

ENERGISTATUS OG -BEHOV I SJØMATNÆRINGEN FREM MOT 2040

Delrapport 1 til FHF – Fiskeri og havbruksnæringens forskningsfinansiering
Prosjekt EnerSea 901866

Sluttrapport | november 2024

En strategisk veileder for hele sjømatnæringen

Energileverandører | Identifisere behov og tilrettelegge for fremtidig energ utvikling i sjømatnæringen.

Oppdrettsaktører | Utforske elektrifiseringsmuligheter for lokaliteter og fartøy på lang sikt.

Myndigheter | Utforme politikk og tiltak for å støtte grønn omstilling i sjømatnæringen.

Forskning og akademia | Bidra til analyse og utvikling av energiløsninger og bærekraftige prosjekter.

Næringsliv | Identifisere langsiktige investeringsmuligheter og strategiske samarbeid.

Foto: Janmiko1

Prosjektpartnere i Enersea:

Finansiert av:

Tittel

Energistatus og -behov i sjømatnæringen frem mot 2040

Publisert

November 2024

Utgitt av

REENERGY - Renewable Energy Cluster | renergycluster.no

Finansiert av

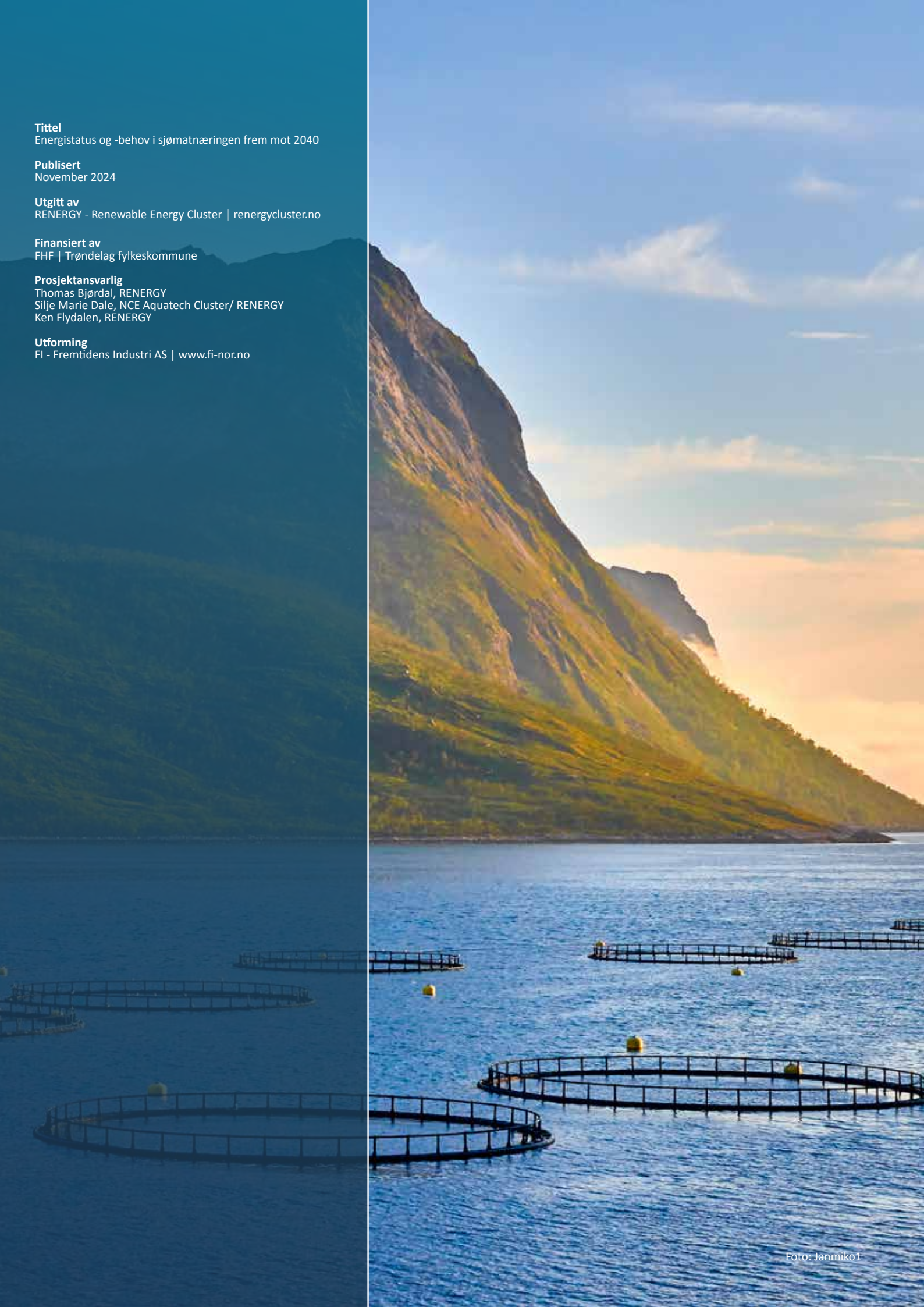
FHF | Trøndelag fylkeskommune

Prosjektansvarlig

Thomas Bjørdal, REENERGY
Silje Marie Dale, NCE Aquatech Cluster/ REENERGY
Ken Flydalen, REENERGY

Utforming

FI - Fremtidens Industri AS | www.fi-nor.no



INNHOOLD

1. Innledning	2
2. Sammendrag	3
3. Energibruk og energiforsyning i sjømatnæringen	4
4. Status elektrifisering oppdrettslokaliteter	4
4.1 Type energiforsyning, fordelt på landsdel	6
4.2 Støtte til elektrifiseringstiltak	6
4.3 Innmeldinger og konsesjoner	7
4.4 Effektbehov for ikke elektrifiserte lokaliteter langs kysten	8
4.5 Hybride løsninger for fartøy på vei inn i havbruksnæringen	9
5. Bestillinger fra fiskeri og oppdrett hos nettselskap og Statnett-avslag	14
5.1 Økende forespørsler om strømnnett fra oppdrettsnæring	16
6. Regional- og distribusjonsnet	17
6.1 Status regional- og distribusjonsnett	18
7. Statnetts nettutviklingsplaner	23
7.1 Driftssikkerhet i kraftsystemet	24
7.2 Kraftnettet i Nord	24
7.3 Kraftnettet i område Helgeland og Salten	26
7.4 Kraftnettet i område Midt	27
7.5 Kraftnettet i Sogn og Sunnmøre	28
7.6 Kraftnettet i Bergensområdet og Haugalandet	29
7.7 Kraftnettet i Sør-Rogaland og Agder	30
8. Energibruksscenarioer i havbruk til 2040	32
8.1 Energibruk i fiskemottak	33
8.2 Scenario 1: 2% årlig produksjonsøkning	35
8.3 Scenario 2: 7 % årlig produksjonsøkning	37
9. Utslippsreduksjonsscenario for oppdrettsflåten	38
10. Totalsummen av økt energiforbruk	41
11. Konklusjon	42

1

INNLEDNING

Denne rapporten er en del av prosjektet «Tilgang på fornybar energi for sjømatnæringen fram mot 2040 – EnerSea» på oppdrag fra Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansiering (FHF).

Prosjektet ledes av SINTEF Ålesund, med SINTEF Ocean, SINTEF Energi, NCE Aquatech Cluster, RENERGY Cluster og Menon Economics som prosjektpartnere, samt SinkabergHansen AS, Bjørøya AS, Nova Sea AS, Salmon Evolution ASA, Inseanergy AS, Havkraft AS, Glocal Green AS, Salfjord AS og Hofseth Aqua AS som industripartnere.

Formålet med rapporten er å bidra til å tette kunnskapsgap om hvordan sjømatnæringen kan realisere mål om bærekraftig vekst og utvikling parallelt med å oppfylle nasjonale mål om utslippskutt og grønn omstilling, ved å beskrive sjømatnæringens behov for fornybar energi frem mot 2040. Dette inkluderer sjømatnæringens energiforsyning i dag, bestillinger og behov for tilgang til strømnettet, pågående investeringer og prosjekter som påvirker dagens energibehov og/eller økt tilgang til strømnettet, og langsiktige trender og målsettinger som påvirker næringens energibruk.

Det er benyttet både kvalitativ og kvantitativ metode i denne rapporten. Relevante offentlige rapporter og statistikker er gjennomgått, det samme gjelder forskningsrapporter og studentoppgaver innenfor området. Det er gjennomført intervjuer med flere aktører i sjømatnæringen, og hentet inn data fra energiselskap, teknologileverandører, redere og sjømatprodusenter. Tall og opplysninger er sjekket opp mot tidligere, lignende kartlegginger, og gir et større detaljeringsnivå på alle områder som er kartlagt. Fra nettsituasjon til lokaliteter i sjø, landbasert oppdrett og prosessindustri som slakteri og mottak.

Reenergy har utviklet et kart som gir en oversikt status på både nett og kraftsituasjonen, men ikke minst status på lokaliteter og anlegg på land innen sjømatnæringen.

KARTVERKTØY: Enersea



Bruk av kartverktøyet:

Skann QR-koden for å få tilgang til kartet som gir en visuell oversikt over energiinfrastruktur, nettstatus og status på anlegg.

Zoom inn for detaljer, og klikk på markører for mer informasjon. Verktøyet er utviklet for å støtte planlegging, samarbeid og prioritering av prosjekter.

2

SAMMENDRAG

Reguleringsendringer i 2023 har sikret nettkapasitet for tradisjonell sjømatproduksjon, men overgangen til miljøvennlig teknologi og utslippsfri drift i oppdretts- og fiskerinæringen vil kreve betydelige nettutvidelser, ladeinfrastruktur og ny kraftproduksjon, langt utover dagens kapasitet.

Tilpasninger gjort av reguleringsmyndighetene i 2023 gjør det stort sett mulig å finne ledig kapasitet i nettet til tradisjonell sjømatproduksjon og prosessering i vanlige fiskemottak. Men, med til dels betydelig lengre tidshorison enn før. Dette forsterkes pga. ekstremt lang leveringstid på kabler og transformatorer. Likevel, dagens kraftkrise er overkommelig, det vil bygges tilstrekkelig nett til næringens behov med dagens energibruk, men det vil ta flere år. Det fornybare kraftsystemet har derimot ingen kapasitet til å håndtere energibehovet for pålagte klimatiltak og sannsynlige miljøtiltak. Hvis oppdrettsnæringen går over fra tradisjonell "åpen" merdeteknologi til semi-lukket og lukket teknologi, for å få kontroll på miljøutfordringer, vil det kreve helt andre effektnivåer, fra noen hundre, til noen tusen kilowatt pr anlegg. Ved å flytte hele eller deler av oppdrettsprosessen fra sjø og opp på land, går vi over til løsninger som krever flere titalls MW i effekt per anlegg. Dette finnes det så godt som ingen ledig kapasitet til langs Norskekysten, hverken nå eller i overskuelig fremtid. Totalt sett vil en slik omlegging der selv under 30 % av oppdrettsproduksjonen lukkes, kreve like mye energi som hele sjømatnæringen bruker i dag.

Fartøy, både innenfor fiskeri og oppdrett, skal ifølge Sjøfarsdirektoratets forslag være helt utslippsfri i 2040, nye fartøy skal være utslippsfrie fra 2025. Dette vil betinge mye ny kraft fra nettet, og dessuten en storstilt omstilling av hele bransjen. For fiskerinæringen, med energikrevende fartøy, er batteri en lite sannsynlig løsning. I stedet må det produseres og tilgjengeliggjøres utslippsfrie drivstoff som ammoniakk, metanol og hydrogen. For mindre oppdrettsfartøy, som ofte har hjemmehavn nære oppdrettslokalitetene, kan en stor andel gå over til batteri. Men da trengs det lademulighet både i havn og på lokasjon. Slike lademuligheter betinger en storstilt nettutbygging ytterst langs hele kysten, og store investeringer i ladeinfrastruktur i hundrevis av hjemmehavner og på en stor andel av de rundt tusen oppdrettslokalitetene. Dette er en utfordring som må løses gjennom store investeringer i høyere spenningsnivåer lenger fra dagens sentralnett.

For å produsere den mengden strøm som trengs til batterifartøy, og for produksjon av alle alternative drivstoff, må det også etableres ny kraftproduksjon over hele Norge. For de scenarioer som beskrives i denne rapporten kreves omtrent 3,2 TWh til oppdrettsflåten. Dette tilsvarer omtrent 2,3 % av hele Norges kraftproduksjon i 2022.

3

ENERGIBRUK OG ENERGIFORSYNING I SJØMATNÆRINGEN

Sjømatnæringens energibehov dekkes enten av fossile brensler som diesel/bensin/MGO¹ eller elektrisitet (hovedsakelig fra strømmettet). For fartøy i sjømatnæringen dekkes energibehovet i stor grad av diesel, de siste årene har også de fleste nye, mindre fartøy til havbruk blitt levert med hybride drivlinjer, løsninger der fremdrift og transport gjøres med diesel, mens operasjoner på lokalitetene gjøres på batteri.

Generelt vil de større fartøyene i sjømatnæringen trenge et alternativt utslippsfritt drivstoff på grunn av driftsmønster og stort energibehov. Landanlegg (fiskemottak, slakterier, settefiskanlegg, m.fl.) er tilkoblet strømmett, med enkelte unntak der tørkeprosesser eller effekttopper dekkes med LNG eller diesel. En stor del av tradisjonelle oppdrettsanlegg langs kysten har gått over fra diesel til elektrisitet gjennom tilkobling til kraftnettet (landstrøm). I tillegg benyttes i større grad batterier på fôrlåter ved lokaliteter, enten i kombinasjon med landstrøm for å ta ned belastning på strømmettet, eller for å redusere forbruk i dieselaggregat.

4

STATUS ELEKTRIFISERING OPPDRETTSLOKALITETER

Per desember 2023 var det i Norge 1037 lokaliteter i sjø med gyldig akvakulturtillatelse for matfiskproduksjon av laks, ørret og/eller regnbueørret².

868 (83 %) unike lokaliteter har vært i drift i løpet av 2023³, det vil si at lokalitetene har rapportert inn merd(er) med levende fisk til Fiskeridirektoratet. I denne studien er energiforsyningen til 771 lokaliteter med akvakulturtillatelse vurdert, dette er data fra flere lokaliteter enn tidligere studier. Fordeling av de undersøkte lokalitetene er gitt i Tabell 4-1.

En visuell fremstilling som inkluderer oppdrettslokaliteter og beliggenhet, kategori energiforsyning (jfr. Tabell 4-2), nett-konsesjonsområder og transformatorstasjoner, er tilgjengelig i kart på internett utviklet i prosjektet.

- 1 MGO / Marine Gassolje, drivstoff som brukes i marine dieselmotorer
- 2 Akvakulturregisteret, Fiskeridirektoratet
- 3 Biomassestatistikk etter fylke, Fiskeridirektoratet

Tabell 4-1: Antall avklarte lokaliteter og områder i denne studien. Prosjektet har samlet data fra tidligere studier og sammensatt dette med innhentet data på en god del flere lokaliteter.

Kartlegging denne studien - område	Antall lokaliteter	Undersøkte lokaliteter	Andel avklart
TROMS OG FINNMARK	212	170	80 %
NORDLAND	231	158	68 %
TRØNDELAG	161	149	93 %
MØRE OG ROMSDAL	82	55	67 %
VESTLAND	277	173	62 %
ROGALAND OG AGDER	74	66	89 %
TOTALT	1 037	771	74 %

Energiforsyningen dekkes hovedsakelig av: Diesel-generatorer, hybride løsninger som kombinerer batteri og dieselgenerator, og tilknytning av lokaliteten til strømmettet. I studien har lokalitetene blitt kategorisert ut fra fire hovedkategorier: Ikke elektrifisert, Tilkoblet landstrøm, Planlagt/under etablering, Hybrid. I tillegg er to tilleggskategorier benyttet i kartframstilling på internett. Kategoriene er gjengitt i Tabell 4-2.

Tabell 4-2: Kategorier energiforsyning ved lokaliteter. Kategori 2 består for en stor del av lokaliteter som har tidligere fått tildelt støtte til landstrøm, men som likevel ikke har blitt tilkoblet, og slik mistet støtte. Noen har også søkt på nytt.

Kategorier	Forklaring
0 Ikke-elektrifisert	Lokaliteten driftes med dieselgenerator.
1 Tilkoblet landstrøm	Lokaliteten er tilknyttet strømmettet.
2 Planlagt/under etablering	Lokaliteten er identifisert med planer om tilknytning til strømmettet.
3 Hybrid	Det benyttes hybrid-løsning ved lokaliteten (batteri-diesel).
4 Høy sannsynlighet*	Benyttes i fremstilling på nett
NA NA (ikke vurdert)*	Benyttes i fremstilling på nett

*brukt i kartframstilling på internett, ikke inkludert i antall avklarte. Kategori 4 er basert på selskapers uttalelse om antall elektrifiserte lokaliteter, avstand fra land og informasjon i ASC-rapporter⁴, men som likevel ikke bekrefter de aktuelle lokalitetenes energiforsyning.

4.1 Type energiforsyning fordelt på landsdel

Kartlegging av type energiforsyning ved sjøanlegg i prosjektet har inkludert (1) gjennomgang av tidligere studier og offentlige dokumenter, (2) intervjuer og samtaler med næringsaktører fra havbruk og energibransjen. Resultater og fordeling per fylke er gitt i Tabell 4-3.

Tabell 4-3: Energiforsyning for lokaliteter i sjø pr. fylke

Område	Ikke-elektrifisert	Tilkoblet landstrøm	Planlagt/under etablering	Hybrid	Undersøkte lokaliteter
TROMS OG FINNMARK	23 %	42 %	15 %	19 %	170
NORDLAND	25 %	30 %	18 %	27 %	158
TRØNDELAG	29 %	51 %	17 %	3 %	149
MØRE OG ROMSDAL	16 %	58 %	24 %	2 %	55
VESTLAND	7 %	46 %	29 %	18 %	173
ROGALAND OG AGDER	21 %	53 %	14 %	12 %	66
TOTALT	20 %	44 %	20 %	16 %	771

I vår kartlegging har vi valgt å inkludere kategorien «Planlagt/under etablering». Dette er identifiserte prosjekter hvor lokalitetsnavn har dukket opp i oversikt over tildelte prosjekter i Enova, søknader om konsesjon for elektrifisering gjennom NVE, eller bekreftelse om igangsettelse fra lokalitetseier. Det er sannsynlig at de fleste av prosjektene i denne kategorien er eller blir ferdigstilt i løpet av kort tid, men det er mulighet for at en mindre andel ikke blir gjennomført. Dersom alle lokalitetene i denne kategorien ferdigstilles, vil 64 % av de undersøkte lokalitetene være tilkoblet landstrøm.

En stor andel av de ikke elektrifiserte er sannsynligvis svært krevende å elektrifisere med nettilknytting. Det vil i praksis si at ca. 20 % av ikke nettilknyttede anlegg mest sannsynlig ikke kan tilknyttes uten uforholdsmessige store kostnader. Jo lengre nord, jo lengre avstand til nett og lengre avstand til tilgjengelig nettkapasitet.

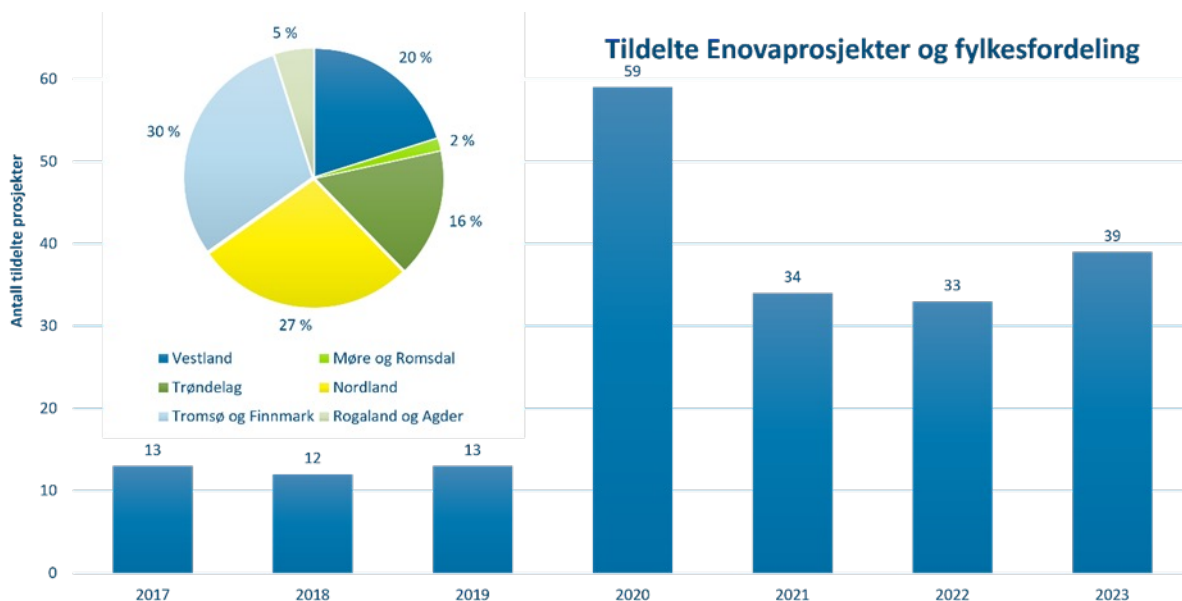
4.2 Støtte til elektrifiseringstiltak

Enova har de siste ti årene støttet ulike elektrifiseringstiltak i havbruksnæringen⁵. I perioden 2021-2023 lanserte Enova et nytt program innen klima- og energisatsinger i industrien hvor havbruksnæringen kunne få støtte for etablering av batteripakke i kombinasjon med ny landstrøm, der batteri bidro til redusert belastning på strømmettet. Et krav i utlysningene fra 2022 var å kunne vise til tydelig dialog med nettleverandør og om nettkapasitet. Dermed er det naturlig å anta at prosjekter tildelt i denne perioden vil ferdigstilles. Nordland, Trøndelag og Vestland er regionene som har flest tildelinger i 2021-2023, mens Nordland, Troms og Finnmark har hatt størst andel av prosjekter før 2021.

Figur 4-1 viser oversikt over relevante tildelte prosjekter for oppdrettslokaliteter og fordeling i de ulike regionene.

5 <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/prosjektliste-2012-2022/>

Figur 4-1: Oversikt og fordeling av prosjekter som har fått tildelt støtte fra Enova og omfatter lokaliteter i havbruksnæringen.

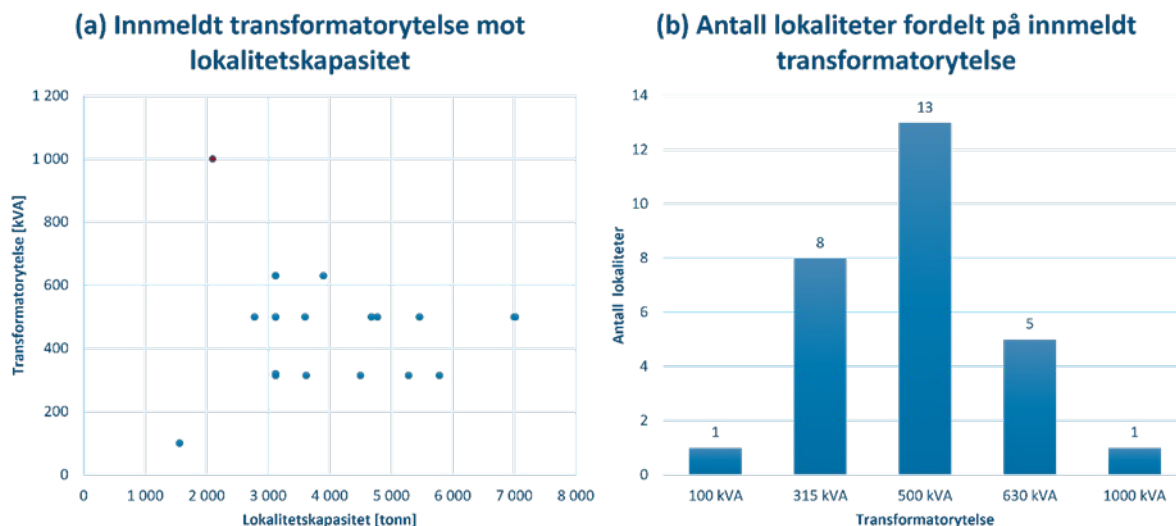


4.3 Innmeldinger og konsesjoner

Det er identifisert 24 tildelte konsesjoner fra NVE, tilknyttet 29 oppdrettslokaliteter langs kysten. Totalt er det innmeldt overkant av 13 000 kVA i transformatorytelse i tildelte konsesjoner og nesten 60 prosent er knyttet til Vestlandet (Tabell 4-4). Det er to søknader under behandling og en søknad som er trukket. Det er oppgitt ytelse for transformatorstasjonene ved 28 av lokalitetene, antall transformatorstasjoner med ulik ytelse per lokalitet er gitt i Figur 4-2. Anlegget med 1 000 kVA tilhører Eide Fjordbruk, og fikk i 2022 vedtak om lukket drift med produksjon inntil 2 100 tonn. Ut fra dette ser vi at innmeldt transformatorytelse ligger på forholdsvis lave effektbehov. Det vil ikke være kapasitet innenfor disse innmeldte behovene til å lade arbeidsfartøy eller innføre lukket eller semi-lukket oppdrett.

Den større andelen konsesjoner gitt til Vestland gjenspeiler at det er i den regionen de fleste anleggene er elektrifisert (Figur 4-3). I forskjellen ligger også at det er en større andel hybride anlegg i de andre fylkene (som for det meste ikke trenger konsesjon).

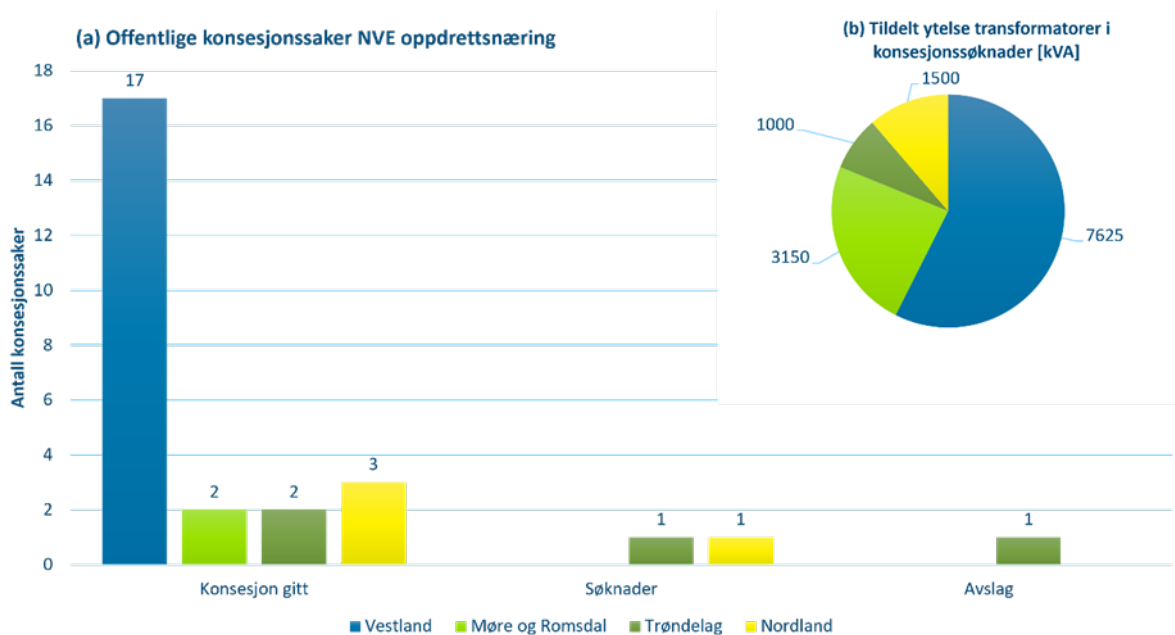
Figur 4-2: (a) Innmeldt transformatorytelse mot lokalitetskapasitet. Rødt punktet representerer lokalitet med lukket drift. (b) Fordeling av lokaliteter med ulik transformatorytelse. Forenklet eller prinsipielt kan man si at 1 kVA tilsvarer 1 kW



Tabell 4-4: Tildelte konsesjoner oppdrettslokaliteter per region i perioden 2021-2023. Kilde: NVE

Område	Konsesjonssaker tildelt	Antall lokaliteter	Forespurt total ytelse trafo	Snitt per anlegg
NORDLAND	3	3	1 500 kVA	500 kVA
TRØNDELAG	2	2	1 000 kVA	500 kVA
MØRE OG ROMSDAL	2	5	3 150 kVA	630 kVA
VESTLAND	17	19	7 625 kVA	401 kVA
TOTALT	24	29	13 275 kVA	458 kVA*

*Ett anlegg som ikke har oppgitt ytelse på transformator



Figur 4-3: (a) Oversikt over konsesjonssaker og fordeling per region, ferdig behandlet og aktive. (b) Oversikt over samlet ytelse [kVA] på transformator i tildelte konsesjoner. Alle sakene er fra perioden 2021 - 2023. Kilde: NVE

4.4 Effektbehov for ikke elektrifiserte lokaliteter langs kysten

Modellen som er brukt for å beregne effektbehov for ikke elektrifiserte lokaliteter er basert på modellen som er brukt i Sofie Møllers masteroppgave⁶ fra 2019, men med noen endringer. Endringene er at sikkerhetsmarginen og ladekapasiteten for arbeidsbåt er tatt bort fra korrelasjonen. Vi sammenligner resultatene med de data som korrelasjonen gir som estimert effektbehov, og ser at modellen med endringer gjenspeiler innsamlede data bedre. Som vist til i kapittel 9, vil arbeidsbåter tilknyttet lokasjon ha behov for så høye effektuttak at det ikke er hensiktsmessig å ta det inn som en del av lokalitetsdrift.

De estimerte effektbehovene i Tabell 4-5 bygger på de identifiserte lokasjonene som ikke har strøm per i dag.

6 Reduction of CO2 Emissions in the Salmon Farming Industry: The Potential for Energy Efficiency Measures and Electrification, Sofie Møller 2019, NTNU

Tabell 4-5: Estimert effektbehov for ikke elektrifiserte lokasjoner og lokasjoner med hybride forflåter, fordelt per region. Gjennomsnittlig effektbehov per lokalitet i de ulike områdene er gitt i parentes.

Område	Ikke elektrifisert	Estimert effektbehov [KW]	Hybrid	Estimert effektbehov [KW]
TROMS OG FINNMARK	50	13 900 (278)	40	6 000 (150)
NORDLAND	59	11 900 (202)	60	6 380 (106)
TRØNDELAG	48	11 600 (241)	6	750 (125)
MØRE OG ROMSDAL	13	3 400 (262)	2	90 (45)
VESTLAND	20	3 600 (180)	49	4 100 (84)
ROGALAND OG AGDER	17	3 500 (205)	9	800 (89)
TOTALT	207	47 900 (231)	166	18 120

Tabell 4-6: Transformatorytelse for ikke-elektrifiserte lokasjoner fordelt per region.

Område	Ikke elektrifisert	Transformator- ytelse 500/315 KVA	Hybrid	Transformator- ytelse 315/100 KVA
TROMS OG FINNMARK	50	25 000 / 15 750	40	12 600/*
NORDLAND	59	29 500 / 18 585	60	18 900/*
TRØNDELAG	48	24 000 / 15 120	6	1 890/*
MØRE OG ROMSDAL	13	6 500 / 4 095	2	630/200
VESTLAND	20	10 000 / 6 300	49	15 435/4 900
ROGALAND OG AGDER	17	8 500 / 5 355	9	2 835/900
TOTALT	207	103 500 / 65 205	166	52 290/6 000

*Grunnet høyere beregnet snittbehov antas det at 100 kVA ytelse er lite aktuelt.

En elektrifisering av de gjenstående dieseldrevne oppdrettsanleggene vil ut fra dette ha et effektbehov på 47,9 MW. Legger vi til hybride anlegg, er vi oppe i 66 MW. Som vi viser i de neste kapitler, vil ytterligere energibehov til for eksempel lukkede merdløsninger gi rundt 7X i effektbehov. Skal disse anleggene i tillegg ha hurtiglading for arbeidsbåt, vil hvert anlegg ha behov for minst tilsvarende effekt ved ankomst og avmarsj.

4.5 Hybride løsninger for fartøy på vei inn i havbruksnæringen

Kartlegging gjort av Apoint, Doxacom og Kontali Analyse i 2020 identifiserte 1655 fartøy tilknyttet havbruksnæringen. Kun 14 av fartøyene (under én prosent) var kartlagt som elektrisk eller hybrid, men det ble anslått at antallet var noe høyere. Ut fra datainnhenting i denne undersøkelsen var det tildelt 26 prosjekter med elektrifiseringstiltak fra Enova i perioden 2015-2020, tilsvarende 1,5 prosent av identifiserte fartøy. På oppdrag fra Klima- og miljødepartementet utarbeidet Sjøfartsdirektoratet, sammen med Miljødirektoratet, forslag til krav om lav- og nullutslipp for servicefartøy i havbruksnæringen. I forbindelse med oppdraget ble det gjort en oppdatert vurdering av antall fartøy, som er presentert i Tabell 4-7. Hovedsakelig består endringen i flere større fartøy (brønnbåter, slakteskip, ensilasjefrakt og fraktskip for fôr). Det er presisert at antallet trolig er lavt vurdert. Vi beregner dermed at prosjekter med tildelt støtte fra Enova for nybygg av hybride fartøy kommer i tillegg til eksisterende fartøy, og ikke som erstatning for eksisterende flåte.

Oversikt over tildelinger gitt av Enova i 2022 og 2023 viser til stor økning i tiltak for lavutslippsløsninger for servicefartøy i havbruksnæringen, spesielt innen kategorien arbeidsbåt/servicebåt under 15 meter. Tildelinger og prosjekter gitt i denne perioden må forventes i første omgang å ha behov for ladepunkter ved fartøyenes hjemnehavn.

Sjøfartsdirektoratet skriver følgende i Oppdrag om utarbeidelse av lav og nullutslippskrav til servicefartøy i havbruksnæringen (2023), side 3. «Forslaget innebærer en trinnvis innfasing. Innfasingstidspunktet varierer etter fartøyenes lengde, hvor nye fartøy omfattes av krav tidligere enn eksisterende fartøy. Vi foreslår et nullutslippskrav fra 2025 for nye fartøy under 15 meter, og et nullutslippskrav fra 2030 for nye fartøy under 24 meter. For eksisterende fartøy innenfor tilsvarende lengdekategorier innebærer forslaget at de gis en «levetid» på 10 år regnet fra tidspunktet kravet om nullutslipp for nybygg trer i kraft. Eksisterende skip under 15 meter omfattes da av kravet fra 2035, og eksisterende skip under 24 meter fra 2040.»

Sjøfartsdirektoratet anbefaler følgende innfasing av krav om nullutslipp for fartøy under 24 meter:

- | | | | |
|----|--------------------------------------|----|---|
| a. | Fra 2025: Nye fartøy under 15 meter. | c. | Fra 2035: Eksisterende fartøy under 15 meter. |
| b. | Fra 2030: Nye fartøy under 24 meter. | d. | Fra 2040: Eksisterende fartøy under 24 meter. |

Sjøfartsdirektoratets mål er ambisiøse, og kommer uten tvil å påvirke både fiskeri- og oppdrettsflåten på sikt. Hvis forslaget blir vedtatt, vil det bety mye fra 2025 og fremover, både for utslipp, investeringer og teknologikrav i båtene.

I fiskeribransjen finnes det i dag få fartøy med nullutslippsløsninger. Ett eksempel er den elektriske sjarken «Karoline». «Karoline» gjennomfører fiskeoperasjoner med batteri som energilagring, men benytter fortsatt dieselmotorer for transport til og fra fiskeområdene. Løsninger som bygger på batteri som energilagring er krevende, siden batteriløsningen krever større volum enn fossile fremdriftsløsninger. Dette skaper utfordringer ettersom dagens forskrifter klassifiserer fiskefartøy etter lengde.

Oppdrettsnæringen har tilsvarende utfordringer. Skal batterier være energibærer for å få til nullutslipp, kreves store batterier som opptar mye volum i båten, eller lademulighet både i havn og på lokasjon. En del mindre fartøy har et kort og forutsigbart driftsmønster som muliggjør nullutslipp på batterielektrisk fremdrift. Dette omfatter en stor del av lokalitetsfartøy som går fra hjemmehavn og ut til anlegg på daglig basis, med kun mindre energikrevende arbeidsoperasjoner på lokalitetene. En del arbeidsbåter bør også være mulig å få over på nullutslipp gjennom batteri som energibærer. Men det forutsetter muligheter for hurtig høyeffektloading på lokalitetene om morgenen, for å ha energi nok til å drive arbeidsoperasjoner gjennom dagen, og tilsvarende hurtigloading før man returnerer til hjemmehavn på kvelden. Dette betinger mye ny og dyr infrastruktur, langt fra land, ofte i områder hvor strømmett i dag ikke finnes, eller er svakt og dermed har begrenset effekt. Dette nødvendiggjør betydelige utbygginger, og mest sannsynlig store kostnader, for bedriftene som forventes å måtte betale anleggsbidrag i tillegg til investeringer i egen infrastruktur.

Fartøy som ikke er mulig å få over på batterielektrisk drift, må ta i bruk alternative drivstoff som ammoniakk, hydrogen og metanol. Disse drivstoffene har i dag svært små maritime markeder, og tilgjengeligheten er begrenset. Produksjonen er fortsatt basert på fossile kilder, og skal de bli reelle «grønne» alternativer, så vil det kreves oppskalering av produksjon, og betydelig ny kraftproduksjon på plass, ettersom produksjonen er kraftkrevende. Mer om dette i kapittel 9. For sjømatnæringen vil investeringskostnaden i slike nye fremdriftssystemer være utfordrende, selv om Enova gir risikoavlastende støtte. Den største utfordringen er imidlertid knyttet til usikkerhet om tilgang på kraft, og ikke minst en betydelig større kostnad i driftsfase sammenlignet med dieseldrift.

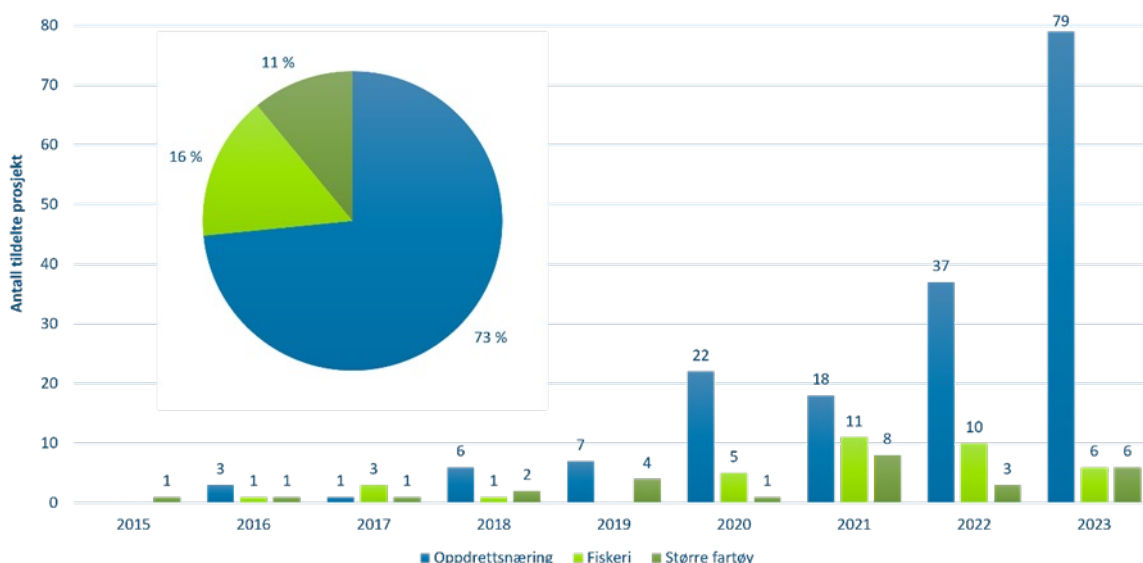
Tabell 4-7: Antall fartøy i havbruksnæringen og oversikt over tildelinger for elektrifisering av fartøy gitt av Enova.

Fartøystype	Antall	Enovatildelinger frem til 2022	Enovatildelinger etter 2022(23)
FARTØY FRA PASSASJERTRANSPORT (UNDER 15 METER)	699	5	4 (3)
ARBEIDSBÅTER UNDER 15 METER	914	22	101 (43)
ARBEIDSBÅTER MELLOM 15- 24 METER	17	13	13 (11)
ARBEIDSBÅTER OVER 24 M	37	5	17 (15)
BRØNNBÅTER	92	18	5 (2)
SLAKTESKIP/BLØGGEBÅT, FRAKT/ENSILASJE, FRAKT AV FØR	22		3(3)
TOTALT	1 781	72*	141*

Kilde: Apoint, Kontali og Doxacom: «Bedre datagrunnlag i havbrukssektoren», og Sjøfartsdirektoratet «Oppdrag om utarbeidelse av lav- og nullutslippskrav til servicefartøy i havbruksnæringen».

*Enkelte prosjekter er ikke mulig å identifisere innen fartøyslengde: 9 tildelinger før 2022 og 11 etter 2022.

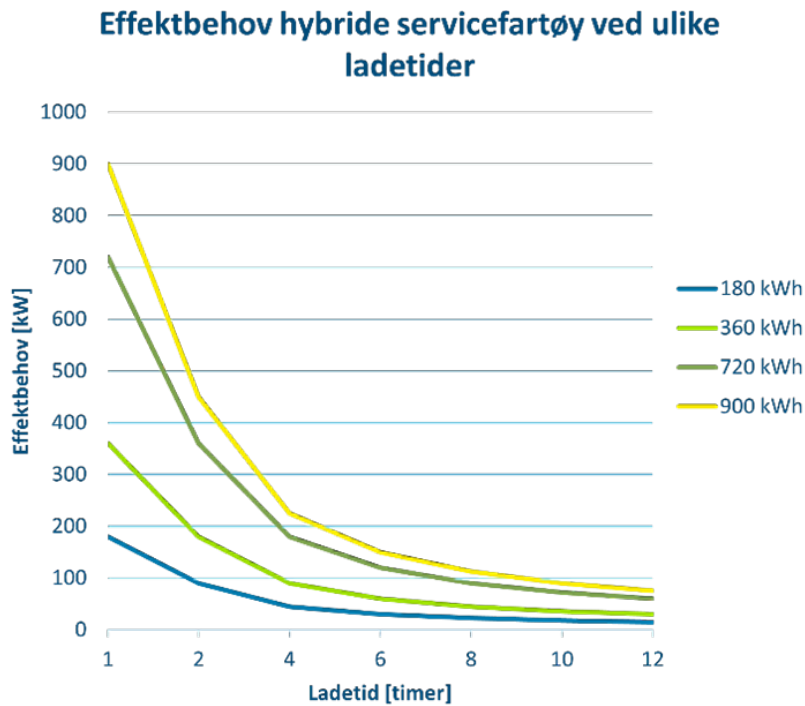
Figur 4-4: Enovastøtte til fartøy innen sjømatnæringen fra 2015 – 2023. Større fartøy inkluderer brønnbåter og bløggébåter.



De fleste fartøy som har fått støtte av Enova er fartøy med hybriddrift, med batteri og fossilt drivstoff som energibærer. For at disse i fremtiden skal bli helt utslippsfrie, må alternative drivstoff brukes i forbrenningsmotoren, eventuelt må motor byttes ut med brenselcelle.

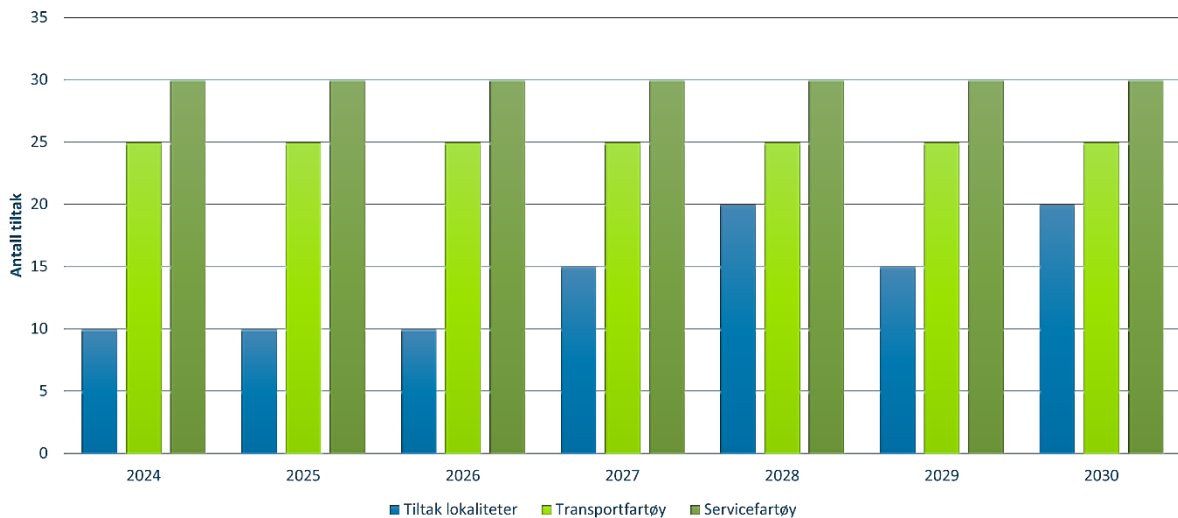
- Forslag fra Sjøfartsdirektoratet fører til at over 1 600 fartøy skal over fra diesel til hybrid løsning hvor batterielektrisk fremdrift blir primær drift, og forbrenningsmotor eller brenselcelle (med ny energibærer) sekundær.
- Hvis batteriteknologien forbedres raskt og går mot mye høyere energitetthet, kan det være mulig for mindre fartøy som ikke krever så mye energi å gå over til batterielektrisk drift.
- I første omgang betyr det lavutslipp med batteri/diesel, hvor ladeinfrastruktur er forutsetning for å operere fartøy med nullutslipp.
- Estimat for effektbehov for produksjon av alternative drivstoff for å dekke inn større fartøy, scenario for energimengden, kommer i kapittel 9
- Typisk batteristørrelse for dagens hybride servicefartøy er 250 – 1 000 kWh.
- For at nullutslippsløsninger skal kunne gjennomføres i praksis, kreves det at markedet og produksjonen av fornybare alternative drivstoff skaleres opp betydelig for å ha muligheten å erstatte de store energimengdene som brukes i både fiskeri og oppdrett i dag.
- For at stor oppskalering av alternativ drivstoffproduksjon skal være mulig, må det bygges betydelig mer fornybar kraftproduksjon. Dette er noe oppdrettsnæringen selv ikke kan bidra direkte til.

Figur 4-5: Eksempel på effektbehov ved ulike ladetid for servicefartøy med batterikapasitet 180 kWh - 900 kWh. En hurtiglading på 1 time vil kreve et effektbehov fra 180-900 kW. Nattdlading ved hjemmebase over 10 timer vil kreve effekt på 18-90 kW.



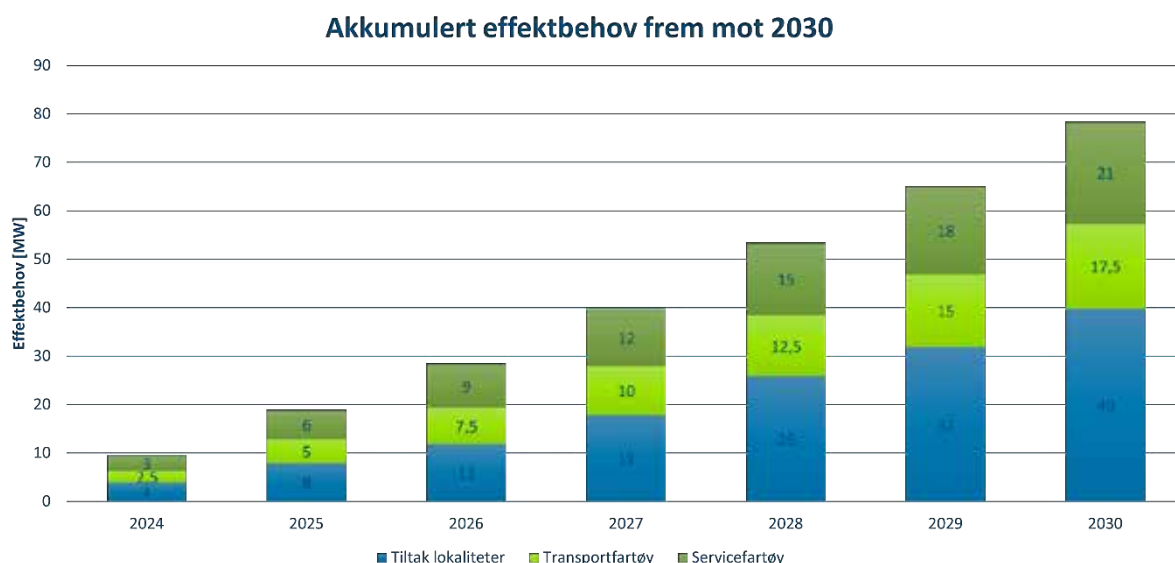
Typiske driftsprofiler for fartøy i oppdrettsnæringen er dieseldrift ut til anlegg og mellom anlegg, og batteridrift ved operasjoner på anleggene. Det forventes at en ladeeffekt som tilsvarer 10 timers ladetid er tilstrekkelig, i og med at de fleste servicebåter ligger ved hjemmehavn om natten. Dette betyr for dagens hybride båter som tilbys på markedet, med batteristørrelser fra 250 – 1 000 kWh, at 25 -100 kW ladeeffekt i hjemmehavn per båt er tilstrekkelig. Tallet 100 kW er brukt videre, det blir da en effekt som dekker inn hele spennet av tilgjengelige batteristørrelser. Hvis fartøyet skal gå utslippsfritt ut til anlegget, blir scenarioet imidlertid et helt annet. Fartøyet vil da være avhengig av hurtiglading ute på anlegget, da fartøyet skal brukes til operasjoner på anlegget. Det betyr at man må ha tilgang til hurtigladeinstallasjoner som lader tilsvarende effekt på én time. Dette tilsvarer 250-1 000 kW ladeeffekt på lokasjon. Dette er en stor utfordring, ettersom løsningene vil være kostbare og at det ofte ikke er mulig å ta ut så stor effekt på grunn av svakt nett på land. Denne utfordringen blir ekstra kostbar hvis lokasjonen ligger langt til havs, langt fra landbasert nett med tilstrekkelig høyt spenningsnivå.

Miljødirektoratets framskrivninger nye tiltak havbruksnæringen (per år)



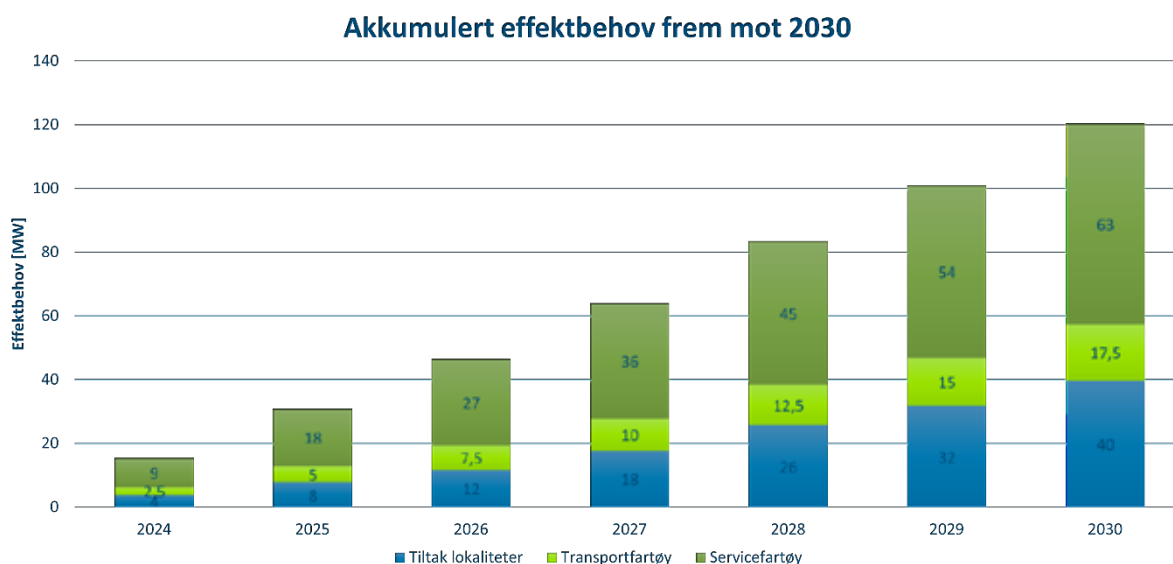
Figur 4-6: Miljødirektoratets framskrivninger av nye tiltak i havbruksnæringen frem til 2030.

Figur 4-7: Akkumulert effektbehov for oppdrettsnæringen basert på Miljødirektoratets framskrivning. Utgangspunkt med tilgjengelig ladeeffekt på 100 kW for servicefartøy.



Det forventes at antallet hybride fartøy kommer til å øke, noe som stiller krav til ladeinfrastruktur i hjemnehavner og på lokaliteter. Små, helelektriske fartøy med batterier som energibærere, og større fartøy med store batterier i hybride system, trenger store ladeeffekter. Figur 4-7 legger til grunn en gjennomsnittsladeeffekt på 100 kW per båt med utgangspunkt i en gjennomsnittsladetid på 10 timer for et batteri med en kapasitet på 1 000 kWh. Batterikapasiteten som flere skipsbyggere tilbyr i dag for både mindre og større fartøy er lagt til grunn.

Figur 4-8: Akkumulert effektbehov for oppdrettsnæringen basert på Miljødirektoratets framskrivning. Utgangspunkt med tilgjengelig ladeeffekt på 300 kW for servicefartøy.



Dersom 300 kW gjennomsnittlig ladeeffekt legges til grunn, som vist i Figur 4-8, blir effektbehovet 3 ganger større enn med 100 kW ladeeffekt.

5

BESTILLINGER FRA FISKERI OG OPPDRETT HOS REGIONALE NETTSELSKAP OG AVSLAG FRA STATNETT

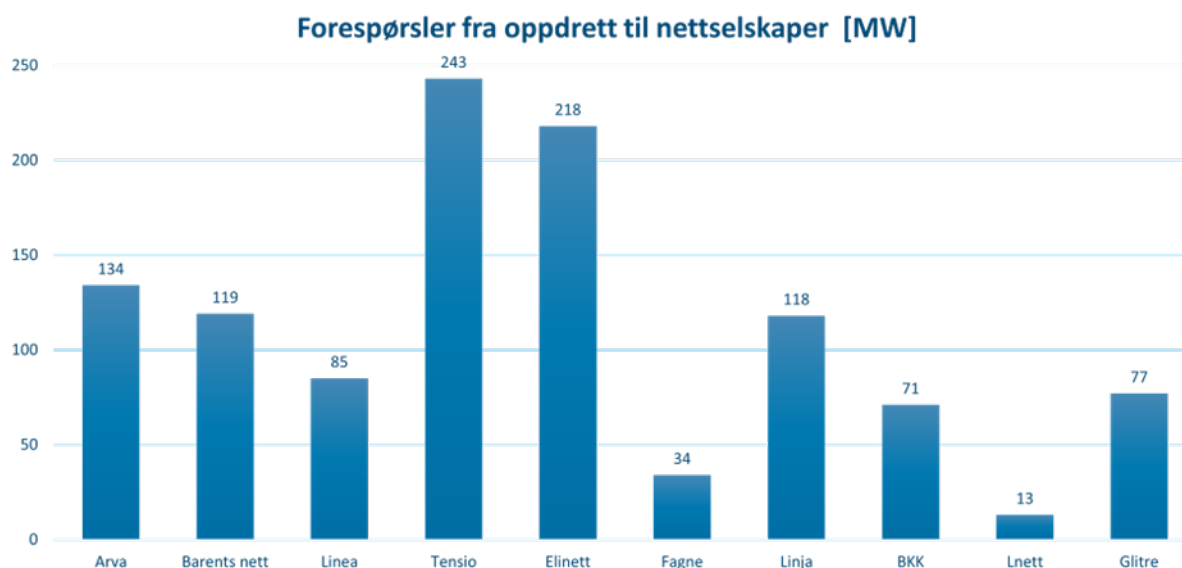
Thema Consulting gjennomførte i 2023 en kartlegging av kraftsituasjonen i Norge for LO og NHO, hvor forespørsler fordelt på ulike forbrukerkategorier ble avklart.

Forespørsler fra fiskeri- og oppdrettsnæring hos de ulike områdeansvarlige nettselskapene langs kysten er sammenstilt i Tabell 5-1. Det er størst ønske om tilknytting/og eller utvidelser i Møre og Romsdal, Trøndelag og Nord-Norge.

Tabell 5-1: Forespurt tilknytting fra sjømatnæringen hos ulike regionale nettselskaper langs kysten.

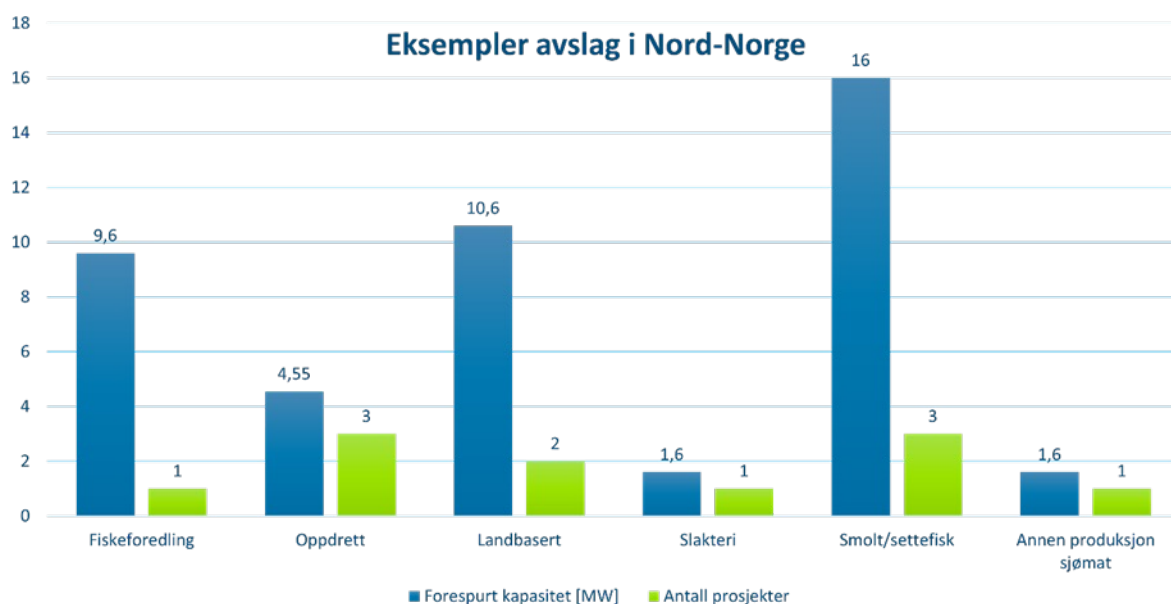
OMRÅDE	NETTSELSKAP	SJØMATNÆRING [MW]
NORD-NORGE	ARVA	134
	BARENTS NETT	119
	LINEA	85
TRØNDELAG	TENSIO	243
MØRE OG ROMSDAL	ELINETT	218
VESTLAND	FAGNE	34
	LINJA	118
	BKK	71
ROGALAND OG AGDER	LNETT	13
	GLITRE	77
TOTALT		1 112

Figur 5-1: Forespørslene per nettselskap i MW. Kilde: Regionale rapporter fra kraftløftet – LO og NHOs tiltaksplan for økt kraft- og nettilgang mot 2030, Thema Consulting (2023).



For at sjømatnæringen skal kunne nå klimamål via elektrifisering, må nettet klare å levere etterspurt effekt. Hvis etterspørslene ikke godkjennes, betyr det at mulighetene for nye arbeidsplasser og/eller reduksjon av utslipp ikke kan gjennomføres. For å visualisere dette har vi sammenstilt avslag på etterspurt effekt i Nord-Norge i Figur 5-2.

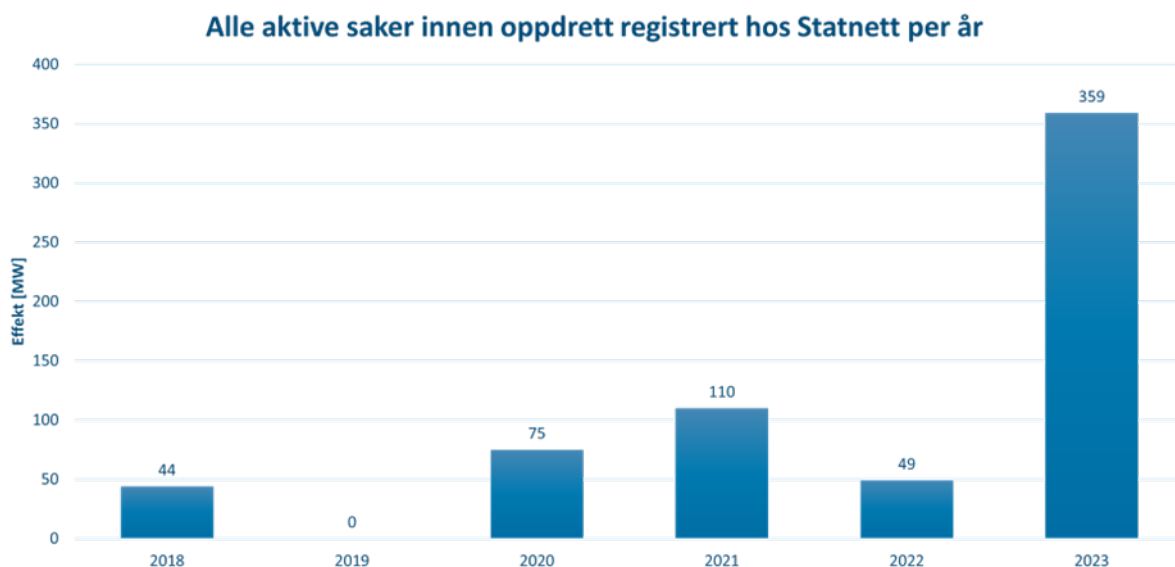
Figur 5-2: Eksempler på avslåtte effekter og antall prosjekter fordelt på type av anlegg som søkt effekt.



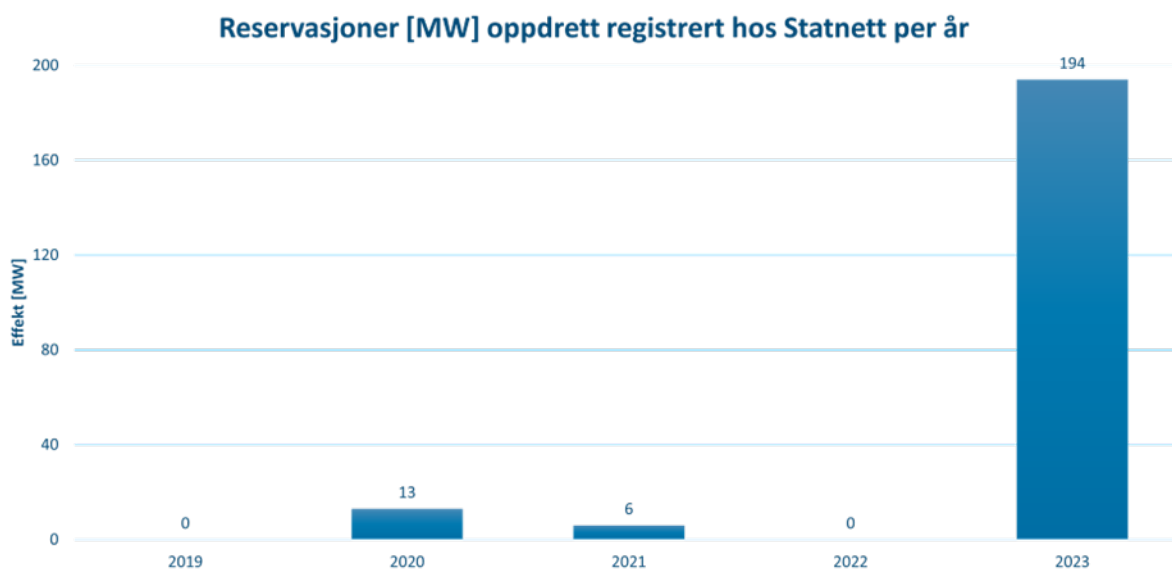
I figuren ser vi at det er få prosjekter som har fått avslag, og etterspurt effekt er forholdsvis høy. Dette reflekterer en situasjon med lavt spenningsnivå i nettet. Dette viser tydelig utfordringen når store effekter kreves for den grønne omstillingen, noe som vil øke fremover. Både fordi aktører ønsker landbaserte anlegg, blant annet for å få bedre kontroll på vannforhold og forbedret fiskehelse, men også med økte krav til ladeeffekt til båter, og dessuten høy effektforespørsel for produksjonsanlegg for alternative drivstoff. I kapittel 9 vises hvor mye energi som kreves for å produsere alternative drivstoff ut fra ulike scenarier. Produksjon av alternative drivstoff vil også kreve store effekter på produksjonsstedene. Det er behov for å utvikle og skalere opp produksjon av alternative drivstoff kraftig fremover.

5.1 Økende trend i forespørsler om tilgang til strømnnett fra oppdrettsnæring

Prosjekter som har fått reservert kapasitet hos Statnett er ansett som de mest modne med tanke på gjennomføring. Likevel er det usikkerhet knyttet til hvorvidt prosjektene vil gjennomføres.



Figur 5-3: Antall aktive saker innenfor oppdrettsnæringen registrert hos Statnett mellom 2018 og 2023.



Figur 5-4: Reservasjoner i sjømatnæringen hos Statnett i MW mellom 2018 og 2023.

Nye føringer for modenhet, og større handlingsrom for netteier under Statnett, gjør at man allerede ser en reduksjon av disse reservasjonene.

6

REGIONAL- OG DISTRIBUTJONSNETT

Regional- og distribusjonsnettet binder transmisjonsnettet til sluttbrukere, men kapasitetsmangel og lange prosesser har skapt køer. Endringen av effektgrensen til 5 MW har kortet ned ventetiden for flere prosjekter, men utfordringer med regionalnettet og prosjektmodenhet vedvarer.

Under transmisjonsnettet ligger regional- og distribusjonsnettet. Regionalnettet er kraftnett som dekker større områder, som regioner eller fylker. Det fungerer som et bindeledd mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Normale spenningsnivåer i regionalnettet er 66 og 132 kV. Regionalnettet eies og driftes av regionale nettselskaper. Nettet omfattes normalt av anleggskonsesjon, dvs. en tillatelse til å bygge og drive hvert enkelt anlegg.

Distribusjonsnettet er den delen av nettet som overfører og fordeler elektrisk energi til sluttbrukerne (husholdninger, næring, lettere industri). Distribusjonsnettet omfatter spenninger fra 230 V til 22 kV. Distribusjonsnettet eies og driftes av regionale nettselskaper. Nettet omfattes av områdekonsesjon, dvs. en generell tillatelse til bygging og drift innenfor gitte spenningsnivåer og et definert geografisk område.

Netteier og områdekonsesjonær er de regionale nettselskapene, disse har en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet (tilknytningsplikt). Plikten til å sørge for nettilgang er betinget av at kunden er villig til å betale de nødvendige tariffene. I tillegg skal det gjøres en vurdering av at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder, eller om det må gjøres investeringer i nettet før tilknytningen kan gjennomføres. Hvis det er tilstrekkelig ledig kapasitet, får man tilbud om tilknytning. Hvis det ikke er tilstrekkelig ledig kapasitet, gjennomfører nettselskapet en utredning av nødvendige tiltak for å finne kapasitet, og om hvorvidt det medfører krav om konsesjon før tilbud om tilknytning.

Tidsbruk i prosessen vil avhenge av om det er tilgjengelig ledig kapasitet i nettet, og omfanget og kompleksiteten til eventuelle tiltak i nettet. I det gunstigste tilfellet, med ledig kapasitet i nettet, kan prosessen fra kunden tar kontakt med nettselskapet til kunden tilknyttes nettet ta under 6 måneder. I motsatt ende av skalaen, hvis det ikke er ledig kapasitet i nettet og tiltakene krever full konsesjonsprosess, vil tilknytning normalt ta 3–5 år. Dersom det også er behov for større tiltak i transmisjonsnettet, kan det ta vesentlig lenger tid.

I 2022 ble grensen for hvilke prosjekter som behandles av nettselskap lokalt satt ned til 1 MW, slik at også mindre tilknytningsprosjekter, som i utgangspunktet kunne blitt løst lokalt, flyttet opp i køen til transmisjonsnettet. Dette medførte at nesten ethvert prosjekt i praksis havnet i en kø med tidslinjer på 5-7 år. For næringslivet er disse skillene utfordrende å håndtere, og det som var utfordringer som i mange tilfeller kunne løses lokalt innen rimelig tid, var plutselig uhåndgripelige, og skillet mellom prosjekter som kunne vært løst lokalt og de som uansett ikke kunne vært løst lokalt ble også uklart.

EnerSea har i prosjektperioden gjennomført en rekke intervjuer med sjømatnæringen, og med nettselskap langs kysten. Vi ser at de lokale utfordringene er ulike fra sted til sted. Noen prosjekter er langt unna nettinfrastruktur, og vil ha høye kostnader til tilkobling. Andre ville kunne tilkobles forholdsvis greit, men gjennom prosesser som av igjen ulike årsaker tok tid. Det viste seg imidlertid at mange prosjekter i realiteten var begrenset av at de ble flyttet opp i sentralnettkøen. Dette ble svært tydelig når 1 MW-grensen ble øket til 5 MW. Det åpnet for at de fleste tilkoblinger kunne gjennomføres i henhold til gjeldende prosess for tilkobling til regional- og distribusjonsnett. Likevel, det er mange utfordringer som skyldes tidkrevende prosesser på forsterking av sentralnettet, som igjen får konsekvenser utover i regional- og lokalnett. I alle regionalnett ligger det modne prosjekter fra sjømatnæringen i kø som har en ventetid på over 3 år, og lengre.

31.01.2023 | kl. 18:30 POLITIKK & MARKED

Full stans i tilknytninger til nettet i nord – her er oversikten

Statnett har sagt nei til 1651 MW. Forbedring av nettet vil ta 7 til 12 år.



Oversikt over næring som har fått nei til tilknytning fra Statnett. | Foto: EnergiWatch

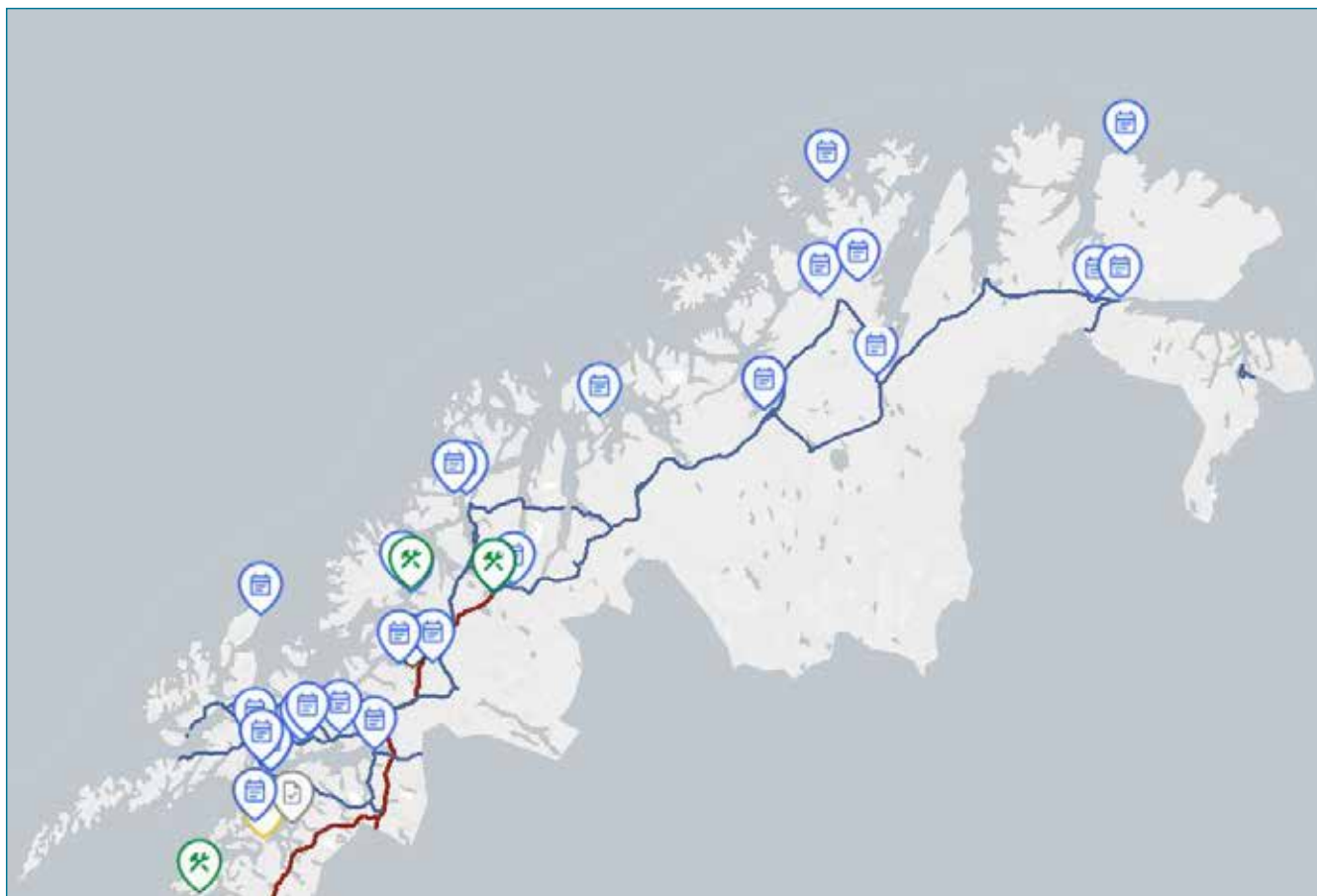
Figur 6-1: Prosjekter i Nord-Norge som ikke fått tilknytning til strømmettet.

14 av prosjektene i Figur 6-1 er fra sjømatnæringen. Effektbehovet som er søkt om fra disse ligger fra 1 MW til 9,6 MW. 12 av disse er under 5 MW, og etter at effektgrensen ble oppjustert kan de behandles lokalt med 6 måneders til 5 års behandlingstid. Fortsatt i kø, men i en betydelig kortere kø. Prosjektmodenhet har vært ulikt praktisert i regionalnettet. Det er nå innført en veiledende standard for nettselskaper, slik at prosjekter som ikke følger forventet fremdrift for investeringsbeslutning tas ut av køen. I intervjuene etter at dette ble innført, får vi tilbakemelding om at det reduserer køen. Et eksempel er hydrogenknutepunktet på Hitra, som hadde Enova-frist på sin investeringsbeslutning 31. januar, som ble negativ, nå er ute av køen.

6.1 Status regional- og distribusjonsnett

Nettselskapene skal gjøre de nødvendige investeringer i sine nett for å møte behovet til bestiller. Økt behov for kraft gir tilsvarende økte investeringer i nettinfrastruktur – forutsatt at prosjektene følger modenhetskravene. Tidslinjen for mange av disse investeringene er lange, og det er svært utfordrende for fullt modne prosjekter i sjømatnæringen langs hele kysten. Det gjelder elektrifisering av oppdrettsanlegg, elektrifisering av prosessindustri som bruker gass som varme eller tørkekilde, og ny industrietablering som settefiskanlegg. Likefullt, det gjøres investeringer og bygges nett langs hele kysten.

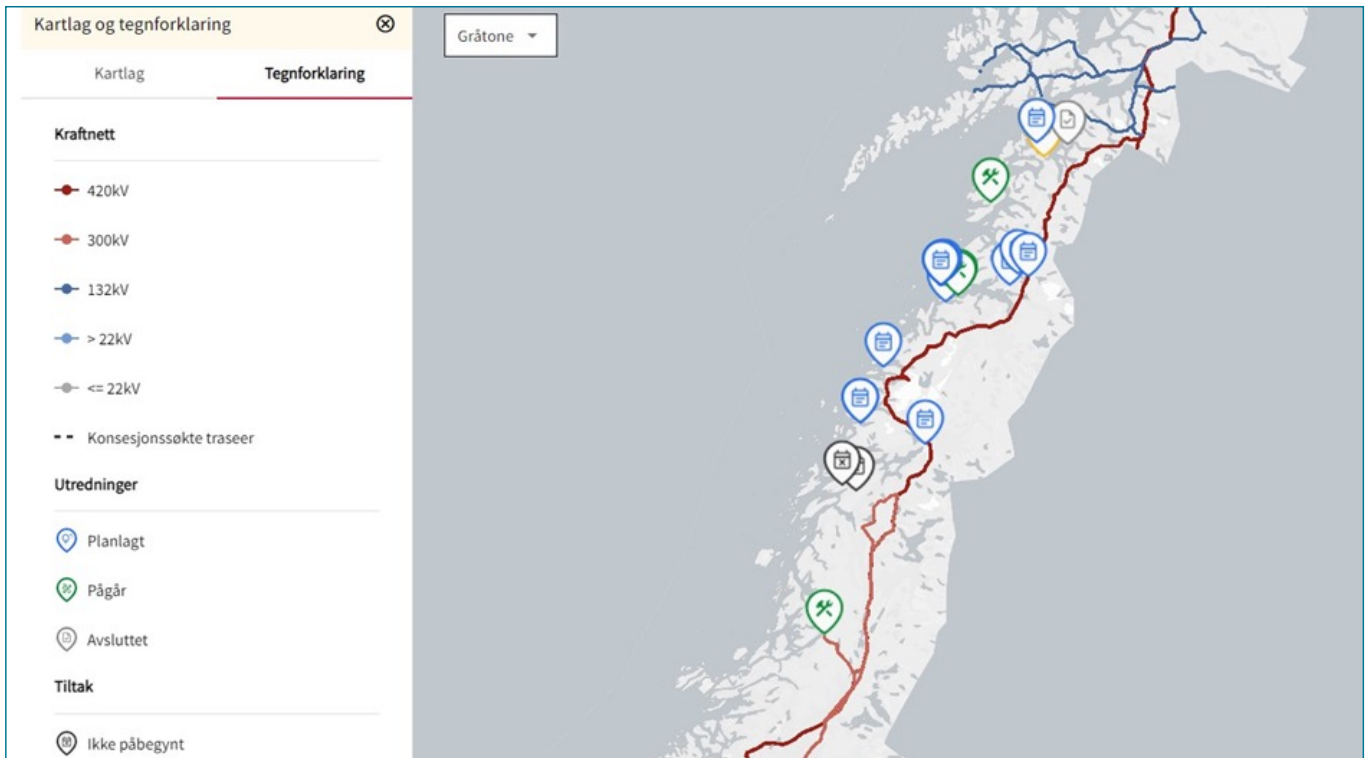
Som artikkelen fra Energiwatch illustrerer i Figur 6-1, er det store utfordringer i Troms, og spesielt i Finnmark. Som vist i kapittel 7 er det overordnet på transmissionsnettet det stopper. På tross av ny 420kV-linje og ny transformatorstasjon i Alta, så hindrer reservasjoner i nettet ny tilknytning på regionalnett. Alta Kraftlag peker på 400MW reservert til elektrifisering av Melkøya tidligst 2030 som en begrensning som burde vært frigjort til mer modne prosjekter. Lenger sør er Senja et område med kapasitetsutfordringer på regionalnett. Arva har tatt i bruk batterier for å kompensere for effekttopper, og vil også se på en løsning der et småkraftverk kompenseres for å redusere produksjonen på uheldige tidspunkt for nettets kapasitet.



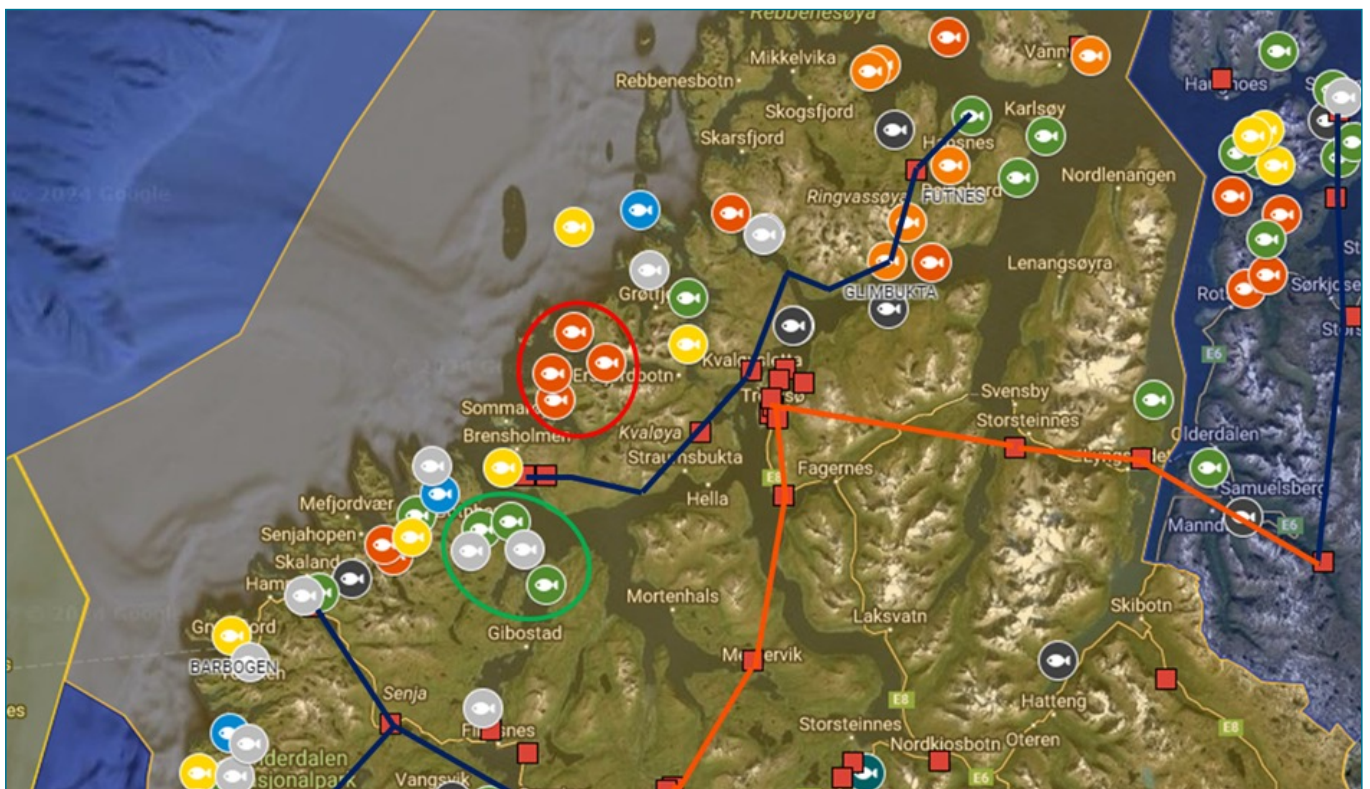
Figur 6-2: Figur fra Plannett viser oversikt over Troms og Finnmark.

I Nordland skal nettselskapet Arva investere mer i nettet de neste 10 år enn de har gjort i de forgående 125 år. Idriftsettelse av Kjelling trafo, med en kostnad på 60 millioner gir bedre lokal utnyttelse av kraftproduksjon fra Breivikelva i Beiarn. Saltstraumen trafo blir ferdig i 2025, en investering på 100 millioner, men vil avhenge av oppgraderingen av Salten trafo i sentralnettet. Den gir mulighet for økt kapasitet i det regionale nettet, og vil sikre at den omfattende kraftproduksjonen som skjer i Nordland også kan utnyttes i regionen.

Figur 6-3: Figur fra Plannett som viser Nordland (https://plannett.nve.no/).



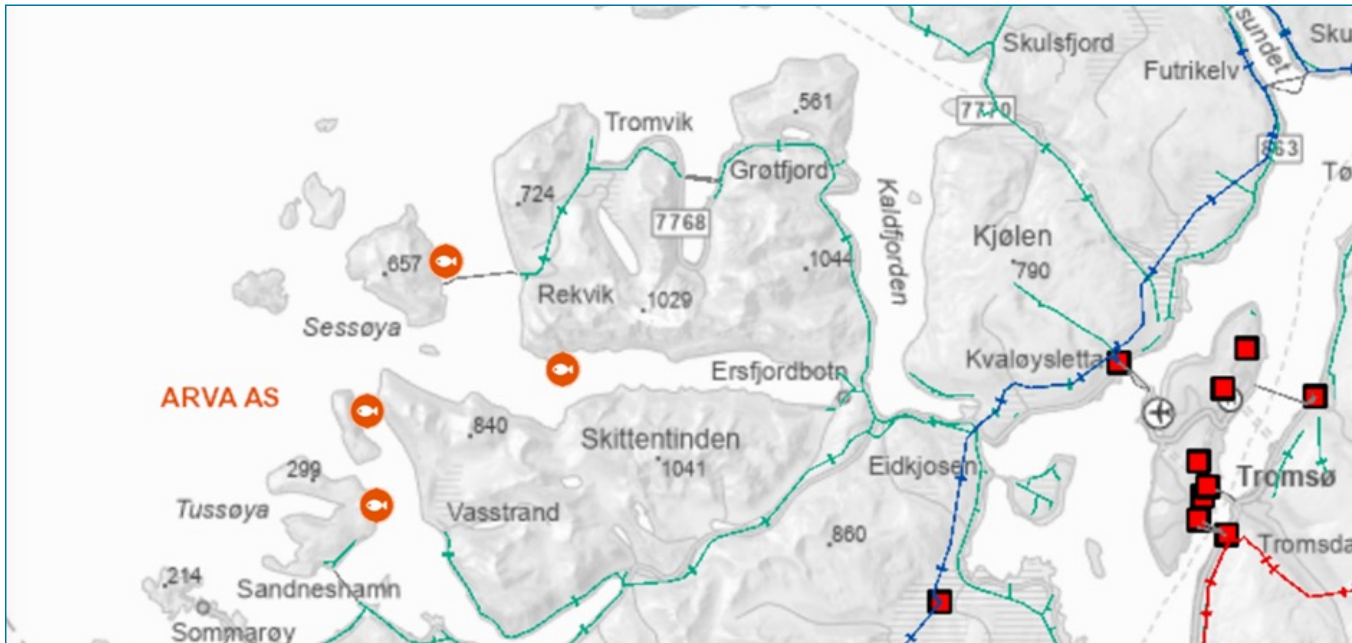
Nærheten mellom tilgang på nett og lokaliteter er veldig varierende i Troms og Finnmark. For eksempel kan vi se på området rundt Tromsø hvor en hel del ikke-elektrifiserte lokasjoner har en god avstand til nærliggende regionalnett og sentralt transmisjonsnett.



Figur 6-4: Figur med oppdrettsanlegg, regionalnett (blå linjer) og transmisjonsnettet (rød linje). Mange oppdrettsanlegg som er røde (ikke elektrifisert) ligger et godt stykke fra nett. Området i den røde ringen mangler distribusjonsnett. Området i den grønne ringen er oppdrettsanlegg med distribusjonsnett helt ute ved kysten. Disse er dermed koblet på strøm.

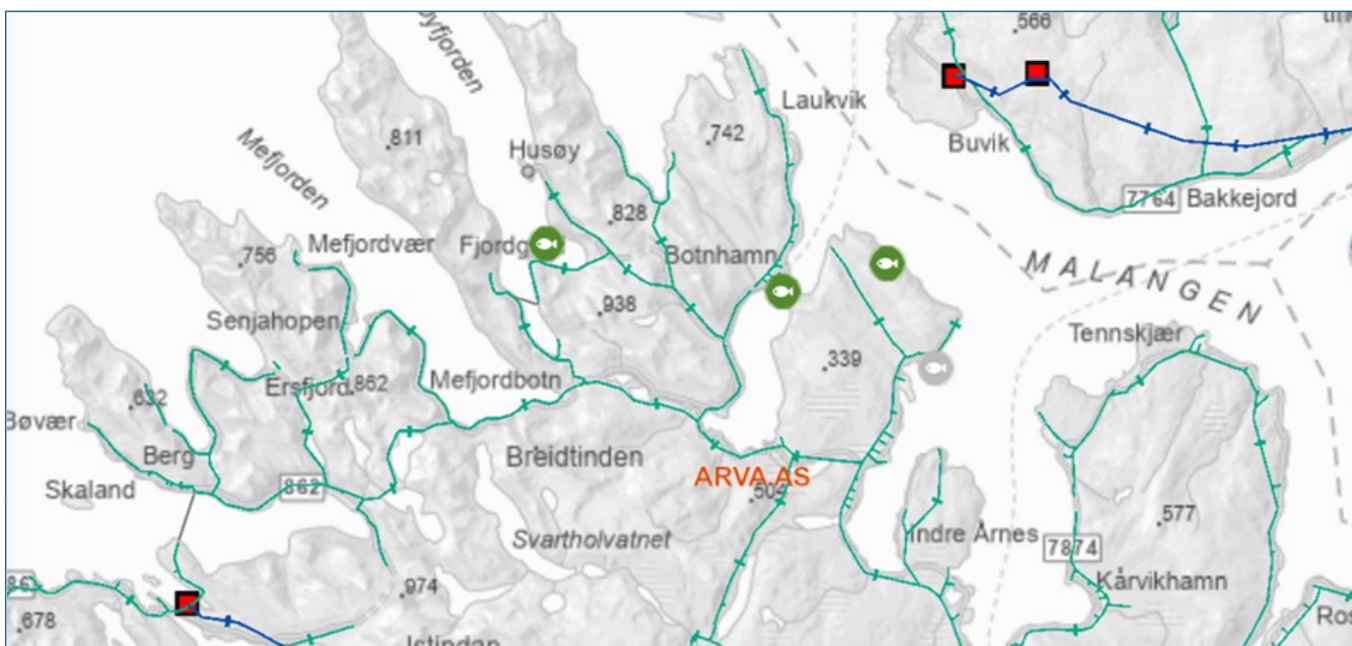
Når et anlegg ligger et stykke fra nettet, kan det være slik at en nettilkobling ikke er mulig uten at oppdretteieren må betale for utbygging selv. Dette kan, avhengig av de lokale forholdene, resultere i en betydelig sum i investering. Som et eksempel ligger de fire ikke elektrifiserte oppdrettsanleggene i den røde ringen rett vest for Tromsø, i en fjord som hverken har distribusjonsnett på nord- eller sørsiden av fjorden. Dette betyr at nett må bygges ut kun for disse oppdrettsanleggene. Området med hele distribusjonsnettet vises mer i detalj i Figur 6-5 og Figur 6-6.

Figur 6-5: Området i rød ring fra Figur 6-4, dette viser et eksempel på ikke-elektrifiserte oppdrettsanlegg for at de ikke har nærhet til strømnnett.



Området markert med en rød ring i Figur 6-4 vises forstørret i Figur 6-5. Hvis vi legger dette kartet over NVEs temakart som viser distribusjonsnettet, ser vi at anleggene ikke har direkte nærhet til distribusjonsnettet. Dette er et typisk eksempel på lokasjoner som ikke er tilkoblet strøm på grunn av manglende tilgang på nett.

Området i den grønne ringen i Figur 6-4 er et typisk eksempel på et område som er tilkoblet strøm fordi nettet ligger nært. Dette området er vist i Figur 6-6.



Figur 6-6: Området i den grønne ringen fra Figur 6-4 med de tre elektrifiserte lokasjonene og distribusjonsnettet. Alle lokasjonene ligger nært distribusjonsnettet, og er dermed tilkoblet strøm.

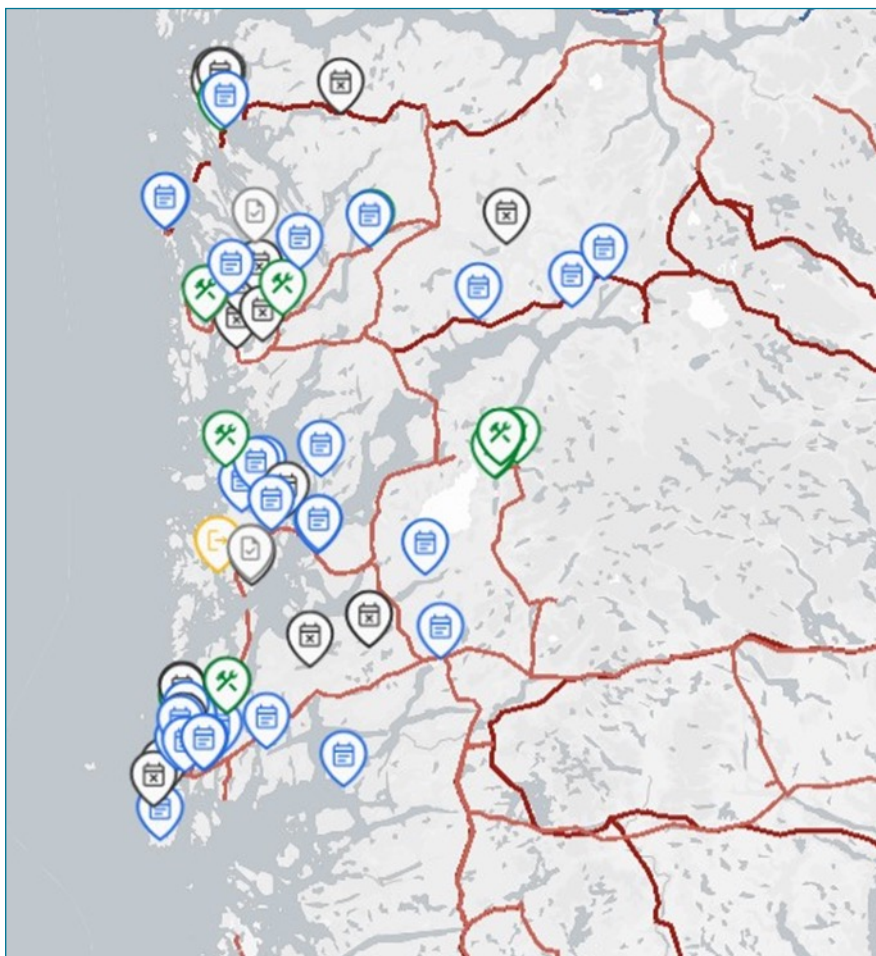
Nord i Trøndelag er det anstrengt kapasitet i regionalnettet langs kysten. Det er ikke forsvarlig å tilknytte større nye last i Ytre Namdal, og det vurderes tilknytning på vilkår fra case til case. Det er søkt konsesjon for ny sjøkabel over Folda, som skal erstatte dagens nett og fjerne denne flaskehalsen. Fire nye settefiskanlegg er under prosjektering i området, med effektuttak mellom 1 og 6,5 MW. I sør vil nytt regionalnett på Fosen gi mulighet for elektrifisering av den delen av Mowis anlegg i Ørland som i dag benytter LNG. Ut fra våre intervjuer, fremstår situasjonen i øy- og havbrukskommunene Hitra og Frøya kanskje som mest prekær langs hele kysten. På Frøya vil utskifting av sjøkabel til 30 millioner kroner i år tilgjengeliggjøre noen få ekstra MW, men utvidelse av eksisterende anlegg og byggeklare prosjekter i og tilknyttet sjømatnæringen har et behov på rundt 50 MW. Disse trenger kraft i løpet av 0-2 år. Nettselskapet Tensio har investeringer på 200 millioner kroner på Frøya og 480 millioner kroner på Hitra planlagt til 2026, men pga økt leveringstid på kabel og transformatorer vil dette ta betydelig lengre tid.



Figur 6-7: Figur fra Plannett som viser Midt-Norge.

På Vestlandet ligger også flaskehalsene i transmissionsnettet. Ny 420 kV ledning mellom Blåfalli og Gismarvik 2027 øker kapasiteten i sørvest. Under dette, på regionalnettet, vil det være et svært høyt investeringsnivå både på kort og lang sikt. Ny 66 (132) kV ledning Ølen-Våg-Bratthamar, og oppgradering av regionalnettet i Odda er eksempler på store prosjekt som skal bygges de nærmeste årene. Nye regionalnettanlegg blir som hovedregel tilrettelagt for 132 kV, slik at kapasiteten er tilstrekkelig for kraftbehovet i prognosene. Noen eksempler på konsesjonssøkte prosjekt:

- 66(132) kV ledning Bø-Meland.
- 66(132) kV kabler og trafo Spanne-Hemmingstad.
- 66(132) kV kabel ved Vabakken transformatorstasjon.
- Otteråi transformatorstasjon
- Øyra transformatorstasjon



Figur 6-8: Figur fra plannett som viser Vestland.

7

STATNETTS NETTUTVIKLINGSPLANER

Dette kapitlet gjennomgår Statnetts planer⁷ om utvidelse av sentralnettet. Slik utvidelse er en forutsetning for at videre utbygging i regional- og lokalnettene skal kunne gjennomføres.

Sentralnettet eies, styres og bygges ut av statlig eide Statnett. Videre utbygging på lavere nivå er mer styrt av tilbud og etterspørsel. Dersom det er etterspørsel, bygges nettet ut der kraften skal brukes.

Kartleggingen av status for elektrifisering av oppdrettslokalteter i kapittel 4 gir oss detaljer for status ned på regional- og lokalnettet. Dataene er for en stor del tilgjengelig i kartet som er utarbeidet. Vi ser at de lokale utfordringene er ulike fra sted til sted, de lokale forutsetningene er unike for hver lokasjon. Et gjennomgående poeng er imidlertid

7 <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/omradeplaner/>

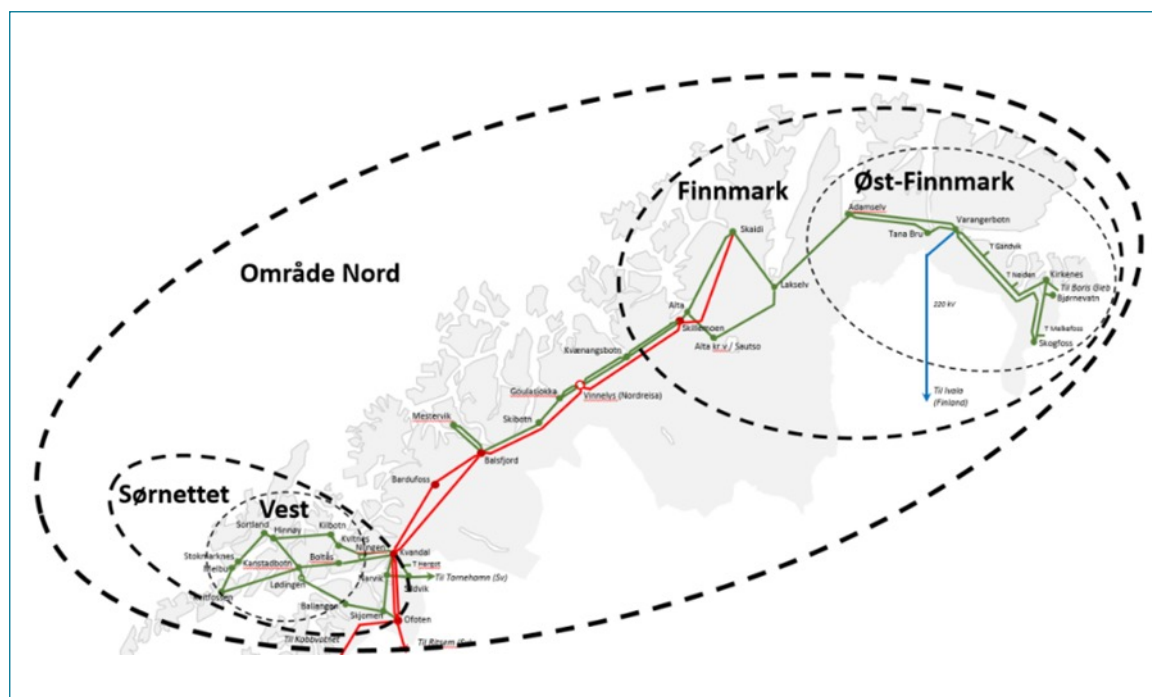
at utfordringene ofte handler om at det er begrensninger på sentralnettet som får konsekvenser utover i regional- og lokalnett. Sentralnettets kapasitet er en forutsetning for ny tilkobling eller økt elektrifisering ute i regional- og distribusjonsnettet. Tilkoblingsbegrensningen på 1 MW gitt av Statnett til nettselskapene førte til en forsinkelse for prosjekter langs hele kysten. Oppjustert grense for hva som krever godkjenning av Statnett til 5 MW åpnet for at de fleste tilkoblinger kunne gjennomføres, med enkelte unntak der det ikke er tilstrekkelig kapasitet lokalt, for eksempel en transformatorstasjon i distribusjonsnettet som allerede er på maksimal kapasitet, eller lignende. Med andre ord, forutsetningen for lokal tilknytning er kapasitet oppover i nettet. Kapasitet i lokalt nett er underordnet status på sentralt nett.

7.1 Driftssikkerhet i kraftsystemet

Det stilles høye krav til driftssikkerhet i kraftsystemet for å sikre strømtilgang for forbrukere. Virkemiddelet for å oppnå høy driftssikkerhet, har vært å planlegge og drifte nettet etter N-1-kriteriet. Drift etter N-1-kriteriet sikrer kapasitet i strømmettet, og unngår strømbrudd for forbrukerne, selv om det skulle oppstå utfall eller feil på én komponent. Driftssikkerhet ivaretas ved at kraftflyten på linje med feil kan fordeles til forbruker via andre linjer i et masket nett. Transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett drives i hovedsak med N-1 drift. Dersom nettet driftes slik at utfall på én komponent fører til avbrudd i forsyning i denne delen av nettet, kalles det N-0 drift. Drift av nett hvor kraftflyten kun kan følge én rute kan også omtales som radiell drift.

7.2 Kraftnettet i Nord

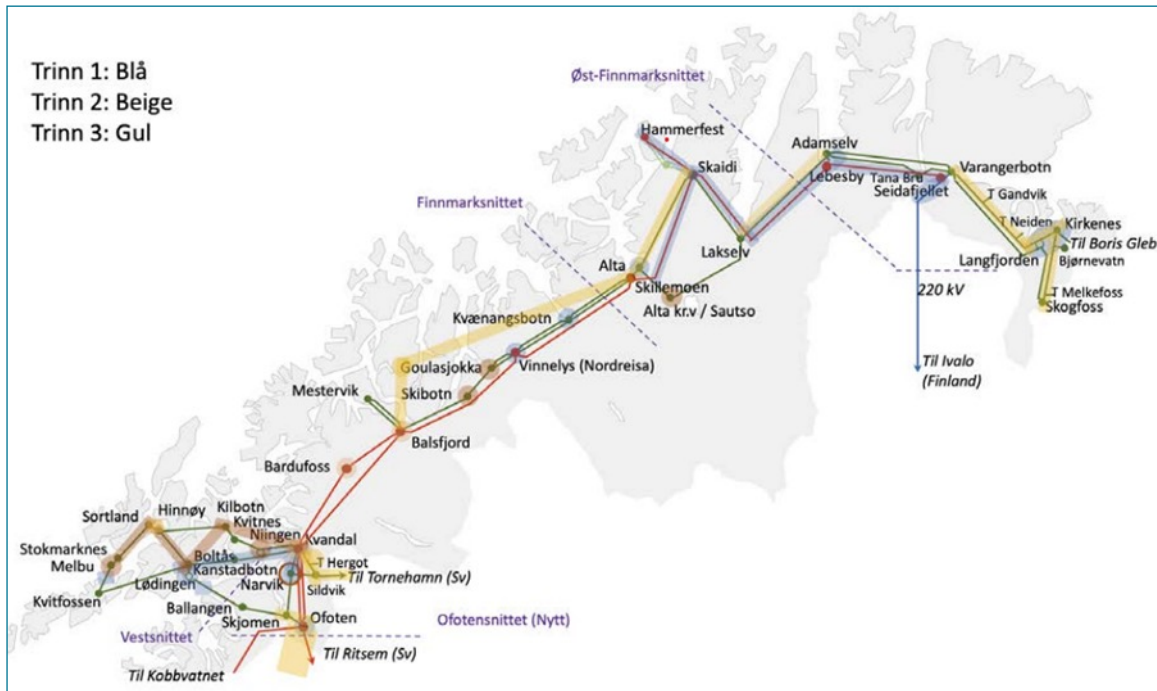
Omfatter Nordre Nordland, Troms og Finnmark, fra Ofoten og nordover. Transmisjonsnettet i området består av 420 kV, 220 kV og 132 kV anlegg. Transmisjonsnettet i Øst-Finnmark består av 132 kV med en 220 kV linje til Finland fra Varangerbotn. Fra Kirkenes til Adamselv er det dubleret 132 kV nett, mens Adamselv - Lakselv består av én enkelt 132 kV linje. Nettet i Finnmark omtales som spinkelt med begrenset fleksibilitet, og området driftes i lengre perioder med N-0 drift. Det er ikke kapasitet i dagens nett for tilknytning av hverken økt forbruk eller produksjon øst i Finnmark.



Figur 7-1: Strømmettet i Nord fra Ofoten til Øst-Finnmark.

Mellom Skaidi - Alta/Skillemoen - Balsfjord er nettet styrket med nye 420 kV linjer, i tillegg til eksisterende svakere 132 kV linje i parallell. Videre sørover fra Balsfjord til Ofoten er det et sterkt dublert 420 kV nett. I området Lofoten, Vesterålen, Ofoten og Harstad er 132 kV transmisjonsnett sammenkoblet med 132 kV regionalnettet.

Regionalnettet i Finnmark og Øst-Finnmark består av en blanding av 132 kV og 66 kV.



Figur 7-2: Utbyggingsplanene i område nord vist med fargene, trinn 1: blå, trinn 2: beige og trinn 3: gul.

Planer og tiltak fra områdeplan Nord

Viktige nettforsterkninger:

- o 420 kV til Hammerfest
- o 420 kV Skaidi – Lebesby – Seidafjellet (Varangerbotn)
- o Effektstyring (Back-to-back) mot Finland
- o Trinnvis utvikling med fornyelser og kapasitetsøkning i Sørnettet

Utredninger (10 – 12 år ledetid):

- o 420 kV ledning for økt kapasitet inn til Ofoten fra sør eller fra Sverige.
- o Ny 420 kV fra Balsfjord til Skaidi (økt forsyningsikkerhet og kapasitet inn i Finnmark)

For 132 kV nettet Øst i Finnmark vil forbindelse med fornyelsesbehov også vurdere restrukturering av nett og kapasitetsbehov.

Tilknytting på vilkår*.

* Tilknytting på vilkår innebærer at forbruker tilbyr fleksibilitet ved å godta utkobling fra strømmettet ved behov.

7.3 Kraftnettet i område Helgeland og Salten

Området dekker midtre Nordland og Helgeland fra Ofoten til Tunnsjødal. Transmisjonsnettet i området består av 420 kV, 300 kV og 220 kV anlegg. Fra Ofoten og ned til Tunnsjødal er det en 420 kV forbindelse. Ved Nedre Røssåga og ned til Tunnsjødal går det en 300 kV forbindelse via Marka i parallell, og én 220 kV forbindelse øst mot Sverige. Området mellom Ofoten og Nedre Røssåga er værutsatt og utsatt ved utfall (N-0), i tillegg påvirkes av forbruk nord for Ofoten. Sjørover fra Nedre Røssåga er nettet dublert (300/420 kV). Sør for Rana er det identifisert ledig kapasitet, mens nord for Rana vil avhenge av frigjøring av reservert kapasitet, ny kraftproduksjon og/eller økt nettkapasitet.

Regionalnettet i områdene består stort sett av 132 kV, men med unntak i nordlige deler av Salten hvor det er 66 kV. Regionalnettet i Salten er beskrevet som utfordrende å drifte og med kapasitetsbegrensninger. Ved Trofors er distribusjonsnettet direkte tilknyttet transmisjonsnettet (300/22 kV).



Figur 7-3: Transmisjonsnettet i Salten og Helgeland.
Kilde: Områdeplan Helgeland og Salten, Statnett, 2023.

Planlagte tiltak og prosjekter Salten og Helgeland

Forventet drift 2023

Fornyelse av Kolsvik stasjon

Ny stasjon med økt transformering ved Salten

Forventet drift før 2028

Fornyelse av stasjon og utvidelse 420 kV mot Sverige ved Nedre Røssåga

Fornyelse av stasjon og økt transformering ved Rana

Forventet drift før 2030

Ny stasjon ved Trofors

Ny stasjon (420 kV) ved Marka

Ny ledning (420 kV) Nedre Røssåga – Marka

Ny ledning (420 kV) Nedre Røssåga – Rana

Kompenseringsanlegg i Nedre Røssåga eller Rana

Ny ledning (420 kV) Nedre Røssåga – Ajaure

Forventet drift før 2035

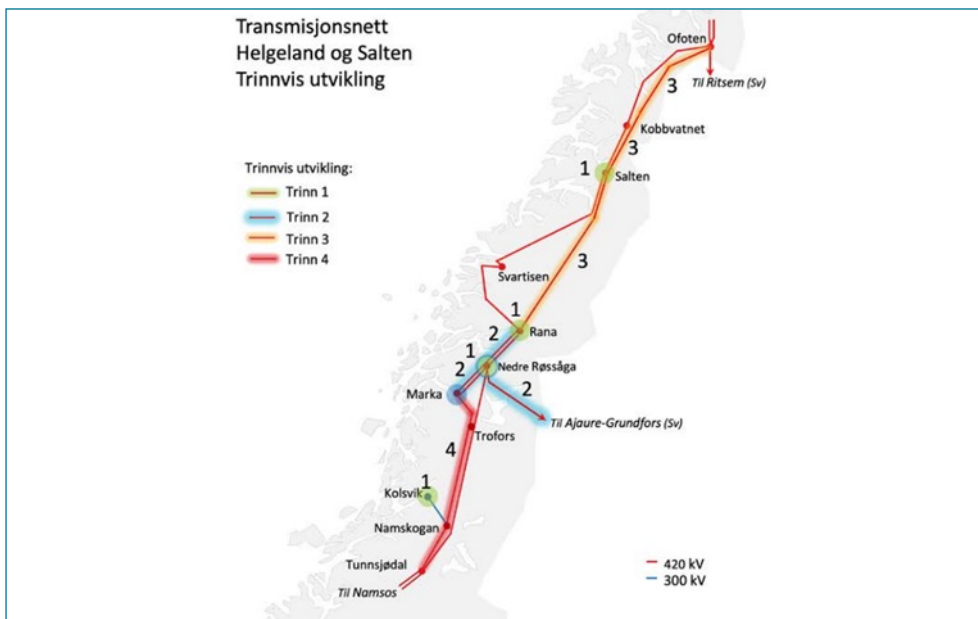
Ny ledning (420 kV) Ofoten – Salten

Ny ledning (420 kV) Salten – Rana

Forventet drift før 2040

Erstatning av dagens 300 kV med 420 kV, Marka – Tunnsjødal

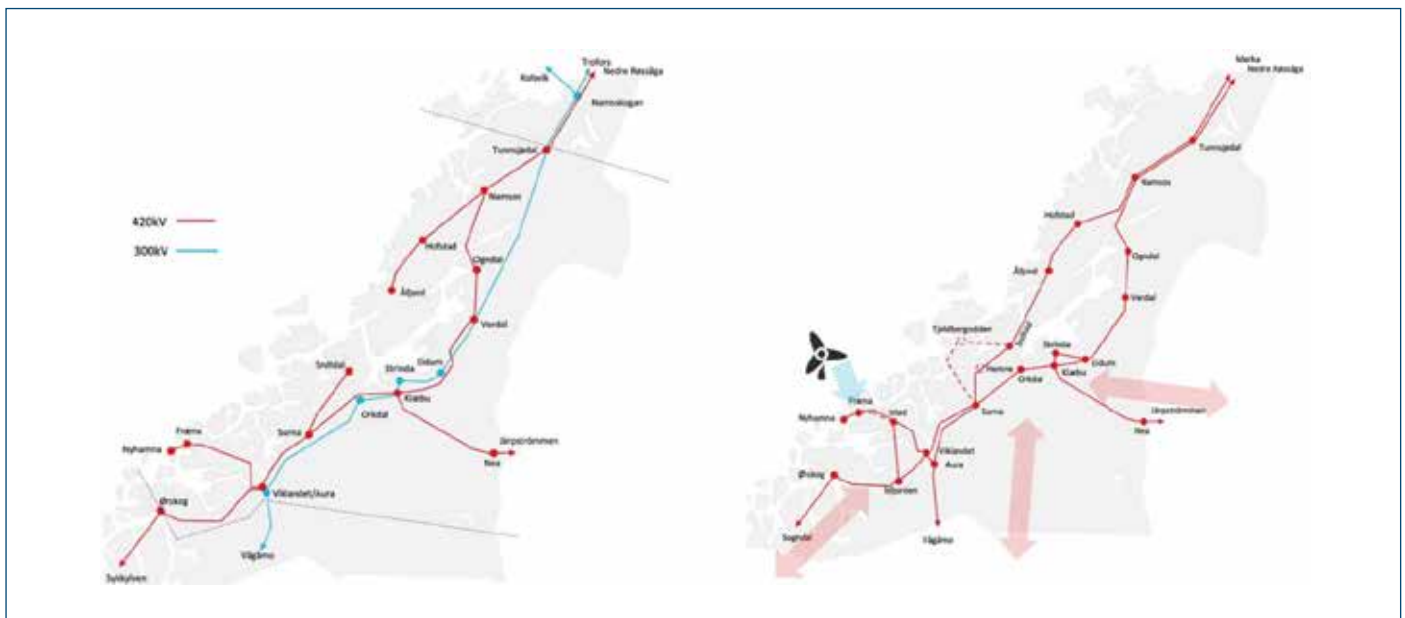
Fornyelse av stasjon ved Namsskogan



Figur 7-4: Trinnvis tiltak i området. Kilde: Områdeplan Helgeland og Salten, Statnett, 2023.

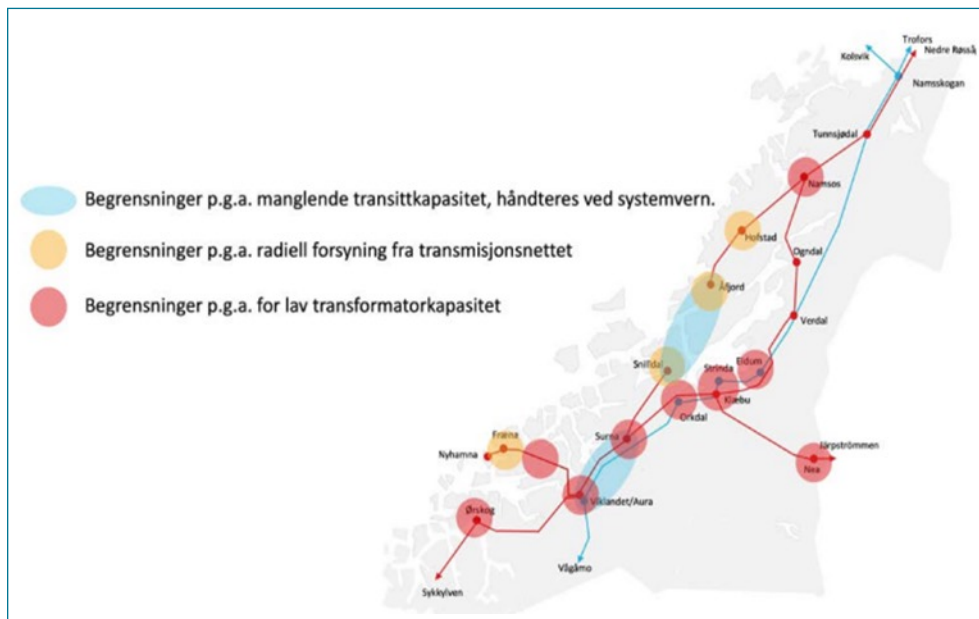
7.4 Kraftnettet i område Midt

Området omfatter Trøndelag og deler av Møre og Romsdal. I nord avgrenses området ved Tunnsjødal, og sørover ved Aura (Sunndalsøra) og Ørskog. Transmisjonsnettet består 420 og 300 kV anlegg. Fra Tunnsjødal til Ørskog er det en 420 kV forbindelse, mens det fra Tunnsjødal til Aura stasjon i Sunndalsøra går en 300 kV forbindelse. Fra Klæbu og østover inn i Sverige er det en 420 kV forbindelse. Regionalnettet består av 132 kV og 66 kV anlegg.



Figur 7-5: Transmisjonsnettet i område Midt. Dagens situasjon t.v. og målnettet (planlagt utvikling frem mot 2040) t.h.

Det er i dag utfordringer med overføring av kraft i området. Dette skyldes at eksisterende regionalnett er for svakt og behov for økt transformeringskapasitet mellom transmisjonsnettet og regionalnettet (Figur 7-6). For kysten er utfordringene mye radiell forsyning fra transmisjonsnettet og underliggende svakt regionalnett. Det er behov for oppgradering av både transformatorkapasitet og ledningsnettet. Det er planlagt fire nye transformatorstasjoner og totalt 13 nye transformatorer frem mot 2030.



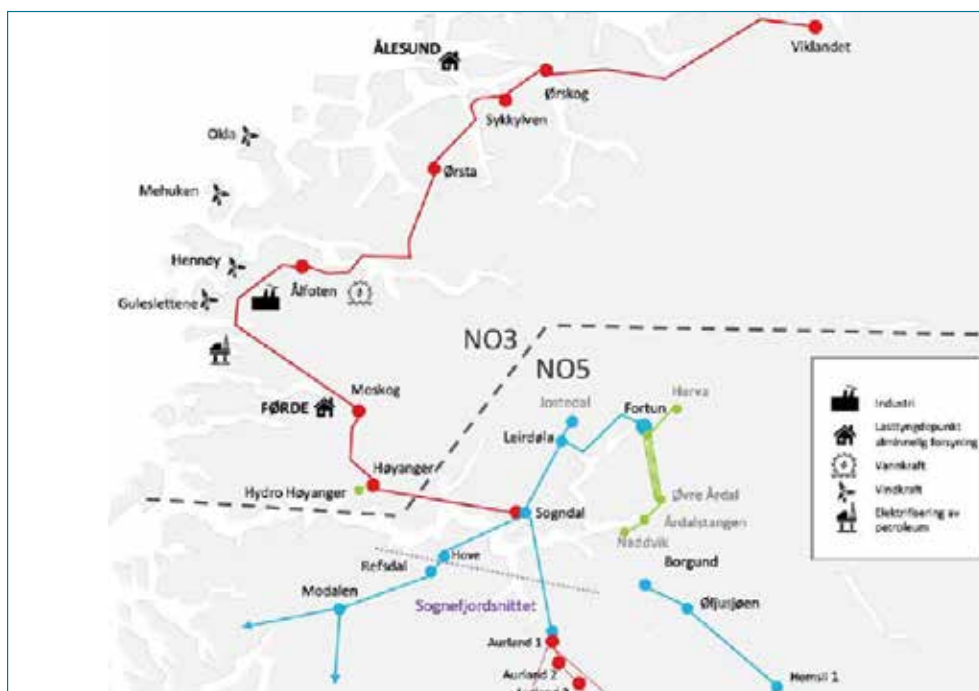
Dette vil bedre forsyningssikkerhet og heve overføringskapasiteten mellom transmisjonsnett og regionalnett. I tillegg planlegges tre tiltak i ledningsnettet for økt driftssikkerhet: Åfjord-Snilldal, Surna-Viklandet 2 og Isfjorden-Istad.

Når nye anlegg er på plass vil tidligere 420 kV-radialer erstattes av tosidig 420 kV forsyning. Som vist i Figur 7-6 planlegges det også oppgradering av alle 300 kV linjer til 420 kV i området.

Figur 7-6: Begrensninger i nettet i nettområde Midt både når det gjelder nett og transformatorstasjoner.

7.5 Kraftnettet i Sogn og Sunnmøre

I 2016 ble 420 kV kabelen satt i drift fra Ørskog i nord til Sogndal i sør, og erstattet det tidligere 132 kV nettet. Denne kabelen har håndtert mye ny kraftproduksjon, og legger til rette for økt forbruk. Totalt sett er dette et område med produksjonsoverskudd med en blanding av regulerbar vannkraft og vind langs kysten. Det finnes flere kraftintensive industrier som er tilknyttet 420 eller 300 kV delene av nettet. Området er delt i to prisområder, NO3 i nord og NO5 i sør, kraftnettet og prisområdene er vist i Figur 7-7.



Figur 7-7: Kraftnettet fra Sogn til Sunnmøre med delingen mellom prisområdene NO3 og NO5.

Alle 400 kV nett er bygget på 2010-tallet, mens det eldre 300 kV nettet er bygget på 1970-tallet. Redundansen i 420 kV nettet fra Viklandet til Sogndal har utfordringer ved underhold og driftsstans, så dette må planlegges og koordineres nøye. Driften i det gamle 300 kV nettet i Indre Sogn er krevende på grunn av høy utnyttelsesgrad. Da det kun er én kabel inn til 420 kV nettet, vil resten av nettet falle ut ved vedlikehold eller utbytting av komponenter. Dette er krevende for driften av nettet, og legger store begrensninger på de lokale kraftverkene.

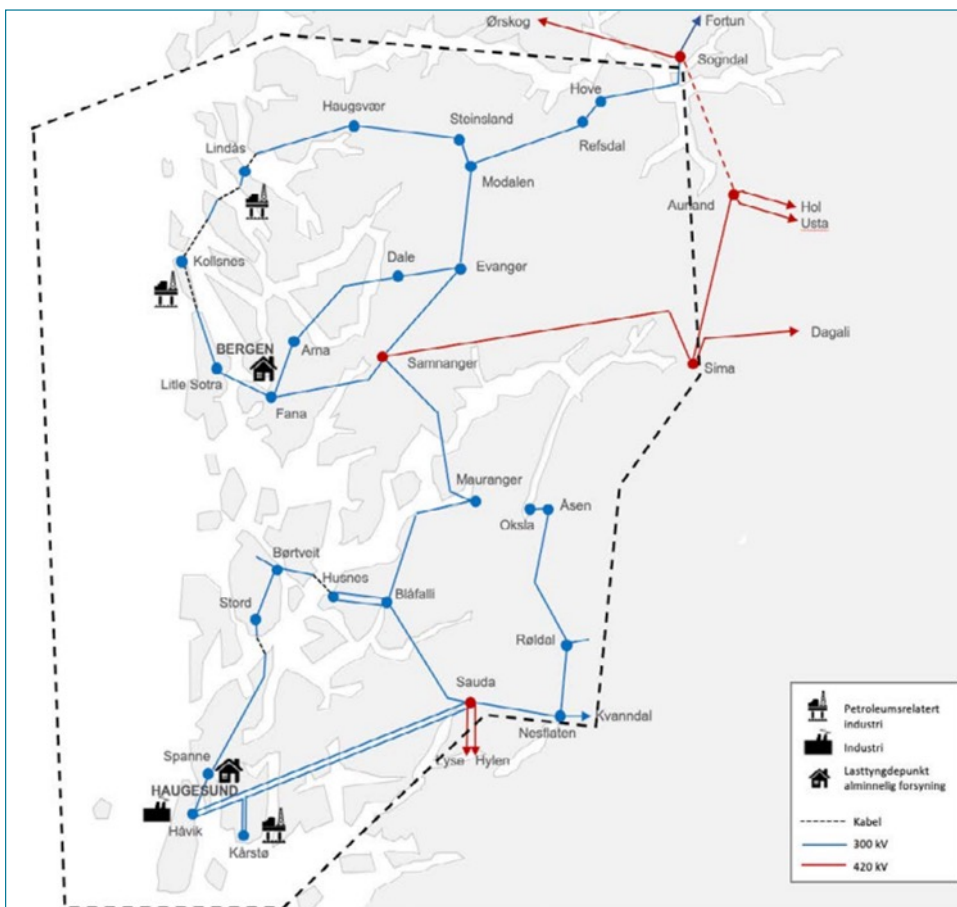
De seneste årene er det etterspurt store nye tilknytninger. Forbruksplanene er så store at de overstiger dagens samlede forbruk. Blant annet er det planlagt landbasert fiskeoppdrett på Sunnmøre, noe som sammen med elektrifisering av transport utgjør hoveddelen av nye forbruksplaner. Dersom disse forbruksplanene realiseres, kreves store investeringer i kraftnettet og betydelig ny kraftproduksjon.

Statnett mener det fortsatt er stort potensial for etablering av ny kraftproduksjon i området, både ny kraft og effektutvidelse i eksisterende kraftverk. Det er også stort potensial for både landbasert vindkraft og havvind, men med få prosjekt.

Siden mye av nettet i området er nytt, er målnettet svært likt dagens nett, men med utbygging av det gamle 300 kV nettet til 420 kV nett. Videre forbedringer er forsterkninger på lengre sikt for å forbedre driftssikkerheten, men det er plass til både nytt forbruk og ny kraftproduksjon i området.

7.6 Kraftnettet i Bergensområdet og Haugalandet

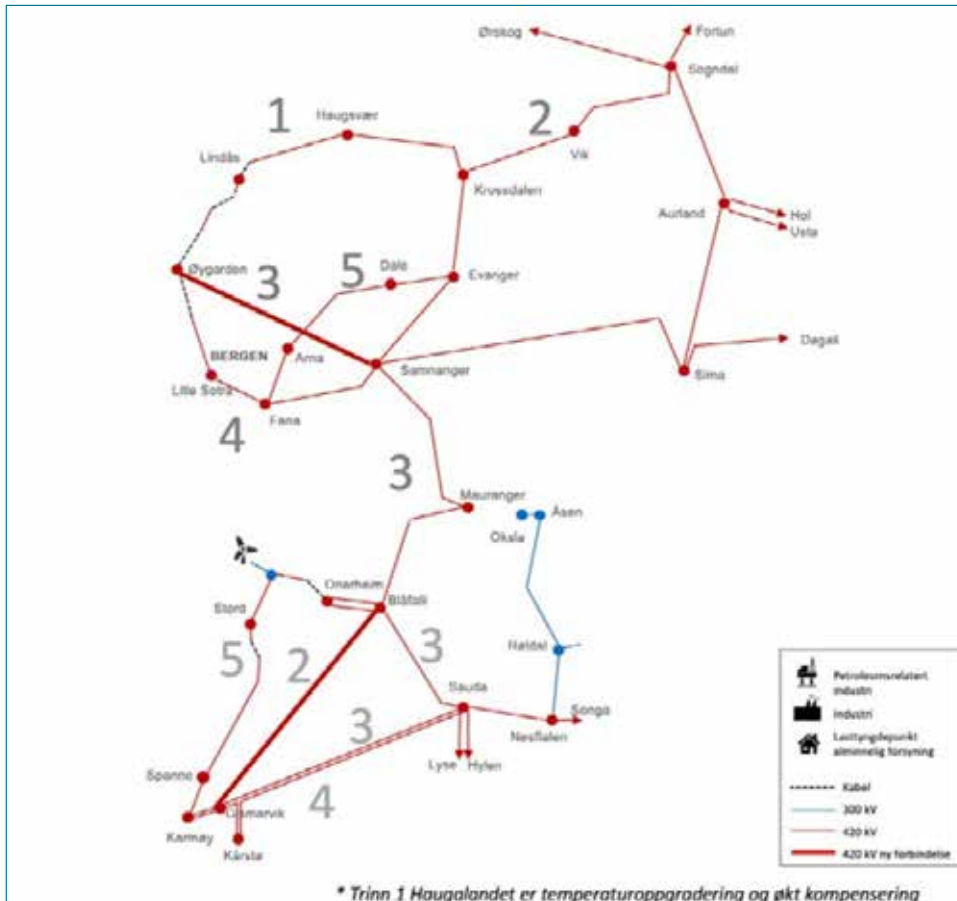
Mye av nettet er 300 kV og relativt gammelt, og trenger fornyelse innen 2040. Mye av forbruket er lokalisert langs kysten og knyttet til smelteverk og petroleumsindustri, i tillegg til byene Bergen og Haugesund.



Figur 7-8: Dagens kraftnett i Bergensområdet og Haugaland.

Området er delt inn i to, Bergensområdet er den nordre delen, Haugalandet den sørlige.

Det finnes flere snitt som begrenser fri strømflyt i området i dag. Målet er å bygge om hele det eksisterende 300 kV nettet og oppgradere det til 420 kV for å forbedre mulig kraftflyt i hele området. Målnettets er et langsiktig mål, og kan tidligst stå ferdig i 2040. Målnettets planlegges å gjennomføres i fem trinn i henholdsvis Bergensområdet og på Haugalandet. Bergensområdet har i dag høy utnyttelsesgrad, og i tillegg mange store forespørslers om ny nettilkobling med både nye industriparke og datasenter. Disse forespørslene er både en stor mulighet og utfordring, og vil kreve mye større kapasitet i nettet for å realisere. Målnettets og de forskjellige trinnene er vist i Figur 7-9.



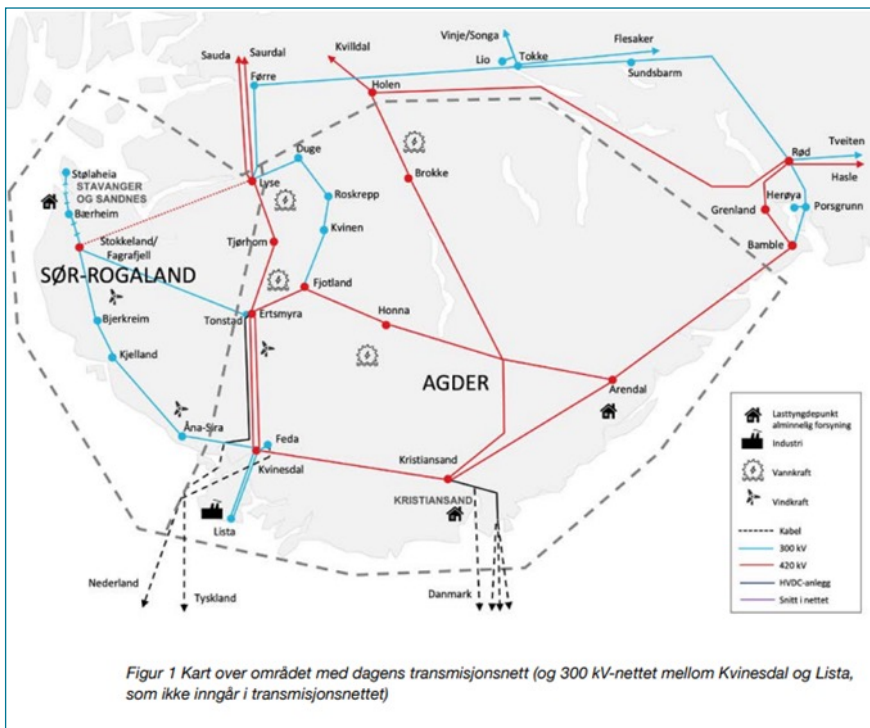
Figur 7-9: Målnettets i Bergensområdet og Haugalandet, tallene viser de planlagte trinnene som skal bygges ut i rekkefølge fra 1 til 5.

7.7 Kraftnettets i Sør-Rogaland og Agder

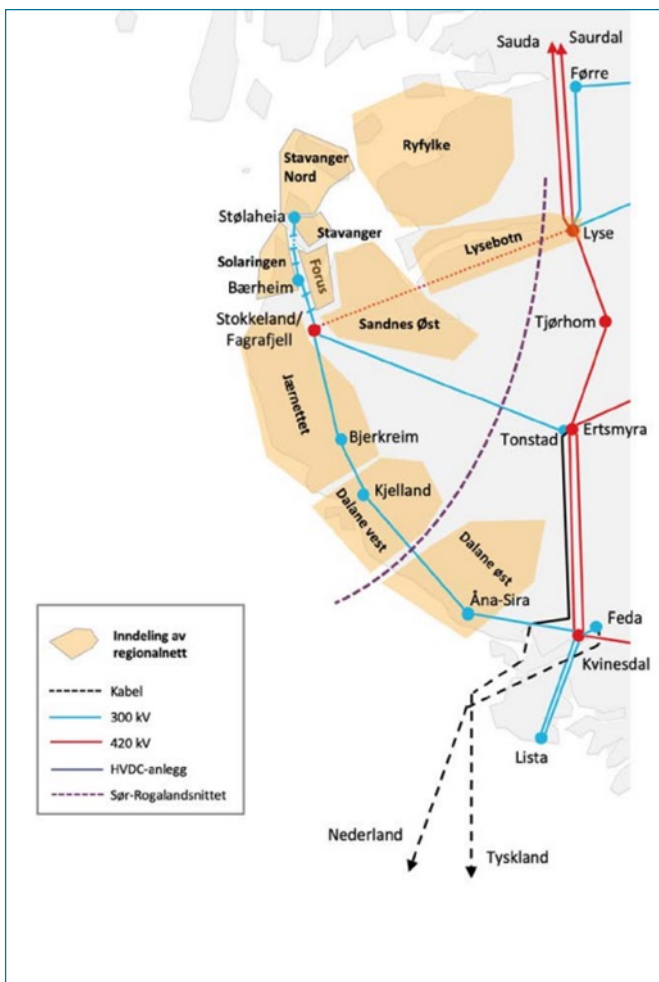
Omfatter hele området fra Stavanger langs vest- og sørkysten til Bamble. På sørkysten finnes få oppdrettsanlegg. Denne analysen fokuserer derfor på området rundt Stavanger, hvor det begynner å bli flere oppdrettsanlegg. I dette området er det hovedsakelig 300 kV nett bygd på 1970-tallet og før 2000. Det pågår oppgraderinger til 420 kV på flere steder, inkludert oppgraderinger i trafostasjoner.

Området har omfattende forbruksplaner på 4 000 MW. Dagens maksimale forbruk er på omtrent 3 000 MW. Forbruksveksten som er nødvendig for det grønne skiftet forutsetter utbygging av ny fornybar kraft. Prognosene i Sør-Norge viser at vi går mot et energiunderskudd allerede i 2026. Området har godt potensial for ny kraftproduksjon og effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk, og er godt egnet for ilandføring av havvind. De store planene for forbruksvekst er hovedsakelig økt industriforbruk. Betydelige arealer er regulert til formål kraftintensiv industri, planene innebærer en forbruksøkning på 1 400 MW.

Det er meldt inn lite ny kraftproduksjon i området. Ingen prosjekter over 1 MW er meldt inn, og det finnes bare én konsesjon for vindkraft, den er på 200 MW, og det jobbes fortsatt med å få den realisert.



Figur 7-10: Kart over nettområde Sør-Rogaland og Agder.



Det finnes i dag en stor begrensning i nettet som betegnes som Sør-Rogalandsnittet. Dette ligger mellom områdene med 420 kV nett og 300 kV nett, og vises i Figur 7-11.

Alle Statnetts likestrøms- mellomlandsforbindelser (unntatt North Sea Link til England) er tilknyttet i Agder. Disse har en kapasitet i begge retninger på inntil 3800 MW. Men denne effekten kan ikke føres videre til områdene med høy konsentrasjon av oppdrettslokasjoner fra Stavanger og nordover.

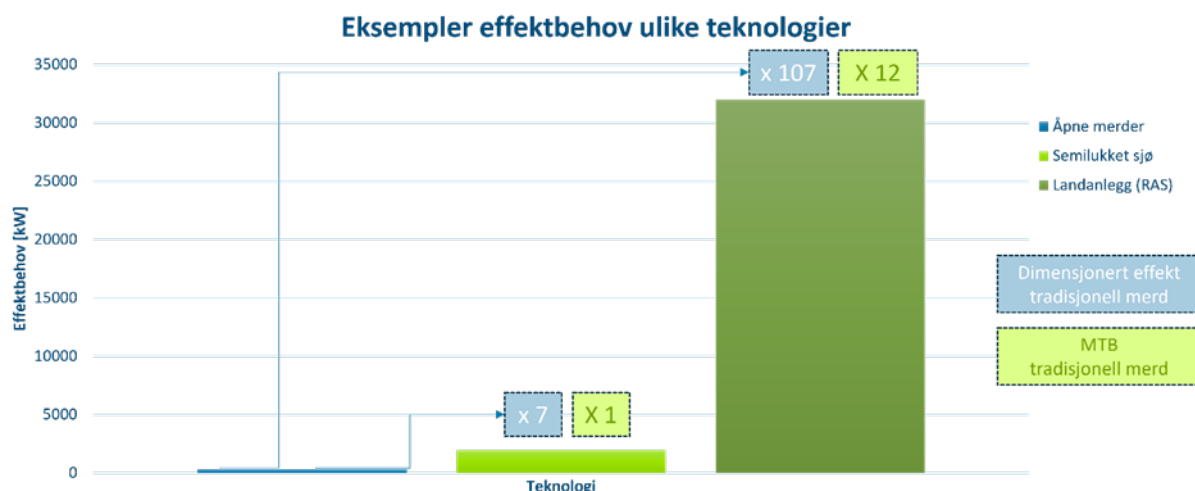
8

ENERGIBRUKSSCENARIOER I HAVBRUK TIL 2040

For å kartlegge energibruk og i tillegg forutse hva bruken forventes å være i 2040, benytter vi to ulike scenarier. Begge scenariene tar hensyn til forhold som teknologiendring i retning semilukkede og lukkede teknologier (i sjø eller på land), som trenger mer kraft enn åpne, tradisjonelle merder i sjøen.

Både landbaserte anlegg, lukkede og semi-lukkede merder vil øke behovet for kraft, og dermed også behovet for effekt. I tillegg kommer målsettinger og ønsker om å øke produksjonskapasiteten på eksisterende og nye lokasjoner. Videre vil ny teknologi i service- og arbeidsbåter drive opp behovet for effekt. Fartøyenes forventede energibehov behandles nærmere i kapittel 9.

Som vi ser av Figur 8-1 vil effektbehovet øke drastisk ved mer lukket teknologi. De naturlige prosessene i sjøen knyttet til vanngjennomstrømming og temperatur må erstattes med mekaniske, kraftkrevende oppvarming av vann og gjennomstrømmingsteknologi. Omlagning fra åpent, tradisjonelt oppdrett til semi-lukkede merder i sjø gir sju ganger høyere kraftbehov. Dersom hele prosessen flyttes på land, øker effektbehovet 107 ganger. Imidlertid vil effektiviteten i produksjonen gå betraktelig opp når man kan kontrollere hele produksjonsprosessen på land. Prosjektet vil senere belyse hva en slik omlegging for næringen vil bety i kraftbehov i ulike scenarier.



Figur 8-1: Effektbehov for de tre ulike merdeteknologiene åpen, semi-lukket i sjø og lukket landanlegg. Blå tall er akkumulert effektbehov for alle søkte prosjekt. Tall i grønt viser effektbehovet for teknologien i gjennomsnitt, sammenlignet med åpne merder i sjø.

De to hovedscenariene legger til grunn ulik forventet økning i produksjonsvolum. Scenario 1 tar utgangspunkt i en produksjonsøkning på 2 % per år, mens scenario 2 bygger på en maksimal volumøkning som når 5 000 000 tonn biomasse i 2040. Dette tilsvarer en økning i produsert biomasse på 7 % per år. Startpunktet for produksjonsmengden i 2024 er definert ved det seneste tallet som finnes for 2022, 1 650 000 tonn biomasse av laks, regnbueørret og ørret.

Energieffektivisering er ikke tatt med som en del av utviklingen til 2040. Tallene er vist i Tabell 8-1.

KATEGORI	FORBRUK [KWH/KG]
SLAKTERIER	0.127
FISKEMOTTAK	0.645
SMOLTANLEGG	8.3 ⁸
TRADISJONELT OPPDRETT	0.1925
OPPDRETT PÅ LAND	8
LUKKET / SEMI-LUKKET I SJØ	1.54

Tabell 8-1: Energiforbruksverdier som er brukt i scenarioene.

Tall for kraftforbruk er hentet fra anlegg som er i drift i dag, og som har en representativ energibruk som tilsvarer kartleggingen i kapittel 4. I kartleggingen er det samlet inn data fra flere bedrifters slakterier, strømforbruk er oppgitt av slakteriene selv. Dataene er normert mot mengden slaktet biomasse og gjennomsnittsberegnet for å komme fram til verdiene i Tabell 8-1.

Samme metode som for slakterier er brukt for tradisjonelt oppdrett. Data er samlet inn fra mange ulike lokasjoner, et gjennomsnitt er beregnet og normert mot mengden produsert biomasse.

For lukkete/semi-lukkete anlegg i sjø er forholdet mellom tradisjonelt og semi-lukket i sjø fra Figur 8-1 brukt. Dette betyr at tallet fra tradisjonelt oppdrett er multiplisert med 8 for å ha litt margin. For oppdrett på land er det tatt utgangspunkt i tallene for smolt. Tallene er verifisert ved SINTEF-rapporten «Konsekvensanalyse av landbasert oppdrett av laks – matfisk og post-smolt» av Hilmarsen og Holte (2018). I denne rapporten kommer man frem til et energiforbruk på 6-9 kWh/kg fisk.

For fiskemottak er den spesifikke energibruken tatt fra flere forskjellige kilder og sammensatt til et gjennomsnitt. Dette beskrives mere nøyaktig i kapittel 8.1.

8.1 Energibruk i fiskemottak

For å inkludere fiskemottakene og energibruken i prosesseringen av fisket fisk, må mye data sammenstilles fra mange ulike kilder. Her er mye data tatt fra samarbeid med PEIS-prosjektet, i tillegg til diverse rapporter fra andre gjennomførte prosjekt. Som beskrevet i analyse fra Nofima og Menon Economics⁹ «finnes per i dag ingen komplett statistikk over hva som produseres i norsk fiskeindustri, og den nærmeste åpne kilden til denne kunnskapen er eksportstatistikken for sjømat».

Siden hovedparten av fisket fisk går til eksport, har vi gjort samme antakelse i denne rapporten som i Fiskeridirektoratets nøkkeltall¹⁰, det vil si at eksportert fordeling mellom ulike typer fiskeprodukter er representativ for hele produksjonen. Dette er det beste datagrunnlaget som eksisterer, og er brukt som grunnlag i denne rapporten.

8 «Konsekvensanalyse av landbasert oppdrett av laks – matfisk og post-smolt» av Hilmarsen og Holte (2018), SINTEF

9 Ringvirkninger av norsk tørrfisk- og saltfisknæring - En analyse med data for 2018, Nofima og Menon Economics, februar 2020

10 Økonomiske og biologiske nøkkeltall fra dei norske fiskeria 2022, Fiskeridirektoratet

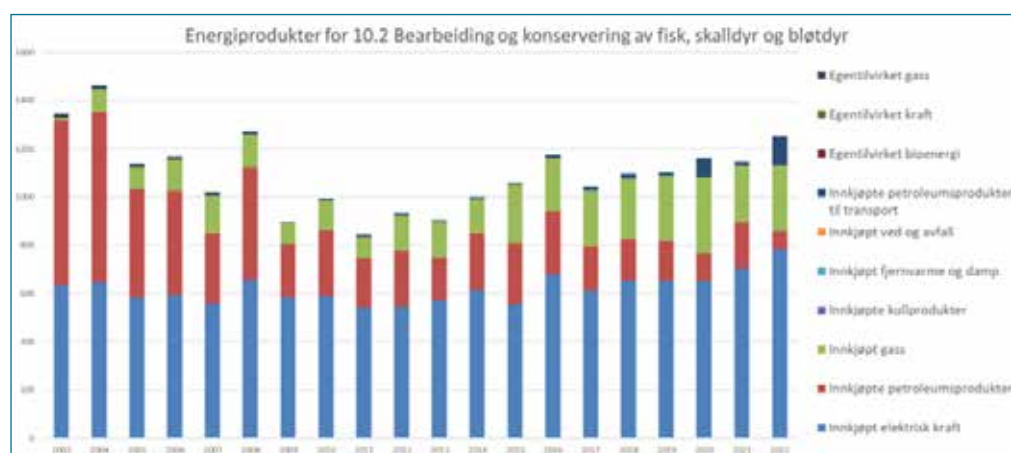
Tabell 8-2: Tabell med fiskete mengder, spesifikt energiforbruk og total energimengde, sammenstilling med mange ulike kilder. Totale mengder av fisket fisk er hentet fra Fiskeridirektoratets økonomiske og biologiske nøkkeltall¹⁰

PRODUKT	MENGDE	SPESIFIKT ENERGIBRUK	TOTALT ENERGIBRUK
	TONN	MWH/TONN	MWH
PELAGISK	1314740.0	0.749	985068.9
Pelagisk fryst (filet og hel)	887449.5	0.610	541344.2
Pelagisk fersk	98605.5	0.200	19721.1
Pelagisk fiskemel og fiskeolje	328685.0	1.290	424003.7
HVITFISK	765991.0	0.457	349751.5
Hvitfisk konvensjonell (tørrfisk, saltfisk, klippfisk)	321716.2	0.440	141555.1
Hvitfisk fersk (sløyd + filet)	153198.2	0.200	30639.6
Hvitfisk frossen (sløyd + filet)	291076.6	0.610	177556.7
REKE	41261.0	0.819	33802.6
Industrireke	37367.2	0.840	31388.5
Fersk reke	3893.8	0.620	2414.1
TOTAL LANDINDUSTRI FISKERI	2121992.0	0.645	1368623.0

Verdiene i Tabell 8-2 er en sammenstilling av tall fra Fiskeridirektoratets statistikk, fordeling mellom de forskjellige kategoriene er fra henholdsvis Nofima og Menon Economics⁹ og Fiskeridirektoratet¹⁰, og data for energiforbruk er fra Norske utslipp (<https://www.norskeutslipp.no/>) og SINTEF-rapport «Klimasatsing i kystfiskehavner», 2022.

Energien som brukes er en kombinasjon av fossile kilder og elektrisitet. Fordelingen mellom forskjellige kilder er vist i Figur 8-2. Frem til 2040 forventes de fossile drivstoffene å erstattes av andre energikilder og fornybare drivstoff.

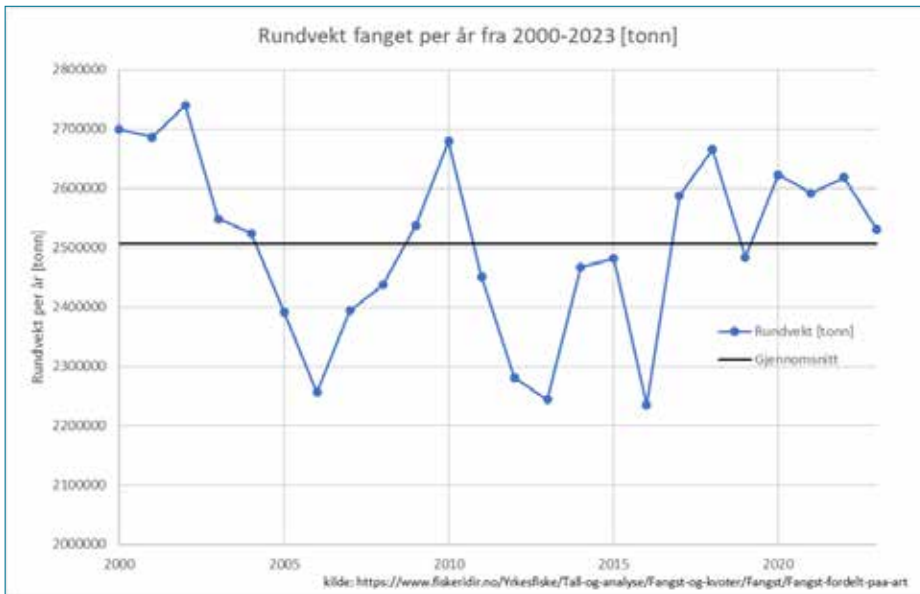
I tillegg til pelagisk, hvitfisk og reker, landes også store mengder krill og tare, disse er ikke medregnet på grunn av stor usikkerhet i prosessering og energiforbruk. Denne grunnen er opphavet til diskrepansen i mengde mellom det man kan se i Tabell 8-2 og Figur 8 -3.



Figur 8-2: Energifordeling mellom forskjellige energityper fra 2003-2022. Til 2040 forventes de fossile kildene å erstattes med strøm og fornybare drivstoff. Tallgrunnlaget er fra SSBs statistikk.

Frem til 2040 forventes de tre fossile kildene å bli erstattet av annet. De fossile drivstoffene som brukes til transport gjelder intertransporter mellom lager og forflytting av produkter, disse forventes å bli elektrifisert. Den innkjøpte gassen forventes erstattet av biogass, og kategorien «innkjøpte petroleumsprodukter», som brukes til oppvarming og tørking, erstattes med direkte strøm. Utviklingen antas å være lineær fra 2024 til 2040.

Mengden biomasse som fanges og leveres til fiskemottak hvert år i Norge, varierer fra år til år. Men over tid har totalen variert rundt en gjennomsnittsverdi på 2 506 357 tonn per år. For å opprettholde et bærekraftig fiske, forventes kvoter, og dermed fanget fisk, å holde seg på samme nivå frem til 2040, dette er vist i Figur 8-3.



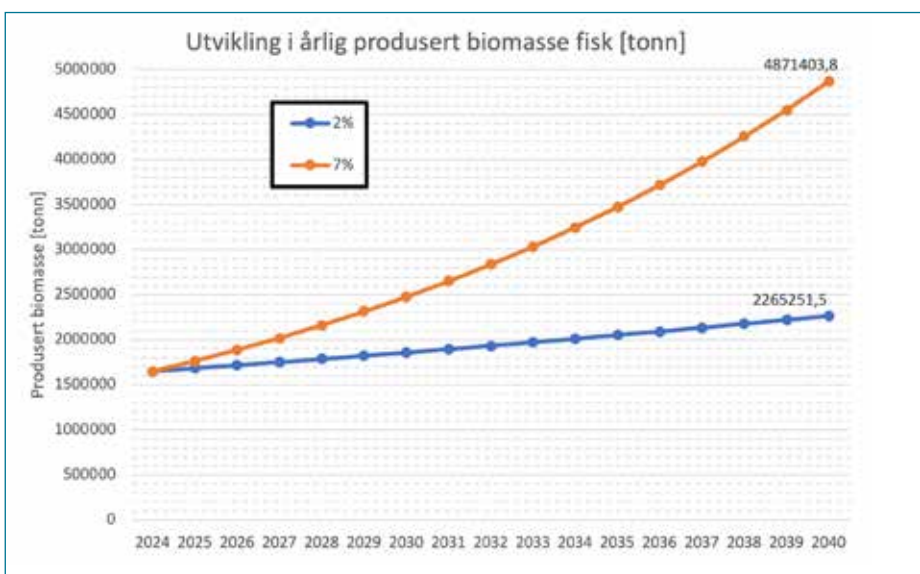
Figur 8-3: Fanget rundvekt per år 2000-2023 i norsk fiskerinæring.

8.2 Scenario 1: 2 % årlig produksjonsøkning

I dette scenarioet er det hovedsakelig to forhold som forventes å utvikle seg til 2040 fra i dag:

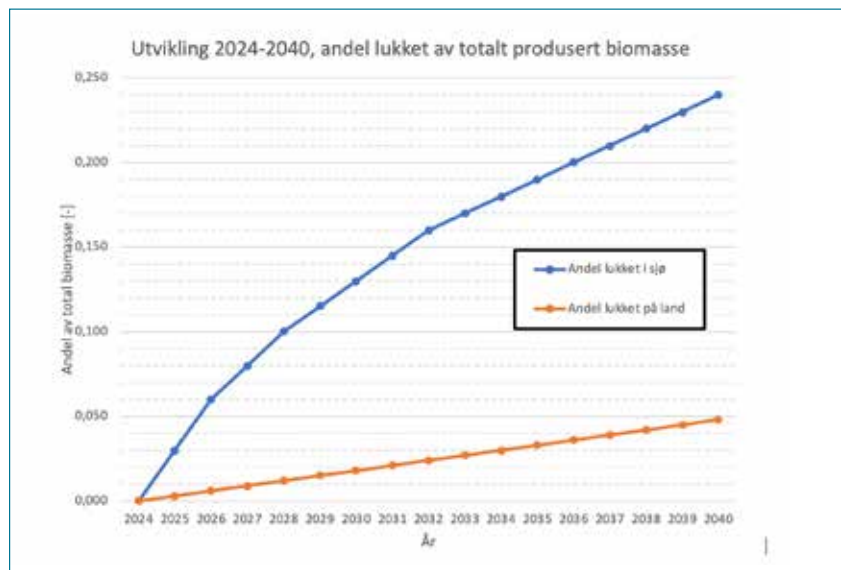
1. En årlig økning på 2 % produsert biomasse per år i oppdrettsnæringen
2. En gradvis økende andel av oppdrettsproduksjonen skjer med lukket og semi-lukket teknologi
3. Mengden fisk som tas imot i fiskemottak antas være konstant

Utviklingen i biomasse for de to økningene er visualisert i Figur 8-4.



Figur 8-4: Økningen i produsert biomasse i oppdrettsnæringen som er brukt i de ulike scenarioene. Verdien på sluttpunktene er antall tonn biomasse som produseres i oppdrettsnæringen i 2040.

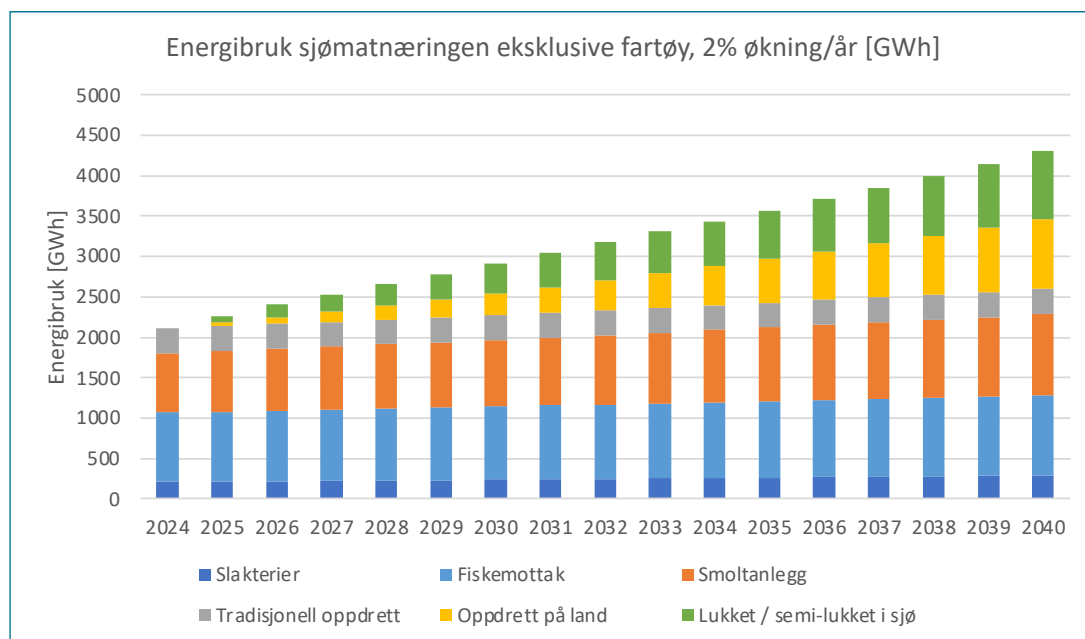
Det er en klar utvikling mot mer lukket produksjonsteknologi i næringen. Flere aktører er i gang med lukket og semi-lukket teknologi i sjø, og har klare ambisjoner om å lukke et betydelig antall anlegg i løpet av 2024. Landbasert oppdrett er også en utvikling som har økt i omfang de seneste årene. For å få med denne utviklingen, er det lagt til grunn at en andel av totalt produsert biomasse vil skje med lukket teknologi. Utviklingen av andelen lukket teknologi er vist i Figur 8-5.



Figur 8-5: Andelen av totalt produsert biomasse i oppdrettsnæringen som er produsert med lukket teknologi i sjø og på land.

Siden lukket teknologi på land krever store effekter og mye energi, er det forventet at teknologien vil stå for en ganske liten andel av produsert biomasse. Lukket teknologi i sjø antas å utgjøre en andel på omtrent 24 % i 2040. Dette er basert på at flere bedrifter, eksempelvis Lerøy, mener 20 % av produksjonen allerede i 2024 vil være en miks av semi-lukket, lukket og nedsenkbar teknologi, for å forbedre fiskehelsen. Dermed er det forventet at andelen lukket teknologi øker relativt raskt de neste årene, for å etter hvert flate ut. Scenarioene antar at andelen lukket teknologi i sjø i 2040 utgjør omtrent 24 %, og landbasert produksjon i underkant av 5%.

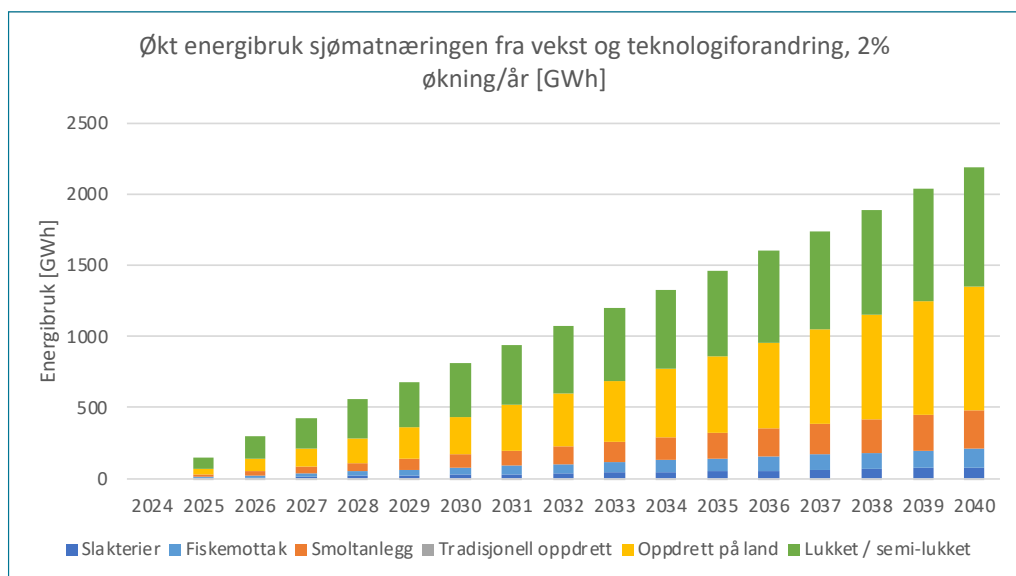
Basert på utviklingen i produsert biomasse og teknologiendringene vist i henholdsvis Figur 8-4 og Figur 8-5, kan vi beregne utviklingen i energiforbruk per år. Denne utviklingen er vist i Figur 8-6.



Figur 8-6: Utviklingen i energiforbruk for scenario 2 % økt biomasse i oppdrettsnæringen per år frem til 2040, fartøy er ikke inkludert.

Alle kategoriene vil øke energibruken frem til 2040 som en konsekvens av økt produksjon, unntatt tradisjonelt oppdrett i sjø. For tradisjonelt oppdrett blir forbruket konstant, ettersom produksjonsøkningen kommer i lukkede anlegg i sjø og på land. Mengden ny kraft som behøves til 2040 blir da ganske lik for lukkede teknologier, 0,84 TWh (sjø) og 0,87 TWh (land). Totalt trengs da omtrent 2,2 TWh ny kraft i dette scenarioet. Som vist i Figur 8-6 står slakterier for en forholdsvis liten andel av havbruksnæringens energiforbruk. Fiskemottakenes energiforbruk, inkludert prosessering til ferdig produkt, bruker en betydelig større mengde kraft som tilsvarer nesten 1,0 TWh i 2040 fra dagens 0,86 TWh grunnet videre elektrifisering og erstatning av fossile drivstoff til 2040.

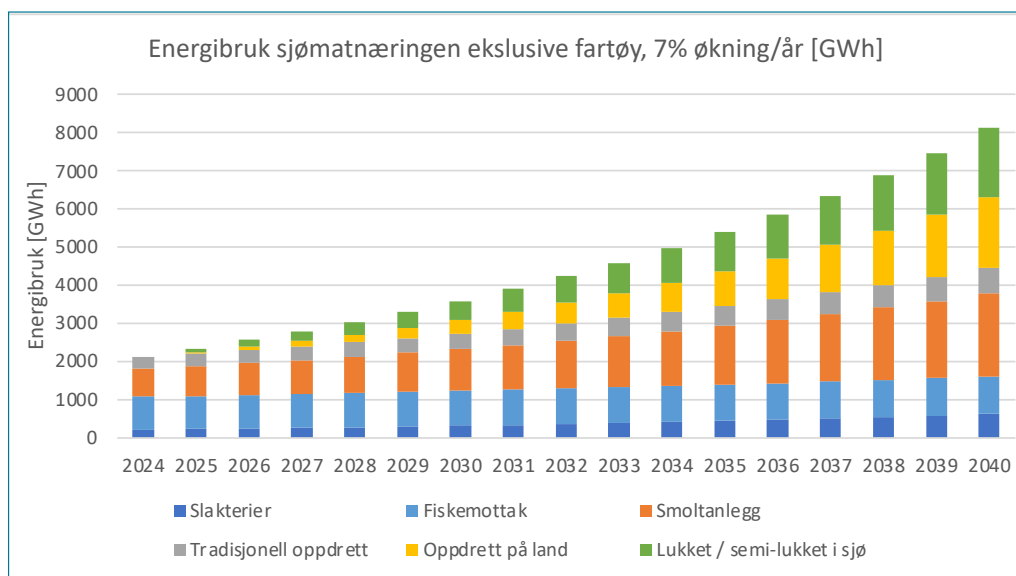
Elektrifisering av resterende oppdrettsanlegg og energieffektiviseringstiltak for slakteri, fiskemottak og smoltanlegg, er ikke lagt inn i beregningene. Dette vil ikke gi vesentlige utslag sammenliknet med økning i energiforbruk. Mengden ny kraft som kreves vises i Figur 8-7.



Figur 8-7: Mengden ny kraft som kreves i sjømatnæringen ved en 2% produksjonsøkning i oppdrettsnæringen per år til 2040 (eksklusive fartøy).

8.3 Scenario 2: 7% årlig produksjonsøkning

Dette scenarioet forutsetter en betydelig større produksjonsøkning enn scenario 1, og kan forstås som et maksimalt scenario. Det bygger på en årlig økning som når en total produksjon på omtrent 5 000 000 tonn biomasse i 2040. Tilsvarende fordeling mellom lukket teknologi og tradisjonelt oppdrett som vist i Figur 8-5 er lagt til grunn også i dette scenarioet. Produksjonsøkningen gir naturligvis også en betydelig energiforbruksøkning. Dette er vist i Figur 8-8.



Figur 8-8: Energibruk i sjømatnæringen eksklusive fartøy, scenario 2 med en forventet produksjonsøkning i oppdrettsnæringen på 7% per år til 2040.

Med 7 % årlig produksjonsøkning er den eksponentielle utviklingen tydelig. Mengden strøm som kreves går fra omtrent 2,1 TWh i 2024 til nesten 8,1 TWh i 2040. Dette er en økning i strømforbruk på 6,0 TWh sammenlignet med i dag. I dette scenarioet er økningen i biomasse så stor at mengden produsert biomasse i tradisjonelt oppdrett også øker betraktelig. Vi ser hvor mye mer kraftkrevende de lukkede teknologiene er sammenlignet med tradisjonelle åpne merder i sjø. Lukkede teknologier står i dette scenarioet for omtrent halvparten av det totale energiforbruket i sjømatnæringen, unntatt energi til fartøy, som vi vil belyse i kapittel 9 Utslippsreduksjonsscenario for oppdrettsflåten.

9

UTSLIPPSREDUKSJONSSCENARIO FOR OPPDRETTSFLÅTEN

Nesten alle båter i oppdrettsnæringen får i dag energi fra fossile kilder som diesel/MGO. Flere installerer nå batterier og bruker hybrid drift. Men batteriløsningene er ikke gode nok rent teknisk, eller billige nok, til at båtene med dagens klassifiseringssystem kan gå over helt til batteridrift.

Ny teknikk utvikles hele tiden for å redusere klimapåvirkningen fra oppdrettsflåten. Ny teknologi som hybridisering og alternative drivstoff forventes å spille en avgjørende rolle i videre dekarbonisering. Hybridisering og batteri vil kreve mer effekt og strøm enn i dag, avhengig av ladetid og batteristørrelse. Alternative drivstoff vil ytterligere øke effektbehovet, da dette gir mye større systemtap enn direkte lading og elektriske fremdriftssystemer. Produksjon av hydrogen, ammoniakk og metanol forventes skje i energisektoren av gassteknologi- og energiselskap, og ikke av oppdrettsnæringen selv. Det forventes at nye drivstoffprodusenter vil agere likt dagens oljeprodusenter, og både produsere og selge alternative drivstoff. Tilgangen på alternative drivstoff vil ha stor betydning for sjømatnæringens mulighet for å redusere sine utslipp.

Det forventes at produksjonen av alternative drivstoff som metanol og ammoniakk vil skje mer sentralisert for å dra nytte av skalafordeler, og mer distribuert med flere små produksjonsanlegg når det gjelder hydrogen. Dette henger direkte sammen med at det er dyrere å lagre og distribuere hydrogen, sammenlignet med andre alternative drivstoff som kan gjøres flytende og håndteres veldig likt fossile drivstoff. Investeringen i et mindre hydrogenanlegg bestående av moden teknologi er forholdsvis lav. Hydrogen blir i dag produsert i mindre anlegg på Kaupaneset og på Stord, og vil i 2024 bli produsert i Hellesylt og Rørvik.

For å redusere utslipp i fremtiden og for å beregne mengden kraft som dette forventes å kreve, viser vi et scenario som bygger på en fordeling av ulike teknologier i fartøyene. I dag bruker brønnbåter klart mest av fossile drivstoff i oppdrettsnæringen. De kjører langt og det trengs mye kraft for å holde fisken i live under transport. Små servicefartøy som har kort avstand til lokasjon, har helt forskjellig energibruk og effektkrav. Dette scenariet bygger på en rekke premisser som er inspirert av FHF-rapport 907113¹¹ og rapport fra Asplan Viak¹².

- Mange av de små fartøyene (service- og arbeidsbåter) antas å kunne få batteri som energibærer.
- Mindre båter som brukes til transport av personell og lignende som kjører ganske korte distanser, antas til stor del å kunne bytte energibærer til batteri.
- De større båtene, som brønnbåter og store servicefartøy, trenger alternative drivstoff, da batterier ikke kan lagre tilstrekkelig energi.

11 FHF prosjekt 907113 ledet av SINTEF, del- og sluttrapporter, <https://www.fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901773/>

12 Asplan Viak - POTENSIALET FOR REDUSERTE KLIMAGASSUTSLIPP OG OMSTILLING TIL LAVUTSLIPPSAMFUNNET FOR NORSK OPPDRETTSNÆRING, 2021

- Hydrogen kan dekke en del av behovet for de mindre båtene.
- For hydrogendrevne båter antas at brenselceller brukes, da disse systemene har høyere virkningsgrad sammenlignet med forbrenning. Ved forbrenning er virkningsgraden svært lik kategorien ammoniakk og metanol, hvis man tar med energibruken for kompresjon, lagring og transport av hydrogen i vurderingen.
- En del båter vil ikke bli avkarbonisert på grunn av mangel på lønnsomhet og krav om store investeringer frem mot 2040.

I modellen er det antatt en innfasing av alternative drivstoff fra 2025, og en lineær fordeling av andelene i 2040.

For energisystemet kreves det klart minst ny fornybar energiproduksjon til å lade batterier, da dette skjer med små tap, og elektriske fremdriftssystemer har høy virkningsgrad på både full last og dellast. Hydrogenelektriske fremdriftssystem med brenselcelle har høyere virkningsgrad enn tradisjonell forbrenning, og krever mindre fornybar energi enn bruk av ammoniakk og hydrogen. Kraften som trengs for å erstatte diesel med ammoniakk eller metanol fremstilt uten utslipp, er svært lik. Dette er bakgrunnen for at disse kategoriene er slått sammen, de bygger på samme type teknologi i fartøyene (forbrenningsmotorer), og krever forholdsvis lik energimengde for å produseres.

Forskjeller i investeringer, sikkerhetsutfordringer rundt lagring og bruk av hydrogen, osv., er ikke begrunnet nærmere i denne rapporten, annet enn at det er en del av begrunnelsen for fordelingen mellom hydrogen- og ammoniakk-/metanolbruk, siden dette er en studie som skal kvantifisere energibehovet.

Hensyntatt forskjeller i energimengde som kreves for å produsere og håndtere ulike drivstoff, systemvirkningsgrad i båt, og ulike energiinnhold i ulike drivstoff, er mengden fornybar energi som kreves for å erstatte 1 liter diesel/MGO som gjengitt i Tabell 9-1.

ENERGIMENGDE FOR ERSTATNING AV 1 L DIESEL		
Batteri	3.56	kWh/l Diesel
H2	11.8	kWh/l Diesel
NH3 + Metanol	19.39	kWh/l Diesel

Tabell 9-1: Energimengden fornybar kraft som kreves per energibærer for å erstatte en liter diesel/MGO.

Beregningen viser tydelig at ulike energibærere krever svært ulike mengde fornybar kraft. Fra et kraftproduksjonsperspektiv er det klart mest effektivt å bruke batteri, fulgt av hydrogen, dernest ammoniakk og metanol. I denne modellen er det ikke tatt hensyn til noen livssyklusanalyse med ting som energien som kreves for å produsere batteri, tap gjennom lekkasje av hydrogen, eller andre faktorer som kan påvirke i hele systemet. Denne studien fokuserer kun på mengden ny fornybar strøm som kreves for å drifte båtene på samme måte som i dag, men med nye utslippsfrie drivstoff.

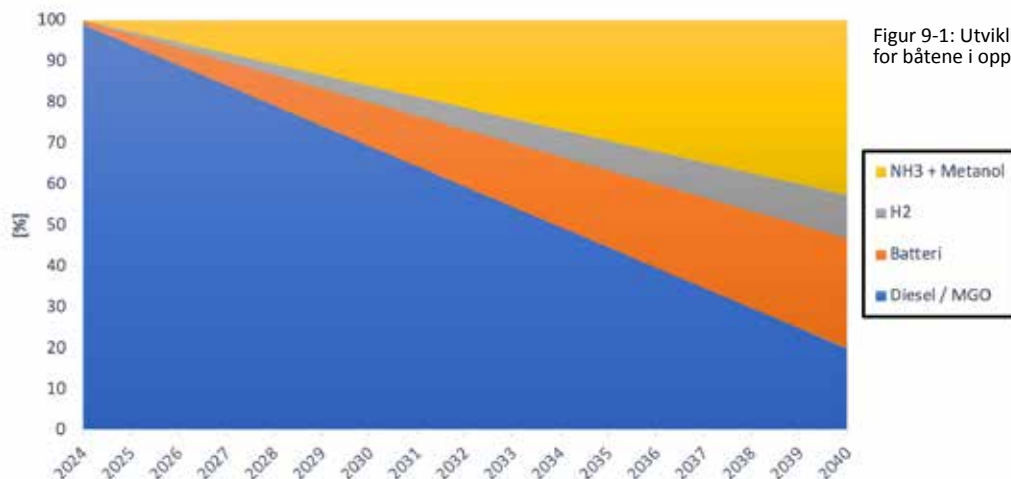
Tallene i tabellen kan sammenlignes direkte med energimengden som diesel/MGO inneholder; 9,9 kWh/l. Dette viser hvordan systemvirkningsgraden for de forskjellige systemene forholder seg til hverandre. I en slik sammenligning er det viktig å påpeke at diesel/MGO ikke krever noen ny fornybar kraft, siden det er fossilt, men konsekvensen er utslipp av klimagasser.

Premissene over resulterer i en fordeling mellom de ulike drivstoffene som presentert i Tabell 9-2.

DRIVSTOFF	ANDEL 2024 [%]	ANDEL 2040 [%]
DIESEL / MGO	99	20
BATTERI	1	26.8
HYDROGEN, H2	0	10.7
AMMONIAK OG METANOL	0	42.5

Tabell 9-2: Fordeling av drivstoff brukt i dette scenarioet for båtene i oppdrettsnæringen.

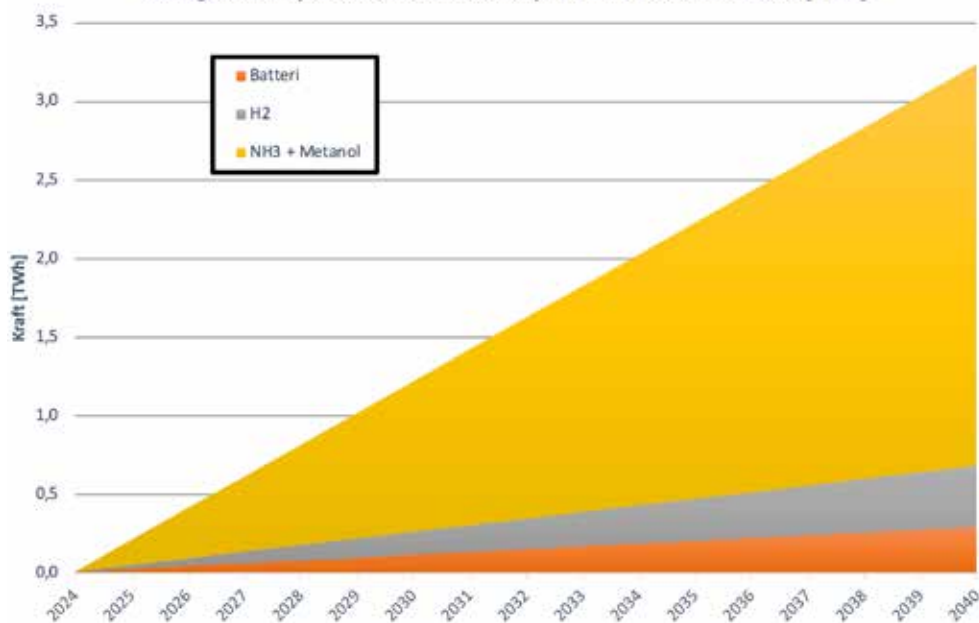
Drivstoffordeling oppdrettsflåten i Norge [%]



Figur 9-1: Utvikling av drivstoffordeling mellom 2024-2040 for båtene i oppdrettsnæringen brukt i dette scenario.

Fordelingen i Figur 9-1 legges til grunn for å beregne utviklingen av mengden kraft som trengs. Tallene i Tabell 9-2 er brukt for å beregne utviklingen, som er vist i Figur 9-2. Dette resulterer i et kraftbehov for oppdrettsflåten på 3,2 TWh i 2040.

Mengden fornybar strøm som kreves per år for å erstatte diesel [TWh]

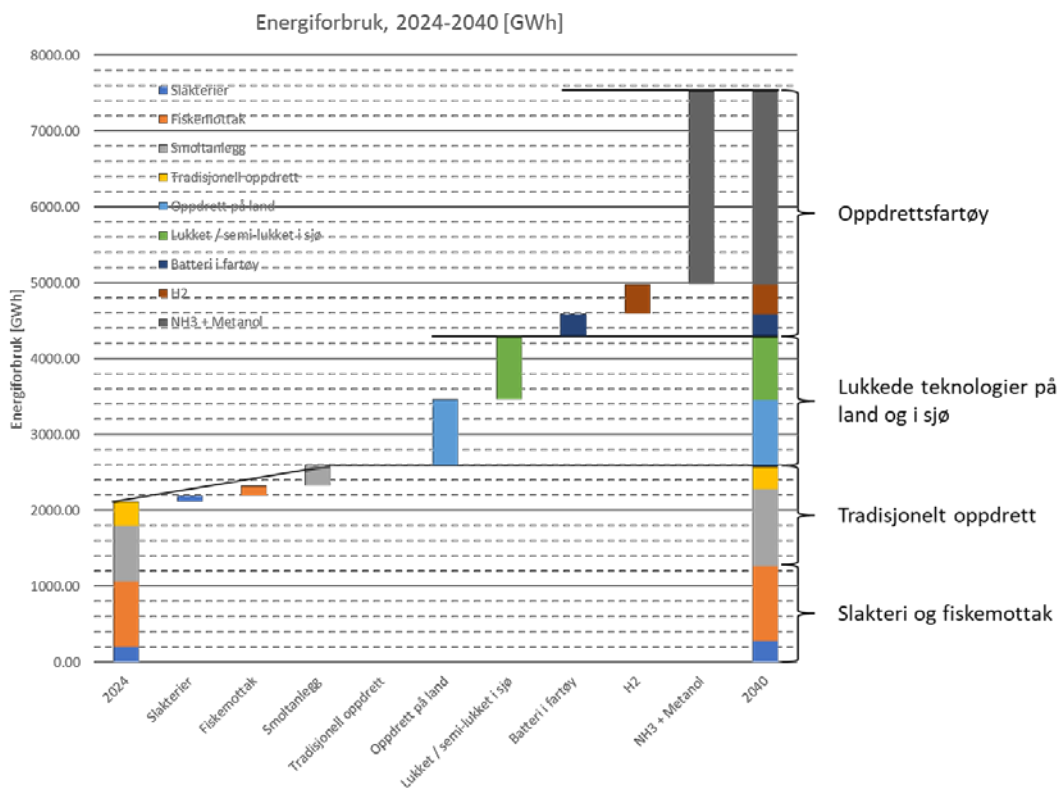


Figur 9-2: Fordelingen i Figur 9 1 legges til grunn for å beregne utviklingen av mengden kraft som trengs. Tallene i Tabell 9-2 er brukt for å beregne utviklingen. Dette resulterer i et kraftbehov for oppdrettsflåten på 3,2 TWh i 2040.

10

TOTALSUMMEN AV ØKT ENERGIFORBRUK

Konklusjonen, og totalsummen av beregnet økt behov for elektrisk kraft i sjømatnæringen, inkludert produksjonsøkning, teknologendringer og erstatning av fossile kilder, men ekskludert fiskefartøy, er visualisert i Figur 10-1.



Figur 10-1: Totalsum av forventet økning i energiforbruk fra fornybar energi til sjømatnæringen til 2040 ved 2 % vekst for oppdrett. Figuren viser kun strømforbruk, og ikke andelen fossil energi, hverken i dagens situasjon eller i 2040. Fiskefartøy er ikke inkludert.

Figur 10-1 viser en beregning av de ulike virksomhetenes bidrag til totalforbruk av energi fra elektrisitet i 2040. Fiskefartøy er ikke inkludert. Beregningen legger scenario 1 fra kapittel 8.2 til grunn (2 % vekst-scenario). Tall for erstatning og elektrifisering av oppdrettsflåten er hentet fra kapittel 9. Samlet energiforbruk i 2024 er kun stasjonært energibruk, det vil si nettilkoblet, bortsett fra halvparten av sjøbasert oppdrett. Dagens energibruk i form av fossilt drivstoff på fartøy er heller ikke med.

Vi ser tydelig at de største bidragene til økt energibruk kommer fra endring i teknologi, fra åpne merder i sjø til lukkede teknologier, både på land og i sjø, samt energien som kreves for å produsere alternative drivstoff. Forventet volumvekst bidrar bare til en liten del av energiøkningen, fordi veksten i produsert volum tilsvarer mengden som forventes å flyttes til lukkede teknologier. Dette betyr at mengden biomasse som produseres i tradisjonelle åpne merder i sjø er svært lik dagens produksjon. Slik scenarioet er satt opp, vil den forventede volumøkningen bli gjennomført i lukkede anlegg.

Lukkede teknologier krever 0,87 TWh på land og 0,84 TWh i sjø, ifølge Figur 10-1. Slakterier og fiskemottak er energi- effektive i forhold til for eksempel smoltanlegg, og volumøkningen tilsvarer 80 GWh per kategori, totalt 160 GWh.

KONKLUSJON

Prosjektet har siden oppstart, gjennom dialog med næringen, sett en forbedring av kraftsituasjonen slik den var i inngangen til året 2024.

Tilpasninger gjort av reguleringsmyndighetene i 2023, der grensen for tilkopling ble økt fra 1 til 5 MW gjør det stort sett mulig å finne ledig kapasitet i nettet til tradisjonell sjømatproduksjon og prosessering i vanlige fiskemottak. Men med betydelig lengre tidshorison enn næringens forventninger. Dette på grunn av konsesjonskrav og lang leveringstid på nettkomponenter. Større kraftkrevende prosjekter, spesielt innen landbasert oppdrett, har behov utover dette, og vil fortsatt ha store utfordringer med tilgang til kraft, på linje med annen middels og stor kraftkrevende industri. Modenhetsprinsippet for tilkoplingskøen begynner også å gjøre seg gjeldende, slik at prosjekter som ikke har en god fremdrift mot investeringsbeslutning skal tas ut av køen. Dagens kraftkrise er med andre ord overkommelig, med dagens produksjonsteknologi og bruk av fossilt drivstoff til transport. Det fornybare kraftsystemet har derimot ingen kapasitet til å håndtere en endring til mer kraftkrevende produksjon, overgang til utslippsfrie drivstoff og lading av batterielektriske nullutslippsfartøy. Hvis oppdrettsnæringen går over fra tradisjonell "åpen" merdteknologi til semi-lukket og lukket teknologi, for å få kontroll på miljøutfordringer, vil det kreve helt andre effektnivåer, fra noen hundre, til noen tusen kilowatt pr anlegg. Ved å flytte hele eller deler av oppdrettsprosessen fra sjø og opp på land, går vi over til løsninger som krever flere titalls MW i effekt per anlegg. Dette finnes det så godt som ingen ledig kapasitet til langs Norskekysten, hverken nå eller i overskuelig fremtid.

Fartøy både innenfor fiskeri og oppdrett, skal ifølge Sjøfarsdirektoratets forslag være helt utslippsfri i 2040, nye fartøy skal være utslippsfrie fra 2025. Dette vil betinge mye ny kraft fra nettet, og dessuten en storstilt omstilling av hele bransjen. For fiskerinæringen og for en stor andel av fartøyene i havbruksnæringen, vil energibruk og operasjonsmønster kreve andre løsninger enn batterier. I stedet må det produseres og tilgjengeliggjøres utslippsfrie drivstoff som ammoniakk, metanol og hydrogen. For de mindre oppdrettsfartøyene, som ofte har hjemmehavn nære oppdrettslokalitetene, kan en stor andel gå over til batteri. Men da trengs det lademulighet både i havn og på lokasjon. Slike lademuligheter betinger en storstilt nettutbygging ytterst langs hele kysten, og store investeringer i ladeinfrastruktur i hundrevis av hjemmehavner og på en stor andel av de rundt tusen oppdrettslokalitetene. Dette er en utfordring som må løses gjennom store investeringer i høyere spenningsnivåer lenger fra dagens sentralnett. Dette krever mer strøm, tilsvarende den mørkeblå biten i Figur 10 1. Selve strømmengden er ikke den største utfordringen. Den største utfordringen er alle de båter som må oppgraderes eller kjøpes nye, alle strømnett som må oppgraderes til tilstrekkelig høyt spenningsnivå for å tillate lade-effekt på minimum 200-500 kW. Dette kan bety store beløp som må dekkes av små bedrifter, noe som er en stor utfordring mange plasser og i små havner, særlig i Nord-Norge. I Nord er avstandene som krever oppgradert nett ofte lange og det kan mangle annen etterspørsel som kan være med på å dele på kostnadene, noe som ikke gjør investeringene økonomisk bærekraftige. For å produsere den mengden strøm som trengs til batterifartøy, og for produksjon av alle alternative drivstoff, må det også etableres ny kraftproduksjon over hele Norge. For de scenarier som beskrives i denne rapporten, kreves omtrent 3,2 TWh til oppdrettsflåten. Dette tilsvarer omtrent 2,3 % av hele Norges kraftproduksjon i 2022.

Vi ser at selv om man i dag finner gode løsninger for bedre å utnytte kapasitet i nettet, løser vi ikke de utfordringer som står rundt neste sving. Det finnes ingen kapasitet til elektrifisering og avkarbonisering av fartøysflåten til sjømatnæringen. Skal selv små deler av sjømatnæringen gå over til løsninger der man lukker eller ilandfører produksjonen av miljøhensyn vil det kreve like mye ny kraft som næringen totalt sett forbruker i dag. Energitransformasjonen er godt i gang, men de virkelig store utfordringene har knapt begynt.

Prosjekt:
Energistatus og -behov
i sjømatnæringen frem mot 2040

Tittel:
Delrapport 1 til FHF – Fiskeri og havbruksnæringens
forskningsfinansiering
prosjekt EnerSea 901866

Publisert: November 2024

Utgitt av: RENERGY - Renewable Energy Cluster | renergycluster.no

Finansiert av: FHF | Trøndelag fylkeskommune

Prosjektansvarlig:
Thomas Bjørdal, RENERGY
Silje Marie Dale, NCE Aquatech Cluster/ RENERGY
Ken Flydalen, RENERGY

Utforming:
FI - Fremtidens Industri AS | www.fi-nor.no



www.renergycluster.no