



Konsekvenser av høringsforslag om klimagassreduksjoner for havbruksfartøy



Foto: iStock/Marius Iru

Forord

Med finansiering fra Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansiering (FHF) har Menon Economics utredet konsekvensene av høringsforslag om klimagassreduksjoner for arbeids- og passasjerfartøy i akvakulturnæringen. Utredningen er gjennomført som en del av det FHF-finansierte prosjektet *Kartlegging av sjømatnæringens nettbehov og tilknytningsmuligheter*. Prosjektet har prosjektnummer 902014, og mer informasjon finnes i [FHF's prosjektbase](#).

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even A. Winje, mens Oddbjørn Grønvik har vært prosjektleder. Aljoscha Schöpfer, Frida Aulie og Piotr Śpiewanowski har vært prosjektmedarbeidere.

Vi takker FHF for finansieringen av et spennende prosjekt, samt alle intervjuobjektene og referansegruppen for verdifull informasjon og nyttige innspill underveis i arbeidet. Menon Economics står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

Desember 2026

Even A. Winje
Prosjektansvarlig
Menon Economics

Desember 2026

Oddbjørn Grønvik
Prosjektleder
Menon Economics

Om Menon Economics

Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked.

Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt.

Les mer om vårt arbeid på menon.no.

Innhold

Sammendrag	4
1 Innledning og bakgrunn	6
1.1 Bakgrunn	6
1.2 Forskningsmetode	7
1.3 Rapportdisposisjon	8
2 Nærmere om høringsforslaget, kunnskapsgrunnlaget fra DNV og vår problemforståelse rundt dette	9
2.1 Om høringsforslaget og kunnskapsgrunnlaget det bygger på	9
2.2 Utfordringer knyttet til underlaget som benyttes i høringsforslaget	10
3 Vår metodiske tilnærming	13
3.1 Scenariobasert tilnærming	13
3.2 Nærmere om scenariene vi velger	13
3.3 Andre forhold	18
4 Resultater fra scenarioanalysen	19
4.1 Nasjonalt effektbehov	19
4.2 Regional fordeling av ladebehov	23
5 Vurdering av resultater	25
5.1 Drøfting	25
5.2 Tilpasning av havbruksflåten i møte med nytt forskriftskrav	27
6 Vurdering av kostnader og fordeling	29
6.1 Kostnadsanslag i kunnskapsgrunnlaget	29
6.2 Vurdering av kostnadsanslag	30
6.3 Fordelingsvirkninger og forholdet til grunnrenteskatten i havbruk	31
Referanseliste	33
Vedlegg – beregnet effektbehov per delområde	34

Sammendrag

Den 8. oktober 2025 sendte Sjøfartsdirektoratet et forslag om klimagassreduksjoner for arbeids- og passasjerfartøy i akvakulturnæringen på høring. Forslaget innebærer at minst 90 % av fartøyets energiforbruk i løpet av et kalenderår skal komme fra utslippsfrie energikilder. For nye fartøy under 15 meter foreslås kravet innført fra 2028, og for nye fartøy mellom 15 og 24 meter fra 2030. Videre foreslås det at kravet gjøres gjeldende for eksisterende fartøy under 15 meter fra 2035 (eller alternativt fra 2040) og for eksisterende fartøy mellom 15 og 24 meter fra 2040.

En omlegging i tråd med forslaget vil kreve en betydelig økning i ladekapasitet langs kysten. Dette fordrer tilstrekkelig tilgang på kapasitet i strømmettet. Menons tidligere analyser viser at implementeringen av forslagene i høringsnotatet til Sjøfartsdirektoratet kan være langt mer kompliserte enn kunnskapsgrunnlaget til høringen tilsier. Kapasiteten i strømmettet i de viktigste sjømatregionene er presset. Analysen peker på at det oppgradering eller etablering av regionalnett i verste fall kan ta opptil 15 år, blant annet grunnet tidkrevende prosesser og planarbeid. I prosjektet pekes det også på at summen av mange mindre tilknytninger (med høy samtidighet) kan skape store utfordringer i overliggende nett (regional- og transmisjonsnett) i mange områder.

Gjennom en rekke intervjuer vi har utført med både oppdrettsselskaper og rederier som utfører tjenester for akvakulturnæringen, har det kommet frem flere utfordringer knyttet til underlaget som benyttes i høringsforslaget, og dermed til vurderingen av samlet energi- og effektbehov og tilhørende belastning på kraftnettet som følge av kravene som stilles i høringsforslaget til elektrifisering. Havbruksflåten er svært heterogen, både når det gjelder fartøystørrelse, oppdragstyper, driftsmønster og energibehov. Noen fartøy har korte, regelmessige seilaser og korresponderende klare hvileperioder, mens andre har kontinuerlig drift over ett eller flere døgn og høyt energiforbruk. Denne heterogeniteten innebærer at en enkel, «én-størrelse-passar-alle»-beskrivelse av elektrifiseringsbehovet vil være lite treffende, både teknisk og systemmessig. På denne bakgrunn benytter vi en scenariobasert tilnærming for å beregne effektbehovet ved installering av nødvendig ladekapasitet.

- Scenario 1 omfatter kun elektrifisering av lokalitetsfartøy. Dette scenarioet vurderes som teknisk og operasjonelt gjennomførbart *uten* større endringer i driftsmønsteret for fartøyene, men vil likevel kunne være krevende å realisere enkelte steder gitt begrenset nettkapasitet. Med utgangspunkt i tilgjengelige utslippsdata anslås scenario 1 å omfatte om lag 39 prosent av de samlede utslippene fra akvakulturfartøy.
- Scenario 2 utvider analysen til også å inkludere servicefartøy med energibehov opp til 3 MWh per døgn. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at å oppnå et energibehov på 3 MWh per døgn vil kreve betydelig omlegging av driftsmønsteret (kortere operasjonsøker, planlagte ladepauser) og at den reviderte driften vil kreve etablering av høyeffektladere (1,5 MW) ved alle matfiskanlegg i sjø. Scenarioet representerer derfor et høyt, og for mange aktører krevende, ambisjonsnivå. Gitt avgrensningen av scenarioet anslås det å omfatte om lag 95 prosent av utslippene i datagrunnlaget (alle fartøygrupper unntatt brønnbåter og operasjoner med svært høyt energibehov er inkludert).

Figur A viser det samlede effektbehovet i de to scenariene, som er henholdsvis 160 og 1680 MW. Målt som prosentvis økning av dagens effektbehov fra sjømatnæringen, er ladebehovet henholdsvis 16 % og 170 %

Figur A: Samlet effektbehov i de to scenariene



Scenario 1 innebærer et langt lavere effektbehov og representerer et realistisk ambisjonsnivå for elektrifisering av havbruksflåten på kort sikt. Samtidig er det viktig å understreke at scenarioet ikke vil tilfredsstille kravene i forskriften som er på høring, ettersom en vesentlig del av havbruksflåten ikke vil være i stand til å drive elektrisk uten en langt større oppskalering av ladekapasiteten. Ladebehovet i scenario 2 - som er det vi vurderer som tettest på å oppfylle forskriftens krav - vil på sin side være svært tidkrevende å få på plass. Forskriften legger implisitt opp til at det må være på plass veldig tidlig, dersom de ambulerende servicefartøyene skal kunne tilfredsstille forskriftens krav om 90 % reduksjon av klimagassutslipp. I realiteten vil dette ikke være realistisk å oppnå gitt dagens nettkapasitet, og enten må tidsfristen forskyves, eller så må det være utstrakt bruk av dispensasjoner.

Scenarioene viser at krav om 90 prosent reduksjon av klimagassutslipp vil kunne gi et betydelig økt effektbehov, særlig i det høye scenariet der ladebehovet overstiger en dobling av sjømatnæringens samlede effektbehov i dag. Ladebehovet domineres videre områder med hvor nettkapasiteten allerede er anstrengt, noe som øker risikoen for at flaskehalsen i kraftsystemet blir en begrensende faktor. Dette er også illustrert ved at en forholdsvis stor økning fordeler seg på de tre geografiske områdene som er definert som særlig krevende i forrige delrapport; område Nord, Sogn til Sunnmøre samt Bergensområdet og Haugalandet. Nær 60 prosent av det identifiserte effektbehovet fordeler seg her.

Selv om utfordringer i nettilgang skulle løses, er det også et spørsmål om det er realistisk å få løst de mest tid- og energikrevende oppgavene fra havbruksflåten på en måte som tilfredsstiller forskriftens krav. De mest energiintensive operasjonene som slepeoperasjoner eller lange seilaser/transittetapper med svært høyt energiforbruk og langvarig sammenhengende drift vil være særlig krevende å omstille fra. Noen informanter peker på at disse i liten grad lar seg løse med batterielektriske løsninger innenfor realistiske rammer for batteristørrelse og lading, mens andre vurderer at det i teorien kan være mulig, men med svært omfattende omlegginger av dagens driftsmønster. Om det er mulig, vil det uansett ha omfattende kommersielle implikasjoner for markedet for bruk av servicefartøy.

Avslutningsvis drøfter vi forskriftens implikasjoner på kostnader og fordeling av disse. Vi vurderer at det er forhold som trekker i retning av at kostnadene kan bli høyere enn det som er anslått i kunnskapsgrunnlaget til høringen, særlig knyttet til behov for økte investeringer i fartøy. Dette vil trekke i retning av at den anslåtte tiltakskostnaden (kroner per tonn redusert CO₂-utslipp) er høyere enn høringsforslaget indikerer. Vi vurderer videre kostnadsfordelingen av tiltaket overordnet. Selv om oppdrettsnæringen har grunnrenteskatt, som i teorien tilsier at kostnadsfordelingen av tiltaket skal være relativt jevn, er det flere forhold som trekker i retning av større byrdefordeling hos næringen enn høringsforslaget indikerer.

1 Innledning og bakgrunn

1.1 Bakgrunn

Denne rapporten er skrevet som en del av det FHF-finansierte prosjektet *Sjømatnæringens nettbehov og tilknytningsmuligheter* (FHF-nummer 902014). Rapporten er utført som en oppfølging av en omfattende kartlegging av sjømatnæringens behov for og tilgang på kapasitet i strømmettet, som er dokumentert i prosjektets delrapport 2 [[tilgjengelig her](#)].

Den 8. oktober 2025 sendte Sjøfartsdirektoratet et forslag om klimagassreduksjoner for arbeids- og passasjerfartøy i akvakulturnæringen på høring.¹ Forslaget innebærer at minst 90 % av fartøyets energiforbruk i løpet av et kalenderår skal komme fra utslippsfrie energikilder. For nye fartøy under 15 meter foreslås kravet innført fra 1. januar 2028, og for nye fartøy mellom 15 og 24 meter fra 1. januar 2030. Videre foreslås det at kravet gjøres gjeldende for eksisterende fartøy under 15 meter fra 1. januar 2035 (eller alternativt fra 2040) og for eksisterende fartøy mellom 15 og 24 meter fra 1. januar 2040.

En omlegging i tråd med forslaget vil kreve en betydelig økning i ladekapasitet langs kysten. Dette fordrer tilstrekkelig tilgang på kapasitet i strømmettet. I høringen er vurderingen av behovet for økt kapasitet i strømmettet relativt begrenset. Med henvisning til et kunnskapsunderlag for høringsnotatet som er utarbeidet av DNV, heter det blant annet at:

DNV har vurdert om det er tilstrekkelig kapasitet i nettet til utbygging av ladenettverk for flåten av akvakulturfartøy. DNV peker på at det svært mange steder er en utfordring, men heller ikke mer enn at overliggende nett normalt bør kunne håndtere denne type økning. DNV viser imidlertid til at manglende kapasitet og lengre ledetider for å bygge økt kapasitet i nettet kan forsinke og fordyre etablering av ladeanlegg. Det er svært store forskjeller mellom lokasjonene når det gjelder avstand til og kapasitet i eksisterende strømmett, og innenfor rammen av DNVs analyse har det ikke vært mulig for DNV å gå i detalj på alle relevante lokasjoner.

DNVs konklusjon skiller seg tydelig fra Menons analyser. I den tidligere delrapporten ble tilgangen på og etterspørsel etter nett i sjømatnæringen kartlagt og analysert. I analysen dokumenteres det at det reelle vekstpotensialet for sjømatnæringen er betydelig større enn det som fanges opp i Statnetts oversikter. Om tilgangen på nettkapasitet blir en flaskehals, kan dette begrense sjømatnæringens arbeid mot vekst og elektrifisering. Analysen peker på at det oppgradering eller etablering av regionalnett i verste fall kan ta opptil 15 år, blant annet grunnet tidkrevende prosesser knyttet til konsesjoner og planarbeid. I prosjektet pekes det også på at summen av mange mindre tilknytninger (med høy samtidighet) kan skape store utfordringer i overliggende nett (regional- og transmisjonsnettet) i mange områder. Der heter det at:

Denne delen av næringen har mange mindre, spredte lokaliteter som samlet kan skape et betydelig kapasitetsbehov flere steder. Dette gjelder blant annet i Midt-Norge, hvor det finnes rundt 240 lokaliteter for matfisk i sjø, og i Nord-Norge, hvor tallet er enda høyere, med rundt 300 lokaliteter. Satt på spissen: 50 lokasjoner med et samlet behov på 15 MW er ikke mindre utfordrende en to på 7,5 MW om de har høy "samtidighet". Tvert imot gjør mange mindre tilknytninger koordineringen mer utfordrende.

¹ Høringen er tilgjengelig her: <https://www.sdir.no/regelverk/horingsutlisting/horing-om-forslag-til-forskrift-om-klimagassreduksjoner-for-arbeids-og-passasjerfartoy-i-akvakulturnaring/> [url hentet 11.12.2025]

Menons analyser viser at implementeringen av forslagene i høringsnotatet til Sjøfartsdirektoratet kan være langt mer kompliserte enn kunnskapsgrunnlaget til høringen tilsier. Vurderingene i det FHF-finansierte prosjektet har ikke medregnet konsekvensene av det nye foreslåtte kravet fra Sjøfartsdirektoratet, som vil øke presset på nettet ytterligere.²

Tilgangen på nettkapasitet er en sentral rammebetingelse for å realisere vekst og elektrifisering, for både sjømatnæringen og andre næringer. I den tidligere delrapporten heter det at:

Etterspørselen etter elektrisitet i Norge har økt betydelig de siste årene, drevet av elektrifisering i industri og transport og nye energikrevende prosesser. Det innebærer både et høyere energibehov som må dekkes gjennom økt produksjon eller import, og et høyere effektbehov som utløser behov for nettforsterkninger for å håndtere høyere samtidige laster. I den offentlige debatten og i planleggingen av strømmettet har oppmerksomheten i stor grad vært rettet mot store enkeltprosjekter og kapasiteten i transmisjonsnettet. Sjømatnæringen har imidlertid en annen profil. Den består av et stort antall mindre, spredte anlegg – ofte med effektbehov under 1 MW – kombinert med et mindre antall større punktbelastninger, som settefiskanlegg, slakterier, fôrproduksjon og landbasert oppdrett, med effektbehov på opp mot 20–30 MW. Næringens tilknytningsmuligheter avhenger derfor både av kapasiteten i distribusjons-, regional og transmisjonsnettet.

Riksrevisjonen har også pekt på at det ikke er nok kapasitet i strømmettet og at dagens reguleringer ikke i tilstrekkelig grad bidrar til at investeringer gjøres i tide (Dokument 3:7 (2024–2025) *Riksrevisjonens undersøkelse av kapasiteten i strømmettet*). Dette understreker at muligheten for å installere nødvendig kapasitet i strømmettet er viktig å belyse i vurderingen av høringsforslagets konsekvenser.

På den bakgrunn har prosjektet fått et utvidet mandat til å også vurdere konsekvensene av høringsforslaget. Prosjektet er utvidet med et nytt delmål:

- Å vurdere muligheten til å gjennomføre en elektrifisering av havbruksflåten med utgangspunkt i Sjøfartsdirektoratets høringsforslag av 8. oktober

Delmålet belyses gjennom å vurdere behovet for oppgradering av nettkapasitet om forskriftens krav skal tilfredsstilles. I rapporten drøfter vi i tillegg tiltakets kostnader med utgangspunkt i kunnskapsunderlaget til høringen, og vurderer fordelingsvirkninger.

1.2 Forskningsmetode

Analysen bygger på to hovedkilder: (i) kunnskapsgrunnlaget som ligger til grunn for høringsforslaget, særlig beregningsunderlaget utarbeidet av DNV, og (ii) en serie intervjuer med oppdrettsselskaper og rederier som leverer tjenester til akvakulturnæringen. DNV-rapporten gir et overordnet bilde av fartøypopulasjon, energibruk og ladebehov under ulike forutsetninger. Intervjuene brukes til å supplere og kvalitetssikre dette bildet, særlig ved å belyse variasjon i driftsmønster og operasjonsradius på tvers av fartøytyper, samt praktiske begrensninger ved batterielektrisk drift og lading i dagens operasjonelle oppsett.

De kvantitative beregningene gjennomføres som en scenariobasert analyse av effekt- og ladebehov, med særlig vekt på hvordan ulike ambisjonsnivåer for elektrifisering påvirker samlet nettbehov og belastning i kraftsystemet. Scenarioene er stiliserte ytterpunkter – ikke prognoser – som illustrerer

² Og/eller fremskyndet behovet for mer nettkapasitet

konsekvensene av forskjellig omfang av elektrifisering. Vi beregner et lavt scenario der elektrifisering i hovedsak begrenses til lokalitetsfartøy, og et høyt scenario der analysen utvides til også å omfatte mer energiintensive serviceoperasjoner. Forskjellen mellom scenarioene handler dermed primært om hvilke fartøy/operasjoner som forutsettes å kunne elektrifiseres, og hvilke krav dette utløser til ladekapasitet ved lokalitetene.

Resultatene rapporteres både som et samlet (nasjonalt) effektbehov og som en geografisk fordeling. Den geografiske dimensjonen er sentral fordi gjennomførbarheten i stor grad avhenger av lokale og regionale nettilgangsforhold. I vurderingene legger vi derfor vekt på hvor ladebehovet oppstår, og hvordan dette sammenfaller med områder der nettkapasiteten allerede er presset.

Til slutt drøftes funnene i lys av samfunnsøkonomiske vurderingsprinsipper, med særlig fokus på (i) gjennomførbarhet og systemmessige flaskehals, (ii) kostnadsdrivere og usikkerhet i anslagene, og (iii) overordnede fordelingsvirkninger mellom aktører. I rapporten gjennomføres ikke en full samfunnsøkonomisk analyse, men sentrale konsekvenser og risikofaktorer ved kravets utforming og praktisering tydeliggjøres.

1.3 Rapportdisposisjon

Resten av rapporten er strukturert som følger. I kapittel 2 redegjør vi nærmere for høringsforslaget og kunnskapsgrunnlaget som ligger til grunn for det. Vi går videre gjennom innsikter vi har kartlagt gjennom intervjuer, og drøfter til slutt hvilke spørsmål vi anser som viktige å belyse. I kapittel 3 drøfter vi vår tilnærming til problemstillingen før vi redegjør for resultatene av våre beregninger i kapittel 4. I kapittel 5 diskuteres funnen nærmere. Avslutningsvis, i kapittel 6 foretar vi en vurdering av kostnads- og fordelingsvirkninger.

2 Nærmere om høringsforslaget, kunnskapsgrunnlaget fra DNV og vår problemforståelse rundt dette

2.1 Om høringsforslaget og kunnskapsgrunnlaget det bygger på

Denne delanalysen tar utgangspunkt i høringsforslaget om klimagassreduksjoner for fartøy i akvakulturnæringen, og det tilhørende beregningsunderlaget utarbeidet av DNV med estimert lade- og nettbehov for arbeidsfartøy. Høringsnotatet presenterer et forslag til forskrift som stiller krav om at minst 90 prosent av energiforbruket til arbeids- og passasjerfartøy under 24 meter som brukes i akvakulturnæringen, skal komme fra utslippsfrie energikilder. Kravet foreslås innført trinnvis for nye fartøy fra 2028 (fartøy under 15 meter) og 2030 (fartøy mellom 15 og 24 meter), og for eksisterende fartøy fra 2035 og 2040 (henholdsvis under 15 meter og mellom 15 og 24 meter). Notatet viser at enkelte lavutslippsfartøy som bygges i dag ikke vil kunne oppfylle et krav om 90 prosent utslippsfri drift, og dermed legger opp til at hybride løsninger i en overgangsperiode må forventes.

Bakgrunnen for høringsforslaget er Stortingets anmodningsvedtak fra 2021 og 2023 om å utrede et påbud om nullutslippsløsninger for servicefartøy i havbruksnæringen, samt fremme et krav om nullutslipp for alle nye servicefartøy fra 2024. I høringsnotatet forankres forslaget i Norges overordnede klimamål: Under Parisavtalen har Norge meldt inn et mål om at utslippene i 2030 skal reduseres til minst 55 prosent av 1990-nivået, og i klimaloven er det lovfestet at Norge skal være et lavutslippssamfunn i 2050, dvs. 90–95 prosent lavere utslipp enn i 1990.

Arbeidet med forskriftsforslaget bygger på Sjøfartsdirektoratets utredning fra 2023, som konkluderte med at det er teknisk mulig for fartøy under 24 meter å oppfylle nullutslippskrav gjennom batterielektrisk drift. Høringsnotatet viser også til DNVs vurderinger av fartøyenes egnethet for elektrifisering i rapporten *Kartlegging av mulighet for elektrifisering av fartøy i havbruk fra 2025*, der særlig arbeids- og passasjerfartøy med liten aksjonsradius vurderes som godt egnet for elektrifisering. Høringsforslaget benytter blant annet DNVs anslag på energi- og effektbehov ved elektrifisering, der de fleste lokasjoner antas å ha et effektbehov på om lag 200–400 kW, mens enkelte lokasjoner har behov for større ladekapasitet. Videre vises det til rapportens beregning av at et scenario med utbygging på rundt 3000 lokasjoner (dekningsgrad 2) kan redusere utslippene i dagens flåte med 176 000 tonn CO₂.

Høringsforslaget omtaler også at nettkapasitet er en utfordring flere steder, og at manglende kapasitet og lange ledetider kan forsinke eller fordyre etablering av ladeanlegg. Det presiseres samtidig at både Sjøfartsdirektoratet og DNV legger til grunn at fartøyene må ha hybridløsninger for å sikre sikkerhet og operasjonell fleksibilitet.

I sin rapport benytter DNV en metodisk fremgangsmåte som blant annet kombinerer AIS-data fra klasse A- og B-transpondere, informasjon fra Sjøfartsdirektoratet og Lloyd's Register, samt manuelle gjennomganger av fartøylister. Dette er for å sikre at fartøyene som inkluderes faktisk er knyttet til havbruksnæringen. For fartøy under åtte meter og som ofte opererer uten AIS, ble det benyttet tall fra rapporten «Oppdrag om utarbeidelse av lav og nullutslippskrav servicefartøy i havbruksnæringen» fra Sjøfartsdirektoratet fra 2023.

DNVs rapport deler fartøyene inn i kategoriene arbeidsfartøy, passasjertransport, slakt/bløgg/fôr og brønnbåter, og i lengdegrupper under 8 meter, 8–15 meter og 15–24 meter. I vurderingen av fartøyenes

egnet for elektrifisering beskriver DNV i sin rapport at arbeidsfartøy er fartøyskategorien som skiller seg ut som mest egnet, og at denne kategorien utgjør den største andelen av flåten. Energibehovet ved å elektrifisere denne kategorien fartøy beregnes i hovedsak med utgangspunkt i bransjens egne oversikter over effekt- og drivstofforbruk. Ladebehovet estimeres basert på fartøyenes natliggesteder, som er inndelt i havbruk, kommersiell havn og småbåthavn/lokal brygge. Det legges videre til grunn at fartøyenes operasjonsmønster i hovedsak opprettholdes ved elektrifisering, med mulige tilpasninger som følge av tilgang til lading.

Avslutningsvis spenner DNV i sin rapport opp tre scenarier for ladeinfrastruktur, dekningsgrad 1, 2 og 3. Førstnevnte omfatter rundt 3400 lokasjoner der fartøyene som er identifisert med AIS-spor ligger minst én time om natten, og beskrives som et referansescenario som ikke anses som realistisk. Dekningsgrad 2 inkluderer om lag 3000 lokasjoner der fartøyene ligger stille i minst sju timer til lading. Det samlede estimerte effektbehovet og energibehovet for arbeidsfartøy i scenarioet som gir dekningsgrad 2 er henholdsvis 421 MW og 191 GWh. Under dekningsgrad 3 begrenses ladeinfrastruktur til å ligge på kun de mest trafikkerte lokasjonene som fartøyene legger til, og utgjør om lag 14 prosent av alle slike havnelokasjoner i Norge i dag. Samlet effekt- og energibehov under dekningsgrad 3 anslås til henholdsvis 128 MW og 163 GWh.

Rapporten vurderer også nettilknytning og konkluderer med at kapasitet er en utfordring mange steder, men at overliggende nett normalt bør kunne håndtere den forespeilede økningen i effektbehov. Samtidig peker rapporten på at kapasitetsmangel og lange ledetider kan forsinke og fordyre etablering av ladeanlegg.

2.2 utfordringer knyttet til underlaget som benyttes i høringsforslaget

Gjennom en rekke intervjuer med både oppdrettsselskaper og rederier som utfører tjenester for akvakulturnæringen, har det kommet frem flere utfordringer knyttet til underlaget som benyttes i høringsforslaget, og dermed til vurderingen av samlet energi- og effektbehov og tilhørende belastning på kraftnettet som følge av kravene som stilles i høringsforslaget til elektrifisering.

Vi har både intervjuet frittstående rederier som leverer tjenester til oppdrettere og oppdrettere med egne fartøy. Rederiene vi har intervjuet er i hovedsak spesialiserte tjenesteleverandører med ulike flåtestørrelser, båttyper og kontraktsformer (noen er på spotkontrakter, andre på fastpriskontrakter). Oppdretterne vi har intervjuet besitter både fartøy konkret knyttet til lokaliteten, samt noen servicefartøy som operer på flere lokaliteter. Geografisk opererer selskapene fra Kristiansund til Finnmark. Flåtene til selskapene vi har intervjuet omfatter både servicefartøy over og under 15 meter, lokalitetsbåter som primært betjener én lokalitet, og fartøy som opererer mellom mange lokaliteter.

Tabell 2-1: Oversikt over antall informanter per selskapstype som er intervjuet i kartleggingen

Aktørtype	Antall informanter
Rederi	4
Oppdretter	3

Flere av rederiene vi har intervjuet har uttalt at inndeling av fartøyskategorier i DNVs rapport ikke nødvendigvis fanger opp nyansene i faktiske driftsmønstre, særlig fordi mindre lokalitetsbåter og større servicefartøy slås sammen i samme fartøyskategori (arbeidsbåter), der driftsmønsteret kan variere betydelig. Derfor gir snittberegningene et skjevt bilde av det samlede energi- og effektbehovet, spesielt for fartøy som kombinerer transitt, lokasjonsarbeid og døgndrift. Fra intervjuene fremkommer det også at operasjonsradius, og dermed effekt- og energibehovet til fartøy *under* 15 meter som opererer som

servicefartøy, kan være undervurdert. Generelt sett fremkommer det at det er usikkerhet rundt fartøypopulasjonen, særlig knyttet til fartøy over 8 meter uten AIS-sporer.

Videre beskrives fullelektrifisering av større servicefartøy som svært krevende. Disse har lengre varighet på operasjoner enn lokalitetsbåter, opererer over flere døgn uten pause og sleper tungt. Det understrekes at ladepauser kan være vanskelig å kombinere med høy utnyttelsesgrad med døgnkontinuerlig drift. Fra intervjuene beskriver flere rederier at elektrifisering forutsetter lading der fartøyene faktisk opererer, og at lading ved utvalgte kommersielle havner og småbåthavner/lokale brygger ikke er realistisk for fartøy som opererer over lengre avstander, der innseiling til havner vil bryte opp driftsmønsteret betydelig. Dette kan gi betydelige merkostnader per seilas og sannsynligvis behov for å øke antall skip i flåten. Det har også blitt trukket frem at det er flere utfordringer knyttet til deling av ladeinfrastruktur, blant annet på grunn av biosikkerhet og Mattilsynets regelverk knyttet til smittespredning. Dette gjelder særlig når fartøy har utført tjenester for ulike oppdrettere.

I intervjuene fremkommer det at enkelte lokalitetsfartøy med batteriløsning kan gjennomføre arbeidsøkter med elektrisk drift, men at batteriene i perioder kan bli ladet ved hjelp av fartøyet diesellaggregat dersom landstrøm/ladepunkt ikke er tilgjengelig. Dette kan redusere behovet for nettilknytning på kort sikt, men innebærer at utslippsreduksjonen blir lavere enn dersom ladingen skjer direkte fra strømmettet. Videre peker informantene på at hybride fartøy ofte må bruke dieselmotor/aggregat mer om vinteren enn om sommeren, blant annet fordi energibehovet kan øke og den elektriske andelen dermed blir lavere. I tillegg pekes det på at sesongvariasjonene knyttet til aktivitetsnivå på lokalitetene påvirker det årlige gjennomsnittlige effektbehovet, der det oftere er mer aktivitet på sensommeren og høsten, ettersom temperaturene er høyere og det dermed er større behov for tjenester knyttet til avlusingsoperasjoner, notvask med mer.

Når det gjelder teknologivalg, peker rederiene på at elektrifisering er den mest egnede lavutslippsteknologien for mindre fartøy. For større fartøy er bildet mer usikkert. Løsninger basert på alternative drivstoff som hydrogen og ammoniakk har ikke nådd en tilstrekkelig teknisk og kommersiell modenhet per i dag. Samtidig pekes det på at dagens batteriteknologi ikke gir nødvendig rekkevidde for de større servicefartøyene. Hybride løsninger er mer realistiske for mange av servicefartøyene i nær fremtid, og selv da vil man være avhengig av *betydelige* endringer i seilingsmønster/flåtesammensetning (økning i antall fartøy) for å opprettholde drift. Enkelte nevner også biodrivstoff som mulig drivstoffvalg dersom det er lett tilgjengelig.

Basert på innsamlet informasjon fra intervjuene og gjennomgang av underlaget som brukes i høringsforslaget, kan vi peke på noen utfordringer ved antakelsene og beregningene som *kan* bidra til å gi et for lavt spenn i estimatet for effekt- og energibehov ved elektrifisering. I hovedsak gjelder dette en for «**grov**» **kategorisering av arbeidsfartøy**, der det er stor variasjon mellom ulike typer arbeidsfartøy tilknyttet akvakulturnæringen med tanke på driftsmønster og operasjonsradius. Ladebehov- og mønsteret for arbeidsfartøy kun tilknyttet én lokalitet, som opererer over korte avstander og som ikke har døgnkontinuerlig drift, er svært ulikt arbeidsfartøy som server flere lokaliteter over større områder og som har mer uforutsigbarhet i driften sin.

De overnevnte forholdene påvirker både muligheten for fullelektrifisering i seg selv, samt estimert ladebehov, som igjen påvirker det totale estimatet for nettbehov og belastning på kraftnettet som følge av forslaget om utslippsreduksjon. I tillegg er det pekt på en rekke tekniske begrensninger omkring muligheten til å elektrifisere servicefartøy som betjener flere lokaliteter. Det beskrives som utfordrende at fartøy som opererer med døgnkontinuerlig drift, skal belage seg på kun batterier, og at ladepauser vanskelig lar seg kombinere med dette typen aktivitetsnivå. Enkelte operasjoner, som sleping og følgende av brønnbåter, krever også et betydelig energibehov og dagens seilaser vil være utfordrende å løse

basert på dagens teknologi. Det fremgår også at mindre servicefartøy har begrenset plass til batterier, noe som kan være begrensende.

Med utgangspunkt i innspill fra intervjuene og våre tidligere analyser av nettbehovet til sjømatnæringen, gjennomfører vi en egen beregning av effekt- og ladebehovet ved elektrifisering av fartøy og dens belastning på kraftsystemet. Beregningen tar i større grad inn over seg variasjonen i typer fartøy som skal elektrifiseres enn eksisterende anslag. Dette gjør vi ved å lage to ulike scenarioer, som er beskrevet nærmere i neste kapittel.

3 Vår metodiske tilnærming

3.1 Scenariobasert tilnærming

Intervjuer og innsamlede data viser at havbruksflåten er svært heterogen, både når det gjelder fartøystørrelse, oppdragstyper, driftsmønster og energibehov. Noen fartøy har korte, regelmessige seilaser og korresponderende klare hvileperioder, mens andre har kontinuerlig drift over ett eller flere døgn og høyt energiforbruk. Denne heterogeniteten innebærer at en enkel, «én-størrelse-passar-alle»-beskrivelse av elektrifiseringsbehovet vil være lite treffende, både teknisk og systemmessig.

På denne bakgrunn benytter vi en gradert, scenariobasert tilnærming. Scenarioene er ikke prognoser, men stiliserte ytterpunkter som illustrerer konsekvensene av ulike ambisjonsnivåer for elektrifisering av havbruksflåten. Hensikten er å belyse hvordan energi- og effektbehovet i nettet endrer seg når man går fra et relativt moderat til et svært høyt elektrifiseringsnivå.

Vi analyserer to hovedscenarier kvantitativt:

- Scenario 1 omfatter kun elektrifisering av lokalitetsfartøy. Dette scenarioet vurderes som teknisk og operasjonelt gjennomførbart *uten* større endringer i driftsmønsteret for fartøyene, men vil likevel kunne være krevende å realisere på kort sikt enkelte steder gitt begrenset nettkapasitet.
- Scenario 2 utvider analysen til også å inkludere servicefartøy med energibehov opp til 3 MWh per døgn. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at å oppnå et energibehov på 3 MWh per døgn vil kreve betydelig omlegging av driftsmønsteret (kortere operasjonsøkter, planlagte ladepauser) og at den reviderte driften vil kreve etablering av høyeffektladere (1,5 MW) ved alle matfiskanlegg i sjø. Scenarioet representerer derfor et høyt, og for mange aktører krevende, ambisjonsnivå.

De mest energiintensive operasjonene som slepeoperasjoner eller lange seilaser/transittetapper med svært høyt energiforbruk og langvarig sammenhengende drift vil være særlig krevende å omstille fra. Noen informanter peker på at disse i liten grad lar seg løse med batterielektriske løsninger innenfor realistiske rammer for batteristørrelse og lading, mens andre vurderer at det i teorien kan være mulig, men med svært omfattende omlegginger av dagens driftsmønster. Om det er mulig, vil det ha omfattende kommersielle implikasjoner for markedet for bruk av servicefartøy, men scenariet vårt tar – med relativt høy usikkerhet – høyde for at også disse operasjonene vil kunne gjennomføres på en måte som tilfredsstiller forskriftens krav. Dette forholdet drøftes nærmere i rapportens kapittel 5.

Scenario 1 og 2 kan dermed forstås som nedre og øvre ramme for hva som er realistisk å oppnå gjennom elektrifisering av fartøy ved oppdrettsanlegg, gitt dagens kunnskap. I praksis vil man kunne lande på en tilpasning hvor som helst mellom disse ytterpunktene, avhengig av ambisjonsnivå, mulige unntak, teknologiutvikling og lokale tilpasninger. Resultatene fra scenarioanalysene kan derfor også tolkes som et intervall for framtidig energi- og effektbehov, der mindre omfattende elektrifisering vil gi et utfall nært scenario 1, mens mer omfattende tiltak trekker systemet i retning av scenario 2.

3.2 Nærmere om scenariene vi velger

3.2.1 **Scenario 1:** tilrettelegging for elektrifisering av lokalitetsfartøy

Scenario 1 er relevant fordi det framstår som et scenario som bør kunne realiseres til tross for lokale/regionale barrierer i strømmettet. Lokalitetsfartøy opererer i hovedsak i tilknytning til én

konkret lokalitet, med en daglig transportetappe tur/retur mellom landanlegg og lokalitet. Intervjuene tyder på at disse fartøyene typisk er i drift opptil rundt 16 timer per døgn og ligger ved kai resten av døgnet, slik at lading i hovedsak kan skje ved landanlegg om natten og eventuelt i kortere perioder gjennom arbeidsdagen. Informantene våre har understøttet at dette framstår som gjennomførbart gitt at nødvendig ladekapasitet er tilgjengelig, og enkelte har pekt på at deres eksisterende hybridelektiske fartøy i praksis drifter med svært høy andel av elektrisk energi.

Hovedforutsetninger

I scenario 1 legger vi til grunn følgende nøkkelforutsetninger:

- **Fartøystype og omfang:** Scenarioet omfatter kun lokalitetsfartøy. Informantene våre er entydige i sin tilbakemelding på at det i gjennomsnitt er litt over ett lokalitetsfartøy per lokalitet, og i modelleringen antar vi at det må installeres ladekapasitet for å betjene én båt per lokalitet. Vi legger videre til grunn at den samme ladeinfrastrukturen i hovedsak vil være tilstrekkelig til å dekke ladebehovet for fartøy brukt til passasjerfrakt som opererer mot lokalitetene, og at det derfor ikke er behov for å etablere egne ladepunkter for denne fartøykategorien i scenariet.
- **Energibehov per døgn:** Basert på DNVs anslag settes dimensjonerende energibehov til 1 000 kWh per døgn per lokalitetsfartøy. DNV oppgir et intervall på 300–1 000 kWh per døgn (gjennomsnitt 700 kWh) for arbeidsfartøy i lengdeintervallet 8–15 meter, som vurderes som relevante lokalitetsbåter. Vi velger en dimensjonering i øvre del av intervallet for å ivareta variasjoner i operasjonsmønster og sikre tilstrekkelig kapasitet i perioder med forhøyet energibehov, eksempelvis ved mer krevende operasjoner, høyere aktivitetsnivå eller ugunstige værforhold.³
- **Drifts- og ladeprofil:** Vi forutsetter minst 7 timers samlet liggetid ved kai per døgn. Dette innebærer opptil 16 timer daglig drift samt to 30-minutters seilaser til og fra kai. All nødvendig lading skjer ved kai på land (landanlegg), ikke ute ved merdkanten. For å ta inn 1000 kWh i løpet av 7 timer kreves en gjennomsnittlig ladeeffekt på om lag 143 kW per lokalitet.
- **Infrastruktur:** Det forutsettes at landanleggene kan oppgraderes slik at de håndterer det ekstra effektbehovet til fartøylading. Infrastruktur: Det forutsettes at landanleggene kan oppgraderes slik at de håndterer det ekstra effektbehovet til fartøylading. Vi legger til grunn at lokalitetsfartøyene i hovedsak lades samtidig i nattperioden, og antar derfor minst ett ladepunkt per lokalitet, slik at antall ladepunkter settes likt antall lokaliteter. Det etableres ikke egne høyeffektladere for serviceflåten i dette scenariet. Vi antar derfor 1120 ladepunkter.

Disse forutsetningene brukes til å beregne samlet effektbehov for lokalitetsfartøy ved de aktuelle lokalitetene.

Heterogenitet og usikkerhet

Det er betydelig variasjon i driftsmønster, avstand til land, vær- og bølgeeksponering, last og aktivitetsnivå mellom lokaliteter, også innenfor samme region. I praksis må energisystemet likevel være dimensjonert for å sikre tilstrekkelig energi også på de mer krevende dagene. Vi benytter derfor øvre representativt nivå for daglig energibehov fra DNV-rapporten (1000 kWh per døgn) som dimensjonerende verdi. Dette innebærer at energibehovet overvurderes for noen fartøy og

³ Verdien er hentet som et øvre nivå fra Tabell 5-7 for arbeidsfartøy 8-15m, side 26 fra DNV (2025).

undervurderes for andre, men vi vurderer at tilnærmingen gir et hensiktsmessig grunnlag for å analysere samlet energi- og effektbehov på regionnivå.

Tilpasningsmuligheter og driftsmønster

I beregningene legger vi til grunn at lokalitetsfartøyene i hovedsak viderefører dagens drifts- og seilingsmønster, med opptil 16 timers drift og konsentrert lading i liggeperiodene ved kai. I praksis finnes det likevel noe operasjonell fleksibilitet dersom batterikapasiteten skulle være utilstrekkelig på enkelte dager, for eksempel ved å legge inn ekstra ladestopp ved land, omdisponere oppdrag eller justere arbeidsdagen på de mest krevende dagene. Denne fleksibiliteten er ikke eksplisitt modellert, men innebærer at faktisk lokalt effektbehov i noen tilfeller kan bli lavere enn de dimensjonerende verdiene.

Dekningsgrad og forholdet til forskriftskrav

Scenario 1 omfatter i hovedsak lokalitetsfartøy som opererer tett på lokalitetene samt fartøy brukt til passasjerfrakt som opererer mot lokalitetene. Servicefartøy, slepebåter og andre fartøy som betjener flere lokaliteter eller har lengre seilaser og til dels 24–48 timers driftssykluser, faller utenfor og behandles først i scenario 2.

Vi legger til grunn at ladeinfrastrukturen i scenario 1 er tilstrekkelig til å eliminere utslipp fra alle lokalitetsfartøy og fartøy brukt til passasjerfrakt. Med utgangspunkt i fartøyoversikten i DNV-rapporten innebærer dette at scenario 1 omfatter samtlige arbeidsfartøy under 8 meter (65 fartøy), samt 635 av totalt 975 arbeidsfartøy i lengdegruppen 8–15 meter⁴ og 136 fartøy brukt til passasjerfrakt. Dette tilsvarer om lag 67 prosent av alle fartøyene som er identifisert i kunnskapsgrunnlaget.

Arbeidsfartøy i gruppen 8–15 meter omfatter både lokalitetsfartøy og mer energiintensive servicefartøy. For å fordele energi- og utslippsbidraget innenfor denne gruppen legger vi til grunn at lokalitetsfartøy i gjennomsnitt har lavere energibruk enn servicefartøy. Vi antar derfor at forholdet mellom energibruken til et lokalitetsfartøy og et servicefartøy kan tilnærmes som forholdet mellom nedre og øvre anslag for daglig energibruk i tabell 5-7. Dette tilsvarer at energibruken til et lokalitetsfartøy er om lag 3,33 ganger lavere enn energibruken til et servicefartøy innenfor samme lengdegruppe. Med denne forutsetningen anslår vi at de 635 lokalitetsfartøyene i lengdegruppen 8–15 meter står for om lag 36 prosent av utslippene fra denne fartøygruppen. Sammen med utslipp fra fartøy brukt til passasjerfrakt, og gitt de øvrige avgrensningene i scenario 1, tilsier DNVs utslippsdata at scenario 1 dekker om lag 39 prosent av de totale utslippene fra akvakulturfartøy.

3.2.2 Scenario 2: høy ladekapasitet på alle matfiskanlegg i sjø

Scenario 2 bygger videre på scenario 1, men forutsetter i tillegg at matfiskanleggene i sjø utstyres med høy ladekapasitet slik at også mer energiintensive servicefartøy kan drives elektrisk når de opererer ved lokalitetene. Formålet er å beskrive et mer ambisiøst, men fortsatt teknisk og operasjonelt realistisk, nivå for elektrifisering av havbruksflåten.

Informantene våre har opplyst oss om at mange serviceoperasjoner (særlig avlusning, installasjon/brakklegging og tyngre servicearbeid) i dag gjennomføres som tilnærmet sammenhengende 24–48 timers drift. I scenario 2 forutsetter vi at disse operasjonene organiseres som

⁴ Denne andelen baserer seg på en forutsetning om at det kreves ett lokalitetsfartøy per lokalitet i sjø, og at det til enhver tid er i overkant av 600 lokaliteter i drift. Forutsetningen hviler på tilbakemeldinger vi har fått fra informantene vi har intervjuet.

maksimalt 12 timers drift mellom ladeøkter, og at fartøyene kan lades på lokaliteten med høy effekt mellom arbeidsøktene.

Hovedforutsetninger

I scenario 2 legger vi til grunn følgende nøkkelforutsetninger:

- **Fartøystype og omfang:** Scenario 2 omfatter alle lokalitetsfartøy fra scenario 1 (én båt per lokalitet). I tillegg inkluderes servicefartøy som utfører energiintensive oppdrag ved eller mellom matfiskanlegg i sjø, herunder avlusningsbistand, brakklegging, notvask/notbytte og annet tungt merdarbeid. Slepeoperasjoner og lange seilings-/frakteoppdrag med svært høyt energibehov antas også å kunne løses innenfor dette scenariet, men dette vil ha vesentlige implikasjoner for den kommersielle driften.⁵
- **Energibehov per døgn.** For lokalitetsfartøy videreføres antakelsen fra scenario 1: dimensjonerende energibehov på 1 000 kWh per døgn per fartøy som er inkludert i scenarioet, med lading i hovedsak innenfor faste hvileperioder. For servicefartøy legger vi, basert på intervjuer, til grunn et dimensjonerende energibehov på inntil 3 000 kWh per døgn per fartøy og et driftsmønster med mer sammenhengende operasjoner, slik at ren nattlading i liten grad kan legges til grunn. I stedet forutsetter vi at driftsmønsteret tilpasses slik at fartøyet har planlagte, korte ladevinduer ved lokalitet i løpet av døgnet. Intervjuer indikerer et energibehov i størrelsesorden 1 000–3 000 kWh per døgn, mens enkelte særskilt krevende operasjoner (for eksempel enkelte notvaskoppdrag) kan ligge noe høyere og inngår ikke i det dimensjonerende grunnlaget i scenario 2. Dette er i tråd med DNVs anslag for fartøygrupper med høyere energibruk, herunder større arbeidsfartøy samt slakt-, bløgg- og fôrfartøy.
- **Drifts- og ladeprofil:** For lokalitetsfartøy gjelder samme forutsetninger som i scenario 1. For servicefartøy legger vi til grunn at dagens praksis med tilnærmet sammenhengende 24–48 timers drift erstattes av et mønster med to operasjonssykluser per døgn, der hver syklus er inntil 12 timer inkludert lading. Vi antar at fartøyet opererer i om lag 11 timer, etterfulgt av om lag 1 time lading ved lokaliteten (dvs. ca. 12 timer per syklus). Hvert fartøy antas å ha en batteripakke på om lag 1,5–2,0 MWh, slik at inntil 1,5 MWh kan brukes per operasjonssyklus, med noe sikkerhetsmargin. Ladingen skjer med en ladeeffekt på inntil 1,5 MW. Én times lading gir da om lag 1,5 MWh tilført energi, og med to slike ladeøkter per døgn kan fartøyet ta inn opptil 3 MWh per dag, i tråd med det dimensjonerende energibehovet. Ved operasjoner der to servicefartøy arbeider samtidig på samme lokalitet (for eksempel avlusning), forutsetter vi at fartøyene ikke lades samtidig, men roterer på ladepunktet. For å sikre at scenario 2 også dekker de mest krevende, men fortsatt elektrifiserbare operasjonene ved lokalitetene, legger vi derfor et dimensjonerende elektrisk energibehov på inntil 3 MWh per døgn per servicefartøy til grunn. Dette tilsvarer inntil 1,5 MWh per 12-timers syklus (inkl. lading).
- **Infrastruktur:** For lokalitetsfartøy videreføres forutsetningene fra scenario 1. I tillegg forutsetter scenario 2 at alle matfiskanlegg i sjø har ett høyeffekt ladepunkt ved lokaliteten med kapasitet på om lag 1,5 MW for lading av servicefartøy. Alle lokalitetene må dermed elektrifiseres og nettet ved lokaliteten må dermed kunne håndtere et maksimalt effektuttak på omtrent 1,5 MW til servicefartøy, i tillegg til øvrige laster (fôrflåte, eventuell lokal lading av lokalitetsbåt mv.).

⁵ Realismen i dette vurderes nærmere i kapittel 5.

Disse forutsetningene brukes til å beregne samlet energi- og effektbehov når både lokalitetsfartøy og energiintensive servicefartøy kan lades ved matfiskanleggene i sjø.

Heterogenitet og usikkerhet

Serviceflåten er mer heterogen enn lokalitetsflåten, både når det gjelder størrelse, oppdragstyper, avstander og utnyttelsesgrad. Noen servicefartøy har hovedsakelig 12-timers dagsoperasjoner med moderat energibehov, mens andre har kampanjer med svært høy utnyttelse over flere døgn. Ved å legge til grunn et dimensjonerende energibehov på inntil 3 MWh per døgn per servicefartøy og én høy-effekt lader på 1,5 MW per lokalitet, dimensjonerer vi systemet for de mer krevende dagene. Dette er en forutsetning for elektrifisering, fordi ladekapasiteten må være stor nok også de mer krevende dagene. Vår tilnærming innebærer at energibehov og effektbehov overvurderes for enkelte fartøy og lokaliteter, men undervurderes for andre. Samlet sett vurderer vi at dette gir et konsistent grunnlag for å analysere samlet nettbehov på regionnivå.

Tilpasningsmuligheter og driftsmønster

Scenario 2 forutsetter en tydelig endring i driftsmønster for de servicefartøyene som inngår: fra 24–48 timers sammenhengende drift til planlagte 12-timers operasjoner med innlagte ladepauser på lokaliteten. Innlegging av om lag én time ladetid for hver 12-timers operasjonsperiode innebærer lavere fartøysutnyttelse, lengre kampanjeperioder og potensielt behov for mer kapasitet i flåten, noe som isolert sett gir høyere kostnader for rederiene enn dagens praksis (eks. drivstoff og investeringskostnader).

I praksis vil oppdrettere og rederier kunne tilpasse seg gjennom valg av fartøy, forskyvning av oppdrag mellom dager og koordinering av kampanjer mellom lokaliteter for å redusere samtidig belastning på nettet. Fra et kraftforbruksperspektiv åpner dette for tilknytning på vilkår, der utnyttelsen av høy-effektladere kan begrenses eller styres i perioder med knapp kapasitet i nettet – for eksempel ved at kun én av flere ladestasjoner i et geografisk område kan benyttes med full effekt om gangen. Denne typen operasjonell og reguleringsmessig fleksibilitet er ikke eksplisitt modellert, men tilsier at faktisk samtidighet i effektuttaket i noen tilfeller kan bli lavere enn de dimensjonerende verdiene vi legger til grunn. Det er imidlertid viktig at en slik avtale vil innebære en økning i driftsrisiko (om du ikke kan lade når du trenger), om man ikke investerer i reserveløsninger.

Dekningsgrad og forholdet til forskriftskrav

Ved å inkludere både lokalitetsfartøy og energiintensive servicefartøy dekker scenario 2 en betydelig større del av flåtens energibruk og utslipp enn scenario 1. Slepeoperasjoner og lange transittseilaser holdes likevel utenfor, slik at en del utslipp fortsatt gjenstår. Dersom de energiintensive serviceoperasjonene ikke hadde vært inkludert, ville både det dimensjonerende effektbehovet og det totale kraftbehovet vært betydelig lavere. Samtidig ville utslippsreduksjonene vært langt mindre, og det ville trolig vært vanskeligere å oppfylle de kriteriene for klimagassreduksjon som foreslås i forskriftsforslaget. Scenario 2 kan dermed forstås som et nødvendig ambisjonsnivå for å utnytte potensialet for utslippskutt gjennom fartøylektrifisering ved matfiskanleggene i sjø.

Vi legger videre til grunn at scenario 2 dimensjoneres for å dekke ladebehovet til fartøygrupper med daglig energibruk opp til om lag 3 000 kWh per døgn. I praksis innebærer dette at infrastrukturen i scenario 2 er tilstrekkelig for lokalitetsfartøy og øvrige fartøygrupper med moderat energibehov (inkludert slakt-, bløgg- og fôrfartøy), mens fartøy og operasjoner med svært høyt energibehov – særlig brønnbåter, samt slepeoperasjoner og lange seilings-/frakteoppdrag – i liten grad kan forventes å inngå i en elektrifiserbar portefølje innenfor denne dimensjoneringen. Samtidig vil energibehovet variere

betydelig mellom fartøy og lokaliteter, slik at den samme infrastrukturen i enkelte områder kan gi rom for å dekke deler av fartøy med noe høyere energibruk enn 3 000 kWh per døgn, uten at dette endrer hovedbildet. Som vist i tabell 5-11 innebærer avgrensningen at scenario 2 omfatter alle relevante fartøygrupper unntatt brønnbåter, og dermed kan forventes å dekke om lag 95 prosent av utslippene fra de fartøygruppene som inngår i beregningsgrunnlaget. Det tilsvarer nær 100 prosent av de identifiserte fartøyene i beregningsgrunnlaget til DNV.

3.3 Andre forhold

I analysene modellerer vi ikke implementeringstakt eksplisitt. Scenarioene beskriver et innfaset nivå, ikke år-for-år-utvikling. I høringsforslaget er det lagt opp til at kravene i første omgang kun skal gjelde for nye fartøy. Dette innebærer at behovet for ladekapasitet vil bygge seg opp gradvis etter hvert som flåten fornyes, men for servicefartøy som betjener mange lokaliteter vil ladebehovet kunne oppstå relativt raskt. Det er også grunn til å anta at forskriften vil påvirke investeringstakten i nye fartøy, og dermed hvor raskt man nærmer seg et nivå tilsvarende scenario 2.

Videre kan teknologiutvikling endre både energibehov og effektbehov over tid. Som illustrasjon på mulig teknologiutvikling kan vi nevne løsninger med hyppigere, kortere ladepauser eller ulike former for batteribytte. Dersom operasjonene for eksempel kunne organiseres med batteribytte som tar om lag 15 minutter hver tredje time, i stedet for én times lading hver 12. time, ville både nødvendig batterikapasitet om bord og dimensjonerende effektbehov ved lokaliteten kunne reduseres. På samme måte kan økt bruk av alternative energibærere, som hydrogenbaserte løsninger, andre e-fuels og biodrivstoff, gjøre at enkelte fartøyklasser på sikt velger andre nullutslippsteknologier enn batterielektrisk drift. Scenarioene i denne rapporten tar utgangspunkt i kun batterielektrifisering, men slike utviklingstrekk kan redusere behovet for elektrisk ladekapasitet i enkelte segmenter.

Til slutt legger vi relativt konservative forutsetninger om samtidighet til grunn i beregningene. Vi dimensjonerer for at mange fartøy kan ha behov for lading i samme tidsvinduer, selv om faktisk effektuttak i praksis vil kunne reduseres gjennom operasjonelle tilpasninger og eventuelle ordninger for tilknytning på vilkår. Slike mekanismer kan bidra til å redusere den reelle samtidigheten i effektuttaket, men er ikke eksplisitt modellert. Denne effekten bidrar isolert sett til at scenarioresultatene bør tolkes som øvre anslag på nødvendig nettkapasitet gitt de valgte elektrifiseringsnivåene. På den andre siden er det også mulig at vi har undervurdert det reelle energibehovet og/eller behovet for ladekapasitet, og det kan ikke slås generelt fast at scenarioet vårt er et øvre anslag.

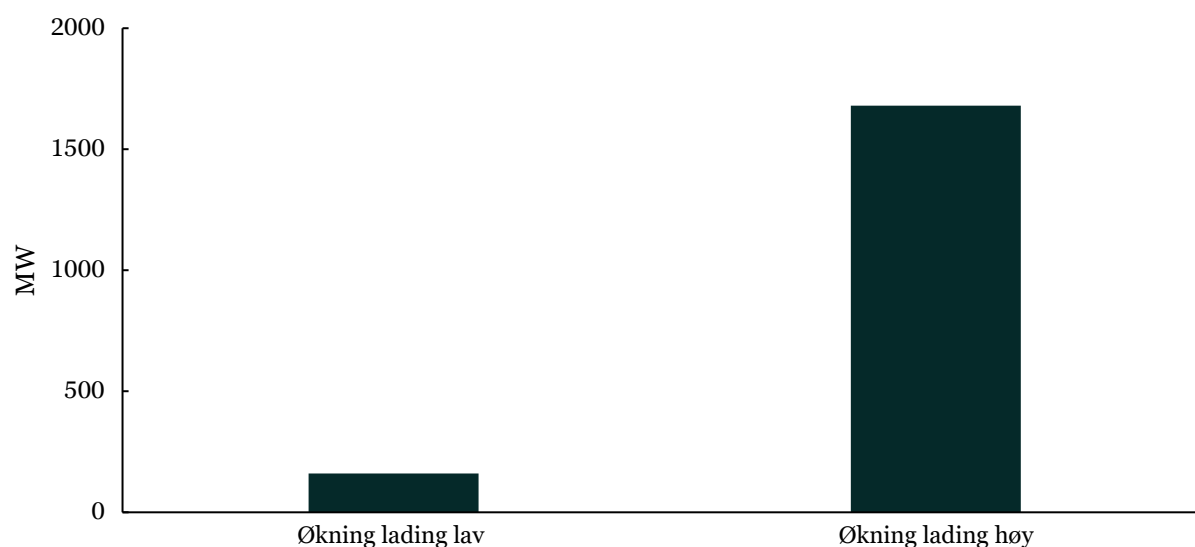
4 Resultater fra scenarioanalysen

I dette kapitlet presenterer vi de overordnede resultatene fra beregningen. Resultatene og implikasjonene av disse drøftes nærmere i kapittel 5.

4.1 Nasjonalt effektbehov

De to scenariene vil begge medføre et oppgraderingsbehov av ladekapasitet fordelt på de drøyt 1000 lokalitetene til produksjon av matfisk i sjø i Norge. Effektbehovet per punkt varierer imidlertid, og det samlede behovet for installasjon av kapasitet i strømmettet varierer også. Figuren under viser det samlede effektbehovet i de to scenariene⁶.

Figur 4-1: Samlet effektbehov i de to scenariene



Som figuren illustrerer, er det totale ladebehovet i de to scenariene på henholdsvis 160 og 1680 MW. Effektbehovet fordeler seg på 65 konsesjonsområder, og det gjennomsnittlige behovet for kapasitetsoppgradering er dermed 2,5 MW i lavt scenario og 26,7 MW i høyt scenario. Målt som prosentvis økning av dagens effektbehov fra sjømatnæringen, er ladebehovet henholdsvis 16 % og 170 %

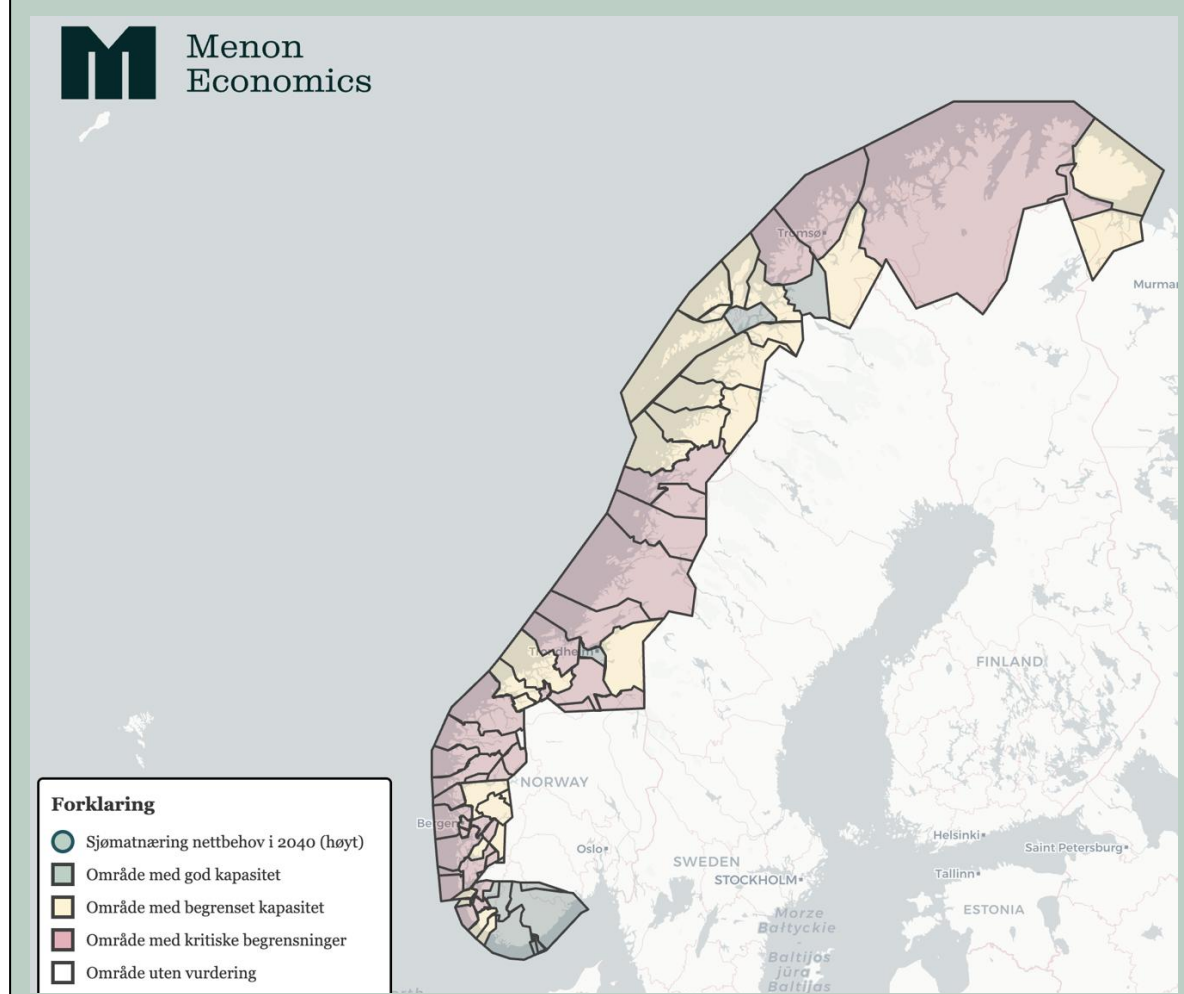
Til sammenligning beregner DNV i sitt kunnskapsgrunnlag et samlet effektbehov på henholdsvis 1175, 421 og 81 MW i sine scenarier for dekningsgrad 1-3. Vårt lave scenario er dermed om lag dobbelt så stort som DNVs beregning av dekningsgrad 3. Vårt høye scenario ligger drøyt 40 prosent over effektbehovet i DNVs beregning av dekningsgrad 1.

I delrapporten *Kartlegging av sjømatnæringens nettbehov* kartla vi sjømatnæringens etterspørsel etter kapasitet i strømmettet i næringens viktigste konsesjonsområder og vurderte strømmettets kapasitetssituasjon i disse områdene. Hvert område ble gradert med en fargekoding fra grønt til rødt, hvor grønn status representerer god kapasitet, gul status representerer begrenset kapasitet og rødt status representerer kritisk kapasitetsmangel. Dette er redegjør nærmere for i tekstboksen under.

⁶ Eventuell samlokalisering av ladeinfrastruktur vil ikke påvirke effektbehovet, og er derfor ikke eksplisitt modellert.

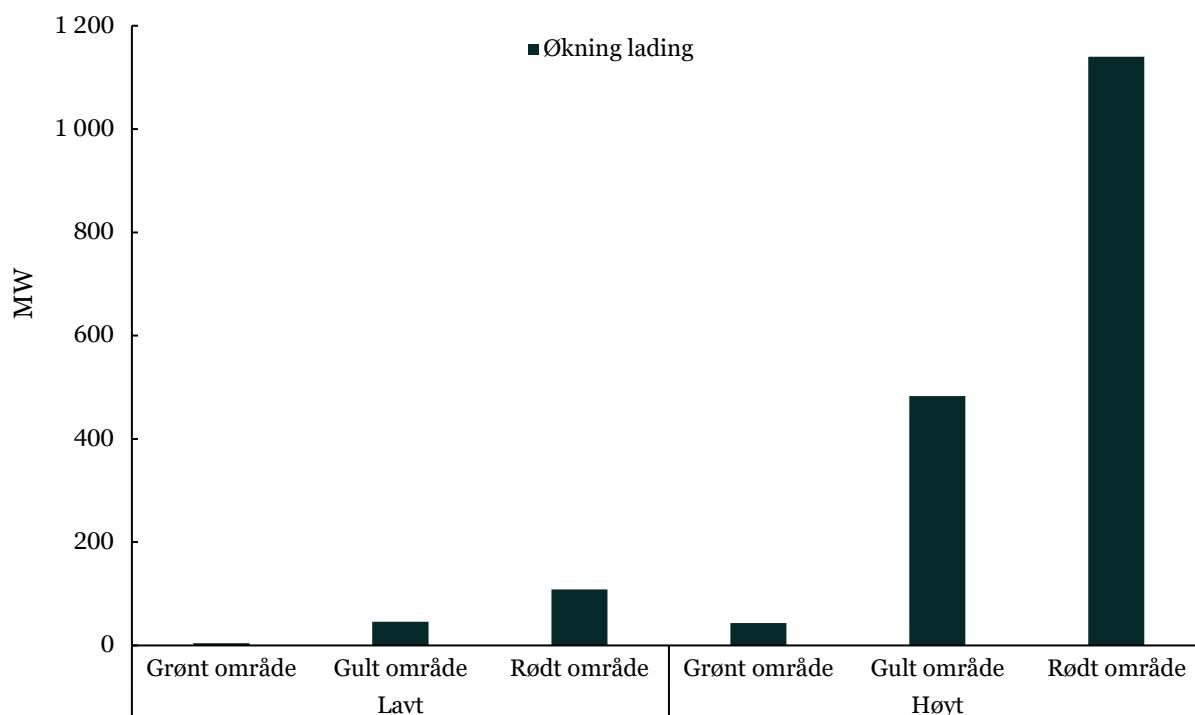
Tekstboks 4-1: Vurdering av kapasitetsstatus for konsesjonsområder

I rapporten *Kartlegging av sjømatnæringens nettbehov* utviklet vi en triangulert vurderingsmetode som kombinerer kvalitative og kvantitative data for å kartlegge kapasitetssituasjonen i ulike konsesjonsområder. Hvert område vurderes langs fire dimensjoner med poengscore 0–2, som vektes til en samlet totalscore og visualiseres med farger (rød = kritisk kapasitetsmangel, gul = kapasitetsutfordringer, grønn = god kapasitet og handlingsrom). Grunnlaget er områdeplaner fra Statnett og regionale nettselskap, lokale områdestudier samt intervjuer med nettselskapene, som samlet gir et helhetlig og oppdatert bilde og fyller eventuelle kunnskapshull. Dimensjonene omfatter tilknytningsmuligheter for store og små prosjekter (begge vekt 30 prosent), tidslinje for kapasitetsøkning (30 prosent) og teknisk tilstand/nettkvalitet (10 prosent). Totalscoren klassifiseres som grønn ved >1,60, gul ved 1,00–1,59 og rød ved <1,00, med tilleggskriterier som sikrer konsistent klassifisering på tvers av områder. Den samlede vurderingen er vist i kartet under.



Figuren under viser det samlede effektbehovet i de to scenariene fordelt på områdetype.

Figur 4-2: Samlet effektbehov i de to scenariene fordelt på områdetype

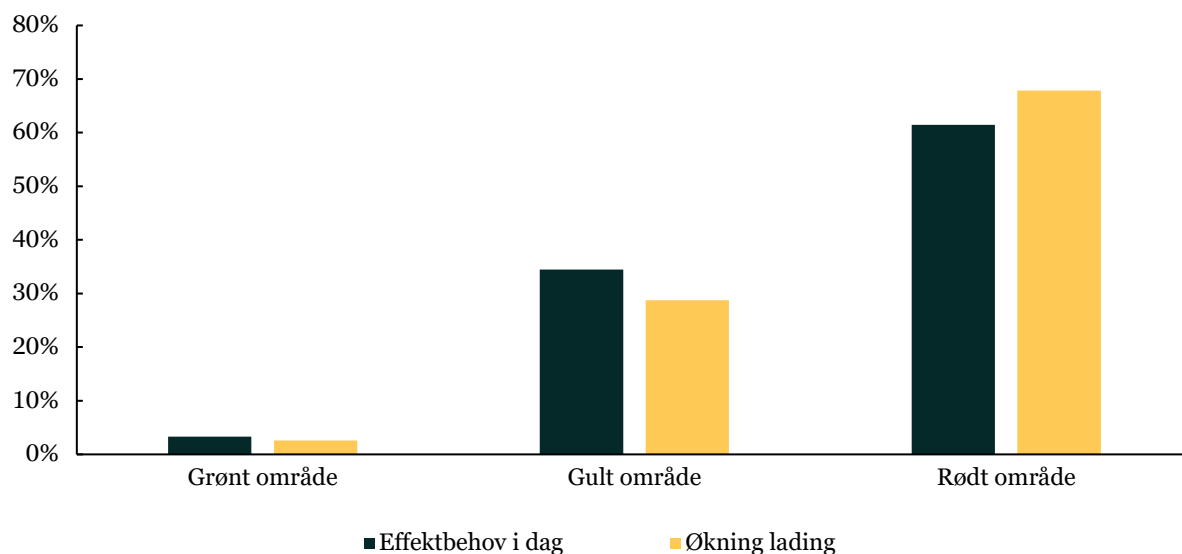


Figuren viser at det vil være et kapasitetsbehov på henholdsvis 4 og 44 MW i grønne områder i lavt/høyt scenario. Videre vil behovet være 46 og 483 MW i gule områder i de to scenariene. I høyt scenario er behovet 109 og 1140 MW i røde områder. I scenariene er den relative fordelingen av ladebehov mellom grønt, gult og rødt område prosentvis lik.⁷ 2,6 % av behovet fordeler seg i grønne områder, 28,8 % i gule områder og 67,9 % i røde områder. En stor andel av kapasitetsbehovet er altså lokalisert i områder med kritisk kapasitetsmangel.

Figuren under viser fordelingen av effektbehov per områdetype, sett i sammenheng med øvrig effektbehov i sjømatnæringen i dag.

⁷ Dette er fordi vi kun varierer ladebehov per lokalitet i sjø i de to scenariene, og forskjellen mellom scenariene er derfor en ren lineær transformasjon.

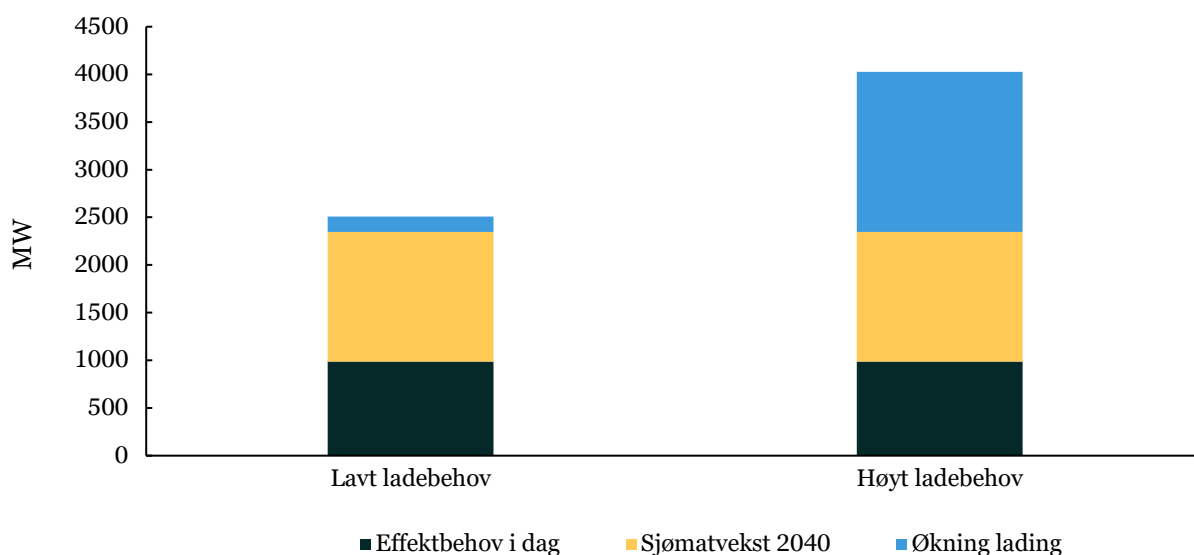
Figur 4-3: Fordeling av effektbehov per områdetype, sett opp imot dagens situasjon



Figuren viser at behovet knyttet til økt ladekapasitet er relativt likt fordelt med dagens effektbehov i sjømatnæringen, men ladebehovet fordeler seg i noe større grad i røde områder sammenlignet med sjømatnæringen i dag. Dette skyldes at lokalitetene ligger i områder langs kysten, som i større grad er røde enn øvrige nettområder hvor sjømatnæringen befinner seg. Ladebehovet er altså uforholdsmessig fordelt mot de mest krevende områdene som er kategorisert som røde.

Figuren under viser samlet ladebehov sett i forhold til øvrig effektbehov i sjømatnæringen i dag, medregnet vekstpotensialet vi har anslått mot 2040 (høyt vekstscenario) i den forrige delrapporten.

Figur 4-4: Samlet ladebehov med øvrig sjømatnettbehov

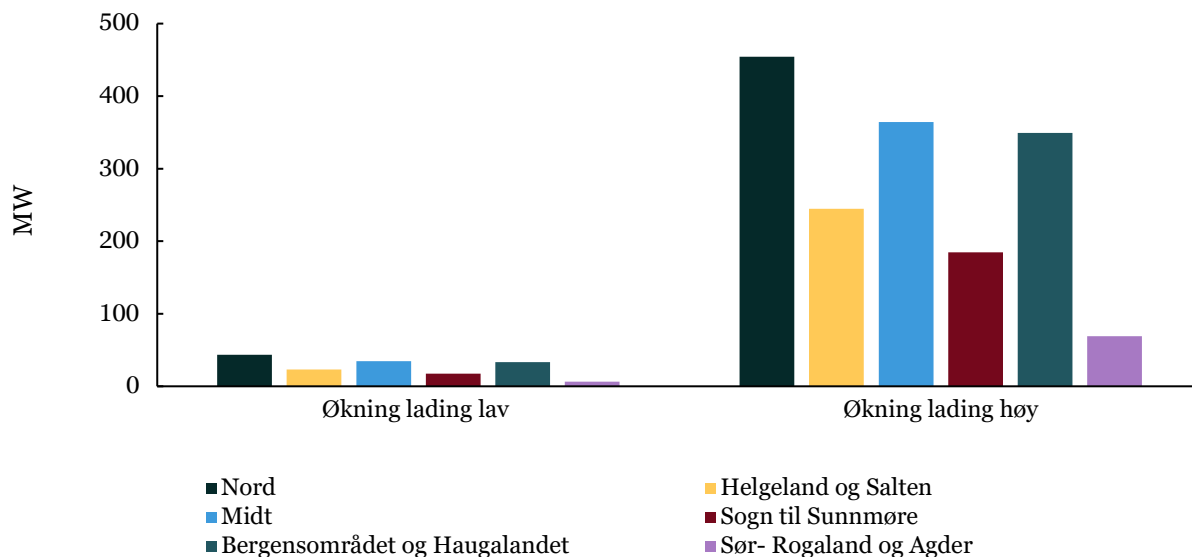


Samlet effektbehov (i dag og vekstpotensial mot 2040) er om lag 2350 MW. Mens scenarioet med lavt ladebehov utgjør en ytterligere økning på 7% av næringens effektbehov, vil scenarioet med høyt ladebehov utgjøre en vekst på 72%. Når man ser vekstpotensial mot 2040 og ladebehov i høyt scenario i sammenheng utgjør dette en vekst på mer enn 3000 MW, eller i overkant av 300% fra dagens nivå.

4.2 Regional fordeling av ladebehov

I den forrige delrapporten redegjorde vi nærmere for kapasitetssituasjonen på regionalt nivå. Regioninndelingen vi la til grunn samsvarer med områdeinndelingen i Statnetts områdeplaner. Figuren under viser den geografiske fordelingen av ladebehov basert på den regionale inndelingen i Statnetts områdeplaner, som altså korresponderer med den regionale inndelingen vi har basert oss på i forrige delrapport.

Figur 4-5: Ladebehov per område



Figuren viser at det økte ladebehovet varierer fra 7 MW (Sør-Rogaland og Agder) til 43 MW (Nord) i det lave scenariet. I det høye scenariet varierer det fra 69 MW (Sør-Rogaland og Agder) til 454 MW (Nord). Dette speiler fordelingen av matfisklokaliteter i sjø. Det er videre verdt å merke seg at en forholdsvis stor økning fordeler seg på de tre områdene som er definert som særlig krevende i forrige delrapport; område Nord, Sogn til Sunnmøre samt Bergensområdet og Haugalandet. Nær 60 prosent av det identifiserte effektbehovet fordeler seg her.

Tabellen under gjengir de samme verdiene som er vist i figuren.

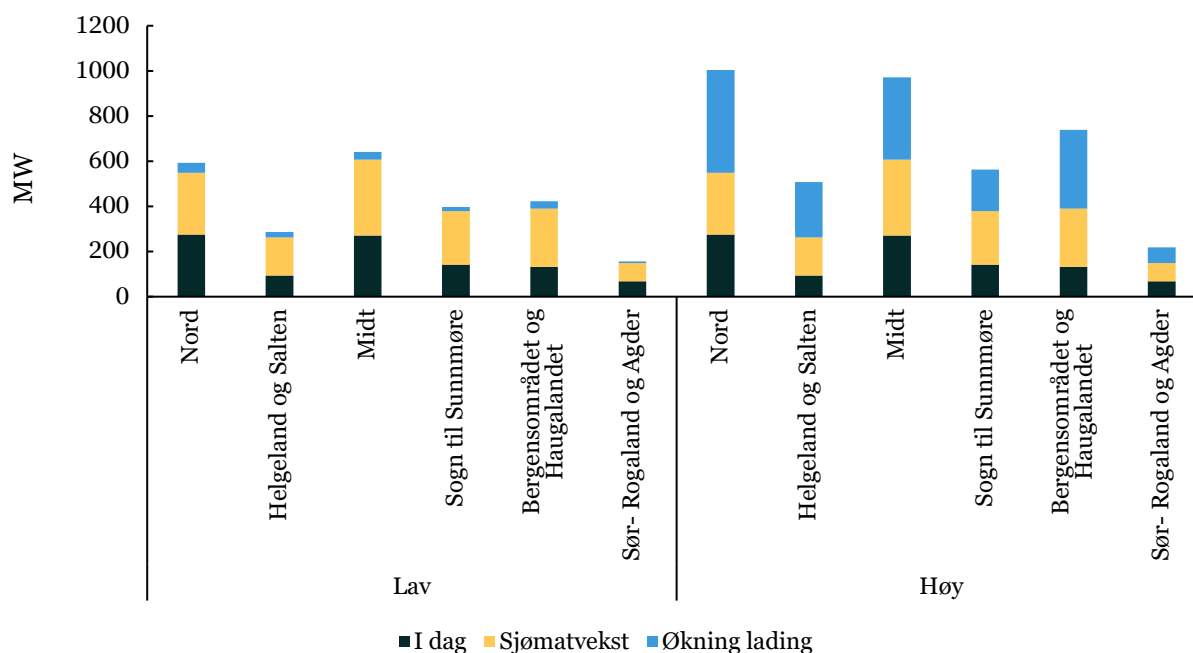
Tabell 4-1: Regional fordeling av ladebehov (MW)

	Økning lading lav	Økning lading høy
Nord	43,3	454,5

	Økning lading lav	Økning lading høy
Helgeland og Salten	23,3	244,5
Midt	34,7	364,5
Sogn til Sunnmøre	17,6	184,5
Bergensområdet og Haugalandet	33,3	349,5
Sør- Rogaland og Agder	6,6	69,0
SUM	158,9	1666,5

Det er også interessant å vurdere det regionalt fordelte ladebehovet i sammenheng med øvrig behov for nett i sjømatnæringen, både med hensyn til dagens forbruk og vekstbehovet som ble identifisert i forrige delrapport (høyt vekstscenario). Figuren under viser den regionale fordelingen av ladebehov i sammenheng med øvrig vekstpotensial i sjømatnæringen.

Figur 4-6: Samlet ladebehov med øvrig sjømatnettbehov - regionalt fordelt



Figuren viser at det økte ladebehovet vil utgjøre en vesentlig del av veksten i alle regioner i det høye scenariet, men andelen er ikke jevnt fordelt. Mens det vil utgjøre om lag 44 % av vekstbehovet for Sogn til Sunnmøre (185 av 422 MW), vil det utgjøre 62 % av vekstbehovet for region Nord (455 av 729 MW).

5 Vurdering av resultater

5.1 Drøfting

Overordnede hovedfunn

Scenarioene viser at krav om 90 prosent reduksjon av klimagassutslipp fra havbruksflåten vil kunne gi et betydelig økt effektbehov, særlig i det høye scenariet der ladebehovet overstiger en dobling av sjømatnæringens samlede effektbehov i dag. Når man ser øvrig vekstpotensial i sjømatnæringen mot 2040 og ladebehov i høyt scenario i sammenheng, utgjør dette en vekst på mer enn 3000 MW, eller i overkant av 300 % fra dagens nivå.

Scenario 1 innebærer et langt lavere effektbehov enn scenario 2 og representerer et mer realistisk ambisjonsnivå for elektrifisering av havbruksflåten på kort sikt. Samtidig er det viktig å understreke at dette ikke vil tilfredsstillende kravene i forskriften som er på høring, ettersom en vesentlig del av havbruksflåten ikke vil være i stand til å drive elektrisk uten en langt større oppskalering av ladekapasiteten. Med utgangspunkt i DNVs beregningsunderlag dekker scenario 1 om lag 67 % av flåten målt i antall fartøy og 39 % av utslippene fra flåten.

Ladebehovet i scenario 2 - som er det vi vurderer som tettest på å oppfylle forskriftens krav - vil være svært tidkrevende å få på plass. Forskriften legger implisitt opp til at det må være på plass veldig tidlig, dersom de ambulerende servicefartøyene skal kunne tilfredsstillende forskriftens krav om 90 % reduksjon av klimagassutslipp. I praksis vil dette ikke være realistisk å oppnå, og enten må tidsfristen forskyves, eller så må det være utstrakt bruk av dispensasjoner. I praksis gir dette det samme utfallet, men det administrative arbeidet knyttet til utstrakt bruk av dispensasjoner (behandling av søknader) vil da innebære å pådra seg unødvendige kostnader for både forvaltning og næring. Med forutsetningene vi har lagt til grunn, dekker dette scenarioet nær hele flåten identifisert i DNVs beregningsunderlag og om lag 95 prosent av utslippene (energikrevende brønnbåter faller utenfor).

System- og nettkapasitetsutfordringer

Ladebehovet domineres av «røde» områder med allerede anstrengt nettkapasitet, noe som øker risikoen for at flaskehalsen i kraftsystemet blir en begrensende faktor for elektrifisering.

I scenario 1 gir elektrifisering av lokalitetsfartøy et begrenset til moderat økning i effektbehov nasjonalt, men kan likevel utløse kapasitetsutfordringer i enkelte røde områder, der nettet allerede er presset. Et installert effektbehov på 160 MW ikke er mye i nasjonal sammenheng, men det kan være krevende å få utviklet nettet på regionalt nivå. Eksempelvis vil et effektbehov med høy samtidighet på 40 MW i område Nord kunne være vanskelig å få realisert på kort tid, ettersom det er svært begrenset med ledig kapasitet i store deler av regionen. I scenario 2 blir utfordringsbildet vesentlig skarpere, særlig i de regionene som tidligere er identifisert som «særlig krevende» i områdeplanene. Resultatene illustrerer at det ikke er tilstrekkelig å se på nasjonalt samlet behov – det er den regionale og lokale fordelingen som avgjør hvor krevende gjennomføringen blir. I den forrige delrapporten dokumenterte vi at mange, isolert sett mindre, tilknytningsprosjekt legger press på regional- og distribusjonsnettet, som ofte har mindre marginer og lavere redundans enn transmisjonsnettet. I tillegg har distribusjonsnettet gjerne kortere ledetider, ofte i størrelsesorden 2-5 år. Prosjekter i regionalnettet kan ta betydelig lengre tid. I enkelte tilfeller kan oppgradering eller etablering av regionalnett ta opptil 15 år blant annet grunnet tidkrevende prosesser knyttet til konsesjoner og planarbeid.

Implikasjoner for forskriftsutforming

Scenarioanalysen indikerer at scenario 1 i mange områder vil være gjennomførbart, forutsatt at det etableres tilstrekkelig ladekapasitet ved landanleggene og at nødvendige, men relativt moderate, nettforsterkninger lar seg realisere. I de mest kapasitetsanstrengte (røde) områdene vil også scenario 1 kunne kreve mer omfattende tiltak eller unntak/forskyvning i tid.

Scenario 2 vil i mange områder være vanskelig å gjennomføre uten betydelige nettinvesteringer. I flere regioner peker Statnetts områdeplaner på at sentrale forsterkninger først er planlagt ferdigstilt gradvis frem mot 2040, noe som innebærer at full elektrifisering på nivå med scenario 2 tidligst kan være realistisk i deler av landet mot slutten av planperioden.

Dette taler for at forskriften bør åpne for gradvis innfasing, geografiske unntak og/eller differensierte krav mellom fartøyskategorier. Case-by-case unntak bør i størst mulig grad kobles til nettselskapenes vurdering av nettsituasjonen, herunder tilgjengelig kapasitet og planlagte nettforsterkninger, slik at det ikke stilles krav om elektrifisering der tilknytning i praksis ikke kan leveres innenfor rimelig tid. Det er likevel viktig å merke seg at servicefartøyene, som er relativt mobile og betjener en lang rekke lokaliteter samtidig som de utfører operasjoner med lang varighet og/eller høyt energibehov, i praksis vil trenge bred dekning med ladekapasitet om de skal kunne utføre de samme oppgavene som i dag uten dramatiske endringer i driftsformen.

I dagens regulering er tilknytning med vilkår og maksimale effektrammer i hovedsak knyttet til enkeltvis tilknytningspunkt. Det finnes per i dag ingen standardisert ordning der én felles effektramme kan deles på tvers av flere lokaliteter innenfor samme nettområde (eller etablerte kommersielle løsninger for lokale fleksibilitetsmarked). I prinsippet kan nettselskap og kunder avtale mer koordinerte løsninger, men dette vil kreve skreddersydde avtaler og systemer, og det er behov for videreutvikling og mulig justering av regelverket dersom slike ordninger skal tas i bruk i større skala.

Teknologisk usikkerhet og alternative løsninger

Scenarioene tar utgangspunkt i batterielektrifisering med dagens kjente teknologiløsninger. Løsninger som batteribytte kan på sikt redusere både nødvendig batterikapasitet om bord og dimensjonerende effektbehov ved lokalitetene, men er foreløpig lite utbredt.

Alternative energibærere (hydrogen, e-fuels mv.) kan bli relevante for deler av flåten, særlig de mest energiintensive operasjonene. Dette kan dempe behovet for elektrisk ladekapasitet, men ligger utenfor modelleringen i denne rapporten. Det er imidlertid viktig å merke seg at en omlegging i tråd med forskriftens krav i praksis kan føre til en teknologisk «lock in», hvor videre FoU-arbeid på andre energibærere, som i utgangspunktet kan være mer egnet, vil kunne dempes fordi man binder seg til batterielektriske løsninger for en tid framover gjennom nye fartøyinvesteringer.

Tolkning av scenarioreultatene og usikkerhetsspenn

Scenarioene bør ikke tolkes som punktprognoser, men som illustrasjoner av konsekvensene av to ulike ambisjonsnivåer for elektrifisering gitt de forutsetningene vi har lagt til grunn. Det er flere usikkerhetsfaktorer som kan trekke i begge retninger: faktisk energibehov, utvikling i driftsmønster, grad av fleksibilitet, teknologiutvikling og hvor strengt regelverket praktiseres. Det er ikke grunnlag for å slå fast dette utfallsrommet innenfor rammene av denne utredningen, men vi vurderer likevel

scenarioene som relevante for å få fram den mindre belyste utfordringen rundt utvikling av nødvendig ladekapasitet i strømmettet.

5.2 Tilpasning av havbruksflåten i møte med nytt forskriftskrav

Flere av våre informanter har påpekt at det med dagens teknologi ikke er realistisk å oppnå den utslippsreduksjonen høringsnotatet sikter mot, selv med høyt utviklet ladekapasitet. Det er fordi en stor del av oppdragene vil kreve mye batterikapasitet fordi de er svært kraftkrevende og/eller går over lang tid med begrenset rom for lading. Om kravet i forskriften likevel skal tilfredsstilles, vil det kreve store endringer fra dagens drift. I dette avsnittet redegjør vi kort for mulige tilpasninger knyttet til dette.

Det er sannsynlig at særlig servicefartøy vil måtte iverksette et radikalt endret driftsmønster for å muliggjøre lading som sikrer tilstrekkelig høy andel utslippsreduksjon, ettersom de med en viss frek. Dette vil medføre høyere driftskostnader, ettersom en gitt operasjon vil i snitt kreve mer tid og – avhengig av laderens plassering – potensielt mer reising til/fra ladestasjonen.

Et alternativ til å etablere tilstrekkelig batteri- og ladekapasitet til å videreføre driften med samme antall fartøy, er å oppskalere flåten. Dette innebærer at fartøy kan bruke lengre tid på lading uten at det går på bekostning av muligheten til å utføre oppgavene, ettersom den samlede kapasiteten i flåten er høyere. Dette vil samtidig medføre økte kapitalkostnader og i noen grad også arbeidskostnader knyttet til økt bemanning av flere fartøy. Det er også mulig å se for seg en ytterligere spesialisering av flåten, hvor en andel av fartøyene spesialiserer seg til å utføre de mest krevende operasjonene.

Et muligens rimeligere alternativ, som oppnår noe av den samme fordelene, er at det etableres infrastruktur knyttet til forhåndslading av batterier (med økt kapasitet) som kan tas i bruk på fartøyene og dermed medføre redusert behov for tidsopphold knyttet til lading, men alternativet vil medføre økte kapital- og tidskostnader knyttet til innkjøp og utskifting av batterier.

Det er også mulig å se for seg at havbruksflåten gjennomfører færre oppdrag fordi fartøyene i snitt er mindre operative. Det er imidlertid ikke gitt at dette er en opsjon i mange tilfeller. Fartøyene bistår i stor grad med oppdrag som er nødvendige for å overholde akvakulturregelverket fra oppdretters side, f.eks. støttefunksjoner ifm. avlusing eller tyngre slep i forbindelse med brakklegging av lokalitet.

Videre kan næringen tilpasse seg med en rasjonalisert utnyttelse av ladekapasiteter med lade-HUBer. Dette synes å være en sentral forutsetning i kunnskapsgrunnlaget til DNV når det argumenteres for at dekningsgrad 1 (med flest ladepunkter) er lite realistisk sammenlignet med de to andre eksemplene. Det er imidlertid verdt å understreke at dette kan gå på bekostning av Mattilsynets regelverk knyttet til smittespredning, ifølge innspill vi har fått fra informantene våre. Det er generelt sett ønskelig å begrense samlokalisering av fartøy som har operert på ulike lokaliteter for å trygge biosikkerheten i størst mulig grad. Dette vil i så fall være en klar begrensning på muligheten til å samlokalisere ladekapasitet på færre lokasjoner.

Endelig er det også mulig for næringen å tilpasse seg til forskriftskravet ved å bygge fartøy som er større enn den forskriftsfestede grensen på 24 meter. Det vil innebære at rederier unngår utslippskravet ved å bygge fartøyet så stort at den foreslåtte forskriften ikke gjelder dette fartøyet. Nedsiden ved en slik tilpasning er både at næringen tilpasser seg mot en sub-optimal flåtestruktur (fartøyene utformes på en annen måte enn næringen helst skulle ønske for å unngå å stilles overfor forskriftskravet), men også at den ønskede utslippsreduksjonen ikke realiseres.

Det er vanskelig å slå fast hvilke tilpasningsmuligheter som mest sannsynlig vil realiseres av næringen uten nærmere utredning, men det er all grunn til å tro at de ulike tilpasningsalternativene vil være kostnadsdrivende for næringen om forskriftskravene skal etterleves.

6 Vurdering av kostnader og fordeling

6.1 Kostnadsanslag i kunnskapsgrunnlaget

I kunnskapsgrunnlaget til DNV presenteres tre kilder til kostnadsendringer fra høringsforslaget:

1. Merkostnad for etablering av ladeinfrastruktur på land.
2. Merkostnad for elektrisk anlegg, lader og batterier om bord i fartøyene.
3. Besparelse som følge av endring i energikostnadene, representert ved forskjellene i diesel- og strømpris.

Det presenteres ulike beregninger for de ulike fartøytypene i henhold til fartøyinndelingen i kunnskapsgrunnlaget, med et eget scenario for hver av de tre scenariene for dekningsgrad.

Kostnadene for å etablere ladeinfrastruktur på land er sterkt avhengige av lokale forhold – eksisterende nettkapasitet og avstand fra kai til nærmeste tilknytningspunkt – og det er derfor gjort beregninger basert på gjennomsnittlige enhetskostnader for nettstasjon, lokalt sprednett, overliggende luftnett og sjøkabel. Enhetskostnadene er blant annet basert på NVE-data, Sweco/Oslo Economics og DNVs egne anslag, og brukes sammen med typiske lengder og effektbehov fra dekningsgradsanalysen til å beregne totalinvesteringer per scenario.

For full utbygging (Dekningsgrad 1) anslås samlede nettinvesteringer til nær 8 mrd. kroner – på nivå med et helt års investeringer i lavspent distribusjonsnett i Norge – og dette vurderes som en svært vesentlig økning for nettselskapene. Ved å begrense utbyggingen til lokasjoner med lange nattlige liggetider (Dekningsgrad 2) faller investeringsnivået noe, mens et ytterligere kutt til kun de mest trafikkerte lokasjonene (Dekningsgrad 3, ca. 475 steder) reduserer nettinvesteringene med om lag 86 % sammenlignet med Dekningsgrad 1, til rundt 0,9 mrd. kroner, hvor ladepunkter “ved havbruk” står for 56 % på grunn av behov for sjøkabel. Årlig annuitetskostnad for nettanleggene beregnes til om lag 394, 320 og 44 mill. kroner for henholdsvis Dekningsgrad 1, 2 og 3 (40 års levetid, 4 % rente). Selv om dette er betydelige beløp, utgjør landinfrastrukturen kun rundt 2–20 % av totale tiltakskostnader; hovedtyngden ligger i fartøyene.

I høringsnotatet defineres **merkostnaden om bord** som tilleggskostnaden ved å bygge fartøy som batterihybrider sammenlignet med tilsvarende dieselfartøy. Den omfatter batteripakker, likeretter, styringssystemer og øvrig elektrisk installasjon, under forutsetning av AC-lading med likeretter plassert om bord. Dette gir høyere investeringskostnad i fartøy, men lavere behov for kostbare omformerløsninger på land. Batteriene utgjør en stor del av merkostnaden og antas å ha 10 års levetid, mens øvrige komponenter settes til 20 år og diskonteres med 7 % kalkulasjonsrente. På enhetsnivå varierer merkostnaden betydelig mellom fartøyskategorier og størrelser: fra om lag 3–4 MNOK for små arbeidsfartøy og passasjerfartøy, via 11–13 MNOK for 8–15 meters fartøy, til rundt 22–24 MNOK for de største arbeids- og slakte-/førfartøyene og opptil rundt 90 MNOK for de største brønnbåtene. Summerer man over hele flåten gir dette et samlet investeringsnivå i størrelsesorden tosifrede milliarder kroner, og de årlige annuitetskostnadene om bord er høye for særlig arbeidsfartøy og passasjerfartøy. Begrensning av ladeinfrastruktur til færre havner (Dekningsgrad 2 og 3) endrer lite på kostnadsbildet om bord, siden nesten alle fartøy uansett har anløp til de mest trafikkerte havnene.

Drivstoffdelen av analysen bygger på dagens prisnivå og beregnet forbruk, der innkjøpt diesel er satt til 10 000 NOK/tonn (om lag 2,50 kr/kWh levert fra motor), mens strømprisen er satt til 0,50 kr/kWh pluss elavgift 0,16 kr/kWh og nettleie 0,40 kr/kWh, i sum 1,06 kr/kWh. Sammen med bedre virkningsgrad for elektrisk drift gir dette en beregnet reduksjon i energikostnaden på rundt 55 % ved

overgang fra diesel til strøm. For Dekningsgrad 1 innebærer dette en årlig drivstoffbesparelse i størrelsesorden 434 mill. kroner og en CO₂-reduksjon på rundt 200 000 tonn.

Når dekningsgraden begrenses til færre ladepunkter, faller både drivstoffbesparelsen og utslippsreduksjonen fordi en større del av energibruken må dekkes av diesel, og mer av driften blir hybrid. For Dekningsgrad 2 og 3 reduseres drivstoffbesparelsen til henholdsvis om lag 380 og 284 mill. kroner per år, og CO₂-reduksjonen faller til rundt 176 000 og 132 000 tonn. Disse besparelsene er viktige for å redusere netto tiltakskostnad, men de kompenserer ikke fullt ut for de høye investeringskostnadene i fartøy og nett. Resultatet er at samlet tiltakskostnad havner på om lag 9 700–12 400 kroner per tonn CO₂ avhengig av dekningsgrad, og øker når ladeinfrastrukturen begrenses fordi kapitalbindingen i fartøy er tilnærmet uendret mens utslippsreduksjonen blir lavere.

6.2 Vurdering av kostnadsanslag

Innenfor rammene av denne kartleggingen har vi ikke hatt anledning til å foreta en egen vurdering av grunnlaget for beregningene (utover våre vurderinger knyttet til behov for etablering av ladeinfrastruktur som er drøftet i rapportens kapittel 2, 3 og 5), men vi har drøftet tallgrunnlaget med respondentene våre. Respondentene våre har i all hovedsak ikke hatt vesentlige innsigelser til selve kostnadsanslagene, men har ikke foretatt grundige vurderinger av disse.

Gjennom respondentenes tilbakemeldinger og våre egne vurderinger, er det etter vårt syn imidlertid grunn til å tro at vesentlige kostnadsdrivere av forslaget ikke er godt nok belyst. Dette knytter seg særlig til tidsbruk for operasjoner som vil være krevende å gjennomføre gitt dagens driftsmønster om servicefartøy skal dreies over på stor grad av batterielektrisk drift. Flere av respondentene våre har pekt på at det er urealistisk å opprettholde dagens driftsstruktur for en vesentlig del av driftsoppgavene til servicefartøy. Dette omfatter eksempelvis slepeoppdrag, bistand til avlusingsoperasjoner og lengre seilaser, som ikke vil være mulig å gjennomføre uten avbrudd for ladeopphold mv. gitt dagens batteriteknologi og fartøyutforming.⁸

Som vi har redegjort for tidligere, kan sannsynlige konsekvenser av dette være enten et kraftig økt behov for installasjon av ladekapasitet langs kysten (for å i størst mulig grad begrense tidsavbrudd for slike oppdrag), en økning i flåtens kapasitet for å tillate lengre ladeopphold eller en kombinasjon av disse tiltakene. Vi har ikke hatt grunnlag for å foreta en dekkende vurdering av hvordan driftsmønsteret vil måtte endres gitt forskriftens krav innenfor rammene av dette forskningsprosjektet, men vurderer at kunnskapsgrunnlagets drøftinger rundt dette punktet er mangelfulle, og at dette trekker i retning av høyere kostnader enn det som er presentert i kunnskapsgrunnlaget. Størrelsen på effekten vil først og fremst avhenge av næringens behov for tjenester som er særlig kraftkrevende.

Investeringskostnader til fartøy er den klart største kostnadskomponenten i kunnskapsgrunnlaget, som taler for at denne effekten kan være betydelig. I kunnskapsgrunnlaget utarbeidet av DNV, er det ikke skilt mellom rene lokalitetsfartøy (som i hovedsak utfører mindre kraftkrevende oppdrag) og servicefartøy, og det er dermed ikke mulig å benytte dette underlaget til å skalere opp kostnaden. Rederiet Trident Aqua Services har oppgitt at i overkant av 50 % av deres aktivitet i dag er basert på 24-timersdrift, som ofte omfatter operasjoner som vil være mer krevende.⁹ Dette peker også i retning av at kostnadene kan bli høyere enn det som er anslått i kunnskapsgrunnlaget. Dette vil i så fall trekke

⁸ Se kapittel 2 og 3 for utbroderende omkring rundt dette.

⁹ 90% utslippsfri energibruk på Servicefartøy fra 2028 Kan ny teknologi gi for mye tillit til tall? Foredrag på TEKMAR-konferansen 2025. URL (09.12.2025): https://tekmar.no/wp-content/uploads/2025/12/06_Innlegg-Servicefartoy-TEKMAR-Tobias-Grovdal.pdf

i retning av at den anslåtte tiltakskostnaden (kroner per tonn redusert CO₂-utslipp) er høyere enn høringsforslaget indikerer.

6.3 Fordelingsvirkninger og forholdet til grunnrenteskatten i havbruk

Forskriftsendringen vil føre til økte kostnader for rederiene. Kostnadsøkningen fører imidlertid også til reduserte skatteinntekter, og man kan på den måten si at kostnaden av reguleringen deles mellom næring og stat. Den effektive skattesatsen aktørene står overfor beskriver graden av slik kostnadsdeling. Med ordinær skatt på 22 prosent, bæres 22 prosent av kostnaden av staten. Med overveltning, flyttes en del av kostnaden over i et annet marked, der skatteregler og overveltningmuligheter i det markedet bestemmer kostnadsfordelingen.

I hvilken grad kostnaden veltes over fra selger til kjøper handler blant annet om konkurransesituasjonen i markedet og egenskapene ved kostnadsøkningen. Faste kostnader, som investeringer i nye fartøy, skal i utgangspunktet ikke påvirke prisingen på kort sikt. Endringer i marginalkostnaden vil derimot påvirke likevekten under normale omstendigheter. En økt marginalkostnad vil fordre en økning i prisen fra selger. Da vil kjøper og selger av tjenesten normalt også dele på byrden av kostnadsøkningen. På lengre sikt er imidlertid også antall fartøy en variabel størrelse. Med fri etablering og perfekt konkurranse, vil den langsiktige kostnaden i teorien kunne veltes fullt over på kjøper.

I vårt tilfelle ser vi på en kostnadsdeling mellom rederier som leverer tjenester til oppdrettere, og oppdretteren selv, i møte med en kostnadsdrivende forskriftsendring, og hvor stor andel av kostnadsøkningen som deles mellom næring og stat samlet sett. I den grad kostnaden veltes over på oppdretter, i form av dyrere tjenester fra rederiet, vil statens andel av kostnadsøkningen øke fordi, ettersom oppdrettsnæringen betaler grunnrenteskatt på overskudd (25 prosent grunnrenteskatt på toppen av alminnelig selskapsskatt på 22 prosent). Dersom kostnadsøkningen i sin helhet bæres av rederiene, vil statens andel forbli på 22 prosent.

Som drøftet over, vil man med fri etablering og perfekt konkurranse i teorien på sikt kunne velte over hele kostnadsøkningen fra selger (rederi) til kjøper (oppdretter). Dette taler for at kostnadsøkningen veltes helt over på oppdretter, og tilsvarende den effektive skattesatsen for oppdretter (som – før bunnfradrag – er på 47 prosent). I den grad konkurransen ikke er perfekt (endringer i eierstrukturer kan eksempelvis påvirke lokal konkurransesituasjon og begrense rederienes mulighet til å velte over kostnader), vil det imidlertid kunne være begrenset hvor mye kostnaden kan veltes over fra rederi til oppdretter. Dette taler i så fall for at byrden av kostnadsøkningen er mindre jevnt fordelt mellom staten og næringen, enn dersom hele kostnadsøkningen tilfalt oppdretter.

Noen av rederiene som berøres er eid av oppdrettere. I mange tilfeller er fartøyene også eid helt og direkte av oppdretter (dvs. at fartøyet ikke eies av et separat rederi), især lokalitetsbåtene. For disse er det naturlig å anta at en stor del av kostnaden kan overveltes, ettersom dette er skattemessig fordelaktig.¹⁰ Flere rederier har imidlertid eiere som ikke er oppdrettere. Det er mer uklart om og i hvilken grad kostnaden av å etterleve reguleringen kan veltes over på oppdretter når det ikke foreligger sammenfallende eierskap.

Videre vil fartøyene som er omfattet ikke nødvendigvis kun ha oppdrettsnæringen som kunder. I den grad kostnaden også veltes over på disse kundene vil ikke staten være med på å finansiere like mye av kostnadsøkningen. Vi har eksempelvis fått tilbakemelding i kartleggingen vår på at leverandører av

¹⁰ Det er imidlertid også viktig at prisene settes i tråd med armlengdes avstand-prinsippet, og dette handlingsrommet kan i praksis være begrenset.

dykketjenester også betjener andre kunder. Det er ikke gitt at disse vil kunne velte kostnaden de vil stå overfor ved en elektrifisering av sine fartøy over på de øvrige kundene, og i tilfelle de kan det, vil disse øvrige kundene ikke stå overfor samme skattesats som havbruksnæringen.

Til slutt er det tekniske forhold rundt utformingen av den norske grunnrenteskatten som påvirker fordelingen av skattebyrden. Dette knytter seg særlig til bunnfradraget i oppdrettsnæringens grunnrenteskatt. Oppdrettere betaler ikke grunnrenteskatt før overskuddet overstiger 70 millioner kroner (før skatt). Hvis oppdretter ikke er i grunnrenteskatteposisjon (altså at overskuddet deres overstiger bunnfradraget), vil ikke kostnadsøkningen som utløses av forskriftsendringen motsvares av redusert grunnrenteskatt. Effekten av tiltaket blir dermed å redusere verdien av bunnfradraget.

Størrelsen på disse effektene er til syvende og sist empiriske spørsmål som vi ikke har grunnlag for å vurdere i denne rapporten. Det ovenstående indikerer likevel at den samlede kostnadsdelingen mellom stat og næring vil være lavere enn summen av skattesatser (selskapsskatt på 22 % og grunnrenteskatt på 25 %) i oppdrettsnæringen.

Referanseliste

Grønvik, O., Schöpfer, A., Lunde, A., Becker Cappelen, A., Śpiewanowski, P. og Winje, E. A. *Kartlegging av sjømatnæringens nettbehov*. Menon-publikasjon nr. 137. Menon Economics.

DNV. *Kartlegging av mulighet for elektrifisering av fartøy i havbruk*. Rapportnr. 2025-0217, rev. 1.

Sjøfartsdirektoratet. *Høring om forslag til forskrift om klimagassreduksjoner for arbeids- og passasjerfartøy i akvakulturnæring*. Høringsnotat av 8. oktober 2025.

Dokument 3:7 (2024–2025) *Riksrevisjonens undersøkelse av kapasiteten i strømmettet*

Vedlegg – beregnet effektbehov per delområde

Tabellen under redegjør for det beregnede effektbehovet i scenariene våre per konsesjonsområde.

Områdeplan	Områdestudie	Lading: Lavt scenario	Lading: Høyt scenario
Bergensområdet og Haugalandet	Bergen	0,429	4,5
Bergensområdet og Haugalandet	Fana og Os	0,572	6
Bergensområdet og Haugalandet	Fensfjordenområdet	3,289	34,5
Bergensområdet og Haugalandet	Haugesund	0,143	1,5
Bergensområdet og Haugalandet	Indre Haugalandet	3,289	34,5
Bergensområdet og Haugalandet	Karmøy	1,001	10,5
Bergensområdet og Haugalandet	Kvinnherad	2,145	22,5
Bergensområdet og Haugalandet	Matre og Dale	1,43	15
Bergensområdet og Haugalandet	Mauranger	1,43	15
Bergensområdet og Haugalandet	Odda	0	0
Bergensområdet og Haugalandet	Samnanger og Kvam	1,144	12
Bergensområdet og Haugalandet	Sauda	0	0
Bergensområdet og Haugalandet	Sunnhordland	13,013	136,5
Bergensområdet og Haugalandet	Øygarden, Askøy, Nordhordaland	5,434	57
Helgeland og Salten	Bodø	1,001	10,5
Helgeland og Salten	Helgeland midt	1,001	10,5
Helgeland og Salten	Helgeland nord	3,861	40,5
Helgeland og Salten	Helgeland sør	2,002	21
Helgeland og Salten	Indre Salten	1,287	13,5
Helgeland og Salten	Namdalsregionen	1,144	12
Helgeland og Salten	Nord-Helgeland	5,148	54
Helgeland og Salten	Område uten dedikert områdestudie (Salten)	4,576	48
Helgeland og Salten	Ytre Salten	3,289	34,5
Midt	Deler av Nordmøre og Romsdal	1,716	18

Områdeplan	Områdestudie	Lading: Lavt scenario	Lading: Høyt scenario
Midt	Hitra, Frøya, Hemne, Snillfjord, Agdnes	10,296	108
Midt	Innherred nord og Fosen	2,002	21
Midt	Innherred sør og Værnesregionen	0	0
Midt	Namdalsregionen	12,012	126
Midt	Områdeplan Nordmøre	7,722	81
Midt	Sunnmøre	1,001	10,5
Midt	Trondheim	0	0
Nord	Andøy	0,858	9
Nord	Ballangen	0,572	6
Nord	Balsfjord, Storfjord og Lyngen	0,143	1,5
Nord	Hadsel	1,43	15
Nord	Harstad og Kvitnes	5,005	52,5
Nord	Indre troms	0,572	6
Nord	Område uten dedikert områdestudie (Finnmark)	14,729	154,5
Nord	Områdestudie Lofoten	3,289	34,5
Nord	Senja	5,434	57
Nord	Sør-Varanger	0,572	6
Nord	Tana og Nesseby	0,572	6
Nord	Tjeldsund, Evenes, Lødingen	1,859	19,5
Nord	Tromsø og Karlsøy	3,718	39
Nord	Varangerhalvøya (Varanger-ringen)	0,286	3
Nord	Vestall Regionalnett	4,29	45
Sogn til Sunnmøre	Høyanger	0,572	6
Sogn til Sunnmøre	Nordfjord	4,29	45
Sogn til Sunnmøre	Områdestudie Sogndal kommune	0	0
Sogn til Sunnmøre	Sunnfjord	5,291	55,5
Sogn til Sunnmøre	Sunnfjord og Ytre Sogn	4,004	42
Sogn til Sunnmøre	Sunnmøre	3,432	36
Sør- Rogaland og Agder	Agder vest	1,287	13,5
Sør- Rogaland og Agder	Agder øst	0,286	3
Sør- Rogaland og Agder	Dalane Vest	0,143	1,5
Sør- Rogaland og Agder	Dalane Øst	0,143	1,5
Sør- Rogaland og Agder	Jærnettet	0	0
Sør- Rogaland og Agder	Ryfylke	2,86	30
Sør- Rogaland og Agder	Sandnes Øst inkludert Gjesdal	0,715	7,5
Sør- Rogaland og Agder	Sirdal	0,143	1,5
Sør- Rogaland og Agder	Stavanger Sentrum	0,143	1,5

Områdeplan	Områdestudie	Lading: Lavt scenario	Lading: Høyt scenario
Sør- Rogaland og Agder	Stavanger nord inkl. Randaberg og Kvitsøy	0,858	9



Menon
Economics

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no