

ENERGIINFRASTRUKTUR I TRØNDELAG OG NORDLAND

Kraftbehov for fartøy, oppdrettsanlegg og slakteri i produksjonsområde 6, 7 og 8

Sluttrapport | november 2024

En praktisk veileder for

Energileverandører | Planlegge infrastrukturutvidelser og prioritere investeringer.

Oppdrettsaktører | Identifisere muligheter for elektrifisering av lokaliteter og fartøy.

Myndigheter | Utforme tilskudd, støtteordninger og energipolitikk for bærekraftig utvikling.

Forskning og akademia | Analysere energibehov, miljøeffekter og fremtidige scenarier.

Næringsliv | Utforske strategiske investeringsmuligheter og samarbeid om bærekraftige løsninger.

Foto: Andreyi Armiagov

Prosjektpartnere i Energiinfrastruktur i Trøndelag og Nordland:



Delfinansiert av:



Tittel
Sluttrapport: Energiinfrastruktur i Trøndelag og Nordland

Publisert
November 2024

Utgitt av
REENERGY - Renewable Energy Cluster | reenergycluster.no

Delfinansiert av
Trøndelag fylkeskommune | Nordland fylkeskommune
SpareBank 1 SMN | SpareBank 1 Nord-Norge

Prosjektansvarlig
Bjørn-Egil Sørensen, Synto
Thomas Bjørdal, REENERGY
Silje Marie Dale, Fremtidens Industri
Ken Flydalen, Fremtidens Industri
Frida Tradin, Sentrum Næringshage

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



INNHOOLD

1. Innledning	2
2. Sammendrag	3
3. Fartøy og driftsmønstre	4
3.1 Bruksmønstre for arbeidsbåter og små persontransportbåter	4
3.2 Energibruk og elektrifiseringspotensiale for små båter	6
3.3 Større servicebåter (>15 m)	8
3.4 Energibruk og elektrifiseringspotensiale for store båter	9
3.5 Brønnbåter og større fraktskip	10
3.6 Prøvforskjeller og batterikapasitet	11
4. Infrastruktur /Kai, landbaser/ havner	12
5. Produksjonsanlegg i sjø	13
5.1 Energikategorier ved lokaliteter	14
5.2 Energiforsyning fordelt per produksjonsområde	14
5.3 Sone 6 Trøndelag, Børfjord til Stoksund	15
5.4 Sone 7 Trøndelag/Nordland (delvis)	15
5.5 Sone 8 Nordland	16
5.6 Sone 8, Bodø – Lurøy	16
5.7 Sone 7, Lurøy til Brønnøysund	16
5.8 Interessante områder med stor elektrifiseringspotensiale	16
5.8.1 Potensielt område, Åfjord	16
5.8.2 Potensielt område, Rørvik	17
5.8.3 Potensielt område, Årsandøya	17
5.8.4 Potensielt område, Sandnessjøen	17
5.8.5 Potensielt område, Meløy nett	18
5.8.6 Potensielt område, Sundsfjord	18
6. Landanlegg	20
6.1 Strømforbruk for et slakteri	20
6.2 Energibruk i settefisk- og smolt-anlegg	21
7. Regional- og distribusjonsnett	22
7.1 Endringer i tilkoblingskrav	22
7.2 Status regional- og distribusjonsnett	23
8. Statnetts nettutviklingsplaner	24
8.1 Driftssikkerhet i kraftsystemet	25
8.2 Kraftnettet i område Helgeland og Salten	25
8.3 Kraftnettet i område Midt	26
9. Konklusjon	28
10. Mulige spin-off prosjekter	29
11. Verktøy	30
12. Appendix	31
12.1 PlanNett utredninger Trøndelag	31
12.2 PlanNett utredninger Nordland	33
12.3 PlanNett tiltak i Trøndelag	35
12.4 PlanNett tiltak i Nordland	37

1

INNLEDNING

Initiert av Nordland og Trøndelag fylkeskommune i samarbeid med RENERGY, kartlegger dette prosjektet energibehovet i havbruksnæringen langs kysten. Rapporten gir et fundament for bærekraftige investeringer i fornybar energi og infrastruktur for å møte fremtidens krav.

Havbruksnæringen og tilhørende maritime aktører langs kysten av Nordland og Trøndelag står overfor en kritisk overgang fra diesel til utslippsfrie alternativer. Nasjonale og internasjonale mål om redusert klimagassutslipp, som følge av Parisavtalen og Norges forpliktelser til EU, krever at sektorene omstilles raskt for å nå ambisjonen om halvering av utslipp fra innenriks sjøfart og fiske innen 2030. I tillegg har næringen et økende energibehov, både i sjø og på land, knyttet til økt produksjon, utvikling i produksjonsformer, tilknytning av fôrflåter, og anlegg på land for produksjon av settefisk, matfisk og slakterier.

Kysten av Nordland og Trøndelag har i dag mangelfull tilgang til infrastruktur for fornybar energi. Mens de store kraftlinjene er plassert inn i landet, har havbruksnæringen, og den maritime sektoren, utfordringer med å få tilgang til fornybar kraft som møter fremtidens energibehov. Samtidig går utviklingen av lav- og nullutslippsfartøy, samt nye eller endringer i produksjonsmetoder, raskt fremover. For å sikre en bærekraftig vekst, og redusere næringen avhengighet av fossile drivstoff, må det sikres investeringer i effektiv infrastruktur for fornybar energi langs kysten.

Energikartleggingen i dette prosjektet er gjennomført for å tette kunnskapsgapet rundt energibehov og energiforsyning i havbruksnæringen i Nordland og Trøndelag. Rapporten har som formål å legge et grunnlag for fremtidig investeringer i fornybar energiforsyning og nettutvikling langs kysten. Kartleggingen dekker produksjonsområdene 6,7 og 8, og gir innsikt i energibruk på oppdrettsanlegg i sjø, landanlegg og den maritime flåten knyttet til næringen. Gjennom samarbeid med energiselskaper, nettselskaper, teknologileverandører og sentrale aktører i havbruksnæringen, har prosjektet samlet inn omfattende data som har blitt analysert og sammenstilt for å identifisere dagens utfordringer og fremtidige muligheter.

Rapporten oppsummerer funnene fra kartleggingen og presenterer et grunnlag for videre utvikling av energiinfrastruktur i Nordland og Trøndelag. Rapporten presenterer dagens energibruk, kraftsituasjon langs kysten pågående investeringer og prosjekter som påvirker dagens energibehov, samt trender som vil påvirke fremtidig energibruk i næringen.

Formålet med rapporten er å gi aktørene i næringen, myndigheter, energileverandører og nettaktører en bedre oversikt for å planlegge og gjennomføre nødvendige tiltak som møter fremtidig energibehov og en bærekraftig utvikling av næringen.

Prosjektet er finansiert av Nordland fylkeskommune, Trøndelag fylkeskommune, Sparebank 1 SMN og Sparebank 1 Nord-Norge. Prosjektgruppen vil også takke referansegruppen for bidrag og styring i prosjektperioden, samt alle bidrag sentrale aktører som har bidratt med data, kunnskap og innspill i løpet av prosjektperioden.

Bidragstyttere

Takk til alle samarbeidspartnere som har bidratt med data: Moen Marin, Lerøy, NTE, Tensio, Bindal Kraftlag, Linea, Mowi, SinkaBerg, Emilsen, SalMar, Lerøy, NovaSea, Edelfarm, Refsnes Laks, Kvarøy, Kobbvåg, Bjørøya, Frøy, Nærøysund Aquaservice, KB gruppen, AQS, North Salmon Service, Akerblå, Seløy, Hydro Shipping, Let Sea, Akvafutures, Lovundlaks, Frøy Kapital, Hitramat, Ervik, Selsøyvik, Newi, Hawi, Hywi, Sewi, Vawi, Moen Group.

2

SAMMENDRAG

Statnetts tilpasninger i nettilkobling i 2023 forenkler prosessen for lavere strømforbruk, men lange leveringstider på utstyr skaper fortsatt utfordringer. Fremtidige nullutslippsmål og økende energibehov i oppdrettsnæringen vil kreve betydelige investeringer i strømnnett og ladeinfrastruktur langs kysten for å sikre bærekraftig utvikling.

Tilpasninger i prosess og vedvarende utfordringer med nettilkobling

Tilpasninger i prosessen for nettilkobling ble gjort av Statnett i 2023¹, endringen innebærer en endring i definisjon av grensen for «vanlig strømforbruk» fra tidligere 1 MW til 5 MW og maksimalt årlig energiforbruk på 20 GWh. Formålet med endringen er å redusere byråkrati og tiden det tar før tilkobling kan skje via at kunder som etterspør tilkobling ikke trenger avklaring fra Statnett for etterspørsler under 5 MW. Likevel er tidshorizonten for tilkobling betydelig lengre enn tidligere, hovedsakelig på grunn av lang leveringstid på kabler og transformator komponenter som kreves for nybygg og oppgradering av nett. Til tross for dette, er dagens kraftkrise overkommelig i oppdrettsnæringen, og det forventes at tilstrekkelig nettkapasitet bygges ut for å dekke næringens behov basert på dagens energibruk. Dette vil imidlertid ta flere år.

Kapasitetsutfordringer ved innføring av strengere miljøkrav

Når det gjelder fremtidige miljø- og klimatiltak, står det fornybare kraftsystemet overfor en langt større utfordring. Dagens system har ikke kapasitet til å håndtere de betydelige energibehovene som vil oppstå ved overgang til nullutslippsfartøy, eller ved teknologisk omlegging i oppdrettsnæringen. Dersom næringen går fra tradisjonell åpen merdteknologi til semi-lukket og lukkede systemer for å håndtere miljøutfordringer, vil det kreve betydelig mer energi. Energibehovet per lokalitet vil kunne øke fra noen hundre til flere tusen kilowatt. Flyttes hele eller deler av oppdrett i sjø til land, vil det være behov for flere titalls megawatt per anlegg, dette er en stor utfordring. Det er i dag begrenset kapasitet langs kysten til å møte slike behov, og det er lite sannsynlig at tilstrekkelig kapasitet vil være tilgjengelig i nærmeste fremtid.

Krav til utslippsfrie fartøy gir behov for ladeinfrastruktur

Når det gjelder fartøy i oppdrettsnæringen, er det ifølge Sjøfarsdirektoratets forslag² forventet at disse skal være helt utslippsfrie innen 2040 for skip under 15 meter, og at nye fartøy skal være utslippsfrie allerede fra 2025 under 15 meter og 2030 under 24 meter. For mindre oppdrettsfartøy, som opererer nær oppdrettsanleggene og har begrenset energibruk daglig, vil batteridrift være en sannsynlig løsning, men dette krever etablering av ladeløsninger både i havner og på oppdrettslokaliteter.

For å muliggjøre denne elektrifiseringen, vil det være nødvendig med omfattende utbygging av kraftnettet langs kysten, særlig i områder lengst ut i nettet, og investeringer i ladeinfrastruktur i flere titalls hjemmehavner, og på en stor del av Nordlands og Trøndelags oppdrettslokaliteter.

1 <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2023/statnett-frigir-nettkapasitet-til-vanlig-stromforbruk/>
2 Oppdrag om utarbeidelse av lav- og nullutslippskrav i servicefartøy i havbruksnæringen, 22.06.2023

3

FARTØY OG DRIFTSMØNSTRE

Oppdrettsnæringen bruker i stor grad fartøy med forbrenningsmotorer drevet av fossile drivstoff, som bidrar betydelig til næringens totale utslipp. For å redusere utslippene og avhengigheten av fossilt drivstoff er det nødvendig å analysere bruksmønstre og energibehov for ulike fartøytyper i næringen.

Det er hovedsakelig tre forskjellige typer av fartøy som brukes i oppdrettsnæringen:

- **Arbeidsbåter:** kjører daglig til lokasjon fra havn, utfører sitt arbeid og tilbake til havn igjen. Avstandene er som regel korte.
- **Servicebåter:** både mindre og større, brukes ofte ved flere lokasjoner og reiser lengre avstander enn arbeidsbåter.
- **Bløggbåter, brønnbåter og større transportskip:** Fartøyene kjører over større avstander mellom ulike lokasjoner og havner på ukentlig basis.

I rapporten presenteres noen eksempler for å vise på typiske bruksmønstre. Det finnes veldig mange båter som brukes og det finnes selvsagt båter som brukes annerledes, variasjonen er stor. Men eksemplene presentert her representerer typiske bruksmønstre og kan ses som et gjennomsnitt som brukes for videre analyse i rapporten. Lokale driftsutfordringer (eks. lus, sykdommer osv) vil påvirke driftsmønstre, men dette er ikke hensyntatt i rapporten i stor grad. Dvs. at store endringer i fiskehelse vil kunne påvirke driftsmønstre i stor grad. Med mere kunnskap om motorer, båtenes optimale fart og ny teknologi, så er det sannsynligvis potensiale for å redusere drivstoffsbruken.

3.1 Bruksmønstre for arbeidsbåter og små persontransportbåter

Persontransportbåter brukes til å frakte personell fra havn til oppdrettslokaliteter. Fartøyene er relativt små, raske og kjører korte distanser, ofte under 10 km. En typisk tur for en persontransportbåt (Figur 3-1) kan ta rundt 20 minutter, som vist i Figur 3-2.

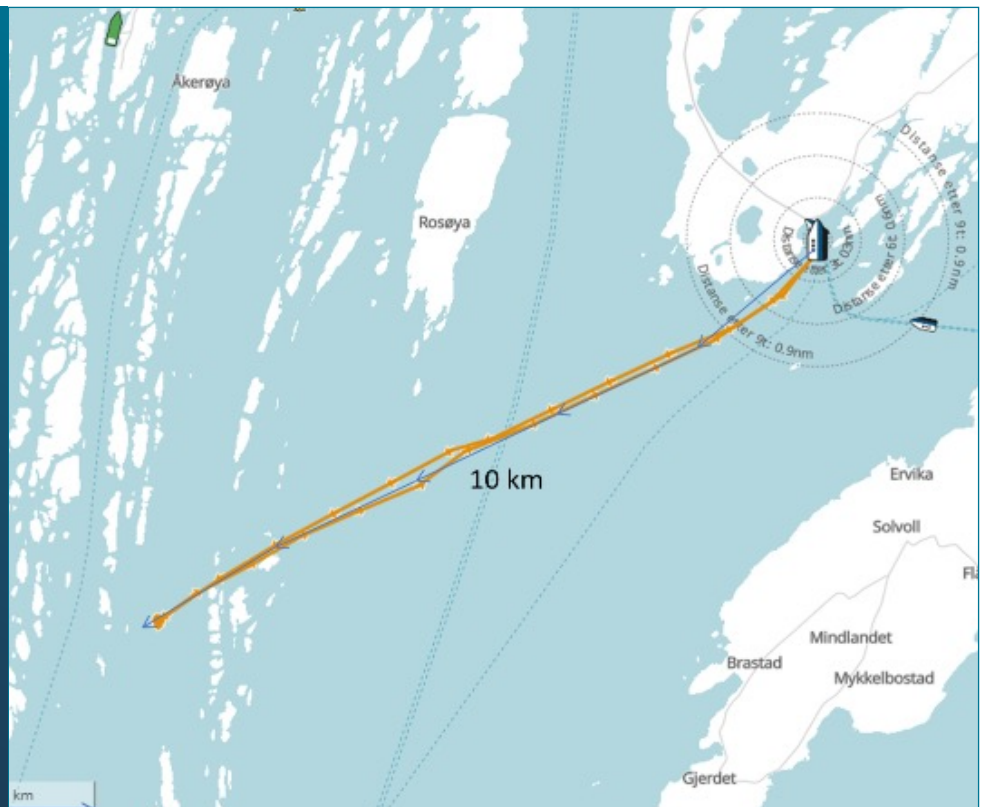
Arbeidsbåter er tyngre utstyrt, blant annet med kraner for å utføre arbeidsoppgaver på lokalitet. Disse fartøyene kjører med lavere hastighet enn persontransportbåtene, men har også korte distanser mellom havn og lokalitet med høyt effektforbruk. Ved lokalitet er energibruket lavt mens båten ligger stort sett i ro og utfører arbeid. Når arbeidsdagen er over, kjører båten tilbake til havn igjen (Figur 3-3).

Arbeidsbåter opererer med en hastighet på mellom 5-10 knop, som er omtrent halvparten av hastigheten til små persontransportbåter.

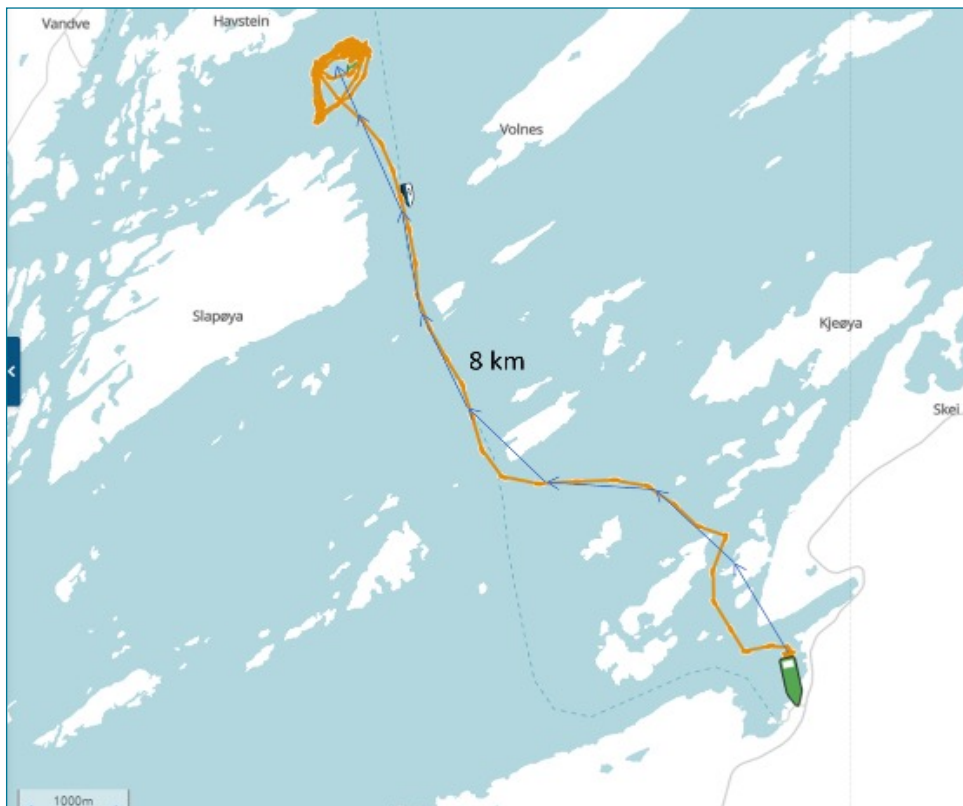


Figur 3-1: Bilde av persontransportbåten LF7549 Blåfjell, foto: Marinetraffic, Sondre M Pettersen

Figur 3-2: Bilde over en typisk tur for LF7549 Blåfjell, persontransport fra hjemnehavn til lokasjon med en avstand på omtrent 10 km. En tur som tar omtrent 22 minutter. Data fra NAIS systemet.



(<https://nais.kystverket.no/>)



Figur 3-3: Typisk arbeidsmønster for en arbeidsbåt, transport til lokasjon, arbeid som utføres, når arbeidet er utført skjer transport tilbake til hjemnehavn igjen. Bildet viser bruksmønster for båten LG 2961 Termar, data fra NAIS systemet.

(<https://nais.kystverket.no/>)

Persontransportbåtene og de små arbeidsfartøyene er de som krever minst energimengde og er nærmest mulighet til å bytte energilagringssystem til batteri. Det selges i dag hybridbåter med batteristørrelser opp mot 1000 kWh som kan utføre arbeidet på lokasjon med ren batteridrift, men de kjører normalt sett til og fra lokasjon med diesel. For å dekke også transport frem og tilbake til lokasjon fra hjemnehavn krever det enten større batterikapasitet eller lademuligheter både i havn og på lokasjon. Mer om dette i kapittel 3.3.

Både havner og selve lokaliteten er oftest tilkoblet distribusjonsnettet for strøm (forutsatt at lokaliteten er tilkoblet strøm), og dette begrenser mulig ladeeffekt. En løsning kan være at «hovedladingen» skjer i hjemnehavn, som generelt sett er enklere og billigere å bygge et ladepunkt på, og at man «støttelader» på lokasjon. For et batteri på 1000 kWh (selv om dette er dagens løsning og ikke helt utslippsfritt) forventes det å kreve en ladeeffekt på omtrent 100 kW per båt for en hybridbåt. For en fullt elektrisk båt med dobbel batterikapasitet forventes det dobbel effekt, det vil si 200 kW per båt.

En fordel i oppdrettsbransjen er at båtene normalt sett ikke brukes nattetid, noe som gir mulighet til å lade båtene over relativt lang tid. Nattetid har også lokaliteten (hvis den er tilkoblet strøm) et veldig lavt forbruk, da mating og lignende ikke pågår, så en mulighet er at effekten som da frigjøres på lokaliteten kan brukes til å lade en båt.

Vi forutser ikke noe behov for hurtiglading (sammenlignet med hurtiglading av elbiler som skjer på 15 minutter eller lignende) for små arbeids- og persontransportbåter grunnet dagens bruksmønster. Men dette vil også føre til at båtene blir mye dyrere i innkjøp, men billigere i drift. Dette er en forventet utvikling som følge av økte drivstoffpriser og CO2-gebyr over tid.

3.2 Energibruk og elektrifiseringspotensiale for små båter

I kategorien små båter regnes både arbeids-, service- og transportbåter under 15 m i lengde. Som en del av kartleggingen så har følgende tabeller blitt sammenstilt, som viser status og energibruk per båt.

Mindre fartøy, transportbåter og personalbåter		
Gjennomsnittstall		Enhet
Antall	57	
Antall med batteri	3	
% hybrider	5.3	%
Lengde	9.4	m
Batteristørrelse (for de som har batteri)	130.0	kWh
Gjennomsnitt drivstoffbruk [l/år]	45 861.1	l
Energibehov/båt og år [kWh] MAX	698 112.0	kWh
Energibehov/båt og år [kWh] AVG	136 378.1	kWh
Daglig energibruk MAX	2 181.6	kWh
Daglig energibruk AVG	493.9	kWh

Tabell 3-1: Sammenstilling av data for energibruk for båter under 15 meter

I sammenstillingen i Tabell 3-1 kan man se flere interessante muligheter. Energibruken per dag er i gjennomsnitt absolutt innenfor mulig energibruk å lagre i et batteri. Maksverdiene viser også at hvis batterikostnadene og teknologien fortsetter å forbedres at det ikke er så langt unna at nesten alle fartøy i denne klassen kan elektrifiseres. Hvis dette skjer, kommer det til å flytte utfordringen til strømmettet, og mange ladepunkter må bygges ut i både små og store havner og kaiplasser. Det er ikke sikkert at alle lokaliteter kommer å trenge lading. Dette kan vurderes fra gang til gang basert på energimengden som kreves for de små båtene som bruker lokaliteten.

For de mindre fartøyene og transportbåtene, så trenger man ikke enorme batterier og de fleste av disse er teknisk mulige å elektrifisere. Hvilke båter som økonomisk er lønnsomme å elektrifisere er et mere komplisert spørsmål. Økninger i avgifter og skatter for fossile drivstoff kommer å gjøre elektrifisering lønnsomt fortere, men dette tar tid siden det er en lineær økning fremover. Hvis prisene på batterier synker kraftig, kan dette også akselerere innfasingen av elektriske båter. I dag er elektriske båter klart dyrere enn fossile MGO/Diesel-båter.

Vi ser også at en elektrisk liten båt i oppdrettsnæringen bruker 0.14 GWh/år i gjennomsnitt og den båt som bruker mest bruker 0.7 GWh/år. Totale i denne kartleggingen bruker de 57 båtene totalt 7,8 GWh. Energimengden tilsvarer omtrent halve årsproduksjonen for et gjennomsnitt 4 MW vindturbin. Utfordringen her er den mengden nett og det antallet ladestasjoner som må bygges langs hele kysten. Dette er både dyrt og hvor nettet må styrkes for å kunne koble på nye laster tilsvarende 100-300 kW. Nett-tilkoblinger dimensjoneres normalt sett utfra et verste mulig scenario, et scenario som typisk tilsvarer en meget kald vinterdag når alle industrier starter opp må morgenen, noe som skaper en effekttopp som setter begrensningen i nettet. Men siden disse båtene hovedsakelig kommer å jobbe når nettet er som lavest belastet, på natten, kan det være mulig å koble til ladepunkter med vilkår som passer bruksmønstret.

Hvis man skulle fått over alle de fartøyene som har svart i denne undersøkelsen i Trøndelag og Nordland, kunne man spart utslippene fra 2 600 000 liter diesel. Tabellen under gjelder for arbeidsbåter under 15 meter.

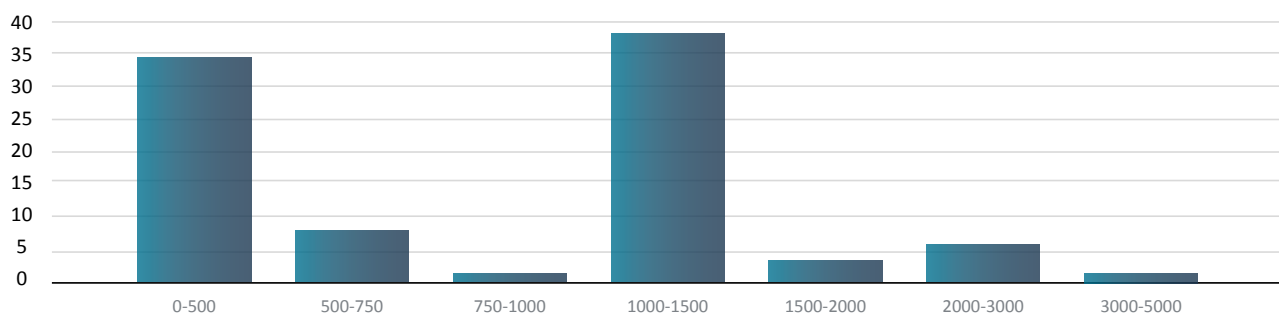
Arbeids/servicefartøy under 15 m		
Gjennomsnittstall		Enhet
Antall	91	
Antall med batteri	10	
% hybrider	11.0	%
Lengde	13.7	m
Batteristørrelse (for de som har batteri)	130.0	kWh
Gjennomsnitt drivstoffbruk [l/år]	84 486.5	l
Energibehov/båt og år [kWh] MAX	814 464.0	kWh
Energibehov/båt og år [kWh] AVG	255 990.2	kWh
Daglig energibruk MAX	3 787.5	kWh
Daglig energibruk AVG	871.6	kWh

Tabell 3-2: Tabell som viser tall fra kartleggingen for arbeidsbåter <15 m

Kartleggingen inkluderer 91 arbeidsbåter under 15 m lengde. 10 av dem har batteri på 130 kWh, denne kategorien bruker i gjennomsnitt mere energi enn de øvrige små båtene under 15 m for andre operasjoner og persontransport.

Vi kan direkte se at hvis en gjennomsnittsarbeidsbåt skal elektrifiseres så trengs et batteri på 1000 kWh, noe som tilbys av flere produsenter i dag. Men for å dekke in alle båtene kreves batteristørrelser opp mot 4 MWh, dette finnes ikke på markedet i dag.

Hvis fordelingen i energibruk deles opp i ulike spenn i et histogram, ser det ut som i Figur 3-4.



Figur 3-4: Histogram som viser hvor mange av fartøyene i kategori arbeidsbåt <15 m som bruker en bestemt energimengde

Vi kan da se at hvis man tilbyr en båt med 1500 kWh batterikapasitet så kan man dekke inn 81 av de 91 båtene som er med i kartleggingen. Det er bare en båt som har oppgitt et høyere dagsforbruk av energi enn 3 MWh. Data som dette burde være til stor hjelp for hvor store batteri som kan være lønnsomt for båtbyggerne å bygge inn i sine båter. I dag kjenner prosjektet til båter med opp til 900 kWh batteristørrelse i denne kategorien. Figur 34 viser at disse båtene, som fortsatt er hybrider med konvensjonelle forbrenningsmotorer om bord, ikke treffer energisegmentet 1000–1500 kWh. Dette segmentet kunne ha dekket energibehovet til 81 av de 91 båtene som er inkludert i kartleggingen. Dette tilsvarer 89 % av antallet solgte båter. Det er også vanlig at disse batteripakkene kan skaleres, det vil si at ved store batterikapasiteter, så brukes mange mindre moduler. Så lenge batteriene får plass i skroget og kundene er villige å betale prisen, så kunne nesten 90 % av alle arbeidsbåter under 15 m lengde teknisk sett bli helt elektrifisert basert på resultatene som er innsamlet her og en batteristørrelse på 1500 kWh. Hvis alle båter med et forbruk på under 1500 kWh hadde blitt elektrifisert kunne da utslippene tilsvarende 5,75 millioner liter drivstoff kunnet unngås (basert på de 91 båtene i kartleggingen). Energimengden for alle 91 båter tilsvarer 23.3 GWh.

3.3 Større servicebåter (>15m)

Servicebåter kommer i varierende størrelser, avhengig av oppgavene de utfører og av lokasjonene de brukes på. Et eksempel på en typisk servicebåt er vist i Figur 3-5. Felles for servicefartøy er at de ofte betjener flere lokaliteter, også på samme dag. Dette betyr at de normalt reiser lenger distanser enn arbeidsbåtene. Servicebåtens bruksmønster ligger en plass mellom arbeidsbåtene og bløggbåter og andre store transportskip.



Figur 3-5: AQS Tor, en 24 meter lang og 11,2 meter bred servicebåt. Foto: Bernt Sortland

Servicebåtene er ikke tilknyttet en lokasjon på samme måte som arbeidsbåtene. De leies ofte inn av eksterne selskaper, og kan derfor operer over større geografiske områder. Driftsmønsteret ligger på avstander mellom 10 til 50 km fra havn, som vist i Figur 3-6.



De større servicebåtene er relativt store båter som ferdes lange avstander, utfører kraftkrevende arbeidsoppgaver og kjører en relativt lang strekke tilbake til hjemnehavn daglig krever mye energi. Moderne servicebåter er også bygd for å kunne arbeide over lenger tid, døgndrift, for å få mere økonomisk bruk av dem. Effektbruken er typisk 1000 -1500 kW, mange båter i denne klassen er i dag hybrider med batteristørrelser på opp til omtrent 1000 kWh. Dette betyr at batteriet kan klare å drive fartøyet i omtrent en time på full effekt. Dette er langt unna døgndrift, noe som kan løses med lademulighet på både lokalitet og i hjemnehavn og større batterikapasitet, men full effekt brukes bare ved transport til og fra lokalitet, når serviceoppgaver utføres er effektbruken lavere. Dette krever da investeringer i mange nye ladepunkter langs kysten og nett som klarer å lade med flere hundre kW per båt.

3.4 Energibruk og elektrifiseringspotensiale for store båter

Kartleggingen vår har identifisert 10 større servicefartøy over 24 meter i lengde, som alle er utelukkende fossildrevne. Disse fartøyenes mangel på hybridteknologi skyldes hovedsakelig deres høye energiforbruk og lange levetid, kombinert med sjeldne utskiftninger. Størrelsen på fartøyene og de lange distansene de tilbakelegger, bidrar til betydelig økt energibruk, noe som skaper store tekniske og økonomiske utfordringer for elektrifisering, ettersom de krever vesentlig mer energi enn mindre båter.

I gjennomsnitt er disse servicebåtene betydelig større enn andre servicebåter brukt i oppdrettsnæringen, med lengder som strekker seg fra 24 meter til opptil 48 meter for de største enhetene. Disse større båtene forbruker i gjennomsnitt 3363 kWh energi daglig, mens det største fartøyet alene kan forbruke opptil 8 MWh per døgn. Samlet sett bruker flåten i denne kartleggingen om lag 3 millioner liter MGO/diesel årlig, hvor noen av skipene opererer daglig gjennom hele året, mens de største kun er i drift omtrent annenhver dag.

Til tross for at det er et klart behov for reduksjon av utslipp i sektoren, representerer elektrifisering av disse store servicefartøyene en betydelig utfordring. Kravet til store batteriinstallasjoner, som ville vært nødvendige for å matche dagens energibehov, innebærer høye kostnader og betydelig med plass i fartøyene, noe som gjør dem mindre praktiske og økonomisk ufordelaktige sammenlignet med andre mulige kandidater for elektrifisering.

Med tanke på de store tekniske og økonomiske barrierene, er det derfor ikke praktisk å prioritere disse fartøyene for tidlig elektrifisering. Isteden bør innsatsen fokuseres på mindre fartøyer som kan elektrifiseres mer håndterlig og kostnadseffektivt.

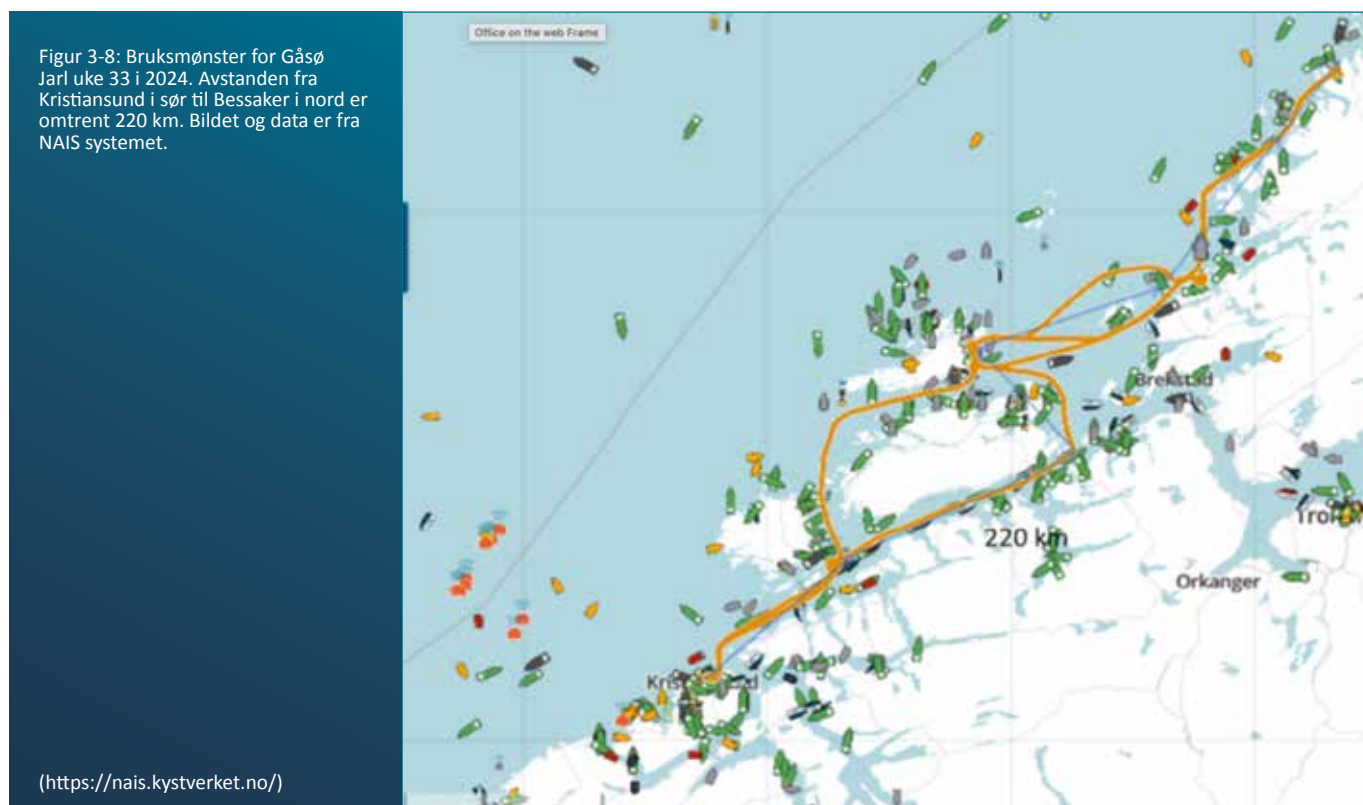
3.5 Brønnbåter og større fraktskip

Brønnbåter og for-frakkebåter opererer på tvers av lokaliteter og frakter store mengder fisk om bord. Disse fartøyene er betydelig større enn både arbeids- og servicebåtene, med lengder opp mot 85 meter og bredde over 30 meter. To moderne eksempler er Gåsø Høvding og Gåsø Jarl er vist i Figur 3-7.



Figur 3-7: Gåsø Høvding (venstre) og Gåsø Jarl (høyre), store brønnbåter som opererer på flere lokasjoner og ferdes lengre avstander enn de mindre båtene.

Brønnbåtene tilbakelegger langt større distanser, ofte hundrevis av kilometer per uke, som illustrert i Figur 3-8. Slike fartøy er avgjørende for logistikk i oppdrettsnæringen og har et omfattende energibehov. Mens frakkebåter (forbåter) kan kjøre langs hele kysten for å levere fiskefor på lokaliteter.



Gåsø Jarl er utstyrt med fire dieslaggregater fra MTU³, hver med en elektrisk generatoreffekt på 1400 kW, som totalt gir en kapasitet på 6,4 MW. Fremdriften drives av to 1200 kW elektriske motorer. Denne omfattende energibruken gjør det utfordrende å overføre til batteridrift med dagens teknologi. Hovedutfordringen ligger ikke bare i effektbehovet, men også i den totale energimengden som kreves for kontinuerlig og langvarig operasjon mellom drivstoffylling.

Flere store brønnbåter benyttes i dag også til operasjoner på lokalitet bl.a. avlusing og sortering. Dvs. økende fiskehelsebehov medfører økt bruk av brønnbåt.

Med sitt store energibehov og kontinuerlige operasjonelle krav, er det per nå verken praktisk eller økonomisk gjennomførbart å elektrifisere brønnbåter som Gåsø Jarl. Det kreves betydelige fremskritt innen batteriteknologi og infrastruktur før en slik overgang blir mulig, ettersom både batterikapasitet og ladeinfrastruktur må utvikles for å møte behovene til slike store og energiintensive fartøy.

3.6 Prisforskjeller og batterikapasitet

Dieselmotorer er maskiner som er veldig moden og som produseres i stor skala, noe som gjør at de er forholdsvis billige, de løpende kostnadene for drivstoff er den store utgiften. Batterier er mye dyrere i investering og koster mellom 1000 - 2000 NOK/kWh lagringskapasitet. Dagens Li-ion teknologi klarer høy effekt og har en energitetthet på omtrent 200 Wh/kg (0,2 kWh/kg). Dette betyr at selv for små arbeids-, transport- og servicefartøy, vil batteriløsninger koste flere millioner og bidra til betydelig vektøkning. For en 15 meters arbeidsbåt som koster omtrent 35 millioner NOK, så forventes ikke batteriprisen å være drivende i totalkostnaden, siden båtene ofte er spesialbygd for hver kunde utfra spesifikke behov og innebærer en stor investering også med konvensjonelle dieselmotorer. Imidlertid vil større batteripakker nødvendigvis øke både kostnadene og den fysiske plassen de opptar om bord, noe som kan påvirke design og brukseffektivitet.

Videre utvikling innen transportsektoren driver kontinuerlig innovasjon og prisreduksjon på batteriteknologi. Det forventes at denne trenden fortsetter, men for at utslippsfrie løsninger virkelig skal kunne tas i bruk i stor skala, kreves det at tilhørende infrastruktur, som ladestasjoner og nettverkstilpasninger, er på plass.

Det er mulig å etablere ladepunkter for små arbeidsbåter og persontransportfartøy som ikke krever mere enn et par hundre kW i ladeeffekt. Men landstrøm til store brønnbåter og lading av dem, så vil effektnivået som kreves bli en mye større utfordring.

Noe som er en mulighet er at for allerede elektrifiserte lokaliteter, som har meget lavt forbruk nattetid kunne utnyttet effekten som ikke brukes nattetid på lokalitet til å lade elektriske båter isteden i en havn. Med en koordinert og gjennomtenkt strategi så kan strømmnettene flytte effekten som brukes på lokalitet dagtid, til å lade båter i havn nattetid. Dette er en mulighet som burde undersøkes videre. Dette er særlig aktuelt i Trøndelag, siden mange lokaliteter i Trøndelag er elektrifiserte og kan dra nytte av denne synergimuligheten. Her er det mulig å koble på flere lokaliteter hvis bedrifter kan samarbeide og dele finansiell risiko med å sette opp en trafo på land å legge kabel på sjøbunnen.

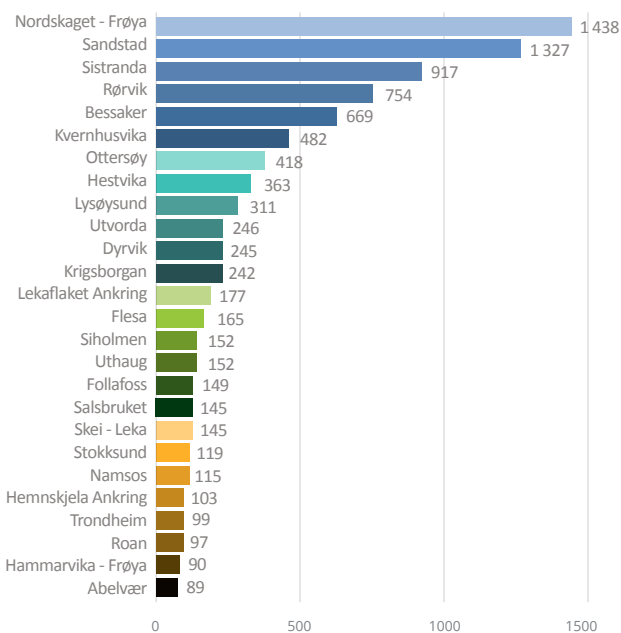
4

INFRASTRUKTUR | KAI, LANDBASER | HAVNER

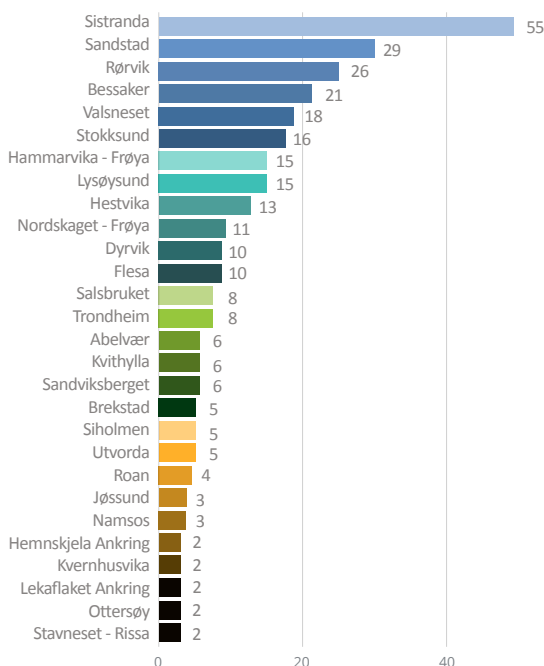
Hver oppdrettslokalitet langs kysten har ofte en tilhørende landbase som fungerer som støtte for de daglige operasjonene. Her kan det ligge et eller flere fartøy, avhengig av kapasitet. Disse landbasene er sentrale for logistikk, utstyrslagring, og eventuelt vedlikehold.

Noen landbaser er tilknyttet selskapenes verksteder eller produksjonsanlegg på land som settefiskanlegg og slakterier, mens andre kan være tilknyttet småbåthavner i nærheten av lokaliteter. Landbasene er gjerne lokalisert for å minimere avstand til oppdrettslokalitet og ligger oftest i utkant av, eller med større avstander fra strømmnett. Landbasene har vanligvis begrenset fasiliteter for å håndtere større mengder energi som lademuligheter for fartøy.

Store fartøy som brønnbåter, bløggébåter og transportskip bruker større havner for håndtering av lasting og lossing. Dette er havner med kapasitet for å håndtere større skip med stor lastekapasitet. De mest sentrale havnene i Trøndelag med flest skipsanløp for større fartøy i oppdrettsnæringen kan sees i Figur 4-1. De mest sentrale havnene i Trøndelag for Arbeidsbåt Oppdrett er vist i Figur 4-2.



Figur 4-1: Skipsanløp ved trønderske havner i perioden 02.01.2020 - 31.12.2023 for Brønnbåter/Fisketransport. Kilde: Trøndelag i tall.



Figur 4-2: Skipsanløp ved trønderske havner i perioden 27.02.2020 - 11.12.2023 for Arbeidsbåt Oppdrett. Kilde: Trøndelag i tall.

Disse figurene representerer meldte anløp i offentlige, større havner og inkluderer ikke aktiviteten ved mindre private kai-er, som ofte er utgangspunkt for arbeidsbåter i daglig drift. Selv om disse små havnene og kai-plassene ikke er med i den generelle statistikken, gir dataene innsikt som kan hjelpe til med å prioritere hvilke havner som bør utstyres med ladeinfrastruktur for fremtidens behov. Ved å analysere trafikkmønstre og energibehov kan regionale planleggere og selskaper bedre vurdere hvor investeringer i ladeanlegg og annen nødvendig infrastruktur vil være mest fordelaktig.

5

PRODUKSJONSANLEGG I SJØ

I 2017 ble produksjonsområder innført langs norskekysten som en del av et system for bærekraftig vekst i havbruksnæringen, kjent som trafikkløssystemet. Systemet regulerer vekst i næringen basert på lakselusens påvirkning på villaks. Trøndelag består av produksjonsområde 6 og deler av 7, mens Nordland inkluderer områdene 7, 8 og deler av 9.

Denne studien inkluderer sone 6, 7 og 8 (se Figur 5-1), som omfatter Trøndelag og Nordland.

Per desember 2023 var det totalt 224 lokaliteter med gyldig akvakulturtillatelse for produksjon av laks, ørret og regnbueørret i Trøndelag og Nordland, sone 6, sone 7 og sone 8⁴. Energiforsyningen til 208 av disse lokalitetene er vurdert. Tabellen nedenfor (Tabell 5-1) viser fordelingen av de undersøkte lokalitetene og hvor mange som er avklart per sone.

Prosjektet har samlet data fra tidligere studier og kombinert disse med nylig innhentede data for å gi en mer helhetlig vurdering av energisituasjonen i næringen.



Figur 5-1: Bilde som viser produksjonsområdene inkludert i denne kartleggingen, sone 6, 7 og 8 som strekker seg fra Molde opp til og med Bodø, bilde fra fiskeridirektoratets karttjeneste (<https://portal.fiskeridir.no/akva>)

Tabell 5-1: Fordeling av lokaliteter undersøkt i denne studien.

Kartlegging denne studien - område	Antall lokaliteter	Undersøkte lokaliteter	Andel avklart
SONE 6	78	73	93.6%
SONE 7	63	61	96.8%
SONE 8	83	74	89.2%
TOTALT	224	208	92.9%

5.1 Energikategorier ved lokaliteter

Det benyttes hovedsakelig diesel (MGO), elektrisitet (fra batteri eller landstrøm), eller kombinasjoner av disse som energikilde ved oppdrettslokaliteter. Energiforsyningen ved de undersøkte lokalitetene faller inn under fire hovedkategorier: Ikke elektrifisert, elektrifisert, under etablering/planlagt og hybride. Det er også en tilleggskategori for manglende data. Tabell 5-2 viser en oversikt over kategoriene og beskrivelse av dem.

Tabell 5-2: Kategorier for energiforsyning ved lokaliteter.

Kategorier		Forklaring
0	Ikke-elektrifisert	Lokaliteten driftes med dieselgenerator.
1	Elektrifisert	Lokaliteten er tilknyttet strømmettet.
2	Under etablering/planlagt	Lokaliteten er identifisert med planer om tilknytning til strømmettet.
3	Hybrid	Det benyttes hybrid-løsning ved lokaliteten (batteri-diesel).
NA	Mangler data	Lokasjoner som ikke har oppgitt data.

Kategorien «Under etablering/planlagt» er identifiserte prosjekter hvor lokaliteter er identifisert som elektrifiseringsprosjekter med tilskudd fra Enova, søknader om konsesjon for elektrifisering hos NVE, eller bekreftelse om igangsettelse fra lokalitetsseier. 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.

5.2 Energiforsyning fordelt per produksjonsområde

Kartlegging av energiforsyning ved sjøanleggene i prosjektet er basert på en gjennomgang av tidligere studier, offentlige dokumenter, og intervjuer og datainnsamling fra næringsaktører innen havbruk og energibransjen. Resultatene viser hvordan energiforsyningen varierer mellom ulike produksjonsområder i Trøndelag og Nordland (Tabell 5-3 og Tabell 5-4).

Tabell 5-3: Fordeling av energiforsyning per produksjonsområde (antall lokaliteter).

Sone	Ikke-elektrifisert	Tilkoblet landstrøm	Planlagt/under etablering	Hybrid	Undersøkte lokaliteter
SONE 6	17	39	13	4	73
SONE 7	10	19	11	21	61
SONE 8	4	16	7	46	74
TOTALT	31	74	31	71	208

Som vist i Tabell 5 3 og Tabell 5 4 er elektrifiseringsgraden størst i sone 6, mens det i sone 8 har høyest andel hybridløsninger. Dette kan forklares med større avstander til strømmettet, noe som øker investeringskostnaden.

Tabell 5-4: Fordeling av energiforsyning per produksjonsområde (prosent)

Sone	Ikke-elektrifisert	Tilkoblet landstrøm	Planlagt/under etablering	Hybrid	Undersøkte lokaliteter
SONE 6	17	39	13	4	73
SONE 7	10	19	11	21	61
SONE 8	4	16	7	46	74

5.3 Sone 6 Trøndelag, Børfjord til Stoksund

Produksjonsområde 6 dekker kysten av Trøndelag, fra nord for Molde opp mot grensen til Nordland. Område inkluderer flere sentrale havbrukskommuner, deriblant Hitra og Frøya (Feil! Fant ikke referanseikilden.).

Elektrifiseringsgraden i området rundt Hitra og Frøya er relativt høy. Både lokaliteter som ligger nært land og lenger ut til havs er allerede tilkoblet strømmettet, noe som indikerer at det er mulig å få tilgang til strøm, selv om avstanden til nettet varierer. Dette gjelder særlig for større aktører som Lerøy, MOWI og SalMar, som man kan anta at har ressurser til å investere i infrastruktur og nettkobling, i tillegg til at de har definerte mål og ambisjoner om kutt i dieselforbruk.

Samtidig er det også området med høyest andel ikke-elektrifiserte lokaliteter, særlig mindre oppdrettsbedrifter, som verken er tilkoblet strøm eller batteriløsninger. For disse bedriftene kan kostnadene og tekniske utfordringene ved å knytte seg til strømmettet være betydelige. Det er derfor vanskelig å trekke klare konklusjoner om hvorfor visse lokaliteter er elektrifisert, mens andre ikke er det, da tilgangen til strøm ikke nødvendigvis er et spørsmål om geografisk nærhet til strømmettet. Andre faktorer som økonomi, eierskap, og teknisk infrastruktur spiller også en viktig rolle.



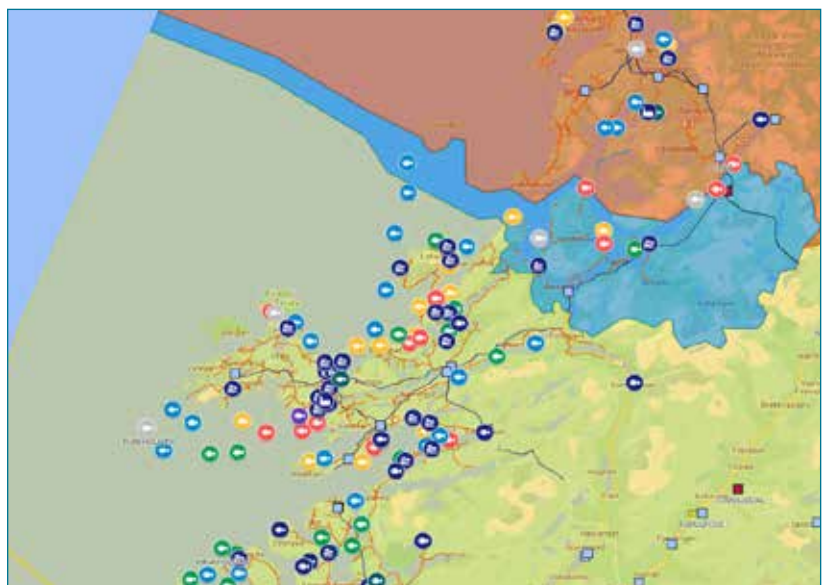
Figur 5-2: Fra sørenden i sone 6 som starter med Børfjorden opp til Stoksund

5.4 Sone 7 Trøndelag/Nordland (delvis)

Sone 7 strekker seg over både Trøndelag og Nordland, og største oppdrettskommunen er Nærøysund. I overkant av 30 prosent av anleggene er tilknyttet landstrøm, og 18 prosent har planer eller er i tilknytningsprosess. Området har høyere andel hybride anlegg (batteri-diesel) enn sone 6.

Av elektrifiserte lokaliteter i Nærøysund-området, tilhører majoriteten oppdrettsaktører som MOWI, og SalMar. Dette er selskaper som har større ressurser til å investere i elektrifisering, og enkelte av deres lokaliteter er koblet til strømmettet, selv når de ligger langt ut i sjø. Dette indikerer at økonomisk kapasitet og langsiktige investeringer er avgjørende faktorer for elektrifisering, selv for anlegg som ligger i utfordrende geografiske områder.

Det er vanskelig å identifisere tydelige trekk i hvilke lokaliteter som er elektrifiserte og hvilke som ikke er det. Generelt spiller avstand til strømmett en stor rolle. De fleste elektrifiserte lokalitetene ligger nær kysten, der det er enklere og billigere å koble seg til eksisterende infrastruktur.



Figur 5-3: Brønnøysund til Namsos

5.5 Sone 8 Nordland

Sone 8 dekker Nordlands kystlinje, fra sør for Bodø til Helgelandskysten (Figur 5-4). Området er i stor grad dominert av hybride anlegg (lyseblå markeringer i kartverktøyet), som vil si oppdrettsanlegg som benytter batteripakke i kombinasjon med dieselgenerator. Dette er en vanlig og foretrukket løsning for lokaliteter som ikke har enkel tilgang til strømmnett, men som ønsker å redusere forbruk av fossile drivstoff.

Det er flest elektrifiserte anlegg i den nordlige delen av sone 8 (Figur 5-5), og MOWI og Kvarvøy fiskeoppdrett står for halvparten av de 22 anleggene som er tilkoblet landstrøm. Begge aktørene har uttalte målsettinger om å redusere bruk av diesel^{5,6}.

Sørover fra Lurøy til Brønnøysund (Figur 5-6) er det færre elektrifiserte lokaliteter, og i hovedsak hybride løsninger. Dette tyder på at området har eller har hatt begrenset kapasitet i strømmettet, eller høye investeringskostnader for etablering av landstrøm.

5.6 Sone 8, Bodø – Lurøy

Hovedparten av lokalitetene er hybridanlegg, det vil si drives av diesel med batteri som støtte. Et fåtall lokaliteter som ligger nære strømlinjer er tilkoblet strøm. Det er også seks lokaliteter rett sør for Bodø. I området rundt Lurøy ligger det også mange små landbaser for båter.

5.7 Sone 7, Lurøy til Brønnøysund

Akkurat som lenger nord er det få lokaliteter tilkoblet strøm, de fleste er hybridanlegg. I Figur 5-6 er det bare tre anlegg som er tilkoblet strøm. Mange av lokalitetene har en avstand til nærmeste strømmnett. Dette er sannsynligvis bakgrunnen til hvorfor ikke flere lokaliteter er tilknyttet strøm.

5.8 Interessante områder med stort elektrifiseringspotensiale

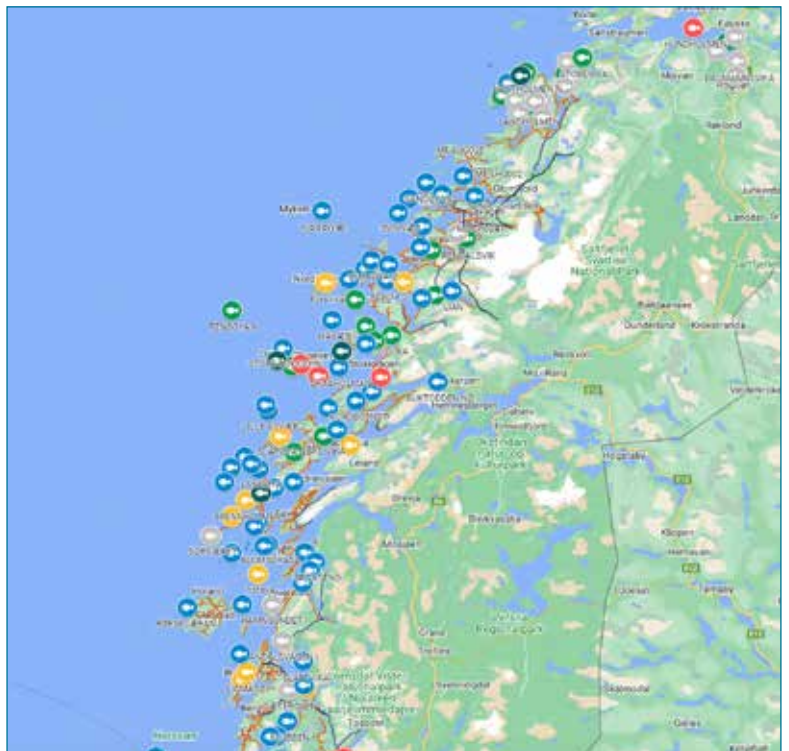
Dette kapittelet bruker kartet for å identifisere områder hvor mulig oppgraderinger i nett kan lede til muligheter for å elektrifisere mange anlegg som i dag er helt fossile eller bruker batteri for å få ned effektbruken. Andre verktøy som Wattapp har også blitt brukt for å identifisere hindringer og nødvendige utbygginger for å utløse potensielle områder som kan gi muligheten for å elektrifisere flere lokaliteter.

Orden på identifiserte områder går fra sør til nord, med start i sone 6 og nordover til sone 8.

5.8.1 Potensielt område, Åfjord

Alle de 7 identifiserte lokalitetene kan forsynes via Hufjord, som på høyere nivå er tilkoblet Åfjord trafo i Transmisjonsnettet. For elektrifisering av båter så kan ladeplasser tilknyttes på 3 kaier.

Flere av lokalitetene ligger et stykke ut i havet og krever sannsynligvis en del egenbidrag for å kunne elektrifiseres. Hubakken trafo i distribusjonsnettet har 12 MW ledig, som skal være mer enn nok for å tilknytte lokalitetene og for å bygge flere ladepunkter. Men siden begrensningen i dag ligger på høyere nivå, i transmisjonsnettet og Åfjord trafo stasjon så er ikke dette sannsynlig de nærmeste årene.



Figur 5-4: Elektrifiseringsstatus oppdrettsanlegg i sone 8

5 https://kvaroyfiskeoppdrett.no/wp-content/uploads/2023/10/kvaroy_rapport_230925.pdf

6 <https://mowi.com/no/baerekraft/forpliktelse-og-tiltak/klimaendringer/>

5.8.2 Potensielt område, Rørvik

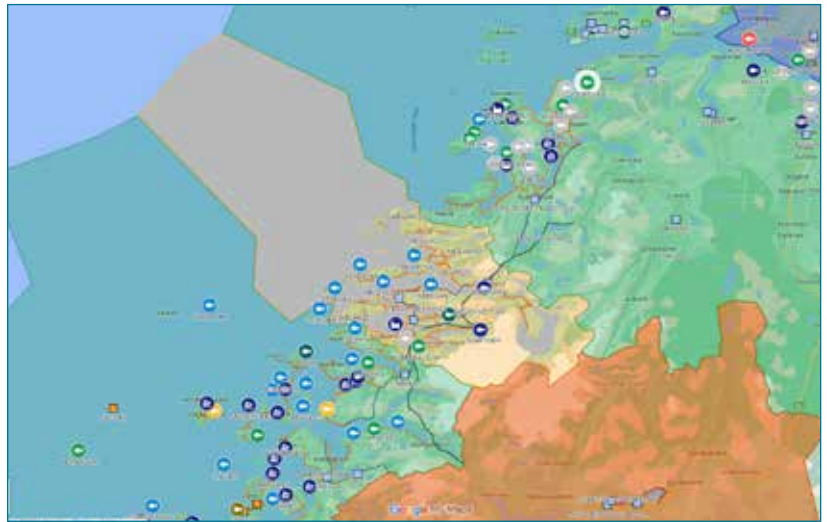
I hele rørviksområdet finnes det mange lokaliteter som er helt fossile eller som har batteri som ikke er elektrifiserte. Så potensialet er stort i området. Det finnes mange kaier som også kan være gode plasser for ladepunkter. De lokale trafoene har lite eller ingen kapasitet for å tilknytte nye laster. Rørvik trafo har ifølge Wattapp ingen kapasitet, sørøst for Rørvik har Strand og Salsbruket noen få MW kapasitet. Men hele området begrenses på høyere nivå i Namsos trafo.

5.8.3 Potensielt område, Årsandøya

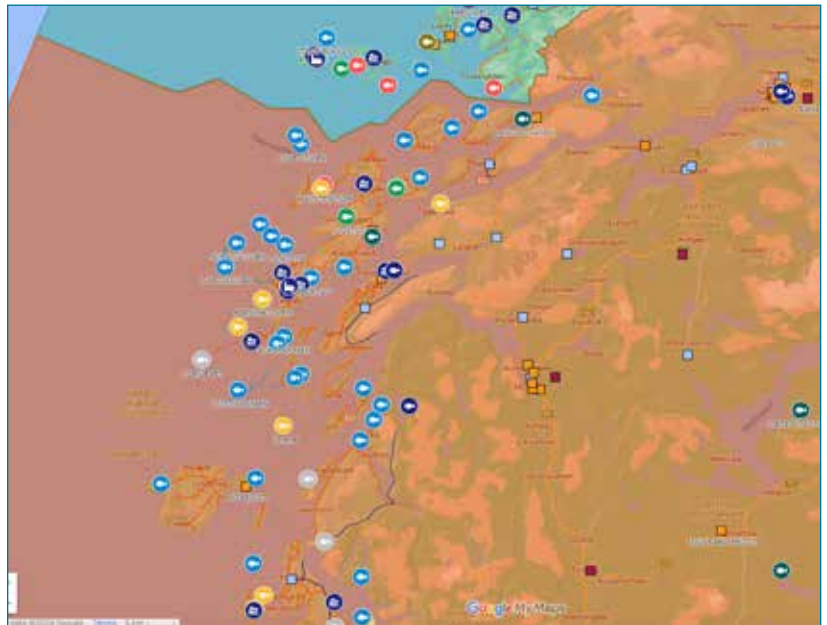
I området nord for Årsand ligger fem lokaliteter og en kai som kan elektrifiseres. Men Årsandøy trafo har ingen kapasitet, hvis den utbedres så blir begrensingen på høyere nivå i Kolsvik trafo i transmisjonsnettet isteden. Kolsvik transformatorstasjon er under utbedring og i gjennomføringsfase, men det er ikke klart når den skal være ferdig utbedret da planen var at den skulle være ferdig i 2023⁷.

5.8.4 Potensielt område, Sandnessjøen

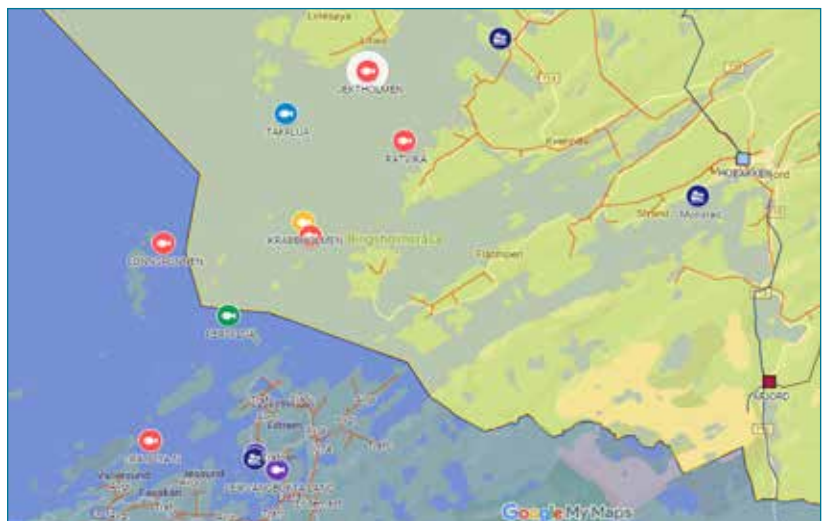
Området rundt Sandnessjøen har 21 lokaliteter og 4 kaier som kan elektrifiseres via Alsten trafo. Men hele dette området begrenses kraftig av transmisjonsnettet og hele Alstahaug kommune har pålagte begrensninger fra Statnett at ingenting over alldaglig forbruk (100 kW som grense) som boliger og lignende kan tilknyttes uten klarering fra Statnett⁸. Så ut fra antallet mulige lokaliteter for elektrifisering, er potensialet stort, men med kraftige begrensninger i nettet på høyere nivå så kommer dette å ta tid.



Figur 5-5: Bodø til Lurøy



Figur 5-6: Lurøy til Brønnøysund



Figur 5-7: Område for potensiell elektrifisering av 7 lokaliteter og 3 kaier via Hubakken trafo

7 <https://plannett.nve.no/tiltak/20220751>

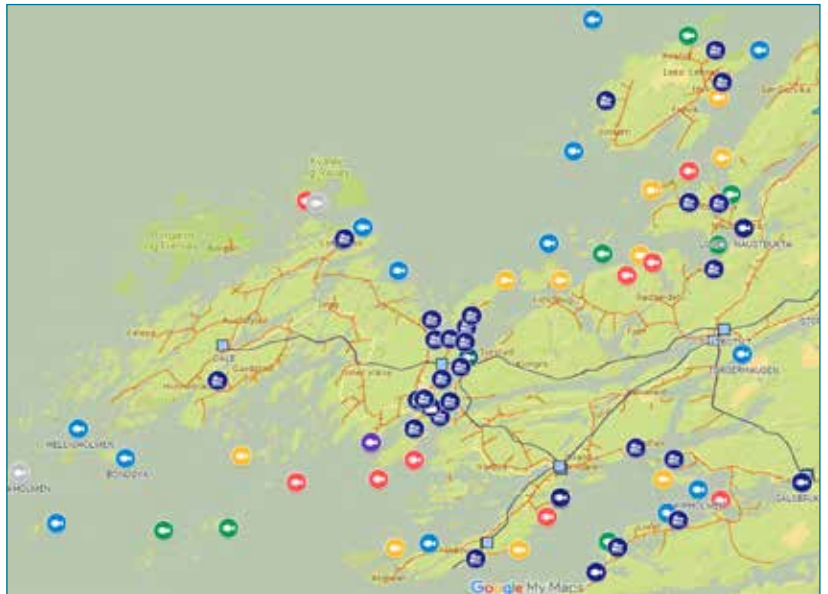
8 <https://www.linea.no/no/kunde/koble-til-stromnettet/sondering>

5.8.5 Potensielt område, Meløy nett

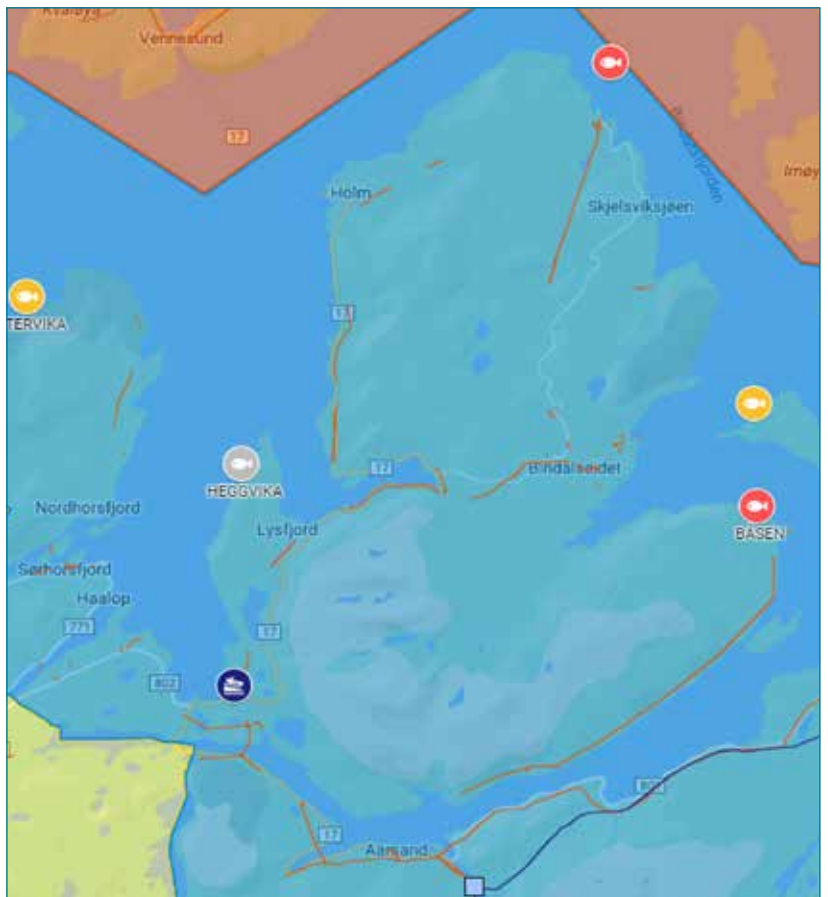
Mellom Arva og Linea sine nettområder så har Meløy en del av nettet. I Meløy nett sitt område kan 8 lokaliteter elektrifiseres via Enga trafo. Men denne trafoen har ingen kapasitet, og 6 MW med etterspurt kraft, så her kreves videre utbygging for å kunne tilknytte nye kunder. På høyere nivå så forsynes Enga via Halsa transformatorstasjon so ikke heller har noen kapasitet. Så dette området er i behov av oppgradering på alle nivåer før nye tilkoblinger kan skje.

5.8.6 Potensielt område, Sundsfjord

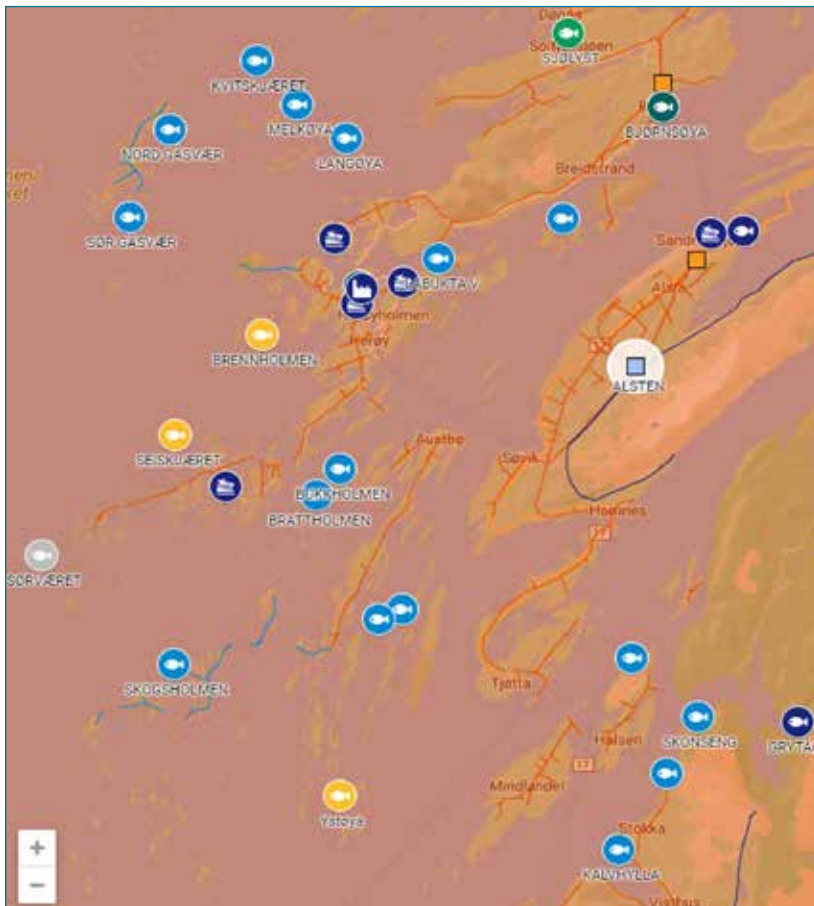
I Området nord for Sundsfjord har 9 lokaliteter som vi savner data fra, vi antar att disse ikke er elektrifiserte. Den lokale trafoen har mye plass og ifølge Wattapp er 47 MW kapasitet ledig. Men dessverre hjelper ikke dette når hele området forsynes av Svartisen transformatorstasjon i transmisjonsnettet som ikke har kapasitet for nye tilkoblinger. Så her er de lokale forutsetningene på plass, men man må vente til at Statnett har bygd ut Svartisen, i Statnetts planer kommer dette ikke å skje før 2035, når en ny linje skal avlaste Svartisen via en direkte linje mellom Salten og Rana. I dag går hele transmisjonsnettet i nord-sørlig retning fra Salten, via Svartisen og til Rana. Dette forventer å avlaste Svartisen og åpne opp nye muligheter for tilkoblinger.



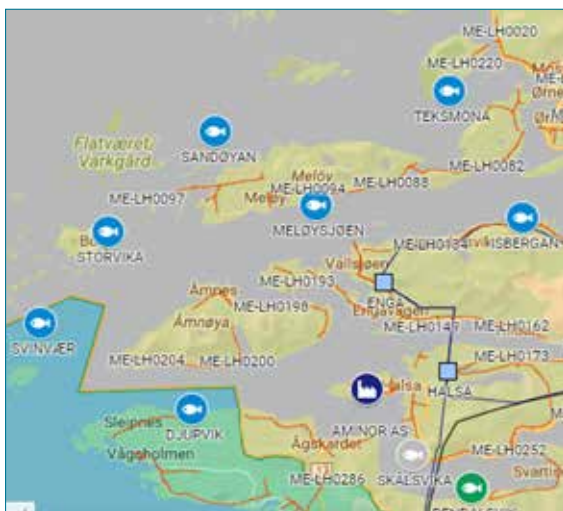
Figur 5-8: Område for potensiell elektrifisering av 7 lokaliteter og 3 kaier via flere lokale transformatorstasjoner, men hele området begrenses av transmisjonsnettet i dag



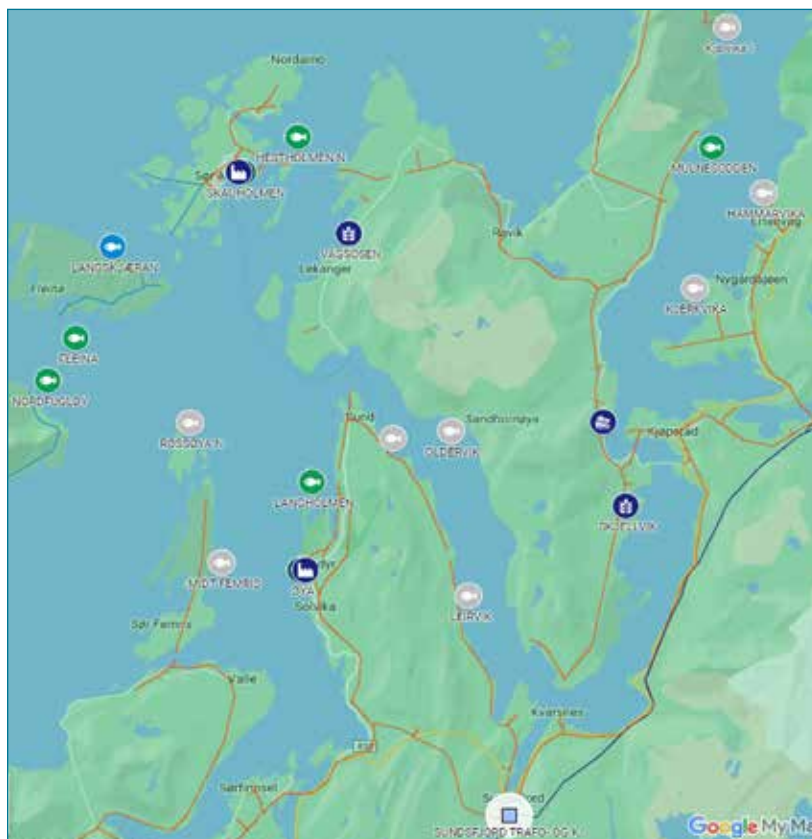
Figur 5-9: Område for potensiell elektrifisering av 5 lokaliteter og en kai via Årsandøy transformatorstasjon, men den har ikke kapasitet for nye tilkoblinger og hele området begrenses av transmisjonsnettet også



Figur 5-10: Område for potensiell elektrifisering av 21 lokaliteter og fire kaier via Alsten transformatorstasjon, hele området begrenses av transmisijsnettet og Linea melder om at inngenting over 100 kW kan tilknyttes noen plass i Alstahaug kommune



Figur 5-11: Område for potensiell elektrifisering av 8 lokaliteter, hele området begrenses av både den lokale trafoen Enga og transmisijsnettet via Halså transformatorstasjon



Figur 5-12: Område for potensiell elektrifisering av 9 lokaliteter og en kai, hele området begrenses av transmisijsnettet i Svartisen transformatorstasjon

6

LANDANLEGG

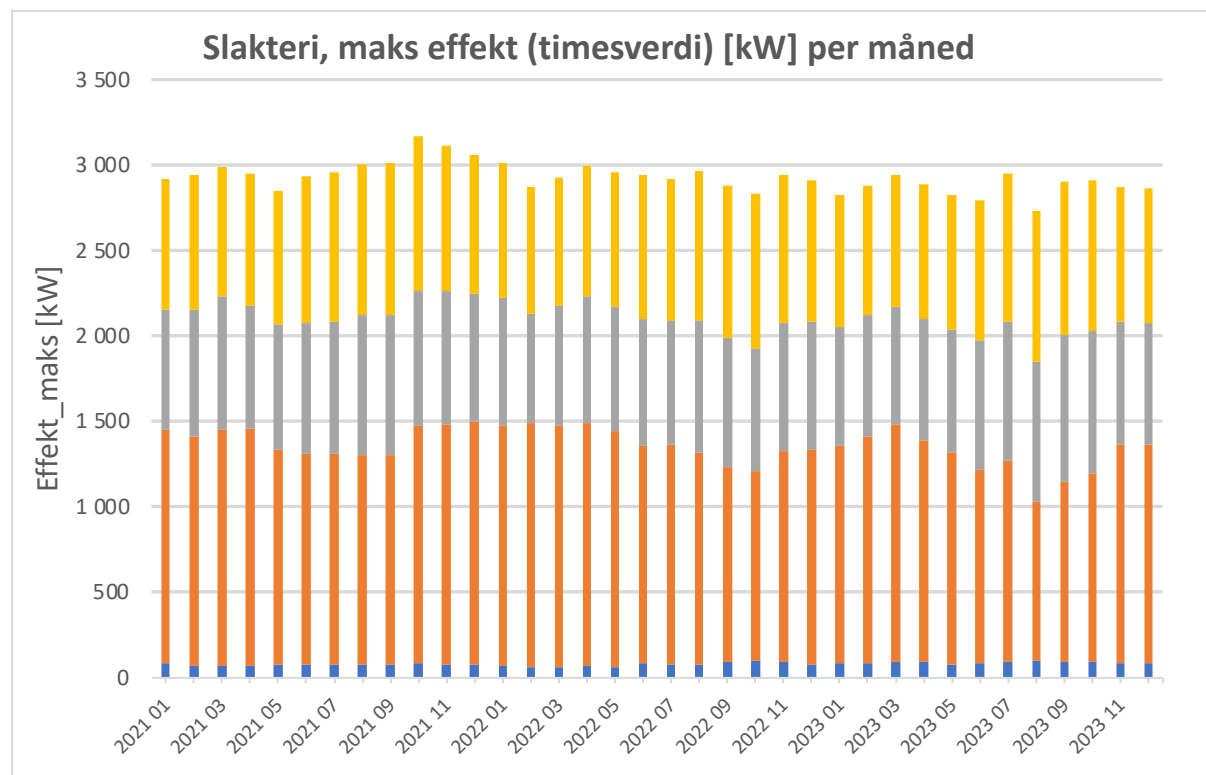
Total finnes det 84 landanlegg i Sone 6, 7 og 8. Disse er fordelt som vist i Tabell 6-1.

TYPE LANDANLEGG	ANTALL	OMRÅDE
Settefiskanlegg ⁹	25	Nordland
Settefiskanlegg ⁹	47	Trøndelag
Fiskeslakteri ¹⁰	4	Nordland (sone 8)
Fiskeslakteri ¹⁰	3	Trøndelag/Nordland (sone 7)
Fiskeslakteri ¹⁰	5	Trøndelag (sone 6)

Tabell 6-1: Fordeling av landanlegg i sone 6, 7 og 8

6.1 Strømforbruk for et slakteri

Slakteri prosesserer laks og annen fisk for videre transport til slutt kunder. Dette inkluderer, slakting, filetering, lagring og pakking for videre transport. Nøyaktig hva som gjøres kan variere fra slakteri til slakteri. De kan bruke ganske store mengder energi, et eksempel for et slakteri er vist i Figur 6-1.



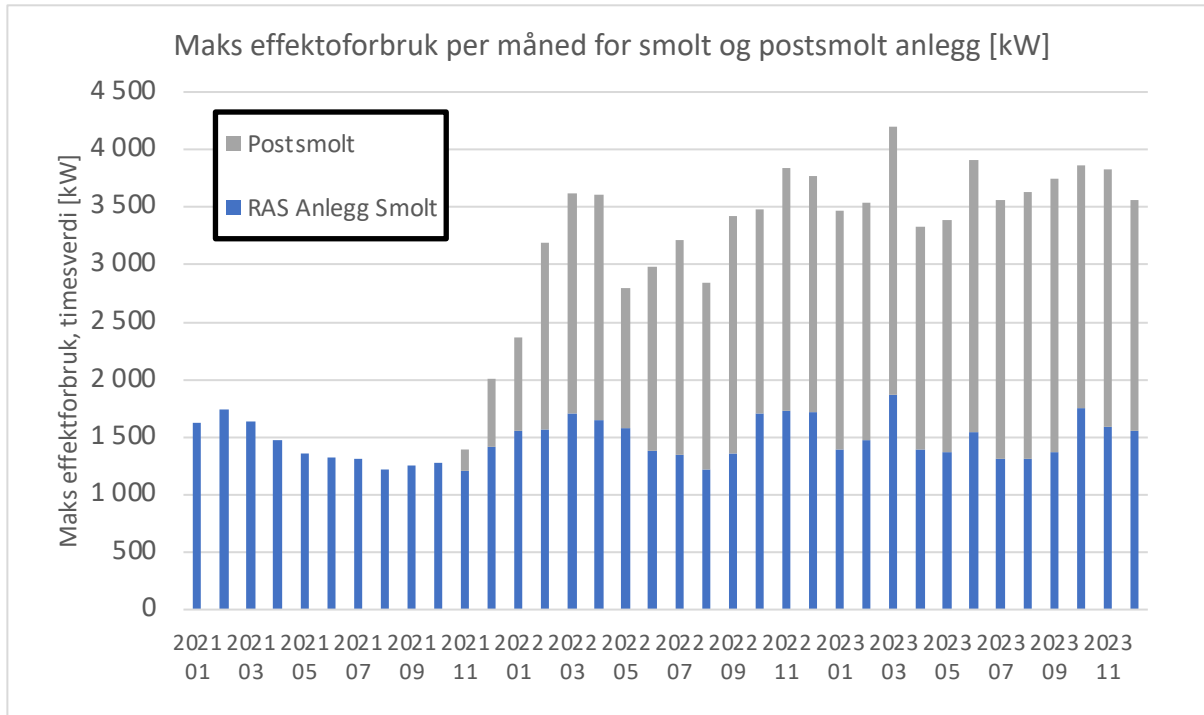
Figur 6-1: Effektforbruk (maks effekt for en time per måned), dette slakteriet har flere målepunkter og individuelle trafoer. Hva de ulike delene går til er tatt bort for anonymisering.

⁹ Utslippstillatelser registrert i Miljødirektoratet, inkluderer kategoriene Laksefiskproduksjon på land og Marin fiskproduksjon på land.
¹⁰ <https://www.barentswatch.no/fiskehelse/>

Effektforbruket viser ingen tydelige variasjoner eller trender. Dette viser at forbruk som har sesongvariasjoner som oppvarming ikke dominerer effektforbruket. For et slakteri som tar mot fisk over hele året blir variasjonene små, det som skaper variasjonene er mengden fisk som prosesseres siden dette dominerer effektforbruket.

6.2 Energibruk i settefisk- og smoltanlegg

Viktige anlegg for hele oppdrettssystemet er smolt og postsmoltanlegg. Disse ligger på land for å gi fisken optimale og kontrollerte forhold for å vokse, før de plasseres ut i merder i sjøen. For å pumpe vann, temperere vannet og foring gjør at effektforbruket er høyt. Et eksempel kan ses i Figur 6-2.



Figur 6-2: Forbruk for et smolt og postsmolt anlegg.

I figuren over kan vi se forbruket for et anlegg som har både smolt og postsmoltproduksjon. Forbruket for smoltdelen ligger og varierer rundt 1500 kW, effekten er avhengig av hvor smolten er i sin syklus. Jo større smolten er, jo mere fôr og temperert vann krever de. De samme konklusjonene er gyldige for postsmolten, når fisken er større kreves generelt høyere energinivåer, noe vi tydelig ser i Figur 6-2. Det er ikke observert noen andre sesongvariasjoner enn smoltens størrelse som dominerer forbruket.

7

REGIONAL- OG DISTRIBUTJONSNETT

Regional- og distribusjonsnett er viktig i kraftforsyningen ut til sluttbrukere og inkluderer både vanlige husholdning og industrielle aktører som oppdrettsnæringen.

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. 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.

Tilknytningsplikt: Nettselskaper har en lovpålagt plikt til å tilby nettilknytning til alle som ønsker det, så lenge kunden kan dekke tilkoblingskostnadene hvis nytt nett må bygges for å gjennomføre tilkoblingen. Før tilkobling må det imidlertid vurderes om det er tilstrekkelig kapasitet i nettet til å opprettholde leveringskvaliteten for eksisterende kunder. Hvis det er ledig kapasitet, kan tilkoblingsprosessen ta under seks måneder. Hvis kapasitetsutvidelse eller nettførsterkning som krever konsesjonssøknad er nødvendig, kan prosessen ta mellom tre og fem år. Større forsterkninger i transmisjonsnettet kan forlenge prosessen ytterligere.

PlanNett: Gir innsikt i utviklingen av det norske strømmettet og driftes av NVE. Det er nettselskapene som melder inn og oppdaterer informasjonen i portalen (plannett.nve.no). I portalen er det en samlet oversikt over utredninger og tiltak. Utredninger beskriver behov for ny utbygging og skisserer mulige løsninger. Den beste løsningen realiseres gjennom ett eller flere tiltak, et eksempel kan være nettførsterkning i et område. Som regel krever tiltak omfattende konsesjonsbehandling gjennom NVE før de får byggetillatelser.

WattApp er en nettløsning som gir veiledende informasjon over kapasitetstall i strømmettet i Norge. Det er hovedsakelig tall rapportert fra selskaper som er deltakere i ElBits AS (et teknologi- og innovasjonsselskap eid av 33 nettselskaper i Norge). WattApp gir en geografisk oversikt over muligheter for tilknytning for både produksjon og forbruk, og situasjonsbildet i nær fremtid og langsiktige planer.

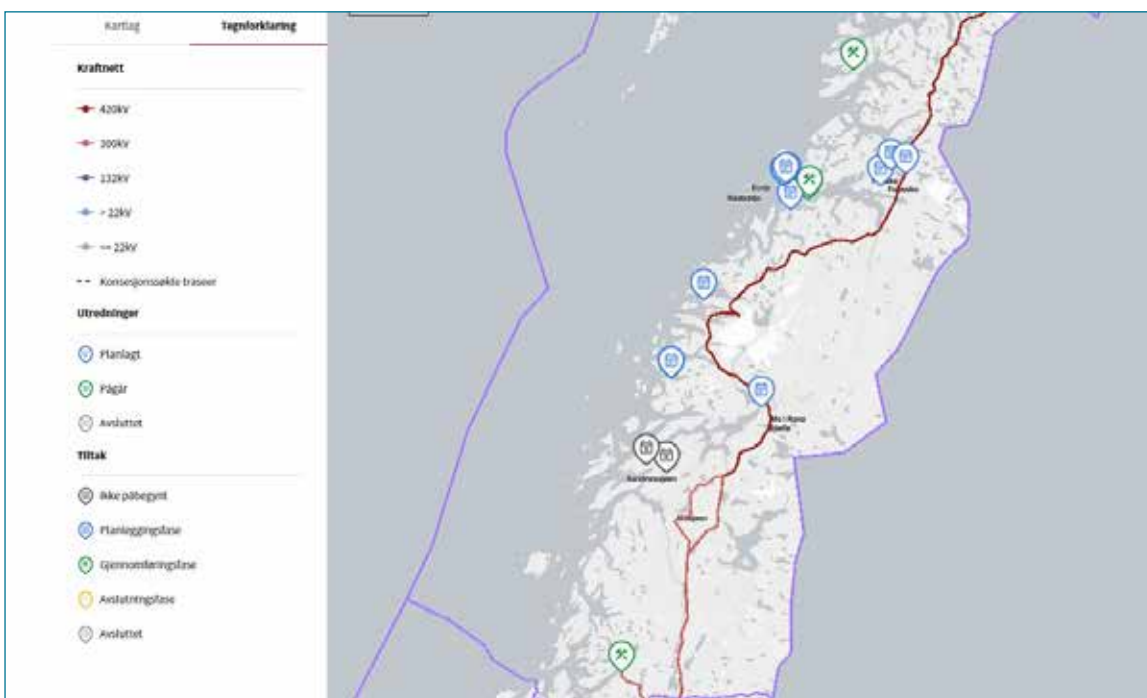
7.1 Endringer i tilkoblingskrav

I 2022 ble grensen for hvilke prosjekter som kan behandles lokalt, uten å kontakte Statnett, redusert til 1 MW, noe som førte til at flere mindre prosjekter havnet i kø for behandling i transmisjonsnettet. Dette økte saksbehandlingstiden betydelig. I 2023 endret Statnett definisjonen for vanlig strømforbruk til å gjelde forbruk opptil 5 MW med hensikten at flere og større prosjekter skulle kunne håndteres uten Statnett sin innblanding. Dette betyr at de fleste prosjekter innen oppdrettsnæringen kan behandles lokalt hos gjeldende nettselskap, noe som er tenkt å redusere kø og effektiviserer tilkoblingsprosessen.

7.2 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 oppdrettsnæringen langs hele kysten. Det gjelder elektrifisering av oppdrettsanlegg, elektrifisering av prosessindustri som bruker gass som varme eller tørkekilde, og ny industriablering som settefiskanlegg. Likefullt, det gjøres investeringer og bygges nett langs hele kysten.

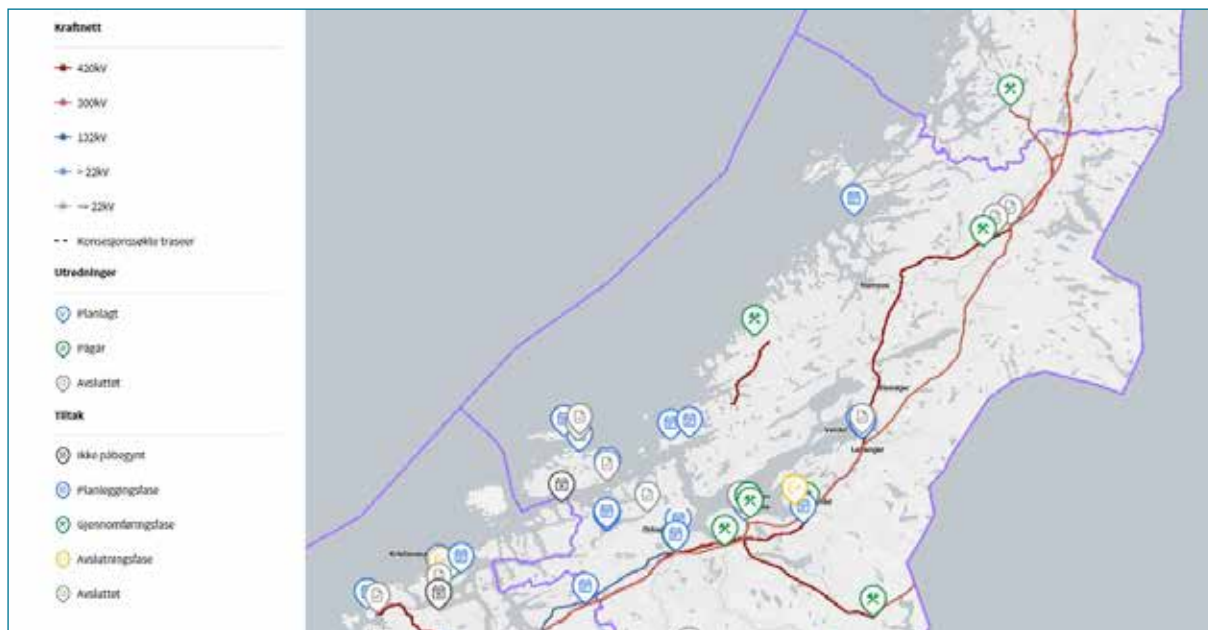
I Nordland skal nettselskapet Arva investere mer i nettet de neste 10 år enn de har gjort i de forgående 125 år. Idriftsettelse av Kjelling trafo, med en kostnad på 60 millioner gir bedre lokal utnyttelse av kraftproduksjon fra Breivikelva i Beiarn. Saltstraumen trafo blir ferdig i 2025, en investering 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 7-1: Figur fra Plannett som viser planlagte tiltak i Nordland (<https://plannett.nve.no/>). Detaljert oversikt over tiltakene finnes i Appendix.

Når et anlegg ligger langt fra nettet, kan det være sånn at en nettilkobling ikke er gjennomførbar uten at oppdrettseieren må betale for utbygging fra egen lomme. Dette kan, avhengig av lokale forhold, resultere i en stor investering. Området med hele distribusjonsnettet vises i Figur 7-1 og Figur 7-2.

Nord i Trøndelag er det begrenset kapasitet i regionalnettet langs hele kysten. Det er ikke mulig å tilkoble større nye laster i Ytre Namdal, og det vurderes tilknytning på vilkår fra tilfelle til tilfelle. Det er søkt konsesjon for å bygge en ny sjøkabel over Folda, som skal forbedre 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 på 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 utbedring av jordkabel tilgjengeliggjøre noen få ekstra MW, dette skal være ferdig gjennomført i 2025. Utvidelse av eksisterende produksjonsanlegg og byggeklare prosjekter i og tilknyttet oppdrettsnæringen har et behov på rundt 50 MW. Disse trenger kraft i løpet av 0-2 år. Nettselskapet Tensio har store planer om investeringer planlagt på Hitra for økt forsyningsikkerhet grunnet høy belastning av transformatorstasjoner, men grunnet økt leveringstid av komponenter og kabel vil dette ta betydelig lengre tid. Det er også planlagt et landanlegg og andre større investeringer på Kråkøya ved Rørvik.



Figur 7-2: Figur fra Plannett som viser planlagte tiltak i Trøndelag.

8

STATNETTS NETTUTVIKLINGSPLANER

Dette kapittelet gjennomgår Statnetts planer¹¹ 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 3 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 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.

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

8.1 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.

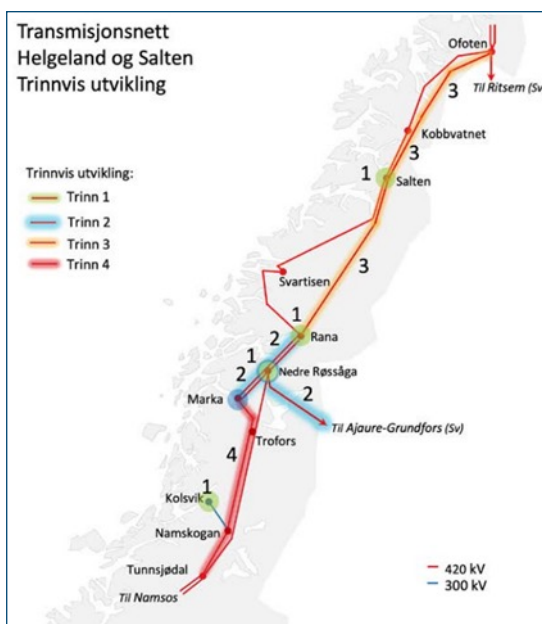
8.2 Kraftnettet i område Helgeland og Salten

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. Sørøver fra Nedre Røssåga er nettet dubleret (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 8-1: Transmisjonsnettet i Salten og Helgeland.
Kilde: Områdeplan Helgeland og Salten, Statnett, 2023.



Figur 8-2: Trinnvis tiltak i området. 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.

Planlagte tiltak og prosjekter Salten og Helgeland

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

8.3 Kraftnettet i område Midt

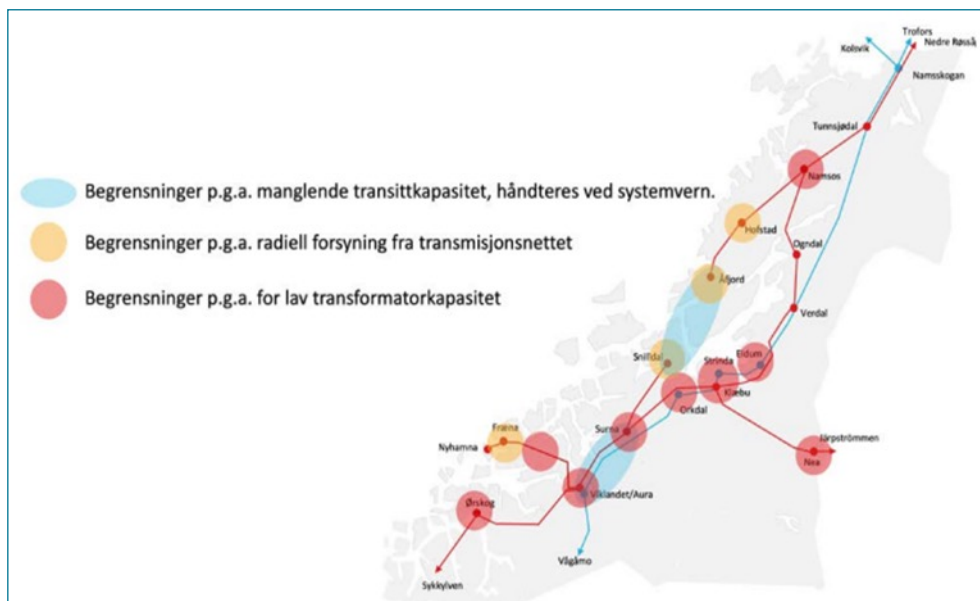
Området omfatter Trøndelag og deler av Møre og Romsdal. I nord avgrenses området ved Tunnsjødal, og sørover ved Aura (Sunnalsøra) og Ørskog. Transmisjonsnettet består 420 og 300 kV anlegg. Fra Tunnsjødal til Ørskog er det en 420 kV forbindelse, mens det fra Tunnsjødal til Aura stasjon i Sunndalsøra går 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 8-3: 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 8-4). 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 forsyningsikkerhet 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 8-4 planlegges det også oppgradering av alle 300 kV linjer til 420 kV i området.



Figur 8-4: Begrensninger i nettet i nettområde Midt både når det gjelder nett og transformatorstasjoner



KONKLUSJON

Prosjektet har siden oppstart, gjennom dialog med næringen, sett en forbedring av kraft-situasjonen 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. Dette sammen med krav på egne investeringer for å koble til lokaliteter som ikke har tilgang til nett er nok den største hindringen for å koble de lokaliteter til strøm som fortsatt bruker diesel som hovedsakelig energikilde. Det finnes løsninger fra flere aktører som kan tilkoble mange lokaliteter i denne kartleggingen. Men næringen ønsker ofte korte tilbakebetalingstider og risikoen for at lokaliteter må flyttes grunnet fiskehelseutfordringer, myndighetskrav, og lignende innebærer at risikoen øker og investeringsviljen går ned. Alle lokaliteter vil også ha brakkleggingsperioder (der lokalitet er tom for fisk) og dette sammen med lokale utfordringer som for eksempel. Lus/sykdom vil påvirke driftsmønster og dermed fremtidig energibehov. Dette gjør ofte at oppdrettere ofte foretrekker fleksibel krafttilførsel.

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 da de krever 10-50 MW. 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 for de fleste lokaliteter, 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 grunnet høyt effektkrav på mange båt plasser og havner som trenger lademulighet i størrelsesorden flere MW. Hvis oppdrettsnæringen går over fra tradisjonell "åpen" merdteknologi til semi-lukket og lukket teknologi (i sjøen eller på land), for å få kontroll på miljøutfordringer og forbedret lusekontroll, vil det kreve helt andre effektnivåer, fra flere 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. Hvis utviklingen mot mere landbaserte og kraftkrevende produksjonsmåter gjennomføres har Tensio også varslet at mye ny produksjon må på plass for å stabilisere nettet i Midt-Norge.

Oppdrettsfartøy under 15 meter lengde, 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 med mange nye ladepunkter. 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, hvis båtene bare skal lades i havn kreves enormt store batteri med dagens teknologinivå som er meget dyre. 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. Selve strømmengden er ikke den største utfordringen. Den største utfordringen er alle de båter som må oppgraderes eller kjøpes nye, alle strømmnett som må oppgraderes til tilstrekkelig høyt spenningsnivå for å tillate lade-effekt på minimum 200-500 kW, men ofte størrelsesorden MW for større fartøy. Dette kan bety store investeringer som må dekkes av små bedrifter, noe som er en stor utfordring mange plasser og i små havner i både Trøndelag og Nordland.

For å produsere den mengden strøm som trengs til batterifartøy, og for produksjon av alle alternative drivstoff, må det også etableres ny kraftproduksjon fordelt over hele Norge.

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 liten kapasitet til elektrifisering og avkarbonisering av fartøysflåten til oppdrettsnæringen. Skal selv små deler av oppdrettsnæringen 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.

10

MULIGE SPIN-OFF PROSJEKT

Det er identifisert flere oppfølgingsprosjekter som kan bidra til videre utvikling og bærekraft i oppdrettsnæringen, med fokus på elektrifisering, reduserte utslipp og optimal ressursutnyttelse.

Jevnlig vedlikehold av status i kartet

Kartløsningen har fått meget gode tilbakemeldinger og brukes av flere som en oversikt av nåværende status i oppdrettsnæringen. Men grunnet sykdommer, vannforhold, brakkleggingstider og lignende så kan lokaliteter flytte på seg. Batterier kan også installeres å nye lokaliteter tilkobles strøm. For å alltid ha et aktuelt kart, så er forslaget at det oppdateres årlig eller annethvert år. Eierskap for dette bør være til en bransjeorganisasjon som har tett samarbeid med oppdrettsnæringen eller en uavhengig aktør.

Legge en plan for elektrifisering av båter

Hvis sjøfartsdirektoratets forslag om at alle båter under 15 meter skal være helt utslippsfrie i 2040 og alle nye båter som selges fra 2025 så krever dette mange ladepunkter for disse båtene langs hele Norges kyst. For at dette skal være mulig å realisere må dette studeres mere i detalj, identifisere hvor det er mulig og hvor det ikke er det sammenlignet med de nettutbyggingsplaner som både Statnett og lokale nettselskaper har.

Prosjekt som lager scenarier for å oppnå klimamål, for eksempel om 55 % utslippsreduksjon til 2030 Mange lokaliteter som er forholdsvis enkle å elektrifisere er allerede elektrifisert. Teknisk er det mulig å også elektrifisere lokaliteter et godt stykke fra land. Men dette krever tilgang på nett og en investering av lokalitetseieren for å investere i strøm hele veien ut på lokalitet. For å øke elektrifiseringsgraden kan man beregne per region/nettselskap hvor mye strøm og effekt som kreves med hjelp av scenarier. Både for elektrifisering av lokaliteter og lading av båter. Dette kan hjelpe til i prioritering av hvor og når nett bør bygges, både i sentralnettet og i regional-/distribusjonsnett.

Prosjekt som viser i tid utfra nettutbyggingsplaner hvor lokaliteter kan elektrifiseres

Hvis man bruker kartet som er laget i dette prosjektet sammen med andre verktøy og rapporter som WhatsApp, andre planer fra lokale nettselskaper og Statnett sine nettplaner. Kan man finne ut når i tid som mange flaskehalser som finnes i nettet i dag forventes å løses. Da kan man utfra gruppering av lokaliteter opp mot begrensende nett/trafo se når muligheten for elektrifisering åpner seg opp.

Optimalisering av kjøremønster for reduserte utslipp

Ny teknologi og automasjon kan brukes for å se over hvis optimalisering av kjøremønster kan brukes for å redusere drivstoff-forbruk, kostander og dermed utslipp. For eksempel er arbeids og servicebåter bygget for å utføre arbeid og ikke optimalisert for å kjøre langt. Man kan da se over hvis man kan spare drivstoff ved å kjøre saktere til/fra lokalitet. Man kan i tillegg se over hvis en endring av regler kan gjøre at arbeids og servicebåter utformes for å bruke mye mindre drivstoff enn i dag. Båtene er breie og korte for å tilpasses regelverk, noe som gjør at de kan utformes mere effektivt for å redusere energibruken. Dette kan også være en nøkkel for helelektriske båter hvor energimengden som må lagres i batterier/hydrogen eller annen energilagring da blir mindre.

11

VERKTØY

En av leveransene i prosjektet har vært å utvikle et verktøy som gir en oversikt over dagens energiinfrastruktur i sammenheng med driftsmønster og energibruk i oppdrettsnæringen.

KARTVERKTØY: Energiinfrastruktur Nordland og Trøndelag



Bruk av kartverktøyet:

Skann QR-koden for å få tilgang til kartet som gir en visuell oversikt over energiinfrastruktur og planlagte tiltak i regionen.

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

12

APPENDIX

12.1 PlanNett utredninger Trøndelag

Tabell 2: Oversikt over alle avsluttede, pågående og planlagte utredninger som omhandler Trøndelag i PlanNett.

SIST PUBLISERT	NAVN	EIER	FYLKE	TYPE UTREDNING	STATUS UTREDNING
28.06.2022	Sikre forsyning Lauvsnes transformatorstasjon	TENSIO TN AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
29.06.2022	Økt transformeringsskapasitet mot 22 kV ved Fannrem og Blåsmo	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
29.06.2022	Analyse Stor-Trondheim	TENSIO TS AS	Trøndelag	Områdestudie	Avsluttet
30.06.2022	Flytting av Gimse transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
30.06.2022	Økt transformeringsskapasitet til 22 kV til Jøsnøya	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
30.06.2022	Tydal DC trinn 2	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
30.06.2022	Tilknytning av 60 MW Wacker Chemicals Norway, Holla	TENSIO TS AS	Trøndelag, Møre og Romsdal	Konseptvalgutredning	Avsluttet
01.07.2022	Ytre Namdal offshore landstrøm og vindkraft	TENSIO TN AS	Trøndelag, Nordland	Områdestudie	Avsluttet
04.07.2022	Eidum transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
14.07.2022	Forsyning av Ørland og Indre Fosen kommuner	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
09.08.2022	Trondheim øst, forsterkning	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
19.08.2022	Landstrøm Draugen og Njord	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
10.03.2023	Områdeplan Innlandet	STATNETT SF	Vestland, Trøndelag, Møre og Romsdal, Buskerud, Oslo, Innlandet, Akershus	Områdestudie	Avsluttet
10.03.2023	Områdeplan Midt	STATNETT SF	Trøndelag, Nordland, Møre og Romsdal, Innlandet	Områdestudie	Avsluttet
28.04.2023	Økt ytelse i Ørin transformatorstasjon	TENSIO TN AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet

25.07.2023	Frigjørre 66 kV trase på Verdal S-Ørin gjennom Vinne	TENSIO TN AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
15.08.2023	Forsyning av Frøya	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
24.10.2023	Tilrettelegging for forbruksvekst i Nordmøre og Romsdal	STATNETT SF	Trøndelag, Møre og Romsdal	Konseptvalgutredning	Avsluttet
18.01.2024	KVU Stjørødal	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
14.02.2024	Forsyning av ny næring på Gjølme i Orkdal kommune	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
27.02.2024	Nettilknytning av Småvoll kraftverk	TENSIO TS AS	Trøndelag, Møre og Romsdal	Konseptvalgutredning	Avsluttet
28.02.2024	Nettutredning sørnettet	TENSIO TS AS	Trøndelag	Områdestudie	Avsluttet
18.06.2024	KVU Namsos	TENSIO TN AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Avsluttet
15.01.2024	Trondheim havn - økt forbruk	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Planlagt
15.01.2024	Trondheim sentrum, utbedring av nettets tilstand	TENSIO TS AS	Trøndelag	Områdestudie	Planlagt
19.01.2024	Tosidig forsyning til Røros	TENSIO TS AS	Trøndelag	Områdestudie	Planlagt
05.02.2024	Økt forsyningssikkerhet for Hitra og Frøya	TENSIO TS AS	Trøndelag, Møre og Romsdal	Konseptvalgutredning	Planlagt
05.02.2024	Tilknytning av ny industri i Indre Fosen kommune	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Planlagt
27.02.2024	Effektøkning Hemne, Tjeldbergodden, Hitra og Frøya	TENSIO TS AS	Trøndelag, Møre og Romsdal	Områdestudie	Planlagt
28.02.2024	Forsyning av Meldal og Løkken	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Planlagt
28.02.2024	Fremtidig nettstruktur fra Innset til Lundamo	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Planlagt
28.02.2024	Forsyningssikkerhet Oppdalsområdet	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Planlagt
05.03.2024	Kuråsfoss Trafostasjon 66/22 kV	RØROS E- VERK NETT AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Planlagt
08.05.2024	Områdestudie nordre Nordmøre	MELLOM AS	Trøndelag, Møre og Romsdal	Områdestudie	Planlagt
01.07.2022	110 MW Datasenter i Tunnsjødal	TENSIO TN AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Pågår
10.03.2023	Områdeplan Helgeland og Salten	STATNETT SF	Trøndelag, Nordland	Områdestudie	Pågår
15.01.2024	Svean - Hesttrø - Bratsberg	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Pågår
15.01.2024	Trondheim sør og vest, forsyning og økt forbruk	TENSIO TS AS	Trøndelag	Områdestudie	Pågår
01.02.2024	Tilknytning av Kløftbrua kraftverk	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Pågår

05.02.2024	Konseptvalgutredning Agdenes	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Pågår
28.02.2024	Økt transformeringsskapasitet mot 22 kV i Oppdal	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Pågår
24.04.2024	Konseptvalgutredning ny 132 kV mellom Namsos S (Skage) og Rørvik	TENSIO TN AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Pågår
20.06.2024	KVU Malvik	TENSIO TS AS	Trøndelag	Konseptvalgutredning	Pågår

12.2 PlanNett utredninger Nordland

Tabell 3: Oversikt over alle avsluttede, pågående og planlagte utredninger som omhandler Nordland i PlanNett

SIST PUBLISERT	NAVN	EIER	FYLKE	TYPE UTREDNING	STATUS UTREDNING
23.06.2022	Pæsa, Økt trafokapasitet til elektrifisering av fergestrekning	KYSTNETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
23.06.2022	Bognes, Elektrifisering av fergestrekninger	KYSTNETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
23.06.2022	Botn, Vurdering av økt trafokapasitet	KYSTNETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
23.06.2022	Drag, Trafokapasitet til elektrifisering av fergestrekning	KYSTNETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
29.06.2022	Ballangen - Ballangseira	NORANETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
29.06.2022	Områdeplan 33kV utfasing HLK pakke 2	NORANETT AS	Nordland, Troms	Konseptvalgutredning	Avsluttet
29.06.2022	Områdeplan 66kV utfasing HLKN	NORANETT AS	Nordland, Troms	Konseptvalgutredning	Avsluttet
01.07.2022	Ytre Namdal offshore landstrøm og vindkraft	TENSIO TN AS	Trøndelag, Nordland	Områdestudie	Avsluttet
04.07.2022	Regionalnettsforsterkninger mot nye Salten transformatorstasjon: Sjønstå-Fauske/Valljord snittet	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
04.07.2022	Forsyning Bodø (KVU Bodø)	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
10.03.2023	Områdeplan Midt	STATNETT SF	Trøndelag, Nordland, Møre og Romsdal, Innlandet	Områdestudie	Avsluttet
10.03.2023	Områdeplan Nord	STATNETT SF	Finnmark, Nordland, Troms	Områdestudie	Avsluttet
03.08.2023	Enga trafostasjon, Vurdering av økt trafokapasitet	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
03.08.2023	Øresvik, Forsyning av næring og industri på Lovund	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
28.09.2023	Regionalnettsforsterkninger mot nye Salten transformatorstasjon: Siso-Valljord snittet	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet

11.12.2023	Beiarn, Samordning av nett og produksjon (KVU Beiarn)	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
08.03.2024	Frøskeland Trafostasjon (132/22 kV) og tilhørende 132 kV forbindelse	VESTALL AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
15.03.2024	Sortlandtrafo - Sortlandsund (132 kV)	VESTALL AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Avsluttet
29.06.2022	Andenes TS	NORANETT ANDØY AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Dverberg TS	NORANETT ANDØY AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Dverberg - Andenes 132kV linje	NORANETT ANDØY AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Sortlandssund - Risøyhamn	NORANETT ANDØY AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Risøyhamn TS 132/66/22kV	NORANETT ANDØY AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Risøyham - Dverberg linje 1	NORANETT ANDØY AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Frydenlund TS	NORANETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Narvik - Frydenlund 33kV jordkabel	NORANETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Nygård/Kvandal økt trafokapasitet og forsyningsikkerhet	NORANETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Skistua TS	NORANETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Ankenes TS	NORANETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
29.06.2022	Narvik - Fagernes 33kV linje/kabling	NORANETT AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Planlagt
03.08.2023	Helgelandskysten, Forbruksvekst og fornying	ARVA AS	Nordland	Områdestudie	Planlagt
10.03.2023	Områdeplan Helgeland og Salten	STATNETT SF	Trøndelag, Nordland	Områdestudie	Pågår
03.08.2023	Oldereid, Forsyning av 22 kV distribusjonsnett	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår
08.02.2024	Myre Trafostasjon (132/22 kV) og tilhørende 132 kV forbindelse	VESTALL AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår
08.03.2024	Bø Trafostasjon (132/22 kV) og tilhørende 132 forbindelse	VESTALL AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår
03.04.2024	Bodø - Langsiktig utvikling Havn (regionalnett)	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår
03.04.2024	Reserveforsyning Saltdal	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår
03.04.2024	Sulitjelma, økt kapasitet og styrket forsyningsikkerhet	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår
03.04.2024	Forsyningsikkerhet Saltdal	ARVA AS	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår
25.04.2024	Konseptvalgutredning Helgeland	STATNETT SF	Nordland	Konseptvalgutredning	Pågår

12.3 PlanNett tiltak i Trøndelag

Tabell 4: Oversikt over alle tiltak som omhandler Trøndelag i PlanNett.

SIST PUBLISERT	NAVN	EIER	FYLKE	STATUS TILTAK	STATUS KONSESJONS-BEHANDLING
05.09.2023	Sutterø transformatorstasjon og kabel Sutter-Mæla	TENSIO TN AS	Trøndelag	Avslutningsfase	Ikke søkt konsesjon
14.06.2022	Mindre endringer i Snillfjord transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Avsluttet	Ikke søkt konsesjon
14.06.2022	Økt transformeringskapasitet Frøya transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Avsluttet	Ikke søkt konsesjon
05.12.2022	Kabling Verdal	TENSIO TN AS	Trøndelag	Avsluttet	Ikke søkt konsesjon
09.02.2023	Vifter på transformator i Jøsnøya transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Avsluttet	Ikke søkt konsesjon
18.01.2024	132 kV Tunnsjødal	TENSIO TN AS	Trøndelag	Avsluttet	Ferdig behandlet
18.01.2024	132 kV Nedre Fiskumfoss og Aunfoss	TENSIO TN AS	Trøndelag	Avsluttet	Ikke søkt konsesjon
24.01.2024	Nye Vestbyen transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Avsluttet	Ikke søkt konsesjon
05.02.2024	Ny kabel i Frøyatunnelen	TENSIO TS AS	Trøndelag	Avsluttet	Ferdig behandlet
28.02.2024	Økt transformeringsytelse i Brattset transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Avsluttet	Ferdig behandlet
01.11.2022	Tunnsjødal, tilknytning	STATNETT SF	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
15.01.2024	132kV overføring Universitetet - Belbuan	TENSIO TS AS	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ikke søkt konsesjon
24.01.2024	Ny Belbuan transformatorstasjon, midlertidige tiltak i Strinda transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
05.02.2024	Utvidelse av Nea transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
28.02.2024	Eidum transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
28.02.2024	132/22 kV transformering i Orkdal transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
29.02.2024	Ny Gimse transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
28.08.2024	Landstrømtilknytning Draugen og Njord mot Straum TS	TENSIO TS AS	Trøndelag	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet

25.07.2023	Flytting av 66 kV luftledningstrase som går gjennom Vinne boligfelt	TENSIO TN AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
26.07.2023	Ny sjøkabel over Folda	TENSIO TN AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
04.10.2023	Traforokking Ørin transformatorstasjon	TENSIO TN AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
25.01.2024	Ny Buran transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
31.01.2024	Ny 132 kV Stjørdal-Eidum	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
01.02.2024	Frigjøre 66 kV trase på Verdal S-Ørin gjennom Vinne	TENSIO TN AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
05.02.2024	132 kV Åfjord-Eide med Teksdal og Eide transformatorstasjoner	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
05.02.2024	132 kV Hemne - Holla	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
05.02.2024	Økt transformeringskapasitet Reitan transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
05.02.2024	Ny Hemne transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
05.02.2024	132 kV Hemne-Geitfjellet	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
05.02.2024	Auke transformator kapasiteten Utheim	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
10.02.2024	Skarpneset transformatorstasjon og ny forbindelse til Frøya fra Barmvatnet	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
10.02.2024	Ny Sandstad transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Under behandling
14.02.2024	132 kV Orkdal - Gjølme og ny Gjølme transformatorstasjon	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
20.02.2024	132 kV overføring Belbuan - Buran	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
28.02.2024	Ombygging 66 kV luftledning, nedre Steinan - Trondheim	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
28.02.2024	Fillan-Frøya - Utbedring resterende flaskehals	TENSIO TS AS	Trøndelag	Planleggingsfase	Under behandling

12.4 PlanNett tiltak i Nordland

Tabell 5: Oversikt over avsluttede, planlagte og pågående tiltak i Nordland

SIST PUBLISERT	NAVN	EIER	FYLKE	STATUS TILTAK	STATUS KONSESJONS-BEHANDLING
27.09.2023	Pæsa, Ny 22,5 MVA transformator	KYSTNETT AS	Nordland	Avsluttet	Ferdig behandlet
07.06.2024	Bognes, Ny 66 kV trafostasjon	KYSTNETT AS	Nordland	Avsluttet	Ferdig behandlet
08.08.2024	Ulvsvåg - Bognes, Ny 66 kV forbindelse	KYSTNETT AS	Nordland	Avsluttet	Ferdig behandlet
08.08.2024	Drag, Ny 18 MVA transformator	KYSTNETT AS	Nordland	Avsluttet	Ikke søkt konsesjon
23.06.2022	Botn, Ny 18 MVA transformator	KYSTNETT AS	Nordland	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
01.11.2022	Kvandal-Kanstadbotn, reinvestering 132 kV-ledning	STATNETT SF	Nordland	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
01.11.2022	Kolsvik, reinvestering stasjon	STATNETT SF	Nordland	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
13.12.2023	Hopen - Saltstraumen, Oppgradering 132 kV linje	ARVA AS	Nordland	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
24.06.2024	Saltstraumen, Ny 132 kV trafostasjon	ARVA AS	Nordland	Gjennomføringsfase	Ferdig behandlet
11.01.2023	Leirosen - Meisfjord 132 kV, ny Meisfjord trafostasjon	LINEA AS	Nordland	Ikke påbegynt	Ferdig behandlet
11.01.2023	Ombygging Drevvatn-Leirosen til 132 kV	LINEA AS	Nordland	Ikke påbegynt	Ikke søkt konsesjon
29.06.2022	Niingen TS	NORANETT AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
29.06.2022	Lødingen TS 132/22kV	NORANETT AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
29.06.2022	Dverberg TS, økt trafokapasitet	NORANETT ANDØY AS	Nordland	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
29.06.2022	Kanstadbotn TS 132/22kV	NORANETT AS	Nordland	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
04.07.2022	Valljord, Ny 132 kV transformator	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
04.07.2022	Salten Trafo, ombygging 132 kV linjer (eksisterende)	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
04.07.2022	Vestbyen, Ny 132 kV transformator	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
04.07.2022	Bodin, Ny 132 kV trafostasjon	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon
04.07.2022	Rensåsen, Ny 132 kV trafostasjon	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon

01.11.2022	Rombakfjorden, reinvestering kabelanlegg	STATNETT SF	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
01.11.2022	Lødingen, ny stasjon	STATNETT SF	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
01.11.2022	Kollsnes - Litle Sotra, ny kabel	STATNETT SF	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
01.11.2022	Ofofjorden, reinvestering kabelanlegg	STATNETT SF	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
11.01.2023	Ny Ranosen trafostasjon	LINEA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
27.09.2023	Øresvik-Lovund, Oppgradering til 33 kV ledning	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
27.09.2023	Øresvik, Ny 132 kV trafostasjon	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
27.09.2023	Enga, Oppgradere 132 kV transformator	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
27.09.2023	132 kV Salten - Valljord og 132 kV Sjønstå – Valljord - Fauske	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
28.09.2023	Vestbyen, Nytt 132 kV koblingsanlegg	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ferdig behandlet
19.02.2024	Saltstraumen-Kjelling- Sundsfjord, Oppgradering 132 kV linje	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Under behandling
11.04.2024	Vestbyen - Rensåsen, Ny 132 kV kabel	ARVA AS	Nordland	Planleggingsfase	Ikke søkt konsesjon

Prosjekt: Energiinfrastruktur i Trøndelag og Nordland

Tittel: Kraftbehov for fartøy, oppdrettsanlegg og slakteri i
produksjonsområde 6, 7 og 8

Publisert: November 2024

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

Delfinansiert av:

Trøndelag fylkeskommune | Nordland fylkeskommune
SpareBank 1 SMN | SpareBank 1 Nord-Norge

Prosjektansvarlig:

Bjørn-Egil Sørensen, Synto
Thomas Bjørdal, RENERGY
Silje Marie Dale, Fremtidens Industri
Ken Flydalen, Fremtidens Industri
Frida Tradin, Sentrum Næringshage

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



www.renergycluster.no