettersom det ikke gir mening å si hvor mye av energibehovet som en uaktuell energiløsning kan dekke. Vurderingene forklares videre etter Tabell 11.

**Tabell 11. Fremstilling av hvor aktuell ulike energiløsninger vurderes for energiforbrukere i sjømatnæringen. Rammen for vurderingen er nært forestående omstilling og lokale energiløsninger.**

	Energikilde (kapittel 3)									Energibærer (kapittel 4)						
	Solenergi	Vindkraft	Bølgekraft	Havstrøm- og tidevannskraft	Kjernerkraft	Vannkraft	Saltkraft	Geotermisk energi og sjøvarme	Bioenergi	Elektrisitet / batterier	Hydrogen	Ammoniakk	Biodrivstoff	Metanol (bio/e)	Syntetiske drivstoff	Termisk energilagring
Landbasert oppdrett	1	1				1		2	1	1		1	1	1		1
Konvensjonell oppdrett i sjø	2	2	2	2						1	3	3	3	3		
Semilukket/ lukket i sjø	1	1								1	3	3	3	3		
Havbruk til havs	2	2	2	2						1	3	3	3	3		
Landbaser for fartøy	2	2								3	3	3	3	3		
Lokalitetsbåter										3	3	3	3	3		
Servicebåter										2	2	3	3	3		
Større fartøy										1	2	3	3	3		
Mottak, slakteri og foredling	1	2				1		2	1	1		1	1	1		1

**For landbaserte oppdrettsanlegg** (dette inkluderer settefiskanlegg og stamfiskanlegg), så er det kun solenergi og geotermisk energi og sjøvarme som vurderes som aktuelt i dag. Solenergi kan dekke noe av energibehovet, mens geotermisk energi og sjøvarme kan dekke mye. Alle andre vurderte energiløsninger kan være aktuelle eller bli aktuelle i fremtiden avhengig av pris og detaljer knyttet til konkrete prosjekt. Kjernekraft er kun vurdert som potensielt aktuell her, i motsetning til for alle andre brukere hvor det er vurdert uaktuelt, siden landbasert oppdrett kan ha større energibehov og kanskje dele på kraften med annen nærliggende industri.

Batteri kan brukes til å ta effekttopper og lagre lokalprodusert energi fra f.eks. solkraft. Lokalprodusert energi kan også brukes til å produsere grønt hydrogen, som igjen kan fungere som et energilager for anlegget, eller ved overskuddsproduksjon, også som energibærer for fartøy som betjener anlegget.

**For konvensjonelle anlegg i sjø** kan sol, vind, bølgekraft og havstrøm- og tidevannskraft være aktuelle eller bli det i fremtiden. Dette er relativt variable energikilder og må kombineres med en løsning for energilagring eller en ekstern tilførsel med en energibærer. Det anses som lite sannsynlig at hver enkelt av disse kildene alene kan dekke alt energibehov ved en lokalitet, men de vil kunne dekke mye. De alternative energibærerne er i dag lite aktuelle på grunn av kostnad, men vil ved kostnadsreduksjoner kunne bli aktuelle for å potensielt dekke alt energibehov ved konvensjonelle oppdrettsanlegg uten nettilkobling.

**For lukkede anlegg i sjø** anses sol, vind, bølgekraft og havstrøm- og tidevannskraft å være aktuelle eller bli det i fremtiden. Dette er relativt variable energikilder og må kombineres med en løsning for energilagring eller en ekstern tilførsel med en energibærer. Det anses som lite sannsynlig at hver enkelt av disse kildene alene vil kunne dekke mye av energibehov ved en lokalitet med lukkede anlegg. De alternative energibærerne er i dag lite aktuelle på grunn av kostnad, men vil ved kostnadsreduksjoner kunne bli aktuelle for å potensielt dekke alt energibehov ved oppdrettsanlegg med lukkede anlegg uten nettilkobling. Ved behov for temperaturregulering av mervolum så vil geotermisk energi og sjøvarme kunne være aktuelt.

**Havbruk til havs** antas å ha tilsvarende energibehov per kg fisk som konvensjonelle anlegg i sjø. Som følge av stor avstand til land, vil det medføre svært store kostnader å knyttes til strømmettet. Alternative energikilder og energibærere vil derfor være sentrale for å kunne oppnå utslippsfrie havbaserte anlegg. På grunn av røffere værforhold og store vanndyp vil det være utfordrende å installere separate flytende solcelleanlegg. Det antas også å være begrenset mulighet for integrering av solcelleanlegg eller vindturbiner om bord på konstruksjoner for havbruk til havs. Havvindmøller kan imidlertid ankres opp et stykke unna, slik det er planer om for olje og gassplattformer. Disse energikildene antas derfor bare å kunne dekke en begrenset del av energibehovet.

**Landbaser for fartøy**, antas å ha et lavt energibehov i dag, men ved lading av helelektriske eller plug-in hybrid fartøy vil energibehovet økes betraktelig. Lokalprodusert solenergi og eventuelt vindkraft kan dekke noe av energibehovet, gjerne i kombinasjon med stasjonære batteri for å kunne lagre energi mens fartøyene er ute på oppdrag. Strøm kan også i teorien skaffes fra bølgekraftverk, men vi anser dette som lite aktuelt. Bruk av alternative energibærere til å produsere strøm til landbaser, som igjen skal brukes til lading av fartøy, anses som lite aktuelt da dette medfører store energitap. Da vil det være mer hensiktsmessig å bruke alternative energibærere direkte i fartøy.

**Båter** vurderes samlet, til tross for meget forskjellig driftsprofil. Batterielektrisk drift er gunstig på grunn av lave tap gjennom verdikjeden, men det er en forskjell på hvor mye av energibehovet som kan dekkes av batteri på grunn av størrelse, energibehov, driftsprofil, rekkevidde, tid tilgjengelig for lading mm.

For de minste båtene, lokalitetsbåtene, som hovedsakelig betjener én lokalitet, vil det være mulig å drifte helelektrisk, forutsatt at det er tilgjengelig ladeinfrastruktur på landbase og/eller ute på lokalitet i sjø. For større servicebåter, som går lengre strekninger og som har et større energibehov under operasjoner vil det være vanskeligere å drifte helelektrisk, men en stor andel av energibehovet kan dekkes av elektrisitet forutsatt tilgjengelig ladeinfrastruktur, både ved land og ute på lokalitetene. For de største båtene, som brønnbåter og fôrbåter, vil batteri hovedsakelig kunne benyttes til å ta effekttopper, til operasjoner ved merd der det er ønskelig å redusere støy og til hotelldrift. Dette vil kunne gi noe redusert dieselforbruk. Bruk av batteri forutsetter derfor hybridløsninger, der man i større eller mindre grad er avhengig av en alternativ energikilde. Dette kan være dieselaggregat, men nullutslippsløsninger basert på eks. hydrogen kan også inngå i en hybridløsning. Selv de minste arbeidsbåtene vil være utstyrt med et nødaggregat for å kunne lade batteriet.

For hydrogen som energibærer i fartøy finnes det flere ulike metoder for lagring, distribusjon og konvertering til energi. Det er imidlertid ingen av metodene som utpeker seg for fartøy i havbruksnæringen, da det er fordeler og ulemper med alle metodene, samt at investeringskostnadene er høye. Infrastruktur for produksjon og bunkring av hydrogen er foreløpig også nesten fraværende. Alle hydrogenlagringsløsninger medfører økt vekt, økt plassbehov og/eller redusert tilgjengelig energimengde om bord. For fartøy med moderate energilagringsbehov kan bruk av komprimert eller flytende hydrogen være en aktuell nullutslippsløsning. Servicebåter har imidlertid begrenset tilgjengelig dekksplass og disse fartøyene har lengdebegrensninger på grunn av regelverkskrav som gjør det utfordrende å få plass til lagringstanker for hydrogen. Fôrbåter antas å ha tilgjengelig plass over dekk til lagring av hydrogen, mens brønnbåter og slaktebåter har stort energilagringsbehov som gjør hydrogen mindre egnet for denne type fartøy. Hydrogen anses ikke modent enda, men antas å kunne bli en energibærer som dekker en betydelig del av næringens behov for nullutslipp i fremtiden.

For fartøy med store energilagringsbehov, som brønnbåter og slaktebåter, er ammoniakk eller metanol ansett som de mest aktuelle nullutslippsløsningene, forutsatt at det benyttes grønn ammoniakk eller grønn metanol. Ammoniakk har større volumetrisk energitetthet enn andre hydrogenbaserte løsninger, og kravene til infrastruktur for lagring og distribusjon er godt etablert. Ammoniakk kan benyttes i dual-fuel motorer som også kan gå LNG eller LBG. Dette gir mulighet for relativt lave investeringer i grønn teknologi for nye skip i dag, slik at man kan nyttiggjøre seg av nullutslipps energibærere (grønn ammoniakk eller biometan) etter hvert som dette blir mer tilgjengelig i markedet. Det finnes brønnbåter på markedet i dag som har denne type motorløsning<sup>134</sup>.

Metanol kan også i stor grad sies å være et fleksibelt drivstoff som gir skipsredere nødvendig forsyningssikkerhet av drivstoff. Metanol har også betydelig enklere å håndtere enn ammoniakk, som er svært utfordrende med tanke på giftighet og eksplosjonsfare. Dual fuel motorer gir mulighet for å enkelt bytte mellom fossilbasert drivstoff (diesel eller grå metanol), grønn metanol (biometanol eller e-metanol) og syntetisk diesel. Grønne drivstoffalternativ kan dermed enkelt tas mer og mer i bruk etter hvert som, og i de områdene, tilgjengeligheten øker. Investeringskostnader for metanol er lavere enn for LNG, men noe høyere enn dieselmotorsystemer. DNV hevder at prisene for metanolbaserte dual-fuel motorsystemer i fremtiden vil nærme seg diesel-motorsystemer, som vil gjøre det svært gunstig å velge denne type løsning fremfor en ren dieselløsning<sup>135</sup>.

Biodrivstoff har tradisjonelt vært ansett som et effektivt klimatiltak, men klima- og miljøeffektene er omdiskuterte. Miljødirektoratet peker også i sin seneste utredning på at biodrivstoff er et dyrt tiltak med

<sup>134</sup> <https://www.saltship.com/newscollection/dess-aqua-orders-new-salt-design-9sbg4>

<sup>135</sup> DNV 2023, The greenhouse gas challenge - Alternative fuels for containerships

bærekraftsutfordringer, og konkluderer videre med at lav- og nullutslippskrav for skip ikke bør inkludere flytende biodrivstoff, utover den andelen som inngår i innblandingskravet.<sup>136</sup>

For syntetiske drivstoff anses produksjonskostnadene for høye til at dette kan være en løsning på kort sikt. Fordelene med syntetiske drivstoff er at dette ikke krever ombygging av eksisterende motorsystem eller infrastruktur for distribusjon.

**Fiskemottak, slakteri og foredling** har energiforbruk og karakteristikk som ligner på det for landbasert oppdrett: Store anlegg på land, ved sjøen med store takareal og behov for en god miks av elektrisk kraft og termisk energi. Solenergi er derfor også aktuelt her, men selv om energiforbruket typisk kan være noe lavere enn for landbasert oppdrett så vil sol allikevel kun kunne dekke deler av behovet. I motsetning til landbasert oppdrett som i hovedsak har behov for termisk energi for å oppnå moderate temperaturer rundt 10°C, så kan prosessanlegg ha behov for både mye lavere og mye høyere temperaturer – f.eks. til frysing og tørking. Geotermisk energi kan bidra til dette. Vindkraft og vannkraft kan være aktuelt i spesielle tilfeller hvor lokale miljøforhold og sosial aksept tilsier det. Batterier, ammoniakk, biodrivstoff og metanol anses som mulige erstatninger for fossilt drivstoff til drift av nøddaggregat og liknende ved bortfall av strøm fra nettet. Hydrogen og syntetiske drivstoff er for kostbare. I likhet med for landbasert oppdrett så vurderes termisk energilagring å være aktuelt ettersom relativt store mengder termisk energi benyttes, og termiske energilager har mye lavere kostnad per kWh lagringskapasitet enn f.eks. batterier. Dette betyr f.eks. at energi som kjøpes fra nettet når strømprisen er lav og som skal benyttes til oppvarming eller kjøling kanskje heller bør omdannes og lagres termisk enn å lagres som elektrisitet i batterier.

I det følgende utdypes situasjonen for tre konkrete eksempler for som anses som spesielt interessante/aktuelle (i betydningen «i tiden»). Disse dekker (1) Alternative energikilder og -lagringsmetoder for industrianlegg på land, (2) Alternative energikilder til oppdrettsanlegg i sjø, og (3) Alternative energibærere for fartøy.

Vurderingene i disse caseeksempelene er basert på intervjuer med en rekke næringsaktører, både leverandører og teknologiutviklere, og energiforbrukere for ulike deler av sjømatnæringen.

## 5.1 Case 1 – Alternative energikilder og -lagringsmetoder for industrianlegg på land

Selv om det er en stor bredde i karakteristikkene til industrianlegg på land når det gjelder energiforbruk, så er det også en del fellestrekk når det gjelder hvorvidt energiløsninger er egnet til dem. Dette handler for eksempel om relativt store effektbehov og relativt store tilgjengelige areal. Gjennom både intervjuer og litteraturanalyse fremstår det som lite sannsynlig at en alternativ energikilde eller -bærer på kort sikt kan være aktuell for å dekke store deler eller alt av energibehov ved slike anlegg. Det er allikevel flere teknologiske løsninger som kan være aktuelle for å dekke deler av energibehovet.

Gjennom intervjuer kom det frem at en rekke ulike aktører har vurdert solceller eller solfangere montert på tak. Takflatene for denne typen anlegg kan være i størrelsesorden mange tusen kvadratmeter – kanskje over 10 000 m<sup>2</sup>. Avhengig av solforhold, f.eks., med tanke på anleggets plassering i forhold til fjell og skygge så vil dette kunne gi i størrelsesorden 1 GWh i året<sup>137</sup>. Dette viste seg å være løsninger med potensiale for lønnsomhet, men det var også årsaker til at prosjektene ikke nødvendigvis blir realisert. Dette kan handle om den økonomiske modellen utover kostnaden per kWh, det kan handle om at det kan medføre økt

<sup>136</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2024/april-2024/klimatiltak-i-norge-kunnskapsgrunnlag-2024/>

<sup>137</sup> Til sammenligning produserer Powerhouse på Brattøra 0,5 GWh årlig på 3 000 kvm (dette inkluderer også sjøvanns varmepumpe). Kilde: <https://www.entra.no/vare-eiendommer/alle-eiendommer/brattorkaia-17a>



kompleksitet for driften, og det kan handle om at det er en variabel og ikke-regulerbar energikilde som kun vil dekke deler av energibehovet. Flere uttrykte at det å være plusskunde, som produserer mer energi enn det som forbrukes og derfor leverer strøm inn på nettet, er en egen problemstilling og at det derfor er enklest å forholde seg til en slik energiløsning om man forbruker all energien selv. Med tanke på regjeringen sitt mål om 8 TWh solkraft innen 2030, som omtalt i kapittel 3.1.1, så bør det kunne forventes at det kommer noen gode insentiv for å klare å realisere dette målet. Fortrinnsvis insentiver som adresserer de barrierene selskapene erfarer, og som gjør at man kan legge fra seg planer om ellers lønnsomme anlegg.

Et annet aspekt som ble belyst var at lagring av energien fra ikke-regulerbar kraft som sol og vind til perioder hvor disse ikke produserer strøm, ofte er fordyrende slik at f.eks. batteripakker ble valgt bort pga. kostnad. Dette kan føre til at den faktiske utnyttelsen av fornybare løsninger blir lavere enn den kunne vært. Kapitalinvesteringer og kompleksitet i drift kan reduseres ved å sette dette vekk til eksterne aktører. Et eksempel er å leie ut takflaten til en aktør som installerer og drifter et solcelleanlegg med avtale om å selge strømmen til fabrikken som eier takflaten. Det finnes slike aktører i det norske markedet, og landindustrianlegg i oppdrett er i kontakt med disse. Sikkerhetshensyn med tanke på brannfare kan være en barriere for solenergianlegg. Selv om dette trolig vil være akseptabelt så bør det også avklares med forsikringsselskapet.

Landindustrianlegg i sjømatnæringen har ofte stort behov for termisk energi, enten til kjøling eller oppvarming. Det kan derfor være aktuelt med termisk energilagring som alternativ til batterier for å ta vare på og benytte overskuddsenergi. For anlegg med store termisk energikapasitet, f.eks., ved store vannvolum, så kan det være aktuelt å tillate noe variasjon i temperaturen for å ta vare på/utnytte energien. En måte å utnytte dette på kan være å bruke strøm til oppvarming eller nedkjøling når effektbehovet er lavt ellers på anlegget, f.eks. om natten. Dette bidrar til «peak-shaving», dvs. å redusere effektbehovet til anlegget. Her er det ulike skoler f.eks. innen landbasert oppdrett angående viktigheten av om vanntemperatur skal være konstant eller kan varieres, men det vil uansett kunne være nyttig å se på om det er rom for lagring av termisk energi på noen måte i vannmassene. Eventuelt kan egne, dedikerte løsninger for termisk energilagring benyttes. Avhengig av utforming av løsningen og bruk av denne, så kan termisk energi lagres i opptil flere måneder for å overføre energi mellom sesonger. Energieffektive anlegg, f.eks. med god isolering, varmevekslere og varmepumper, og med tilstrekkelig kapasitet til termisk energilagring vil i stor grad kunne redusere behovet for ny, tilført termisk energi. Behov for mekanisk energi til f.eks. pumping, drive varmepumper, transport og utstyr er derimot vanskeligere å redusere.

Balansering med hydrogen eller syntetiske drivstoff, etc. som har relativt lav virkningsgrad (stort energitap i fremstilling og lavere virkningsgrad enn elektriske kraftsystemer) kan være nyttig om det er spesielt store forskjeller mellom energibehov og energiforbruk i perioder, og dette ikke kan lagres med batterier eller som termisk energi. I et klimaperspektiv vil det sannsynligvis være bedre å ta vare på noe av energien enn å ikke produsere eller lagre energi i det hele tatt, dersom denne energien kommer fra en fornybar kilde. Eksempler på dette er kraft fra en vindturbin, et solcelleanlegg, eller bølgekraftverk hvor alternativet er at energien ville gått tapt. Her stiller f.eks. vannkraft fra magasin seg annerledes om det er et alternativ at vannet ble værende i magasinet. Potensialet for energi fra bølger, strøm og vannkraft er i større grad avhengig av konkret plassering av anlegget, blant annet nærhet til vannkilde eller sjø og miljøforholdene der. Ingen av aktørene som ble intervjuet vurderte denne typen løsninger for landbaserte industrianlegg. I intervjuene ble det også oppgitt at vindturbiner var vurdert, men at dette fikk dårlig mottakelse av lokalbefolkningen og ble derfor lagt vekk. Det virker å fortsatt være stigma knyttet til vind på land, og bare det å assosieres med prosjekter for landvind kan være negativt for omdømme. Utfordringene med vindkraft er altså både faktiske, som enormt stort fotavtrykk, ressursbruk og naturinngrep og knyttet til omdømme. Det ble også uttalt at småanlegg i størrelsesorden 1MW for enten vind eller sol blir for smått for store landbaserte oppdrettsanlegg, og derfor ikke er verdt å gjennomføre når disse potensielt kun kan dekke et par prosent av

energiforbruket. Konsesjonspliktig grense for vind går ved 1MW mens grensen for solceller i dag går ved om det utløser behov for ny høyspentledning. NVE anbefaler riktignok at det etableres en effektgrense også for solceller – denne på 5MW, noe som kan bidra til å gjøre det mer attraktivt med slike anlegg.

Bruk av fiskeavfall/slam til biometanol, biometan og hydrogen kan være attraktivt siden produksjon av dette også kunne gitt verdifulle innsatsfaktorer tilbake til landbasert oppdrett, som f.eks. oksygen. Flere slike prosjekt er i tidlig fase, og dette diskuteres også i kapittel 4.

I flere av intervjuene ble landanleggene sin mulige rolle som energihub trukket frem. Anleggene kan være knutepunkt både for land- og sjøtransport. Det å levere landstrøm til fartøy som ligger i havn, f.eks. for lasting eller lossing vil kunne øke effektbehovet på anlegget betraktelig. For et slakteri kan landstrøm til en bløggelbåt trekke like mye som eget forbruk. For andre typer landanlegg, som f.eks. landbaserte oppdrettsanlegg så vil landstrøm til fartøy utgjøre en relativt mindre del av effektbehovet. Uansett vil det her være snakk om variable laster som kan medføre hevet effektbehov, og løsninger for balansering vil derfor kunne være aktuelle, spesielt om energitilførselen også er variabel. Det er flere som har tenkt på energihuber med sol og vindkraft i kombinasjon med nettstrøm og hydrogenproduksjon, men en utfordring som stadig trekkes frem er at dette krever store investeringer og trygghet i at det vil finnes en hel verdikjede rundt dette. Prosjektene må opp på en slik skala at det ikke er mulig for en aktør å gjøre dette alene – det kreves et samarbeid med flere tilknyttede aktører, gjerne også på tvers av bransjer.

## 5.2 Case 2 – Alternative energikilder til oppdrettsanlegg i sjø

Kartleggingen fra RENERGY<sup>138</sup> viser at 44% av oppdrettsanlegg i sjø er elektrifiserte, og at 56% er uten landstrøm – enten kun med aggregat eller også med batteri som batterihybride. Noen av disse er i prosess for å elektrifiseres eller er realistiske å elektrifisere innenfor en viss tidshorisont og har pågående prosjekter for elektrifisering støttet av Enova. En stor andel er likevel krevende å elektrifisere gjerne fordi det er langt til nett med tilstrekkelig kapasitet. Dermed må mye nett bygges eller utbedres, noe som koster mye penger og kan ta lang tid – og gi betydelige miljøbelastning i form av naturtap, ressursbruk osv. Anleggene går i dag godt på dieselaggregat og har ingen umiddelbare behov for omstilling til annen energikilde ettersom økonomi og det praktiske rundt drift fungerer godt. I intervjuene var det flere som uttalte at de synes diesel er dyrt og at strøm ikke lenger er fullt så attraktivt som det var prismessig ettersom vi de siste årene også har sett en stor variasjon her.

Det som er spesielt interessant med konvensjonelle oppdrettsanlegg i sjø når det gjelder omstilling til fornybar energi er at disse har et relativt beskjedent effekt- og energibehov sammenlignet med andre energiforbrukere i sjømatnæringen. I tillegg til at de er plassert i et miljø med flere typer miljøkrefter som potensielt kan omdannes til energi, og pilotløsninger er tilgjengelige for å utnytte sol, bølger, strøm og vind. Spesielt innen sol og bølger er det aktører med løsninger som kan testes hos kunder, selv om dette ikke nødvendigvis er lønnsomt ennå. Det kan også være lav terskel for å installere og starte drift av slike anlegg om disse legges innenfor allokerte oppdrettsområder og har utstyr som er godkjent i henhold til teknisk standard for flytende akvakulturanlegg (NS9415).

Fra intervjuene er også inntrykket at det spesielt er sol og bølger som anses som mulige løsninger, med modne løsninger for flytende sol. Forbeholdene til disse løsningene handler om testing av hvordan det passer inn i driften, hvor mye av energibehovet som kan dekkes og hvor godt utstyret tåler forholdene på lokaliteten; bevegelser, salt, is, mm. Her er det en viss skepsis hos de ulike aktørene til å stole på andre sine

<sup>138</sup> RENERGY, Menon Economics og NCE Aquatech cluster, Delrapport L1.1 – Energistatus og behov frem mot 2040, 19.03.2024, <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901866/>

foreløpige erfaringer – man vil helst ha en egen testperiode for å gjøre egne vurderinger. Det er de batterihybride forflåtene som er mest aktuelle for å kobles til løsninger for fornybar energi ettersom disse har en viss kapasitet for lagring av energi til balansering. Dette er i tillegg lokaliteter hvor energien fra solceller vil erstatte diesel. I intervjuene ble det sagt at det var mest attraktivt å bruke energi fra solceller til å redusere dieselforbruk, heller enn strøm fra nettet.

Selv om energibehovet til et oppdrettsanlegg kan dekkes fullstendig av solceller i perioder så er det ingen som vurderer det som en uavhengig løsning for energiforsyning. Dette skyldes, i tillegg til variasjonen i energitilgang som kommer med vær, skygge og natt også variasjonen gjennom året. Variasjon gjennom året betyr at man trenger et større anlegg om vinteren noe som vil medføre en overkapasitet som sommeren. Dette er lite attraktivt og fører til at anlegg i dag er tenkt dimensjonert slik at største energiproduksjon per døgn i løpet av året er sammenlignbart med daglig energiforbruk på oppdrettsanlegget i perioden. Hensikten er at mest mulig av kapasiteten i solcelleanlegget utnyttes slik at økonomien i det blir best mulig.

Prisnivået for solceller ventes å synke i det lange løp. Sammen med bedre løsninger og lavere kostnad for lagring av energi, f.eks. med batterier eller hydrogen, så vil dette kunne endre bildet slik at oppdrettsanlegg kan se lønnsomhet i å ha betydelig overkapasitet i perioder av året. Fullstendig omstilling av oppdrettsanlegg uten landstrøm vil allikevel kreve tilgang på energi fra alternative energibærere som kan fraktes ut og forbrukes på lokalitet – på tilsvarende måte som diesel brukes i dag. Dessverre er det ingen løsninger som skiller seg ut som åpenbare alternativer for dette. Stort sett er det utfordringer knyttet til høye kostnader, liten tilgjengelighet og usikkerhet i hvilke løsninger som vil vinne frem. Å gjøre store investeringer for å kunne bruke et drivstoff det i dag er mangel på, og som kanskje ikke vil overleve i konkurransen mot andre løsninger er ingen attraktiv ide. Her vil det i tillegg være fornuftig med en samkjøring mot de løsningene som vinner frem som drivstoff for fartøy.

Bølgekraft har mange av de samme utfordringene som sol. Det skal også nevnes at bølgekraft kanskje i enda større grad enn sol vil være lokasjonsavhengig – det er som kjent store variasjoner i bølgeforhold på oppdrettsanlegg. Samtidig er det ikke gitt at bølgekraftanlegget skal ha akkurat de samme miljøforholdene som oppdrettsanlegget, det kan være det plasseres litt unna anlegget for best mulig energiproduksjon, f.eks. på den andre siden av et skjær. Teknologien er ganske moden og det blir spennende å se om det i løpet av et par års tid kan vises til gode erfaringer fra oppdrettsspesifikke pilot-prosjekter.

Løsninger for vindkraft på eller ved oppdrettsanlegget kan være både teknisk krevende og upopulært, det er tross alt fortsatt nært land og de store høydene gjør vindmøller synlige på lang avstand. Det tekniske aspektet inkluderer hvor og hvordan det skal installeres, om det skal være frittstående vil det kreve fundament og/eller forankring og om det skal plasseres på eksisterende installasjoner vil det kunne kreve nye vurderinger av stabilitet.

Selv om effektbehov kan være 10 ganger så høye, f.eks., ved lukkede anlegg og med økt grad av automasjon, så vil det være de samme løsningene som er nødvendig for total omstilling også av slike anlegg, der hvor det ikke er tilstrekkelig kapasitet i strømnettet.

Lading av fartøy på lokalitet anses som mest aktuelt der hvor det er landstrømtilkobling og ev. også batterier for å øke ladeeffekten og korte ladetiden. Anlegg som i fremtiden drives på alternative drivstoff vil kunne legges opp til å forsyne fartøy med bunkring av samme type, evt. strøm fra forbruk av alternativt drivstoff.

### 5.3 Case 3 – Alternative energibærere for fartøy

Sjømatnæringens ønske om omstilling og Sjøfartsdirektoratet<sup>139</sup> sitt forslag til krav om nullutslipp for servicefartøy i havbruk gjør at det er interessant å utforske det praktiske rundt alternative energibærere og drivstoff for fartøy. Som beskrevet i kap. 2.1 så er fartøy innen sjømat ulike når det gjelder effektforbruk og driftsprofiler, samtidig som det er et utvalg energibærere som legges frem som alternativer til fossile kilder, som beskrevet i kap. 2.2.

Basert på samtaler med næringsaktører og egne vurderinger virker det sentralt å dele opp diskusjonen om rollen til alternative drivstoff i to; kort og lang sikt. I dag vurderes batterielektrisk drift som eneste realistiske løsning for å oppnå nullutslipp fra servicefartøy i havbruk raskt. Begrensningene her er allikevel betydelige. Det er ikke realistisk med batterikapasiteter som gir nødvendig rekkevidde eller operasjonstid og det er heller ikke realistisk å forvente god tilgang til lading og ladeeffekter som er nødvendig for ren batteridrift av et typisk servicefartøy. Andre alternative drivstoff som hydrogen, ammoniakk, metanol eller biodrivstoff er først og fremst begrenset av tilgangen på drivstoffet og kostnad, og i noen grad også teknologi. Tilgang/tilgjengelighet handler både om at det må produseres nok alternativt drivstoff og dette må distribueres på en effektiv måte. Helst skal dette være like tilgjengelig som diesel.

Det er teknisk mulig å lage fartøy som kan ha store batteripakker og seile og operere lenge på batteri. Utfordringen er at dette krever spesialdesign som for det første minimerer energibehovet og for det andre har plass og tåler vekten av batterier. Dette gjør slike båter kostbare i forhold til dagens fartøy, og de vil ikke kunne konkurrere i et marked med dagens båter. Det har vært en forventning om at batteripriser skulle synke slik at stadig større batteripakker ville være økonomisk forsvarlige i fartøyene. Dessverre har utviklingen de siste årene gått sterkt i motsatt retning, noe som fører til at batteripakker med hensikt utover «peak-shaving» i hybridbåter ikke er lønnsomt. Med bortfallet av Enova-støtten vil typisk batterikapasitet falle i nybygg som følge av høy kost og lav lønnsomhet for de største batteripakkene som ble støttet av Enova. De største salgsargumentene for batteripakker på servicefartøy i dag er forbedring av arbeidsmiljøet om bord når man kan skru av forbrenningsmotorer ved arbeid på lokalitet, og kostnadsbesparelsen fra «peak-shaving». Begge deler forsvarer kun små til moderate batteripakker og er ikke tilstrekkelig for å kunne realisere nullutslippsdrift av servicefartøy.

Plug-in hybrid-båter med batteripakker i størrelsesorden 300-1500kWh vil typisk, avhengig av størrelse og effektforbruk, kunne operere en hel dag utslippsfritt ved en lokalitet. Om det er god ladeeffekt tilgjengelig på lokaliteten kan båten lade over natten og fortsette å arbeide utslippsfritt dagen etter. Opplading vil i så fall måtte kunne skje på maks 10 timer, noe som stort sett vil være mulig med ladeeffekt rundt 150kW. Dessverre er det svært få lokaliteter som tilbyr slike lademuligheter. Dette skyldes hovedsakelig begrenset effekttilgang til oppdrettsanlegg og deres landbaser. Selv om nær halvparten (44%) av alle oppdrettsanlegg tilkoblet landstrøm i dag kan ikke alle levere effekter i størrelsesorden 100kW, og for disse er det hensynet til ordinær drift som har høyest prioritet – og da spesielt fôring. Frykt for at lading av båt skal påvirke det elektriske systemet og gå utover fôringen kan føre til at selv steder hvor det er ladekapasitet tilgjengelig ikke bruker denne til å lade båter. Smarte systemer for å prioritere strøm til prioriterte oppgaver kan endre dette. Båter med batteripakker lader disse stort sett opp fra dieselaggregat om bord, f.eks. under seiling – med ingen eller svært begrenset klimaeffekt.

Redere vi har snakket med oppgir at de så langt ikke har opplevd noe press fra kunder/oppdrettere på å redusere klimagassutslipp eller å ta i bruk alternative drivstoff. I det siste har det blitt vanlig med krav fra oppdretter om batteri om bord i fartøy for å vinne kontrakter, men dette blir dessverre symbolsk med mindre det stilles krav til størrelsen på batteriene og andel av energiforbruk som kommer fra fornybare

<sup>139</sup> <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nunderlagsrapport-om-lav-og-nullutslippskrav-for-servicefartoy-i-havbruksnaringen-side/id3010099/>

kilder. Bærekraftsrapportering hos oppdrettere kan føre til mer fokus på dette og et sterkere press på rederier og utslipp fra fartøy i oppdrett generelt. I intervjuer sa redere at de er klare til å bygge båter med større batterikapasitet og til å ta i bruk alternative drivstoff så lenge det ikke svekker deres konkurranseevne i markedet. Ettersom de konkurrerer om oppdrag så er deres hovedfokus å være i stand til å vinne anbud. Hensynet her er todelt; man må først og fremst være praktisk i stand til å utføre oppdraget, og så må man være kvalifisert - f.eks. ved krav om at båten har batteripakke. Utfordringen er når hensynene er motstridende eller går utover lønnsomheten, og man heller ikke får noe igjen for å være mer enn kvalifisert til å konkurrere om oppdragene. Enkelt sagt betyr dette at utviklingen, slik det er nå, må drives av krav som gjelder for alle konkurrenter.

For større fartøy, særlig brønnbåter, men også servicebåter, som går lenge uten bunkring så er det kun drivstoff med høy energitetthet som er aktuelt for å kunne operere utslippsfritt. Batteripakker, slik teknologien står i dag, vil være for store og tunge om de skal ha tilstrekkelig kapasitet, slik Tabell 10 i kapittel 4.7 viser: Batterier krever altså 35-65 ganger så mye volum og 30-70 ganger så mye vekt som MGO. Nye batterityper med annen kjemi eller mer energitette varianter av kjent batterikjemi er under forskning og utvikling. Imidlertid har spesifikasjonene på maritime batterier vært rimelig uendret de siste årene og det er et enormt gap mellom batteri og MGO som blir meget krevende å lukke<sup>140</sup>.

Også alternative drivstoff har lav energitetthet per volum i forhold til diesel, og har dermed utfordringer knyttet til bruk på fartøy, dog mye mindre enn batteri. Rundt regnet så krever samme energimengde ca. to-fem ganger så mye plass om metanol, ammoniakk eller hydrogen benyttes i stedet for diesel. Biodiesel og syntetisk diesel er noenlunde likt som MGO. Denne faktoren øker for drivstoff som krever sylindriske tanker og inspeksjonsplass or eller tomrom rundt, slik hydrogen og biometan gjør.

Særlig for mindre båter og eksisterende skip er også vekt en utfordring: både med tanke på bæreevne, stabilitet og sjøegenskaper. For eksempel vil hydrogentanker som plasseres høyt oppe eller vekk fra massesenter i båten på andre måter for å ikke fortrenge annet utstyr kanskje ikke ha kapasitet til å dekke heleenergiebehovet for typiske servicebåter og andre større fartøy i oppdrett.

Dual fuel- eller multi fuel-motorer som kan gå på både attraktive, fossile drivstoff og fornybare alternativer kan være en del av løsningen for omstilling av næringen ved å etablere grunnlaget for et marked for alternative drivstoff. Skip kan bygges og utrustes for kombinasjoner av drivstoff, for eksempel LNG, biometan, syntetisk LNG med mulig innblanding eller overgang til hydrogen, alternativt for metanol med muligheter for fremtidig bruk av ammoniakk. MGO forventes å forbli basis for de fleste motorer, men hvert drivstoff krever egne tanker, systemer for tilførsel og forbehandling og innsprøytning og dual/multi fuel motorer vil derfor koste mer særlig på systemsiden. Det er flere brønnbåter som har dual fuel i dag, som kan brenne MGO og LNG, som begge er tilgjengelig på norskekysten og Nord-Europa. Overgangen til fornybare alternativer, derimot, lar vente på seg. Selv i en situasjon hvor flertallet av fartøy har teknisk mulighet til å gå over til fornybare alternativer så vil ikke dette skje før man ser en lønnsomhet i det, er villige til å betale en viss differanse eller at det kommer krav som tvinger frem utviklingen. Dette kompliseres ved at status i dag er at syntetisk drivstoff er dyrt og biodrivstoff er under press for å bli akseptert som en bærekraftig alternativ. Det siste poenget omtales i kapittel 4.3.1 hvor det vises til uttalelser i Miljødirektoratet sin rapport Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024<sup>141</sup>.

Karbonpris eller andre avgifter kan endre det økonomiske bildet. Prinsippet om at forurensere betaler står sentralt i norsk miljøpolitikk, men har i praksis liten påvirkning.. Fossil energi er fortsatt rimeligere enn

<sup>140</sup> <https://physicsworld.com/a/lithium-ion-batteries-break-energy-density-record/>

<sup>141</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2024/april-2024/klimatiltak-i-norge-kunnskapsgrunnlag-2024/>

mindre forurensende alternativer. Regjeringen har utarbeidet en tabell med priser som skal benyttes for klimagassutslipp i samfunnsøkonomiske analyse; denne viser en kvotepris på ca. 1700 NOK/t CO<sub>2</sub>-ek. i 2040<sup>142</sup>.

Energitette batterier og andre alternative bærere kan medføre økt risiko for brann, eksplosjon, gasser eller andre uønskede hendelser til sjøs. Det bygges inn gode sikkerhetsbarrierer i løsningene, men det er også viktig at mannskap har nødvendig kompetanse for å håndtere det på en trygg måte og for å ta gode beslutninger ved uønskede hendelser. Fra intervjuene er det tydelig at mange mener opplæring og kunnskap om sikkerhet for batteri i fartøy ikke er god nok. Ved en storstilt omstilling av fartøy i næringen til batteri eller andre alternativer så er det avgjørende at sikkerhetsaspektet håndteres godt slik at vi ikke kommer i en situasjon med økt risiko for ulykker fordi mannskap har manglende kunnskap. Dette kan være en utfordrende problemstilling ettersom omstillingen skal skje raskt og det ennå ikke er klart hvilke løsninger som vil vinne frem.

---

<sup>142</sup> <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser-i-2023/id2878113/>



## 6 Klimaeffekten av en total omlegging til fornybare energikilder

I dette kapittelet analyserer vi klimaeffekten av en total omlegging til fornybare energikilder i sjømatnæringen.

Metoden for analysen og avgrensninger beskrives i kapittel 6.1. Det tas utgangspunkt i tre ulike scenarioer; dagens status, et omstilt scenario med energiforbruk likt 2024, og et omstilt scenario med energiforbruk som basert på et høyvekstscenario for 2040, se Tabell 12. Disse beskrives nærmere i kapittel 6.2. Resultatene for klimautslipp i de ulike scenarioene, og klimaeffekten av omleggingen beskrives i kapittel 6.3, før kapittel 6.4 gir en diskusjon rundt usikkerhet og begrensninger ved analysen.

**Tabell 12. Fremstilling av scenarioene som analyseres, med hensyn til energibruk, energikilder og -bærere, og usikkerhet i utslippsfaktorer for løsningene.**

Scenario	Energibruk	Energikilde/-bærer	
1: Status 2024	Som i dag	Som i dag	
2: Omstilt 2024		Omstilt; kun fornybar energi	← Lavutslippsversjon
3: Omstilt 2040	Høyvekst: 7% Y/Y		Høyutslippsversjon

### 6.1 Metode

Aktiviteten besvares ved å analysere utslipp for ulike scenarioer og sammenligne disse. Scenarioene er Status 2024 med produksjon og energiforbruk likt i dag, Omstilt 2024 med produksjon lik i dag og kun fornybar energi, og Omstilt 2040 med høyere produksjon og kun fornybar.

De omstilte scenarioene tar utgangspunkt i at energiforbruket er fordelt på tre kategorier: strøm fra nettet, fossile energikilder og alternative løsninger. Det er så stor usikkerhet i utviklingen for energiløsninger frem mot 2040 at det vurderes som mest hensiktsmessig å gjøre en generell vurdering av effekten av ulike virkningsgrader og energimikser i en sensitivitetsanalyse heller enn å anta spesifikke fordelinger for hvor mye av energiforbruket som dekkes av spesifikke, alternative energiløsninger (f.eks. kilder som sol, vind, bølgekraft, etc. og bærere som hydrogen, ammoniakk, biodiesel, metanol, biometan, etc.).

For hvert av de to omstilte scenarioene vurderes derfor en lavutslipps-versjon (LV) og en høyutslipps-versjon (HV). LV og HV utgjør hvert sitt ytterpunkt i en sensitivitetsanalyse for usikkerheten knyttet til utviklingen frem mot 2040. LV tar utgangspunkt i at det er de fornybare løsningene med lavest klimagassutslipp som vinner frem i omstillingen av næringen mens HV tar utgangspunkt i at det er de med høyest utslipp som vinner frem. For alle scenarioer så benyttes det en elektrisitetsmiks lik dagens norske miks, med tilhørende lave klimagassutslipp; norsk strøm har et fotavtrykk på ca. 20 g CO<sub>2</sub>-ek./kWh<sup>143</sup>. Det antas ingen energieffektivisering for de omstilte scenarioene utover det som følger med elektrifisering; fullstendig eller hybridisering.

Energiforbruket som legges til grunn i analysen er basert på beste tilgjengelige informasjon fra tidligere arbeid. Tallgrunnlag for energiforbruket som presenteres i kapittel 6.2 gis i Vedlegg A. Kildene som brukes som underlag inkluderer:

<sup>143</sup> <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-stroemmen-fra/>

- Asplan Viak og SINTEF Ocean, Potensialet for reduserte klimagassutslipp og omstilling til lavutslippssamfunnet for norsk oppdrettsnæring, versjon 02 av 30.04.21<sup>144</sup>
- Andrea Arntzen Nistad, Current and Future Energy Use for Atlantic Salmon Farming in Recirculating Aquaculture Systems in Norway, jan.2020<sup>145</sup>
- SINTEF Ocean, Konsekvensanalyse av landbasert oppdrett av laks - matfisk og post-smolt, 19.09.2018<sup>146</sup>
- SINTEF Ocean, Analyse av lukka oppdrett av laks – landbasert og i sjø: Produksjon, økonomi og risiko, september 2018<sup>147</sup>
- SINTEF Ocean og Arena Ocean Hyway Cluster, Nullutslipps havbruksfartøy – utredning av fartøystyper og relevant teknologi, 03.04.2021<sup>148</sup>
- Apoint, Doxacom og Kontali, Bedre datagrunnlag i havbrukssektoren – Miljødirektoratet, 02.02.2021<sup>149</sup>
- ABB og Bellona, Helelektrisk havbruk hvordan oppnå nullutslipp innen 2030?, 2021<sup>150</sup>
- Sofie Møller, Reduction of CO<sub>2</sub> Emissions in the Salmon Farming Industry: The Potential for Energy Efficiency Measures and Electrification, juni 2019<sup>151</sup>
- RENERGY, Energi i Havbruk – Optimal energibruk på oppdrettsanlegg, januar 2021<sup>152</sup>
- RENERGY, Menon Economics og NCE Aquatech cluster, Delrapport L1.1 – Energistatus og behov frem mot 2040, 19.03.2024<sup>153</sup>
- Sofie Helene Næss Jebsen, Scenarios for the Decarbonization of Energy Supply for Salmon Aquaculture in Norway, januar 2021<sup>154</sup>
- Nofima, SINTEF Ocean & UiS, Energy Consumption for salmon slaughtering processes, mai 2017<sup>155</sup>
- Miljødirektoratet, Norske Utslipp<sup>156</sup>
- DNV-GL, Underlag til handlingsplan for grønn skipsfart - Barometer for grønn omstilling av skipsfarten, 13.11.2023<sup>157</sup>
- SINTEF Nord, Klimasatsing i kystfiskehavner: En analyse av energibruk på fangst- og mottaksleddet i kystfiskeflåten, 01.03.2022<sup>158</sup>
- Fiskeridirektoratet, Økonomiske og biologiske nøkkeltal frå dei norske fiskeria 2022, 13.04.2023<sup>159</sup>
- Norges Sjømatråd, Nytt sterkt kvartal for norsk sjømateksport, men verdinedgang målt i euro, 04.10.2023<sup>160</sup>
- Nofima, Ringvirkninger av norsk tørrfisk- og saltfisknæring - En analyse med data for 2018, februar 2020<sup>161</sup>

<sup>144</sup> <https://www.asplanviak.no/prosjekter/potensialet-for-klimakutt-i-havbruksnaeringa/>

<sup>145</sup> <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2656753>

<sup>146</sup> [https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2564532/Konsekvensanalyse%20av%20landbasert%20oppdrett\\_Postsmolt\\_Matfisk.pdf?sequence=7&isAllowed=y](https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2564532/Konsekvensanalyse%20av%20landbasert%20oppdrett_Postsmolt_Matfisk.pdf?sequence=7&isAllowed=y)

<sup>147</sup> <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901442>

<sup>148</sup> <https://static1.squarespace.com/static/5d1c6c223c9d400001e2f407/t/6194c9cc38f289714cf6ae95/1637140942992/Nullutslipps+havbruksfartoy+-+utredning+av+fartoystyper+og+relevant+teknologi.pdf>

<sup>149</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2021/februar-2021/bedre-datagrunnlag-i-havbrukssektoren/>

<sup>150</sup> <https://bellona.no/publication/helelektrisk-havbruk-hvordan-oppna-nullutslipp-innen-2030>

<sup>151</sup> <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2624655>

<sup>152</sup> <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2021/01/20201124-Optimal-energibruk-rapport.pdf>

<sup>153</sup> <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901866/>

<sup>154</sup> <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2779678>

<sup>155</sup> <https://www.sintef.no/en/publications/publication/?pubid=1509653>

<sup>156</sup> <https://www.norskeutslipp.no/no/Forsiden/>

<sup>157</sup> <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/barometer-for-gronn-omstilling-i-skipsfarten/id3014377/>

<sup>158</sup> <https://munin.uit.no/handle/10037/26136>

<sup>159</sup> <https://www.fiskeridir.no/Yrkesfiske/Tall-og-analyse/Statistiske-publikasjoner/>

<sup>160</sup> <https://seafood.no/aktuelt/nyheter/nytt-sterkt-kvartal-for-norsk-sjmateksport-men-verdinedgang-malt-i-euro/>

<sup>161</sup> <https://nofima.brage.unit.no/nofima-xmlui/bitstream/handle/11250/2651659/Rapport+08-2020+Ringvirkninger+av+t%C3%B8rrfisk-+og+saltfiskn%C3%A6ringen.pdf?sequence=1>

I analyser som inkluderer flere typer energibærere, og spesielt der hvor vi sammenligner to energibærere, så er det viktig å skille på brutto og netto energiforbruk – her definert som hhv. brennverdi og nytteverdi. Brennverdien er energiinnholdet i energibæreren (oppgitt i MJ/kg eller kWh/kg) og nytteverdien er den energien som går til formålet. Forholdet mellom disse er virkningsgraden til systemet; forbehandling, motor, effektoverføring osv. Om to identiske fartøy med like mye drivstoff har ulik virkningsgrad på sitt fremdriftsmaskineri så vil den båten med høyest virkningsgrad kunne seile lengst, ettersom den greier å nyttiggjøre seg av mer av energien i drivstoffet.

Her gjør vi en forenkling og antar en lik virkningsgrad, på 35%, ved bruk av både fossile og alternative løsninger for alle energiforbrukere i sjømatnæringen. Dette er ikke helt korrekt, men velges fordi drivstoffet ikke er avgjørende for virkningsgraden, det er derimot valg av maskineri og det er grunn til å tro at motorer for hydrogen, ammoniakk, metanol og biodrivstoff vil ha omtrent samme virkningsgrad. Brenselceller *kan* oppnå høyere virkningsgrad, men dette er usikkert og ikke bekreftet over lang tid i et marint miljø.

For fôrproduksjon antas det en faktor på 1,3 kg fôr per kg matfisk for næringen som helhet<sup>162</sup>, og at dette produseres i Norge. Basert på innrapporterte tall for Mowi Feed hos Norskeutslipp<sup>163</sup> antas det videre et gjennomsnittlig energiforbruk på 0,09 kWh/kg fôr som produseres.

## 6.2 Scenarioer

De tre utvalgte scenarioene er valgt for å beskrive et spenn i klimagassutslippene for sjømatnæringen og effekten av fullstendig omstilling av direkte energiforbruk til fornybare løsninger.

- Status 2024: Beskriver dagens forbruk og energikilder. Er utgangspunktet for sammenligning med de omstilte scenarioene.
- Omstilt 2024: Selv om det ikke er mulig å omstille sjømatnæringen på så kort sikt tjener dette scenarioet som sammenligning av klimagassutslipp for lik produksjon og forbruk som status 2024.
- Omstilt 2040: I tillegg til total omstilling til fornybare løsninger så legges det her inn en høy vekst på 7% per år for havbruk for å beskrive et fremtidsscenario med høyt energiforbruk. Fiskeri holdes på samme nivå som for 2024.

### 6.2.1 Status 2024

Utgangspunktet for dette scenarioet er produksjonen fra oppdrett og fiskeri slik den er per 2024. Tallene som benyttes er 1,65 millioner tonn matfisk, 450 millioner stykk smolt, og landing av 2,1 millioner tonn villfisk og reke. Det er per 2024 i praksis ingen bruk av alternative energikilder og bærere i sjømatnæringen. Energiforbruket som er oppgitt for ulike sektorer innen sjømatnæringen i Tabell 13 viser hvordan brutto energiforbruk er fordelt på ulike energikilder.

<sup>162</sup> Nofima 2022, Utnyttelse av fôrressurser i norsk oppdrett av laks og regnbueørret i 2020, <https://nofima.brage.unit.no/nofima-xmlui/bitstream/handle/11250/2977260/Korrigert%20Rapport%202%202022%20Ressurs%202020.pdf?sequence=6&isAllowed=y>

<sup>163</sup> <https://www.norskeutslipp.no/no/Diverse/Virksomhet/?CompanyID=30561>

**Tabell 13. Brutto energiforbruk for scenario Status 2024 fordelt på energikilde og sektor innen sjømatnæringen.**

Sektor	Brutto energiforbruk, årlig [MWh]			Sum
	Strøm fra nett	Fossilt	Alt. løsninger	
Havbruk settefisk	480 938	72 321	0	
Havbruk matfisk				
- Tradisjonelt	63 304	221 884	0	
- (Semi)lukket	10 877	38 124	0	
- Landbasert	62 721	9 432	0	
- Offshore	6 190	17 685	0	
Havbruk slakteri	243 675	36 643	0	
Havbruk fôrfabrikk	183 460	27 588	0	
Havbruk fartøy	7 226	2 043 972	0	
Fiskeri landindustri				
- Pelagisk	640 295	344 774	0	
- Hvitfisk	227 338	122 413	0	
- Reke	21 972	11 831	0	
Fiskeri fartøy	0	4 073 371	0	
<b>TOTALT</b>	<b>1 947 996</b>	<b>7 020 040</b>	<b>0</b>	<b>8 968 036</b>

Disse tallene er utgangspunktet som vi bruker for å se på klimaeffekten av en energiomlegging.

### 6.2.2 Omstilt 2024

På samme måte som for scenarioet Status 2024, så tar også Omstilt 2024 utgangspunkt i dagens produksjonsvolum i oppdrett og fiskeri. Omstilt 2024 antar i tillegg at sjømatnæringen er totalt omstilt vekk fra fossil energi til mer bruk av strøm og omfattende bruk av alternative energikilder og -bærere. Settefiskanlegg, landbaserte oppdrettsanlegg, slakterier og fôrfabrikker omstilles til å benytte alternativt drivstoff i stedet for fossilt ettersom dette antas å være forbruk som skyldes utfordringer med nettilkoblingen og dermed må erstattes av annen kilde/bærer enn nettstrøm.

Konvensjonelle og semilukkede og lukkede anlegg i sjø omstilles til en økt andel landstrøm (69%) og det resterende kommer fra alternative drivstoff. Andelen landstrøm bygger på en antakelse om at alt som er i prosess i dag blir ferdigstilt og at vi ser en ytterligere utbygging på 5 prosentpoeng. Offshore anlegg har 50% fra landstrøm og 50% fra alternative drivstoff.

Landindustri fiskeri antas å få en marginalt økt elektrifiseringsgrad, 5 prosentpoeng opp, fra 65% til 70%. Utover dette antas omstillingen å skje ved alternative drivstoff.

For havbruksfartøy tas det utgangspunkt i fordelingen fra RENERGY<sup>164</sup>, men ettersom det skal være fullstendig omstilling så fordeles det som var tildelt diesel til de andre energibærerne etter deres relative brøk. Dette betyr at 33,5% omstilles til strøm fra batteri og 66,5% til alternative drivstoff. I FHF-901773 foreslås flere scenarioer for drivstoff for utslippsreduksjon for fiskeriflåten. Alle innebærer omstilling til

<sup>164</sup> RENERGY, Menon Economics og NCE Aquatech cluster, Delrapport L1.1 – Energistatus og behov frem mot 2040, 19.03.2024, <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901866/>

alternative drivstoff. Fiskeriflåten omstilles derfor 100% til alternative løsninger. Tabell 14 viser hvordan brutto energiforbruk er fordelt på ulike energikilder.

**Tabell 14. Brutto energiforbruk for scenario Omstilt 2024 fordelt på energikilde og sektor innen sjømatnæringen.**

	Brutto energiforbruk, årlig [MWh]			Sum
	Strøm fra nett	Strøm fra nett	Strøm fra nett	
Havbruk settefisk	480 938		72 321	
Havbruk matfisk				
- Konvensjonelt	99 049		112 614	
- (Semi)lukket	17 019		19 349	
- Landbasert	62 721		9 432	
- Offshore	6 190		17 685	
Havbruk slakteri	243 675		36 643	
Havbruk fôrfabrikk	183 460		27 588	
Havbruk fartøy	242 077		1 372 971	
Fiskeri landindustri				
- Pelagisk	650 743		278 890	
- Hvitfisk	231 048		99 021	
- Reke	22 330		9 570	
Fiskeri fartøy	0		4 073 371	
<b>TOTALT</b>	<b>2 239 248</b>	<b>0</b>	<b>6 129 455</b>	<b>8 368 703</b>

### 6.2.3 Omstilt 2040

Dette scenarioet tar utgangspunkt i scenarioet for 2040 med 7% årlig vekst presentert i RENERGY<sup>165</sup>, altså en tredobling fra 2024 til 2040. Utgangspunktet for energiforbruket i dette scenarioet er dermed en produksjon fra oppdrett på 4,87 millioner tonn og 1 328 millioner smolt, mens mengden fisk og reke som landes forblir den samme; 2,1 millioner tonn.

Det antas at 24% av matfiskproduksjon skjer i semilukkede og lukkede anlegg, og at 5% skjer på land. Det antas også en produksjon på 100 000 tonn i havbruk til havs. Ettersom det ikke antas energieffektivisering av driften betyr dette også at det antas likt energiforbruk til fartøysoperasjoner per kg produsert i sjø i 2040 som for 2024-scenarioene, selv om andelen semilukkede og lukkede, og offshore er økt.

Andelen av energiforbruket som dekkes av ulike kilder er lik som for scenarioet Omstilt 2024. Tabell 15 viser hvordan brutto energiforbruk er fordelt på ulike energikilder.

<sup>165</sup> RENERGY, Menon Economics og NCE Aquatech cluster, Delrapport L1.1 – Energistatus og behov frem mot 2040, 19.03.2024, <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901866/>

**Tabell 15. Brutto energiforbruk for scenario Omstilt 2040 fordelt på energikilde og sektor innen sjømatnæringen.**

Sektor	Brutto energiforbruk, årlig [MWh]			Sum
	Strøm	Fossilt	Alt. løsninger	
Havbruk settefisk	1 419 806		213 505	
Havbruk matfisk				
- Konvensjonelt	207 844		236 309	
- (Semi)lukket	1 205 806		1 370 943	
- Landbasert	1 851 638		278 442	
- Offshore	25 000		71 429	
Havbruk slakteri	719 369		108 176	
Havbruk fôrfabrikk	541 604		81 444	
Havbruk fartøy	682 329		3 869 924	
Fiskeri landindustri				
- Pelagisk	650 743		278 890	
- Hvitfisk	231 048		99 021	
- Reke	22 330		9 570	
Fiskeri fartøy	0		4 073 371	
<b>TOTAL</b>	<b>7 557 517</b>	<b>0</b>	<b>10 691 023</b>	<b>18 248 540</b>

Merk at mens havbruk vokser med 7% årlig, er aktiviteten i fiskeri (både landindustri og fartøy) konstant.

#### 6.2.4 Utslippsversjoner – Lav og høy

For energikilder og bærere er det tilknyttet utslipp både til produksjon og bruk av energikilden/bæreren. I litteraturen finnes det utslippsfaktorer for en rekke alternative energibærere, som hensyntar utslipp knyttet til både produksjon og bruk av energibæreren. En oversikt over utslippsfaktorer for grønne drivstoff gis i Tabell 16. Det oppgis også diesel (MGO) som referanse.



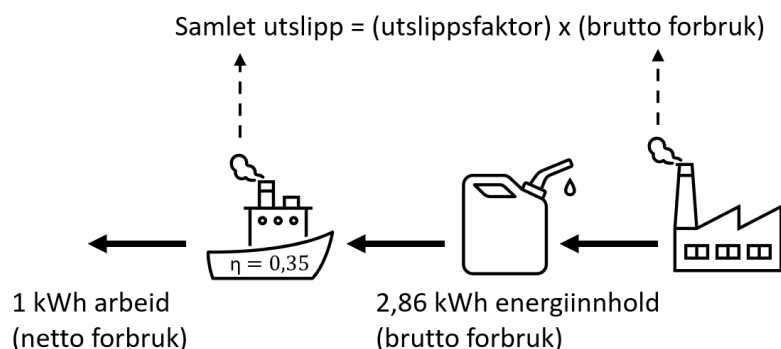
**Tabell 16. Utslippsfaktorer for grønne drivstoff og MGO oppgitt i gram CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per energienhet i drivstoffet. NH<sub>3</sub> – Ammoniakk, MeOH – Metanol, CH<sub>4</sub> – Metan, CH<sub>2</sub> – Komprimert hydrogen, LH<sub>2</sub> – Flytende hydrogen, Elec BE – Batterielektrisk. Kilde: Chalmers University of Technology<sup>166</sup>.**

Kombinasjon av energibærer og maskineri				Total (g CO <sub>2</sub> -ek.)	
Energibærer	Fremstilling	Maskineri	Kode	Per MJ	Per kWh
Ammoniakk	Elektrolyse (grønn)	Forbrenningsmotor, 4-takt	e-NH3 4S ICE	35,8	128,9
		Forbrenningsmotor, 2-takt	e-NH3 2S ICE	29,0	104,4
		Brenselcelle, SOFC	e-NH3 SOFC	25,7	92,5
Metanol	Syntetisk	Forbrenningsmotor, 4-takt	e-MeOH 4S ICE	28,0	100,8
		Forbrenningsmotor, 2-takt	e-MeOH 2S ICE	33,0	118,8
		Brenselcelle, SOFC	e-MeOH SOFC	28,0	100,8
	Bio	Forbrenningsmotor, 4-takt	bio-MeOH 4S ICE	6,5	23,4
		Forbrenningsmotor, 2-takt	bio-MeOH 2S	9,1	32,8
		Brenselcelle, SOFC	bio-MeOH SOFC	6,0	21,6
Metan (LNG)	Syntetisk	Forbrenningsmotor, 4-takt	e-CH4 4S ICE	44,0	158,4
		Forbrenningsmotor, 2-takt	e-CH4 2S	35,6	128,2
		Brenselcelle, SOFC	e-CH4 SOFC	32,6	117,4
Hydrogen (flytende)	Elektrolyse (grønn)	Forbrenningsmotor, 4-takt	e-LH2 4S ICE	21,8	78,5
		Brenselcelle, PEM	e-LH2 PEM FC	21,7	78,1
		Forbrenningsmotor, 2-takt	e-LH2 2S ICE	24,1	86,8
Hydrogen (trykk)		Brenselcelle, PEM	e-CH2 PEM FC	20,2	72,7
		Forbrenningsmotor, 4-takt	e-CH2 4S ICE	20,3	73,1
		Forbrenningsmotor, 2-takt	e-CH2 2S ICE	22,6	81,4
Batteri	Fornybar		Electric BE	6,9	24,8
Diesel	Fossil	Motor 2-takt	MGO 2S ICE	90,0	324,0

Forholdet mellom utslippsfaktorene i Tabell 16 og brutto energiforbruk som oppgitt i Tabell 13 til Tabell 15 er illustrert i Figur 6. Her benyttes et eksempel med en virkningsgrad ( $\eta$ ) på 0,35 og et utført arbeid på 1kWh. Som eksempel vil dette gi et utslipp for MGO, fra både produksjon og forbrenning, på:

$$\frac{1kWh}{0,35} * 324 \frac{g CO_2 - eq.}{kWh} = 925,7 g CO_2 - eq.$$

<sup>166</sup> Nordic Roadmap Future Fuels for Shipping, Chalmers University of Technology og IVL Svenska Miljöinstitutet, Publication No.1-C/1.1/2023, 28.04.2023



**Figur 6. Samlet utslipp fra produksjon og bruk av energibærere er lik produktet av utslippsfaktor oppgitt på formen i Tabell 16 og brutto energiforbruk. Her gis et eksempel med en virkningsgrad ( $\eta$ ) på 0,35 og et utført arbeid på 1 kWh, som dermed gir et brutto energiforbruk på 2,86kWh.**

Av Tabell 16 ser vi at det er stor variasjon i utslippsfaktorer. Vi velger å basere lavutslipps-versjonen (LV) av omstilt scenario på gjennomsnittet av de tre laveste utslippsfaktorene, og høyutslipps-versjonen (HV) på snittet av de tre høyeste. Dette gir følgende utslippsfaktorer for bruk i analysene, se Tabell 17.

**Tabell 17. Utslippsfaktorer benyttet i analyse av scenarioer.**

	Utslippsfaktor (gram CO <sub>2</sub> -ek./kWh brutto energiforbruk)
Strøm fra nettet	24,84
MGO	324,00
Alternativ energibærer LV	23,28
Alternativ energibærer HV	138,48

## 6.3 Resultater

Resultatene av analysene kan ses i Tabell 18, Tabell 19 og Tabell 20, som viser utslippene for henholdsvis Status 2024, Omstilt 2024 og Omstilt 2040. For de omstilte scenarioene vises resultatene som et spenn hvor LV utgjør nedre grense og HV utgjør øvre grense for utslipp fra alternative løsninger.

**Tabell 18. Klimagassutslipp for Status 2024.**

	Klimagassutslipp, årlig [1000 tonn CO <sub>2</sub> -ek.]			
Sektor	Strømnett	Fossilt	Alt. løsninger	Sum
Havbruk settefisk	12	23		35
Havbruk matfisk				
- Konvensjonelt	1,6	72		73
- (Semi)lukket	0,3	12		13
- Landbasert	1,6	3,1		4,6
- Offshore	0,2	5,7		5,9
Havbruk slakteri	6,1	12		18
Havbruk fôrfabrikk	4,6	8,9		13
Havbruk fartøy	0,2	662		662
Fiskeri landindustri				
- Pelagisk	16	112		128
- Hvitfisk	5,6	40		45
- Reke	0,5	3,8		4,4
Fiskeri fartøy	0	1100		1 100
<b>TOTALT</b>	<b>48</b>	<b>2 027</b>	<b>0</b>	<b>2 075</b>

De to klart største utslippskategoriene er forbrenning av fossilt drivstoff fra fartøy i fiskeri og fartøy i havbruk. Disse står for til sammen 83,6% av totalutslippene til sjømatnæringen i Status 2024, se Tabell 18.

**Tabell 19. Klimagassutslipp for Omstilt 2024.**

	Klimagassutslipp, årlig [1000 tonn CO <sub>2</sub> -ek.]			
Sektor	Strømnett	Fossilt	Alt. løsninger	Totalt
Havbruk settefisk	12		1,6-10	14-22
Havbruk matfisk				
- Konvensjonelt	2,4		2,6-16	5,1-18
- (Semi)lukket	0,4		0,5-2,7	0,9-3,1
- Landbasert	1,5		0,2-1,3	1,8-2,8
- Offshore	0,15		0,4-2,4	0,6-2,6
Havbruk slakteri	6,1		0,8-5,1	7-11
Havbruk fôrfabrikk	4,5		0,6-3,8	5,2-8,3
Havbruk fartøy	6		31-190	38-196
Fiskeri landindustri				
- Pelagisk	16		6,5-38	23-55
- Hvitfisk	5,7		2,3-13	8-19
- Reke	0,5		0,2-1,3	0,8-1,9
Fiskeri fartøy	0		33-197	33-197
<b>TOTALT</b>	<b>55</b>	<b>0</b>	<b>81-460</b>	<b>137-538</b>

Selv om det er stor forskjell mellom utslippene for LV og HV, i Tabell 19, så gir begge en betydelig nedgang sammenlignet med Status 2024. For LV er reduksjonen på 93,42% mens den for HV er på 75,16%. For Omstilt 2024 utgjør fortsatt fartøy i fiskeri og fartøy i havbruk de klart største utslippskategoriene med til sammen rundt 80% av utslippene, til tross for lavere totalutslipp.

**Tabell 20. Klimagassutslipp for Omstilt 2040.**

Sektor	Klimagassutslipp, årlig [1000 tonn CO <sub>2</sub> -ek.]			
	Strømnett	Fossilt	Alt. løsninger	Totalt
Havbruk settefisk	35		5-30	40-65
Havbruk matfisk				
- Konvensjonelt	5,1		5,5-33	11-38
- (Semi)lukket	30		32-190	62-220
- Landbasert	46		6,5-39	52-85
- Offshore	0,6		1,7-10	2,3-11
Havbruk slakteri	18		2,5-15	20-33
Havbruk fôrfabrikk	13		1,9-11	15-24
Havbruk fartøy	17		90-536	107-553
Fiskeri landindustri				
- Pelagisk	16		6,5-39	23-55
- Hvitfisk	5,8		2,3-14	8-19
- Reke	0,6		0,2-1,3	0,8-1,9
Fiskeri fartøy	0		33-197	33-197
<b>TOTALT</b>	<b>188</b>	<b>0</b>	<b>187 - 843</b>	<b>375 - 1 302</b>

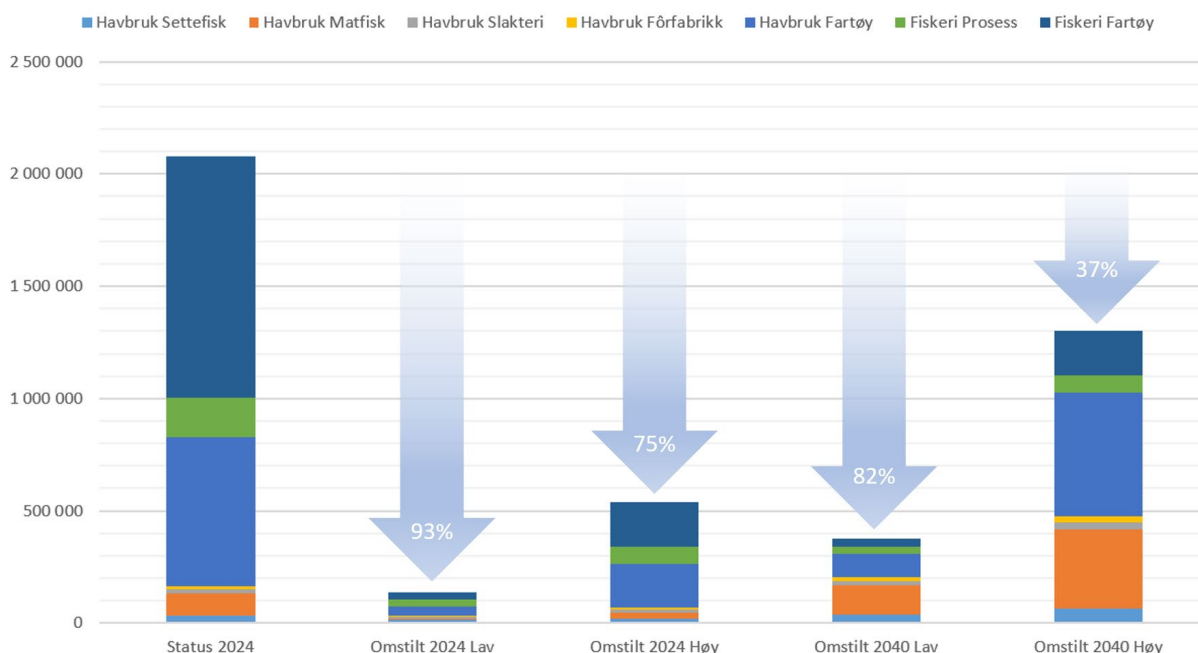
Til tross for en tredobling av produksjonen innen havbruk så er totalutslippene for sjømatnæringen i Omstilt 2040, som vist i Tabell 20, fortsatt betydelig lavere enn for Status 2024. For LV ser vi en utslippsreduksjon på 82% i forhold til Status 2024, og for HV ser vi en utslippsreduksjon på 37%. Ettersom scenarioet la til grunn en dreining mot nye produksjonsteknologier innen havbruk ser vi også endringer i hvilke utslippskategorier som er størst. Fartøy i havbruk er nå større enn fartøy i fiskeri, med god margin, og semilukkede og lukkede oppdrettsanlegg er også større enn fartøy i fiskeri.

Forholdet mellom totalutslippene for de ulike scenarioene vises i Figur 7. Resultatene tyder på at betydelig vekst innen havbruk kan skje samtidig som klimagassutslippene reduseres kraftig forutsatt at næringen skifter ut fossil energi og tar i bruk fornybare energikilder og -bærere.

Norges totale utslipp i 2022 var på ca. 49 millioner tonn ifølge SSB<sup>167</sup>. Utslippene fra fiskeri og havbruk i scenariet Status 2024 utgjør dermed rundt 4% av Norges totale utslipp. Omstilt 2024 Lav utgjør til sammenligning ca. 0,3% av 2022-utslippene, men hvis vi sammenligner Omstilt 2040 med projiserte utslipp i 2040 (og antar en lineær utslippsbane frem mot lavutslippssamfunnet Norge skal være i 2050) vil sektorens utslipp være 2-7% av landets utslipp (estimert til 19 millioner t i 2040).

<sup>167</sup> 13931: Klimagasser AR5, etter kilde (aktivitet), statistikkvariabel, år og komponent. Statistikkbanken (ssb.no)

## Klimagassutslipp i sjømatnæringen [tonn CO<sub>2</sub>-eq.]



Figur 7. Totale klimagassutslipp for sjømatnæringen for ulike scenarier.

### 6.4 Diskusjon og begrensninger ved analysen

Resultater fra denne analysen for havbruk er sammenlignet med en tidligere analyse utført av Asplan Viak og SINTEF<sup>168</sup> som tar utgangspunkt i energiforbruket i 2019 og at 80% er energibruken er fra fossile energibærere, se Tabell 21. Rapporten fra 2019 dekker en mindre andel av oppdrettsnæringen; kun settefiskanlegg, fôrflåter og fartøy. Energiforbruket for settefiskanlegg er en del lavere for rapporten fra 2019, selv om det justeres for vekst i produksjonen siden 2019 – dette skyldes trolig ulike antakelser om gjennomsnittsvekt på smolt som leveres. Kategorien Fôrflåter i studien fra 2019 stemmer godt med det vi kaller Konvensjonelt for matfiskproduksjon. Vi har i tillegg lagt til kategoriene semilukket og lukket, landbasert og offshore. Fartøyskategorien samsvarer godt mellom denne analysen og rapporten fra 2019, justert for produksjonsvekst. Ulikheten i energiens utslippsintensitet (tonn CO<sub>2</sub>-ek. per GWh) skyldes trolig at vi har inkludert slakteri og fôrfabrikker i vår analyse for havbruk – disse har en høyere andel strøm fra nett enn snittet for havbruk og trekker derfor ned.

Tabell 21. Sammenligning av energiforbruk og klimagassutslipp for havbruk mellom denne analysen og tidligere arbeid.

Havbruk	2024 (vår analyse)	2019 (Asplan Viak og SINTEF Ocean <sup>169</sup> )
Energiforbruk [GWh]	3 526	2 610
CO <sub>2</sub> -ek. [1000 tonn]	826	697
Tonn CO <sub>2</sub> -ek./GWh	234	267

<sup>168</sup> Asplan Viak og SINTEF Ocean, Potensialet for reduserte klimagassutslipp og omstilling til lavutslippssamfunnet for norsk oppdrettsnæring, versjon 02 av 30.04.21, <https://www.asplanviak.no/prosjekter/potensialet-for-klimakutt-i-havbruksnaeringa/>

<sup>169</sup> Asplan Viak og SINTEF Ocean, Potensialet for reduserte klimagassutslipp og omstilling til lavutslippssamfunnet for norsk oppdrettsnæring, versjon 02 av 30.04.21, <https://www.asplanviak.no/prosjekter/potensialet-for-klimakutt-i-havbruksnaeringa/>

Tallgrunnlaget som brukes er av ulik dato, og spesielt der hvor det oppgis totalforbruk for sektorer på tvers av hele oppdrettsnæringen så må dette ses i forhold til totalproduksjonen det året. Flere rapporter har tidligere forsøkt å finne godt tallgrunnlag til å estimere næringens energiforbruk og utslipp, og bemerket at rapporteringen som gjøres i deler av næringen ikke er på en slik form eller av et slikt omfang at dette kan benyttes til denne typen analyser.

Ettersom utslippsfaktorene som benyttes tar utgangspunkt i energiinnholdet i drivstoffet så er det brutto energiforbruk for sektorene som er estimert. Brutto energiforbruk tilsvarer energiinnholdet i drivstoffet som forbrennes, uten hensyn til i hvilken grad dette nyttiggjøres av motoren. En utfordring med denne tilnærmingen er at i de tilfellene hvor litteraturen oppgir netto energiforbruk så må en virkningsgrad antas for denne forbrenningen for å få brutto energiforbruk. Denne antakelsen skaper usikkerhet i resultatet.

Vi bruker Nordic Roadmap Future Fuels for Shipping<sup>170</sup> som kilde til klimapåvirkningene av alternative drivstoff. Denne rapporten vurderer ulike drivstoff for relativt store skip i en nordisk sammenheng og tar i betraktning driftsprofil og levetid for å få et realistisk og helhetlig bilde. Noen av disse forholdene er meget annerledes for fiskeri og havbruksnæringen og utslippsfaktorene er derfor ikke helt presise, men gode. Rapporten oppgir livssyklus (well to wake) utslippsfaktorer for 2030 og 2050, hvor vi har benyttet tall for 2030.

Det er uvanlig å inkludere klimaeffekten fra produksjon av motor og fremdriftssystem, men disse to studiene har gjort nettopp dette. Utslippsfaktorene vil derfor skille seg noe fra faktorene i de fleste LCA-analyser.

Kilden forutsetter en nordisk strømmiks for 2030 med 24,7 g CO<sub>2</sub>-ek./kWh for produksjon av drivstoff og lading av batterier. I den aktuelle studien fokuserer vi på Norge. Avhengig av plassering av energibruk kan derfor en norsk eller europeisk strømblanding være mer relevant. NVE beregnet 19 g CO<sub>2</sub>-ek./kWh for strømforbruk i Norge i 2022<sup>171</sup>.

Kilden gir klimagassutslipp i 20- og 100-årsperspektiv. Vi brukte sistnevnte siden de fleste studier refererer til dette. Dette valget påvirker resultatene. For eksempel har metanbasert brensel mindre klimapåvirkning i langsiktige perspektiver. Metanutslipp har større kortsiktige effekter.

Vi fokuserer kun på klimaendringer. Imidlertid kan drivstoff prestere annerledes for andre miljøpåvirkninger, for eksempel forsurening av både ferskvann og hav, og eutrofiering

En annen studie fra 2020 har også estimert klimagassutslipp fra livsløpet til en rekke fremdriftssystemer<sup>172</sup>. Det er en del ulikheter mellom utslippsfaktorer mellom begge studiene særlig når det gjelder utslippsfaktorer for hydrogen. Kategoriseringen er ulik på tvers av disse to studiene og begge virker solide – uten åpenbare svakheter.

<sup>170</sup> Nordic Roadmap Future Fuels for Shipping, Chalmers University of Technology og IVL Svenska Miljöinstitutet, Publication No.1-C/1.1/2023, 28.04.2023

<sup>171</sup> <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-stroemmen-fra/>

<sup>172</sup> <https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2020/11/Report-LCA-of-marine-propulsion-systems.pdf>



## 7 Mørekyten – Grønne energikjeder i den regionale sjømatklynga

Case-studien for Mørekyten i dette kapitlet er gjennomført for å belyse hvordan en regional sjømatnæringsklynge arbeider med energitilgang, og hvordan industrielle samspill kan bidra til økt verdiskaping og mer effektiv utnyttelse av ressursene, inkludert tilgjengelig energi, som oppfattes som en knapphetsressurs. Case-studien er gjennomført ved å:

- Studere eksisterende databaser og rapporter som er relevante for å beskrive sjømatnæringen og energisituasjonen i Møre og Romsdal.
- Gjennomføre innspillsmøter med enkeltaktører innenfor
  - Sjømatnæringen – *Hofseth Aqua, Salfjord, Salmon Evolution, MOWI* (oppdrett og slakteri), *Averøy Industripark* og *Bio3*.
  - Energibransjen – *Elinett, Mellom, Havkraft, Inseanergy*, og *Glocal Green*.

Aktørene ble spurt om erfaringer fra arbeidet med å sikre nettilgang, bruk av alternative energikilder og mulige sirkulære verdikjeder. Et sammendrag av resultatene fra case-studien gis i Tabell 22

**Tabell 22. Sammendrag av resultater fra case-studie Mørekyten. Mer detaljerte forklaringer i Tabell 24.**

- En av de viktigste barrierene for grønn energitilgang i sjømatnæringen i Møre og Romsdal oppleves å være **lang behandlingstid** for tilknytningsforespørsler til kraftnettet, men de fleste prosjekter blir kun utsatt eller endret og ikke skrinlagt på grunn av dette.
- De siste ti åra har vært **preget av elektrifisering av konvensjonell oppdrettsnæring i sjø**, som er godt i gang i regionen, med ca. 60% dekning i dag (2024) og ytterligere 20% under etablering.
- **Tilkobling til den lokale strømforsyningen oppleves som det enkleste**, billigste og mest pålitelige alternativet for elektrifisering.
- Noen sjøanlegg er krevende å elektrifisere pga. lokasjon. **Det er blitt testet alternative energikilder** som flytende solkraft og bølgekraft, mens vindkraft oppleves som politisk og sosialt utfordrende.
- Oppdrettsnæring i sjø har per i dag ikke stort nok effektbehov til å utløse spesielle tiltak i det regionale kraftnettet, men det er flere **eksempler på lokale kapasitetsutfordringer** som krever tiltak som utløser anleggsbidrag.
- **Dialogen med lokale nettselskap, kommuner og fylkeskommune** oppleves generelt å være støttende, men mange ulike (og små) nettselskap har hatt noe varierende praksis.
- Det har vært en **betydelig kapasitetskø for nettilknytning de siste åra, men mye ble nylig reservert** da Statnett åpnet for forbruksøkning i transmisjonsnettet i region Midt i desember 2023.
- **Landbasert oppdrett har et mye større effektbehov** enn andre deler av sjømatnæringen. Disse aktørene jobber langsiktig og systematisk langs flere akser for å sikre nødvendig energitilgang til sine anlegg, som ofte er strategisk lokaliserte i forhold til regionale kraftnetthuber.
- **Settefisk-anlegg, fôr- og proteinfabrikker, samt slakteri og fryseri** er eksempler på annen relativt effektkrevende sjømatnæring i Møre og Romsdal.
- Landbaserte oppdrettsanlegg har potensiale til å spille sentrale roller i **framtidige industrielle symbioser** der slam og restråstoff blir innsatsfaktorer til produksjon av alternative energibærere.

## 7.1 Beskrivelse av sjømatnæringen i Møre og Romsdal

Sjømatnæringen defineres som «fiskeri, fiskeoppdrett (havbruk) og bearbeiding og eksport av sjømat»<sup>173</sup>. Næringen deles gjerne opp i fiskerinæringen, havbruksnæringen og den landbaserte sjømatindustrien, der leverandørindustrien kommer i tillegg til dette. I dette case-studien er det kun de «landfaste», havbruksnæringen og den landbaserte sjømatindustrien, som vurderes, dvs. ikke selve fiskeflåten, men tilhørende industri på land som f.eks. mottak.

**Sjømatnæringen langs Mørkysten:** Møre og Romsdal er et viktig fylke i sjømatnæringen, og målt i verdiskaping det største, med 13 milliarder NOK i 2021.<sup>174</sup> Mye verdiskaping registreres i Ålesund som er landets største sjømatkommune med mange hovedkontor. Men sjømatnæringen er til stede langs hele kyststripen og inne i fjordene, og er i mange tilfeller en viktig bidragsyter til livskraftige lokalsamfunn. Møre og Romsdal har store aktører innen både oppdrett og fiskeindustri, samt leverandørindustrien til disse.<sup>175</sup> Ifølge NHO er Møre og Romsdal det største fiskerifylket i Norge og det femte største innen havbruk (med en relativt sett liten befolkning).<sup>176</sup> I tillegg foredles det mye fisk i fylket, og så mye som 90 % av norsk klippfiskeeksport er foredlet på Sunnmøre.

Eksempler på ulike segmenter innen den landbaserte sjømatnæringen i Møre og Romsdal er fiskemottak, fryselager, klippfiskproduksjon, oppdrett i sjø, settefiskanlegg, landbasert oppdrett, lakseslakteri, fôrfabriker, protein- og omega-3-produksjon. Det er også verdt å nevne den voksende biomarine næringen i fylket som blant annet innebærer produksjon av høyverdige biomarine spesialprodukter med avanserte produksjonsmetoder.

**Havbruk:** Havbruksnæringen utgjør en betydelig del av næringsrettet verdiskaping i Møre og Romsdal. I 2022 var det til sammen 994 sysselsatte innen havbruk. Disse var fordelt på 47 ulike aktører (Tabell 23).<sup>177</sup>

**Tabell 23** Antall aktører og ulike produksjonstyper innen havbruk i Møre og Romsdal i 2022.

Produksjonstype	Antall aktører
<b>Matfisk</b>	<b>22</b>
Laks, regnbueørret og ørret	14
Andre arter	8
<b>Settefisk/ynge</b>	<b>21</b>
Laks, regnbueørret og ørret	12
Andre arter	9
<b>Bløtdyr, krepsdyr og pigghuder</b>	<b>1</b>
<b>Alger</b>	<b>3</b>
<b>Totalt</b>	<b>47</b>

Ifølge BarentsWatch<sup>178</sup> er det per januar 2024 163 ulike akvakulturlokaliteter i Møre og Romsdal. Av de 163 lokalitetene er 115 plassert i sjø og 48 på land. Lokalitetene på land består av både settefiskproduksjon og

<sup>173</sup> Regjeringens Havstrategi – Ny vekst, stolt historie, Nærings- og fiskeridepartementet & Olje- og energidepartementet

<sup>174</sup> Ringvirknings- og verdiskapingsanalyser i norsk sjømatnæring 2020-2022, Nofima, NORCE, Menon Economics (2023)

<sup>175</sup> Omstillingsbehov i Møre og Romsdals Eksportnæringer, Menon Economics (2020)

<sup>176</sup> Næringslivet i Møre og Romsdal, NHO, <https://www.nho.no/regionkontor/nho-more-romsdal/naringslivet-i-more-romsdal/>

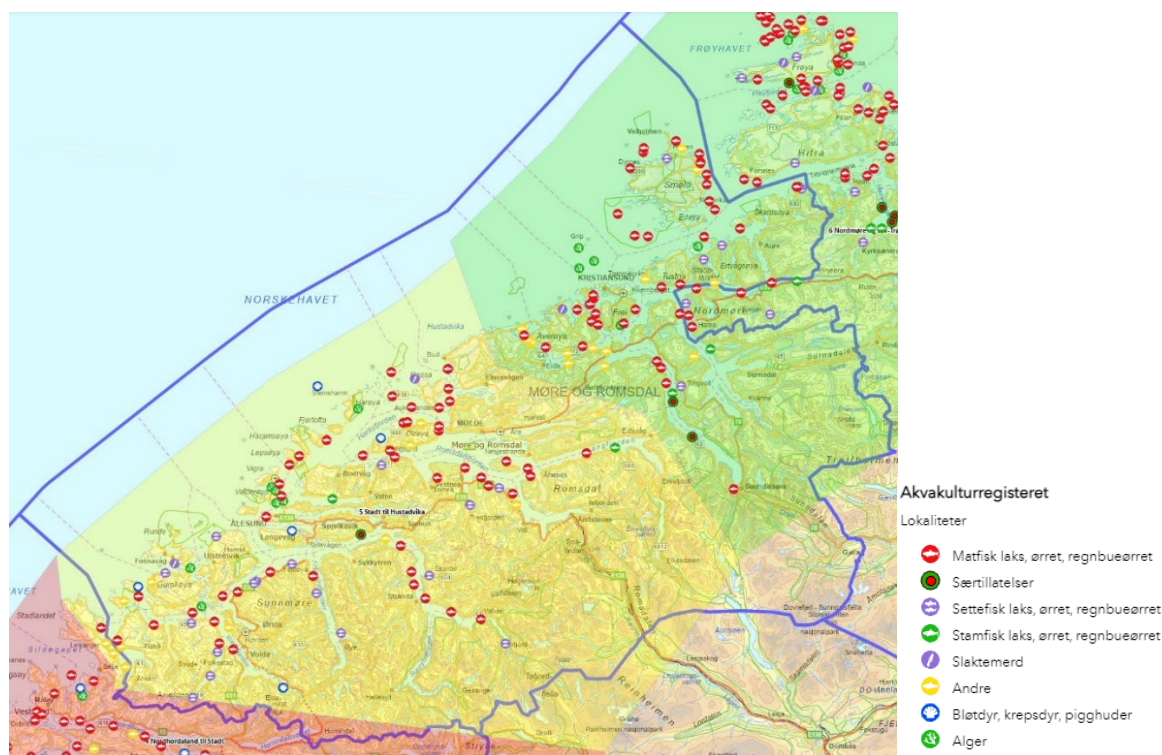
<sup>177</sup> Statistikkbanken, Fiskeridirektoratet,

[https://statistikkbanken.fiskeridir.no/PxWeb/pxweb/no/Fiskeridirektoratet/Fiskeridirektoratet\\_A%20Akvakultur\\_A.01%20Aktorer/](https://statistikkbanken.fiskeridir.no/PxWeb/pxweb/no/Fiskeridirektoratet/Fiskeridirektoratet_A%20Akvakultur_A.01%20Aktorer/)

<sup>178</sup> Fiskehelse (karttjeneste), BarentsWatch, <https://www.barentswatch.no/fiskehelse/>

landbasert oppdrett. Lokalitetene har tillatelser for hva de skal produsere, og én lokalitet kan ha flere ulike typer tillatelser.

**Regionens havbruksanlegg:** Norges 13 produksjonsområder for havbruk er ikke sammenfallende med fylkesgrensene, så «Mørkysten» ligger i to av disse områdene; *Stad til Hustadvika* (PO5) og *Nordmøre og Sør-Trøndelag* (PO6). Miljøindikatorer regulerer kapasiteten i produksjonsområdene. Basert på et trafikklyssystem blir områdene tildelt enten grønn, gul eller rød farge, hvor grønne områder kan øke produksjonskapasiteten med opptil 6 %, gule områder får ingen endring i produksjonskapasitet, og røde områder må redusere produksjonskapasiteten med 6 %.<sup>179</sup> Trafikklysene ble sist oppdatert i 2022, og PO5 er gult og PO6 er grønt (Figur 8). Dette vil si at i store deler av Møre og Romsdal blir det ingen endring i produksjonskapasitet, men på Nordmøre kan den øke.



**Figur 8** Kart over Møre og Romsdal (fylkesgrense markert i lilla) med produksjonsområdene PO5 og PO6 markert med sine trafikklysfarger, henholdsvis gul og grønn. Prikkene representerer akvakulturlokaliteter, videre beskrevet i tegnforklaringen til høyre. Kilde: Fiskeridirektoratet<sup>180</sup>

## 7.2 Beskrivelse av kraftnettsituasjonen i Møre og Romsdal

Møre og Romsdal som kraftregion var frem til slutten av 1990-tallet i energibalanse eller med kraftoverskudd etter betydelig utbygging av produksjonskapasitet fra vannkraft fram til 1970-tallet. Fra årtusenskiftet og frem til i dag har kraftforbruket i regionen steget jevnt (og fordoblet seg) fra ca. 7 TWh/år rundt 2000 til ca. 14 TWh/år i 2023, uten at produksjonskapasiteten har fulgt samme utvikling.<sup>181</sup> I dag (2023) vil et normalår i Møre og Romsdal typisk ha et negativt energiregnskap på 5-7 TWh. Blant kraft-regionene i Norge er det bare Oslo som har et større kraftunderskudd enn Møre og Romsdal (Figur 9).

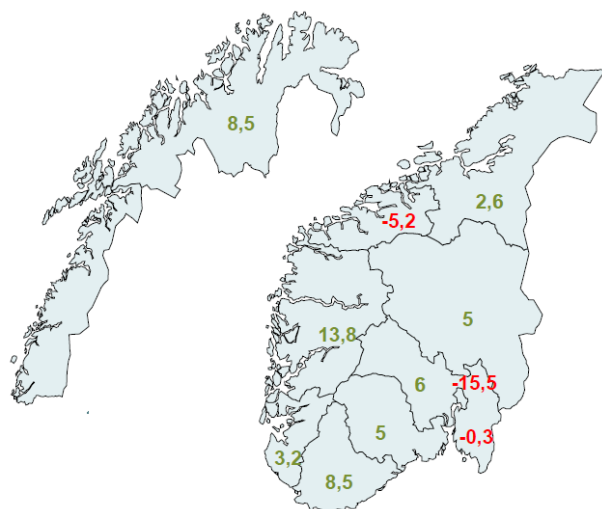
<sup>179</sup> Fargeleggingen i trafikklyssystemet i havbruk er klar, Nærings- og Fiskeridepartementet (2022),

<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/fargelegging-i-trafikklyssystemet-i-havbruk/id2917698/>

<sup>180</sup> Akvakultur (kartverktøyet), Fiskeridirektoratet,

<https://portal.fiskeridir.no/portal/apps/webappviewer/index.html?id=87d862c458774397a8466b148e3dd147>

<sup>181</sup> Regional kraftsystemutredning for Møre og Romsdal, Elinett (2022),



Forbruk av kraft i  
Møre og Romsdal 2022

13  
TWh

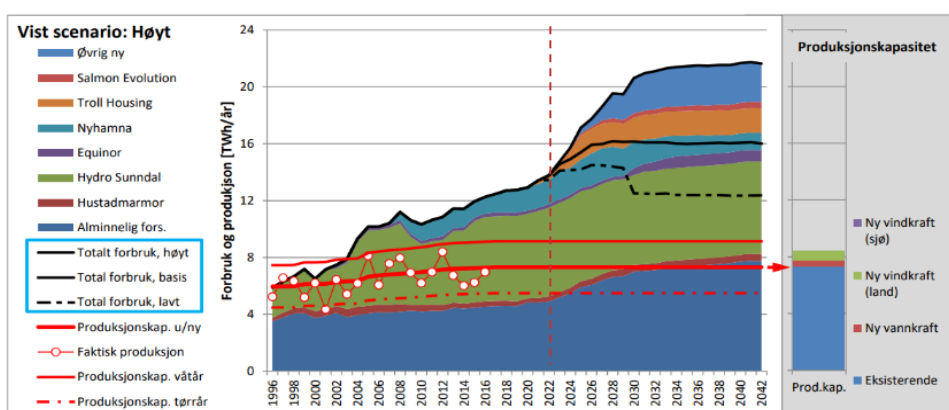
Største forbrukere:

- Mowi Markets Norway
- Hydro Aluminium Sunndal
- Nyhamna prosessanlegg
- Wacker Chemicals

**Figur 9 (Venstre)** Energibalanse (TWh per år) for regioner i Norge i 2022.<sup>182</sup> Kun Oslo har et større kraftunderskudd enn Møre og Romsdal. (Høyre) De største kraftforbrukerne i fylket er prosessindustri, men sjømatnæringens andel av forbruket øker.

**Industrifylke:** Møre og Romsdal er landets største industrifylke (målt i industriarbeidsplasser per sysselsatt) med flere store industriaktører som bruker mye kraft (Figur 10). Spesielt Hydro Sunndal er en stor forbruker av energi, men også ilandføringsanlegget til Shell på Nyhamna i Aukra kommune, metanol-fabrikken til Equinor på Tjeldbergodden i Aure kommune og prosessindustri hos Omya Hustadmarmor i Hustadvika er store energiforbrukere. Regionen står også overfor store utfordringer knyttet til blant annet elektrifisering av maritim sektor, inkludert omstilling av en betydelig fiskeriflåte. Energibruken i maritim sektor i dag er nesten utelukkende fossilt brensel.

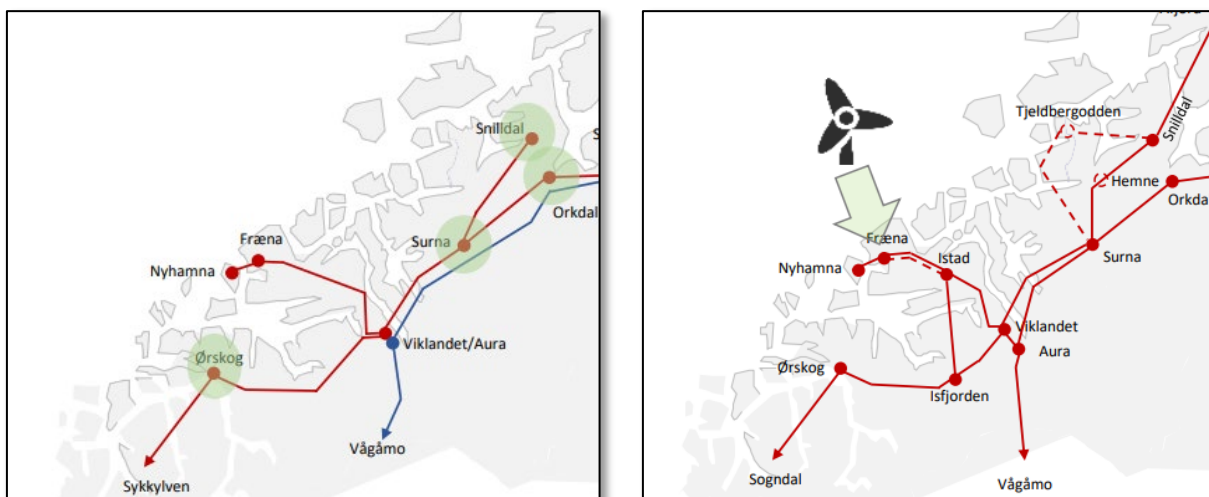
## Energibalanse for Møre og Romsdal, historisk og scenarier



**Figur 10** Industrien er den største driveren for kraftteterspørsmål i Møre og Romsdal (prognose fra 2022).<sup>181</sup> Tradisjonell prosessindustri bruker mye kraft, og sjømatnæringen er i sterk fremvekst, med betydelige planer om elektrifisering, ny forindustri og nye store landbaserte oppdrettsanlegg.

<sup>182</sup> Tall fra Statistisk sentralbyrå (SSB) & NHO Kraftløftet – utarbeidelse av regionale kunnskapsgrunnlag Møre og Romsdal, Thema Consulting (2023)

**Kraftbalansen:** Møre og Romsdal er del av prisområde NO3 Midt-Norge<sup>183</sup>, som i dag er i underskudd både i effekt- og energibalansen. Mangelen på kraft i NO3 løses i dag med import gjennom sentralnettet fra områder med overskudd, fra nærliggende nettområder i Norge eller fra Sverige. Flere aktører, inkludert Møre og Romsdal fylkeskommune, har ropt varsku om at kraftunderskuddet i regionen allerede har betydelige konsekvenser for regionens eksportrettede næringsliv og attraktiviteten for å etablere ny industri.<sup>184,185</sup> Det er i dag ingen konkrete planer med tilstrekkelig volum for å øke energiproduksjonen i Møre og Romsdal utover enkelte småprosjekter, oppgraderinger og effektivisering av eksisterende vannkraftanlegg, og en mulig oppgradering av Statkrafts vindkraftanlegg på Smøla.<sup>186</sup> På litt lenger sikt har ett av områdene som NVE i 2023 utpekte<sup>187</sup> som egnet for utbygging av flytende havvind (Nordvest C) et naturlig ilandføringspunkt på Romsdalshalvøya<sup>188</sup>. Selv om potensialet for utvikling av havenergi er betydelig i regionen vil sameksistens med fiskerinæringen være en viktig forutsetning<sup>189</sup>. På Nordmøre har Aure kommune vært en pådriver for å etablere kjernekraft i nærheten av Equinors metanolfabrikk på Tjeldbergodden,<sup>190</sup> hvor det også er eksisterende sjømatnæring (blant annet settefiskanlegg) og planer om framtidig landbasert oppdrettsanlegg.



**Figur 11** (Venstre) Eksisterende transmisjonsnett i Møre og Romsdal og (Høyre) Statnetts målnett frem mot 2040. De stiplede linjene er avhengig av ytterligere kapasitetsforespørsler og tilhørende anleggsbidrag for å realiseres. Fræna transformatorstasjon er utpekt som et naturlig ilandføringspunkt for framtidig havvind fra NVEs område Nordvest C.

**Fremtidig målnett:** Transmisjonsnettet/sentralnettet i Møre og Romsdal ligger i dag forholdsvis langt inne i landet, men med en utstikker ut til kysten for å forsyne gassilandføringsanlegget fra Ormen Lange på Nyhamna, (Figur 11)<sup>191</sup>. Statnett jobber trinnvis med å utvikle framtidens transmisjonsnett for å styrke regionens kraftforsyning, der første trinn er å øke kapasiteten inn til regionen og fjerne lokale flaskehals

<sup>183</sup> Fakta om prisområder, Statnett, <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>

<sup>184</sup> Energisituasjonen i Møre og Romsdal fra 2026 – Samfunnskonsekvenser, Møreforskning AS – Rapport 2313, Tore Tomasgard, Helge Bremnes, Bjørn Bergem (2023)

<sup>185</sup> Kystkrafta – Prosjektrapport, ON Ocean Network (2021)

<sup>186</sup> Statkraft planlegger rekordinvesteringer i norsk vann- og vindkraft, Statkraft (2024), <https://www.statkraft.no/Presserom/nyheter-og-pressemeddelinger/2024/rekordinvesteringer-i-norsk-vann-og-vindkraft/>

<sup>187</sup> Identifisering av utredningsområder for havvind – Nordvest C, NVE (2023), <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/nordvest-c/>

<sup>188</sup> Flere gunstige tilknytningspunkter for havvind i Norge, Statnett (2023), <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeddelinger/nyhetsarkiv-2023/flere-gunstige-tilknytningspunkter-for-havvind-i-norge/>

<sup>189</sup> Sluttrapport Krafttak Nordvest, Doxacom, SINTEF, Ocean Network, iKuben, Salt Lofoten (2023)

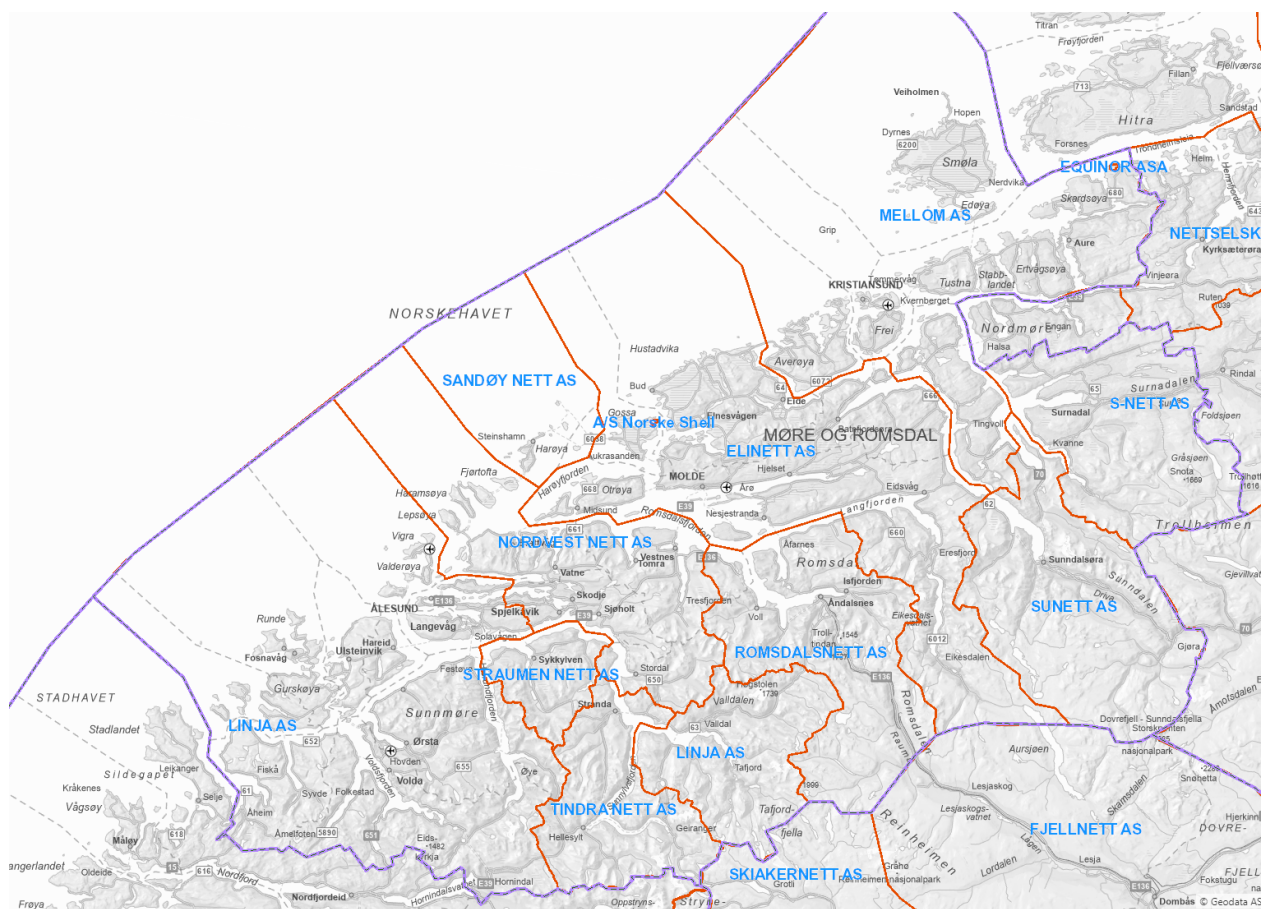
<sup>190</sup> Set av tomt til kjernekraftverk, men veit ikkje om dei får byggje, NRK Møre og Romsdal (2023), <https://www.nrk.no/mr/aure-og-heim-kommune-har-sett-av-tomt-til-kjernekraftverk-men-veit-ikkje-om-dei-far-byggje-det-1.16616606>

<sup>191</sup> Områdeplan Midt, Statnett (2023)



mellom nord og sør. Deretter skal dagens 300 kV nett (blå linje) oppgraderes til 420 kV og kraftnettet ut mot kysten styrkes. Mye av framtidig forbruksøkning er imidlertid lokalisert ute ved kysten hvor mye næringsrettet verdiskaping holder til, noe som legger press på både regionalnett (66/145 kV) og distribusjonsnett (11/22 kV). Det lokale kraftnettet mister kapasitet jo lenger unna nærmeste sentralnettstasjon man kommer. Spesielt vil det være utfordringer knyttet til å opprettholde spenningskvaliteten langt ute mot kysten. Det finnes tiltak for å bøte på dette, f.eks. gjennom å oppgradere eksisterende linjer og transformatorstasjoner eller bruke kondensator-batteri.

Ansvar for regional- og distribusjonsnett i Møre og Romsdal er fordelt mellom flere ulike områdekonsesjonærer, der Elinett har vært regionsansvarlig for Møre og Romsdal fram til 2023. Ellers er Linja (Sunnmøre og Sogn) og Mellom (Nordmøre) betydelige nettaktører, mens det fortsatt finnes flere ulike kommunale nettselskap og flere små lokale energiselskap (Figur 12).



**Figur 12** Områdekonsesjonærer og ansvarlige for regionalnett i Møre og Romsdal.<sup>192</sup>

<sup>192</sup> NVE Atlas (kartverktøy), <https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#>



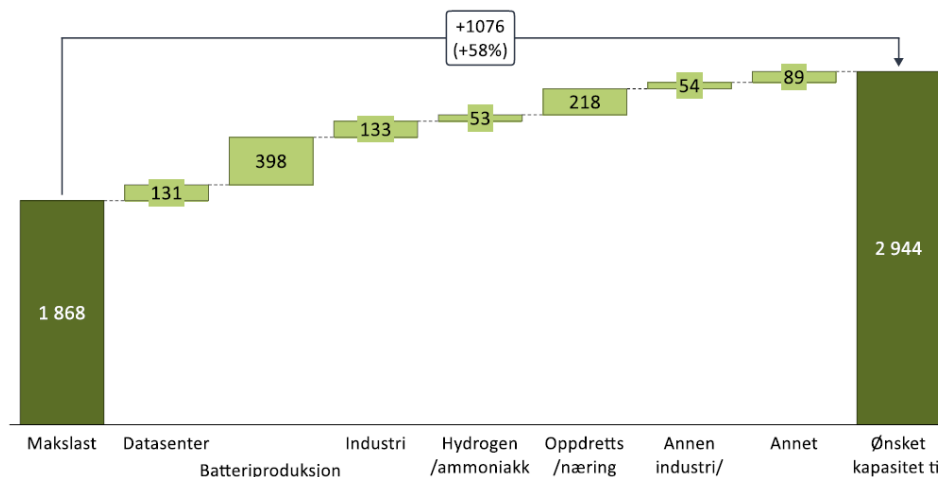
### 7.3 Energitilgang for sjømatnæringen i Møre og Romsdal

Aktørene i sjømatnæringen i Møre og Romsdal som i dag og i årene fremover trenger tilgang til grønn energi kan deles inn i ulike grupper:

- Fiskeriflåten<sup>193</sup>
- Konvensjonelt havbruk i sjø
- Brønnbåter og servicebåter<sup>194</sup>
- Slakteri, mottak, foredling og fryseri
- Landbasert oppdrett (inkl. settefiskanlegg)
- Annen sjømatnæring (inkl. fôr- og proteinfabrikker)

Det er veldig ulike effektbehov knyttet til de ulike aktørene fra rundt 100 kW for små oppdrettsanlegg i sjø til flere titalls MW for landbasert oppdrett. Dette er gjennomgått i Delrapport 1 i EnerSea og kapittel 2.1 i denne rapporten.

Per 2022 var det i Møre og Romsdal innmeldt ønske om over 1 000 MW kapasitetsøkning i det regionale kraftnettet, hvorav 218 MW var tilknyttet oppdrettsnæringen (Figur 13). I desember 2023 ble store deler av kapasitetskøen reservert etter at Statnett sammen med regionale nettselskaper åpnet opp for økt strømforbruk i Midt-Norge og på Nordvestlandet tilsvarende totalt 2 100 MW i region Midt.<sup>195</sup> Fra 2023 vil Statnetts endring av definisjonen «alminnelig forbruk» til opp mot 5 MW<sup>196</sup> gjøre at flere tilknytningsforespørsler vil kunne løses lokalt i dialog mellom kunde og lokale nettselskap. **Denne endringen er såpass fersk at det er for tidlig å se effekten av den både på regionalt og nasjonalt nivå.**



**Figur 13** Oppdrettsnæringen har meldt inn ønske om totalt 218 MW kapasitetsøkning i Møre og Romsdal (2022).<sup>182</sup> Det kan også være sjømatnæring knyttet til «Annen industri» og «Annet».

**Innspill fra næringen:** Som del av denne case-studien er det gjennomført en rekke innspillmøter med aktører i Møre og Romsdal for å belyse erfaringer knyttet til arbeidet med å skaffe energitilgang til nye og eksisterende prosjekter i sjømatnæringen.

<sup>193</sup> Dekkes ikke av dette prosjektet, men det henvises til FHF-prosjekt 901733 - Utarbeidelse av kunnskapsgrunnlag for reduksjon av CO2-utslipp fra fiskeriflåten på kort (2030) og lang sikt (2050)

<sup>194</sup> Det henvises til Delrapport 1 i EnerSea-prosjektet for energibehov for brønnbåter og servicebåter.

<sup>195</sup> Statnett reserverer nettkapasitet til nytt strømforbruk i Midt-Norge og på Nordvestlandet, Statnett (des. 2023), <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2023/statnett-reserverer-nettkapasitet-til-nytt-stromforbruk-i-midt-norge-og-pa-nordvestlandet/>

<sup>196</sup> Statnett frigir nettkapasitet til vanlig strømforbruk, Statnett (2023), <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2023/statnett-frigir-nettkapasitet-til-vanlig-stromforbruk/>

Fra sjømatnæringen er det kommet direkte innspill fra

- Hofseth Aqua, Salfjord, Salmon Evolution, MOWI (oppdrett og slakteri), Averøy Industripark og Bio3.

Fra energibransjen er det kommet direkte innspill fra

- Elinett, Mellom, Havkraft, Inseanergy, og Glocal Green.

I tillegg er det også inkludert i analysen generelle innspill og kommentarer som har kommet i andre settinger.

Tabell 24 oppsummerer funnene fra case-studien på energitilgang for sjømatnæringen i Møre og Romsdal.

**Tabell 24** Oppsummering av funn fra case-studien på energitilgang for sjømatnæringen i Møre og Romsdal.

Problemstilling	Resultater fra case-studie Mørrekysten
<i>Historisk kraftsituasjon i regionen.</i>	Møre og Romsdal er en kraftunderskuddsregion og avhengig av import fra nærliggende områder. På overordnet nivå har kraftnettet i regionen vært under press spesielt de siste 5-6 årene som følge av flere store kapasitetsforespørsler til regionale nettselskap. Dette inkluderer blant annet flere ulike planlagte landbaserte oppdrettsanlegg og fôr- og proteinfabriker.
<i>Ledetider</i>	Ledetiden for energitilgang oppleves som «den førende tidskonstanten» for realisering av nye anlegg, og det er flere eksempler på prosjekter som utsettes eller endres fra opprinnelig plan. Næringen gir uttrykk for at prosessene knyttet til nettilgang tar lenger tid enn først antatt og at kostnadene blir høyere enn først antatt, men de fleste prosjektene blir likevel realisert til slutt.
<i>Anleggsbidrag</i>	Anleggsbidrag betales som normalt for alle prosjekter som utløser tiltak i distribusjonsnettet. Typiske anleggsbidrag for elektrifisering av oppdrett i sjø er 0,5-1 MNOK, men for enkeltprosjekter kan kostnaden bli vesentlig høyere. Det er eksempler på anleggsbidrag på flere titalls MNOK i Møre og Romsdal knyttet til sjømatnæringen. I enkelte tilfeller vil det være nødvendig med oppgraderinger i regionalnettet, hvor nøkkelen (andel av kostnadsgrunnlag) for anleggsbidrag som kreves fra utløsende kunde typisk er 50 % <sup>197</sup> . Det regnes også inn en faktor for andelen som forespurt kapasitet utgjør av kapasitetsøkningen fra tiltaket. Kundespesifikke anlegg dekkes derfor 100% av kunden. Næringen er ofte på leting etter andre aktører som ønsker å dele på ny kapasitet i ulike områder, som annen industri, fergelading, e.l. Det er også mulig (og påkrevd) for nettselskaper å innhente anleggsbidrag i 10 år etter nettoppgradering er gjennomført, fra nye energiforbrukere som bruker utbygd nettkapasitet.
<i>Status elektrifisering</i>	For oppdrettsanlegg i sjø har det foregått mye elektrifisering spesielt siste 10 år. Per 2024 er et flertall av anleggene i regionen koblet til landstrøm <sup>198</sup> , og resterende vurderes fortløpende. For landstrømtilkobling har Enova-støtte vært utløsende for mange elektrifiseringsprosjekter de siste åra.
<i>Kontakt med nettselskap og konsesjonsmyndigheter</i>	Lokale nettselskap, kommuner og fylkeskommune oppleves generelt som positive til næringens planer, men det er langdryge prosesser og noe ulik praksis mellom ulike nettselskaper. Aktører som har vært i kontakt med NVE opplever at disse prosessene er «svært byråkratiske» og med lite rom for skjønsmessige og lokale vurderinger.

<sup>197</sup> Anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett, NVE (2019),

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/anleggsbidrag-i-regional-og-transmisjonsnett/>

<sup>198</sup> Ca. 60 % er elektrifisert per 2024, med ytterligere ca. 20 % under etablering. Se EnerSea delrapport 1. Eksempelvis har MOWI 84% på landstrøm i regionene Midt og Vest, og resterende er hybride anlegg.

<i>Status for nett per 2024</i>	Etter at Statnett åpnet for betydelig forbruksøkning i transmisjonsnettet i region Midt i desember 2023 har mye forespurt kapasitet blitt flyttet fra kapasitetskø til reservert. Det er nå opp til hver enkelt aktør å sikre nødvendige nettoppgraderinger sammen med sitt lokale nettselskap, som fra 2023 fritt kan tilknytte prosjekter opp mot 5 MW. Denne endringen er såpass fersk at det er for tidlig å se effekten av den på lokalt nivå. Samtidig er nå all kapasitet for uttak over 5 MW i NO3 reservert. Per desember 2023 var 1400 MW for saker over 5 MW i kapasitetskø.
<i>Effektbehov oppdrett i sjø</i>	Effektbehovene for fôrflåter <sup>199</sup> er sjeldent store nok til at kapasitetsgrensene i nærliggende kraftnett utfordres utover alminnelige tiltak som utløser mindre anleggsbidrag. De siste åra har det blitt mer vanlig med høyspentnett (1 000 V eller til og med 22 kV) ut til anleggene, og typiske anleggsbidrag for å trekke kabel til sjøkanten og sette opp nettstasjon der vil ligge på rundt 1 MNOK. Oppdrettsanlegget vil da eie «fra nettstasjonen på stranda og utover». I 2018 ble det presisert fra NVE at nettselskapene plikter å levere også 1 000 V. I framtida kan det kanskje bli aktuelt med ladeanlegg på fôrflåtene, som vil øke effektbehovet betydelig.
<i>Effektbehov brønnbåter og servicebåter</i>	Spesielt brønnbåter har så stort effektbehov at fremtidig grønn energi trolig vil måtte dekkes av alternative energibærere som biodrivstoff, hydrogen, ammoniakk eller metanol. Det er flere brønnbåtredier i Møre og Romsdal, og konkrete planer om lokal produksjon av grønne energibærere (se <i>Alternative energibærere</i> ).
<i>Effektbehov landanlegg</i>	Landbaserte oppdrettsanlegg er i en egen klasse mtp. effektbehov, opp mot 60-70 MW i enkelte tilfeller <sup>200</sup> . Allerede igangsatte anlegg (Salmon Evolution på Indre Harøya) har i dag ca. 10 MW forbruk i første fase, men har nylig fått reservert opp mot 35 MW for kommende utbygginger fram mot 2026. For landbasert oppdrett vil også store deler (>50 %) av effektbehovet være prioritert last som er nødvendig for å opprettholde et levedyktig miljø for fisken. Disse anleggene kan derfor i utgangspunktet ikke kobles fra i kritiske situasjoner, og har behov for nødaggregat. Andre store energiaktører er fôr- og proteinfabrikk (10-15 MW), settefiskanlegg med noen få MW, mens slakteri har behov for ca. 1 MW.
<i>Alternative energikilder</i>	Den generelle oppfatningen hos oppdrettsnæring i sjø er at «landstrøm er det enkleste», og få alternativer kan konkurrere med elektrisitet fra nettet mtp. stabilitet og pris/kWh. Flere aktører har likevel gjort mulighetsstudier knyttet til bruk av alternative energikilder. Noen sjøanlegg på krevende lokasjoner vil ha så store kostnader knyttet til å trekke landstrømkabel fra nærmeste nettstasjon at de vil forbli hybride eller søke alternative løsninger. Det eksisterer i dag to pilot-anlegg i sjø på Nordvestlandet som får energi fra flytende solkraft, og ett planlagt anlegg med bølgekraftproduksjon. På Sunnmøre spesielt er det muligheter for å utnytte innestengt vannkraft. For landanlegg er solcellepaneler på takflater det mest aktuelle tiltaket, mens vindkraft oppfattes som sosialt og lokalpolitisk utfordrende å gjennomføre.
<i>Alternative energibærere</i>	Naturgass ilandføres på Tjeldbergodden og Aukra og regionen har derfor mulighet til å produsere blått hydrogen og ammoniakk dersom anleggene utrustes med karbonfangst. Equinor produserer metanol på Tjeldbergodden basert på naturgass og

<sup>199</sup> Typisk energiforbruk for nyere flåter er estimert til 200 kW under føring (maks. drift) og ned i 10 kW i stand-by (kun hotelldrift). For oppdrettsanlegg i sjø er det antall ringer på anlegget som påvirker energiforbruket mest. Mengde og type utstyr som settes ut (som kompressorer og vaskeroboter) påvirker også.

<sup>200</sup> Salmon Evolutions fase 1 krever alene 10 MW effektkapasitet, og planlagt 36 MW fullt utbygd. Andre store planlagte anlegg er Hofseth Aquas anlegg i fjellet i Raudbergvika, Salfjords anlegg på Tjeldbergodden og Hyttneset, samt Averøy Industriparks planlagte anlegg.

	<p>denne fabrikken <i>kan</i> omstilles til å produsere biometanol forutsatt at produksjonen baseres på bærekraftig biomasse.</p> <p>Hydrogen fra elektrolyse krever fornybar kraft, men fylket har som nevnt kraftunderskudd<sup>201</sup>. Grønn hydrogen-produksjon gjennom elektrolyse har åpenbare synergier mot landbasert oppdrett (sette- og matfisk) siden biproduktene oksygen og spillvarme kan brukes som innsatsfaktorer til oppdrettsanleggene. Slam og restråstoff fra næringen kan brukes til å produsere grønne energibærere som biometan og biometanol.</p>
<i>Industrielle symbioser</i>	<p>Det er flere eksempler på landbaserte anlegg hvor lokasjonen velges aktivt ut fra tilgang til nærliggende regionalnettshub. Dette er ofte også i umiddelbar nærhet til eksisterende kraftkrevende industri med etablert nettinfrastruktur og muligheter for industrielle symbioser som utnyttelse av restvarme. Slike muligheter for industriell symbiose fremstår i dag som lite utnyttet og vil trolig kreve overordnet koordinering.</p>

## 7.4 Industriell symbiose og sirkulære energikjeder i sjømatnæringen

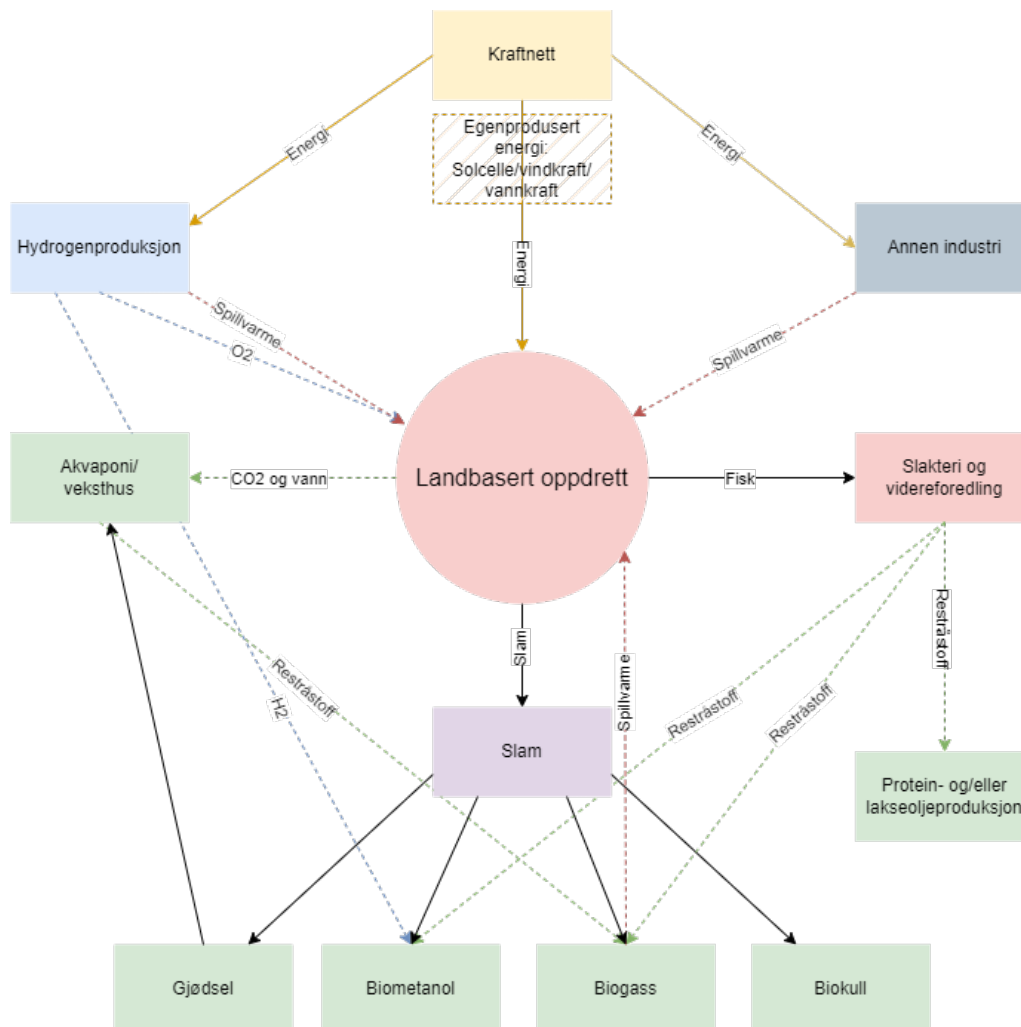
Landbasert oppdrett krever betydelige mengder energi, samtidig som prosessene vil produsere både restråstoffer og slam i tillegg til matfisk. Slike landbaserte oppdrettsanlegg er derfor mulige nav for industrielle symbioser med sirkulære verdikjeder hvor ulike aktører kan samspille for effektiv ressursutnyttelse. Én nærings uutnyttede ressurser (avfall) kan være til nytte for en annen. Et eksempel på industrielle symbioser som kan oppstå rundt oppdrettsanlegg er vist i Figur 14.

Dersom oppdrettsanlegget ligger i nærheten av industri med mye **spillvarme** så kan denne utnyttes i varmereguleringen i anlegget. Eksempler på dette kan være spillvarme fra annen kraftkrevende industri eller samlokalisert hydrogenproduksjon, biometananlegg, metanolproduksjon e.l.

Hydrogenproduksjon har klare synergier med landbaserte oppdrettsanlegg. **Oksygen** er ett av biproduktene fra grønn elektrolysebasert hydrogenproduksjon. For landbasert oppdrett er oksygen en svært viktig innsatsfaktor for å få de riktige forholdene for fisken inne i tankene. Siden produksjon av oksygen er en kraftkrevende prosess, vil et nærliggende hydrogenproduksjonsanlegg kunne levere sitt «spilloksygen» direkte til oppdrettsanlegget, til fordel for begge parter.

Dersom slakteri og foredling ligger på samme sted som selve oppdrettsanlegget, så vil det også oppstå en del **restråstoff**. Dette vil forekomme i form av avskjær, som f.eks. hoder, skinn, finner og bein, og kan benyttes videre til produksjon av produkter til humant konsum, dyrefor, fôr, gjødsel eller biodrivstoff.

<sup>201</sup> Straummangel kan stanse klimasatsing, NRK Møre og Romsdal (2023), <https://www.nrk.no/mr/norwegian-hydrogen-hydrogenfabrikken-i-orskog-haper-pa-meir-straum-1.16654774#:~:text=Selskapet%20har%20investert%20200%20millionar,ein%20av%20Nordens%20st%C3%B8rste%20hydrogenfabrikkar.>



Figur 14 Eksempler på industrielle symbioser og mulige sirkulære verdikjeder rundt landbasert oppdrett.

Fra oppdrettsanlegget vil det også produseres store mengder **slam**. Landbasert oppdrett har som fordel at dette slammet er enklere å samle opp, og dermed utnytte, i motsetning til slam fra oppdrett i sjøfasen. Slam kan være en ressurs for flere ulike industrier, blant annet til produksjon av gjødsel, biometan og biometanol. Det er tidligere gjort estimater på potensielt tilgjengelig slam fra landbasert oppdrett og settefisk både nasjonalt og for Møre og Romsdal.<sup>202</sup> Estimatenes er gjort basert på oppdrettstillatelser (263 101 tonn, juni 2023) og gjenspeiler derfor teoretisk tilgjengelig volum dersom alle oppdrettstillatelsene var i bruk (Tabell 25).

<sup>202</sup> MarBio – Bruk av marint restråstoff til biometanol-produksjon, kvalifiseringsprosjekt finansiert av RFF Møre og Romsdal, partnere: Glocal Green, SINTEF Ålesund, Salmon Evolution, Nordnes-gruppen, Doxacom og ÅKP, RFF-prosjektnr. 336674 (2023)

**Tabell 25** Teoretisk tilgjengelig mengde slam (tørrstoff, TS) fra matfisk fra landbasert oppdrett og settefisk i Møre og Romsdal, samt totalt i Norge. Estimatenes er gjort basert på oppdrettstillatelser (per juni 2023) og gjenspeiler volumet som hadde vært tilgjengelig dersom alle disse var realisert.

	<b>Møre og Romsdal</b>	<b>Norge</b>
	<b>[tonn]</b>	<b>[tonn]</b>
<b>Matfisk (landbasert oppdrett)</b>	3 900	35 000
<b>Settefisk</b>	1 900	15 000

Slammet kan inngå som en del av produksjon av f.eks. biodrivstoff. En rapport fra 2019<sup>203</sup> har sammenlignet ulike kilder og basert på disse satt en faktor på 4,46 MWh/tonn TS fiskeslam som energipotensialet for biogass. Dersom denne faktoren brukes på teoretisk tilgjengelig mengde slam i Møre og Romsdal fra landbasert oppdrett (matfisk) og settefisk så kan slammet gi opphav til 25,9 GWh årlig (Tabell 26). Tilsvarende tall på landsbasis vil være 223 GWh årlig.

**Tabell 26** Energipotensialet for biogass produsert av slam (teoretisk tilgjengelig mengde) fra landbasert oppdrett og settefiskproduksjon i Møre og Romsdal. En faktor på 4,46 MWh/tonn TS fiskeslam er brukt i estimatene.

	<b>Energipotensiale for biogass</b>
	<b>[MWh]</b>
<b>Landbasert oppdrett (matfisk)</b>	17 400
<b>Settefisk</b>	8 500
<b>Totalt</b>	25 900

Slam vil måtte blandes med annet råstoff for å muliggjøre stabil biogassproduksjon. Eksempelvis vil 20 % fiskeslam i husdyrgjødsel kunne doble metanproduksjonen (volumetrisk) under rproduksjon.<sup>204</sup> Ved produksjon av biogass oppstår det også en bioest. Næringsstoffene fra slammet (som nitrogen og fosfor) ender opp her, og den kan inngå i gjødselproduksjon eller brukes som jordforbedringsmiddel.

Det er flere eksempler på industrilokasjoner i Møre og Romsdal hvor industrielle symbioser rundt landbasert oppdrett kan være teoretisk mulig (Figur 15 og Tabell 27). Det er imidlertid flere faktorer som påvirker lønnsomheten og realismen i slike samarbeid. Blant annet er skalaen de ulike aktørene opererer på av betydning. Er det nok lokalt produsert slam/oksygen/overskuddsvarme til at forretningsmodellen vil lønne seg for alle involverte aktører? Logistikkmessig vil det trolig være mer gunstig å samle opp slammet fra flere ulike lokasjoner og sende det til et felles biogassanlegg, heller enn å sette opp et nytt biogassanlegg ved hver landbasert oppdrettsaktør.

Hydrogenproduksjon på sin side trenger også et lokalt eller regionalt sluttmarked, fordi hydrogen med fordel kan produseres nær sluttbruker. Hydrogen lider av høye produksjonskostnader og flere aktører ønsker statlig støtte gjennom f. eks differansekontrakter<sup>205</sup>. Merk at økonomisk støtte til én spesifikk energibærer bryter med prinsippet om teknologinøytralitet og kan stå i veien for at det utvikles et mangfold av løsninger. Økonomisk støtte bør gis til forskning, utvikling og skalering av teknologi som vil bli konkurransedyktig og stå på egne bein ganske hurtig.

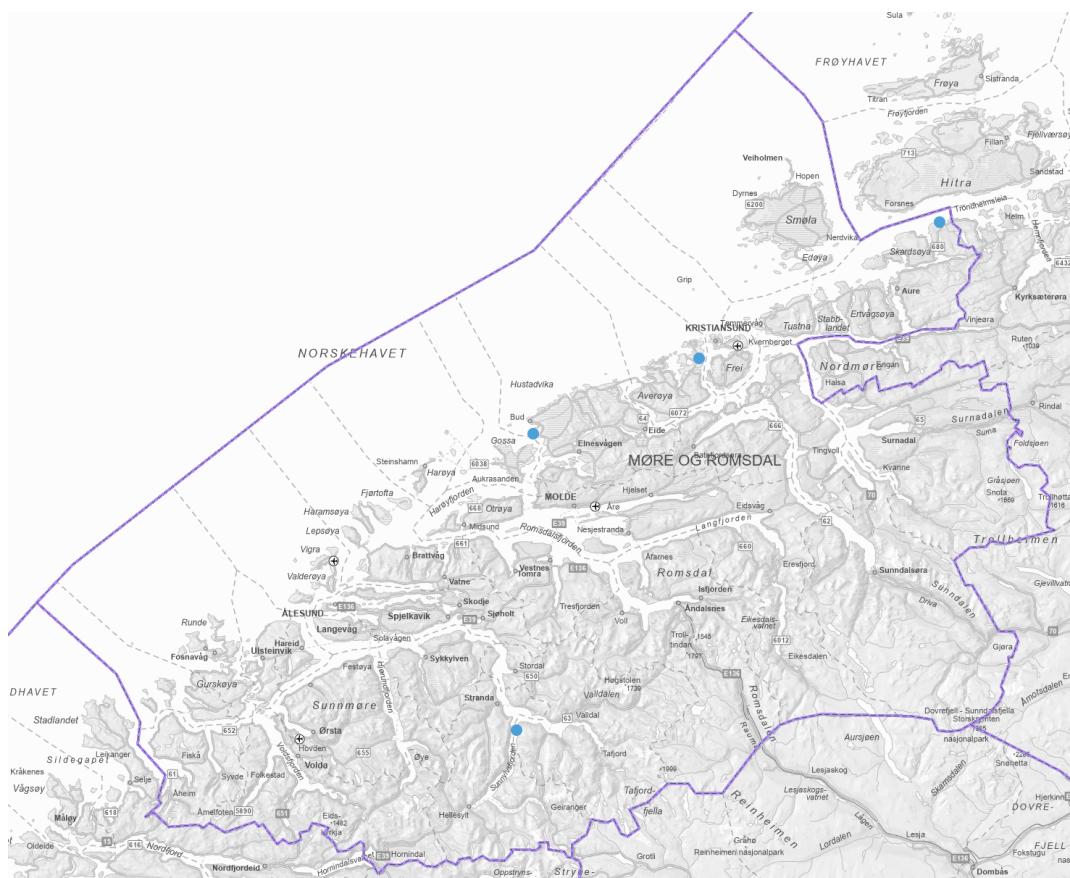
<sup>203</sup> Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030, Carbon Limits (2019)

<sup>204</sup> Biogassproduksjon fra settefiskslam i sentraliserte og desentraliserte biogassanlegg, NIBIO (2016)

<sup>205</sup> Hva er differansekontrakter?, Norsk Rederiforbund & Norge trenger hydrogenteknologi, differansekontrakter og fyllestasjoner, Norsk Hydrogenforum



Ettersom landbasert oppdrett krever tilgang på mye kraft vil disse kunne utløse behov for både nettutbygging og økt lokalprodusert energi. Slike anlegg kan dermed ha nytte av å søke samarbeid med annen kraftkrevende industri for realisering av nødvendige prosjekter for økt effekt- og energitilgang.



**Figur 15** Fire nåværende og planlagte landbaserte oppdrettsanlegg. Disse områdene vil ha potensiale til industrielle symbioser som beskrevet tidligere i delkapitlet.

**Tabell 27** Lokasjoner i Møre og Romsdal hvor industrielle symbioser rundt landbasert oppdrett kan være mulig.



#### Indre Harøy Facility (Salmon Evolution)

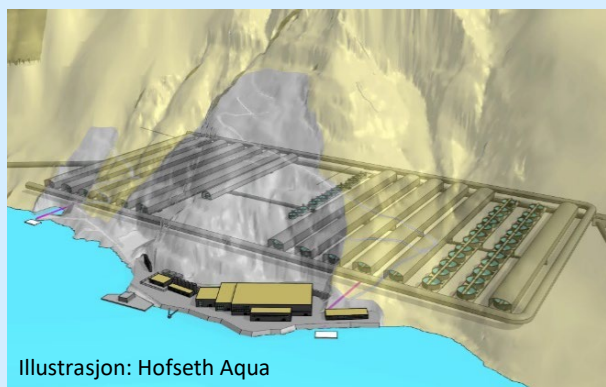
- Norges første anlegg for lakseoppdrett i industriell skala.
- Lokalisert i Hustadvika kommune.
- Fase 1 igangsatt. Kapasitet på 8 000 tonn sløyd laks (HOG). Ca. 10 MW effektbehov.
- Ferdigstilt Fase 1-3 vil ha kapasitet på 32 000 tonn HOG med totalt ca. 35 MW effektbehov.
- Restråstoff går i dag til lokal biogassproduksjon.
- Nært (ca. 3 km) fra ilandføringsanlegget for gass på Nyhamna, med spillvarme som SE i teorien kan ta i bruk.

#### Tjeldbergodden + Hyttneset (Salfjord)

- Selskapet etablert i 2018. Har jobbet med å sikre nettilgang siden oppstarten.
- To lokasjoner i Aure kommune.
- Planlagt total produksjonskapasitet (begge anlegg) vil være 72 000 tonn HOG. Innmeldt effektbehov er 78 MW.
- Anlegget ved Tjeldbergodden vil trolig kunne benytte seg av restvarme fra metanolfabrikken.
- Anlegget ved Hyttneset er lokalisert for utnyttelse av framtidig økt produksjonskapasitet ved Smøla vindpark



Illustrasjon: Salfjord



Illustrasjon: Hofseth Aqua

#### Raudbergvika (Hofseth Aqua)

- Planlagt landbasert oppdrettsanlegg i et nedlagt gruveanlegg ved Storfjorden i Fjord kommune.
- Skal utbygges stegvis fram mot 2032.
- Planlegger for framtidig produksjonskapasitet av 100 000 tonn. Innmeldt effektbehov er 62 MW.
- Anlegget vil ligge strategisk lokalisert for kobling rett mot regionalnettet (132 kV) med ny trafostasjon.
- Anlegget vil inneholde hele verdikjeden fra smolt og settefisk til utnyttelse av restråstoff/slam til biogassbiometanproduksjon.

#### Averøy Industripark

- Planlagt landbasert oppdrettsanlegg ved oljeservice-base i Averøy kommune.
- Planer om stegvis oppbygging fra 2025, med rogn- og smolt-anlegg som første fase og etter hvert et anlegg med kapasitet til opp mot 40 000 tonn matfisk-produksjon.
- Har i første fase effektbehov på ca. 4,5 MW med planlagt økning til ca. 18 MW i 2030.
- Averøy industripark er lokalisert nært én av verdens største fôrfabrikker, Skretting, samt planlagt proteinfabrikk Bio3, som hver for seg har betydelige effektbehov.



## Vedlegg

### A – Tallgrunnlag for estimat av brutto energiforbruk

Tallene er basert på kildene presentert i kapittel 6.1.

Sektor	Produksjon 2024 (2040)	Spesifikt brutto energiforbruk
Settefisk	67 500 tonn = 450 000 000 stk av 150 gram (199 271 tonn = 1 328 473 687 av 150 gram)	7,5 kWh/kg
Matfisk konvensjonelt	1 601 046 tonn (3 359 640 tonn)	0,09 kWh/kg
Matfisk semilukket og lukket	16 506 tonn (1 169 456 tonn)	1,5 kWh/kg
Matfisk landbasert	8 253 tonn (243 637 tonn)	8 kWh/kg
Matfisk offshore	24 758 tonn (100 000 tonn)	0,5 kWh/kg
Slakteri/foredling havbruk	1 500 000 tonn (4 428 246 tonn)	0,171 kWh/kg
Fôr til havbruk (innenlands ledd)	2 145 732 tonn (6 334 552 tonn)	0,09 kWh/kg
Lokalitetsbåter	1 642 310 tonn (4 629 096 tonn)	0,045 kWh/kg
Servicebåter	1 642 310 tonn (4 629 096 tonn)	0,084 kWh/kg
Brønnbåter	1 642 310 tonn (4 629 096 tonn)	0,283 kWh/kg
Fôrbåter	1 642 310 tonn (4 629 096 tonn)	0,028 kWh/kg
Landindustri pelagisk fryst	887 450 tonn (887 450 tonn)	0,61 kWh/kg
Landindustri pelagisk fersk	98 606 tonn (98 606 tonn)	0,2 kWh/kg
Landindustri pelagisk mel og olje	328 685 tonn (328 685 tonn)	1,29 kWh/kg
Landindustri hvitfisk konvensjonell	321 716 tonn (321 716 tonn)	0,44 kWh/kg
Landindustri hvitfisk fersk	153 198 tonn (153 198 tonn)	0,2 kWh/kg
Landindustri hvitfisk frossen	291 077 tonn (291 077 tonn)	0,61 kWh/kg
Landindustri industrireke	37 367 tonn (37 367 tonn)	0,84 kWh/kg
Landindustri fersk reke	3 894 tonn (3 894 tonn)	0,62 kWh/kg
Fiskeriflåten	2 121 992 tonn (2 121 992 tonn)	1,92 kWh/kg