



SINTEF

# Rapport

## Erfaringer og resultater fra case-studier

**IPN ElMar**

**Forfattere:**

Henrik Strand, Nina Sasaki Støa-Aanensen, Eirill Bachmann Mehammer, Thor André Berg, Jens Eirik Hagen, André Gjørven, Svetlana Hansen, Terje Meisler, Kjersti Stormo, Rakel Hunstad, Jon August Houge

**Rapportnummer:**

2023:00653 - Åpen

**Oppdragsgiver:**

Trondheim Havn

pluc

SHORE POWER

ZINUS

PORT POWER

# Rapport

## Erfaringer og resultater fra case-studier

IPN ElMar

**EMNEORD**  
Elektrifisering  
Maritim transport  
Landstrøm  
Ladestrøm

**VERSJON**  
1.1

**DATO**  
2023-09-22

**FORFATTER(E)**

Henrik Strand, Nina Sasaki Støa-Aanensen, Eirill Bachmann Mehammer, Thor André Berg, Jens Eirik Hagen, André Gjørven, Svetlana Hansen, Terje Meisler, Kjersti Stormo, Rakel Hunstad, Jon August Houge

**OPPDRAGSGIVER(E)**  
Trondheim Havn

**OPPDRAGSGIVERS REFERANSE**  
Terje Meisler

**PROSJEKTNUMMER**  
502002525

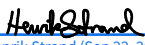
**ANTALL SIDER OG VEDLEGG**

**SAMMENDRAG**

Denne rapporten har med utgangspunkt i ElMar-prosjektets fem casestudier samlet erfaringer fra planlegging, etablering, drift og bruk av landstrømsanlegg. Erfaringene kommer fra flere aktører (havner, nettselskap, landstrømstilbydere og rederi), og gir viktig informasjon til nye havner og aktører om hva man bør tenke på ved etablering av landstrømsanlegg, men også til eksisterende landstrømstilbydere for økt samkjøring. Rapporten er også rettet mot brukere av landstrømsanlegg, og gir tips og kunnskap til rederier og fergeeiere.

**UTARBEIDET AV**  
Henrik Strand

SIGNATUR

  
Henrik Strand (Sep 22, 2023 14:58 GMT+2)

**KONTROLLERT AV**  
Nina Sasaki Støa-Aanensen

SIGNATUR



**GODKJENT AV**  
Dag Eirik Nordgård

SIGNATUR

  
Dag Eirik Nordgård (Sep 22, 2023 15:03 GMT+2)

COMPANY WITH  
MANAGEMENT SYSTEM  
CERTIFIED BY DNV  
ISO 9001 • ISO 14001  
ISO 45001

**RAPPORT NR.**  
2023:00653

**ISBN**  
978-82-14-07760-5

**GRADERING**  
Åpen

**GRADERING DENNE SIDE**  
Åpen

# Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
1.0	2023-08-21	Høringsutkast
1.1	19.09.2023	Første versjon

# Innholdsfortegnelse

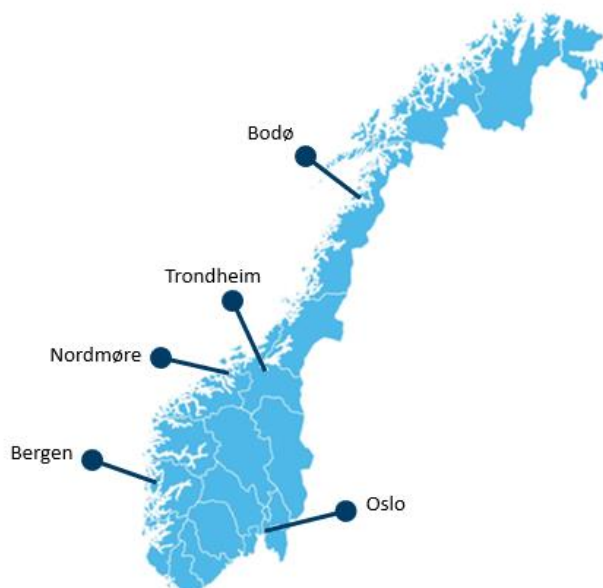
<b>1</b>	<b>Innledning.....</b>	<b>5</b>
1.1	Landstrøms- og ladestrømsanlegg .....	6
1.2	Standarder .....	6
<b>2</b>	<b>Beskrivelse av case-studier .....</b>	<b>7</b>
2.1	Case Trondheim (Trondheim Havn KF) .....	7
2.2	Case Oslo (Oslo Havn KF) .....	9
2.3	Case Bergen (Plug Bergen AS) .....	13
2.4	Case Bodø (Bodø Havn KF) .....	15
2.5	Case Nordmøre (Mellom AS) .....	17
<b>3</b>	<b>Erfaringer med oppstart og etablering av landstrømsanlegg .....</b>	<b>20</b>
3.1	Valg av løsning og leverandør .....	20
3.1.1	Fergeladeanlegg.....	20
3.1.2	Landstrøm i havn .....	21
3.2	Standardiserte vs. skreddersydde løsninger .....	22
3.2.1	Fergeladeanlegg .....	22
3.2.2	Landstrøm i havn .....	22
3.3	Overtakelse og igangsetting av landstrømsanlegg .....	23
<b>4</b>	<b>Erfaringer med drift av landstrømsanlegg .....</b>	<b>26</b>
4.1	Måling, avregning, fakturering og innfordring (MAFI) .....	26
4.2	Kommunikasjon .....	28
4.3	Tilkobling og Commissioning for skip og landanlegg .....	32
4.4	Håndtering av hendelser .....	33
4.5	Gjenkjennbarhet .....	34
4.6	Kompatibilitet .....	34
4.7	Spenningskvalitet .....	35
4.8	Korrosjon .....	37
<b>5</b>	<b>Erfaringer fra rederi.....</b>	<b>38</b>
<b>6</b>	<b>Oppsummering .....</b>	<b>40</b>

## Begreper

Begrep	Forklaring
Landstrøm	Strøm fra land som brukes til å drifte skipet mens det ligger til kai. Dette innebærer gjerne hoteldrift, lasting og lossing, samt eventuell lading av batterier om bord.
Landstrømsanlegg	Infrastrukturen som muliggjør at skip eller andre maritime fartøy kan koble seg til elektrisk energi når det ligger til havn. (Ofte AC)
Ladestrømsanlegg	Infrastruktur som muliggjør at skip eller andre maritime fartøy kan koble seg til elektrisk energi for lading av batterier om bord. I denne rapporten omtales ladestrømsanlegget som en del av landstrømsanlegget. (Ofte DC)
Framdriftsstrøm	Strøm som brukes til skipets fremdrift, gjerne ved bruk av batterier om bord.
Liggestrøm	Strøm som brukes til å drifte skipets systemer mens det ligger til kai. Omtales også som hoteldrift.
Hoteldrift/hotellast	Drift av skipets systemer om bord mens det ligger til kai. Eksempler på hotellast er drift av lys, varme, ventilasjon, kontrollsystemer og småelektriske apparater. Inkluderer også drift av skipets kraner, ballastpumper og annen drift på skipet mens det ligger til havn.

# 1 Innledning

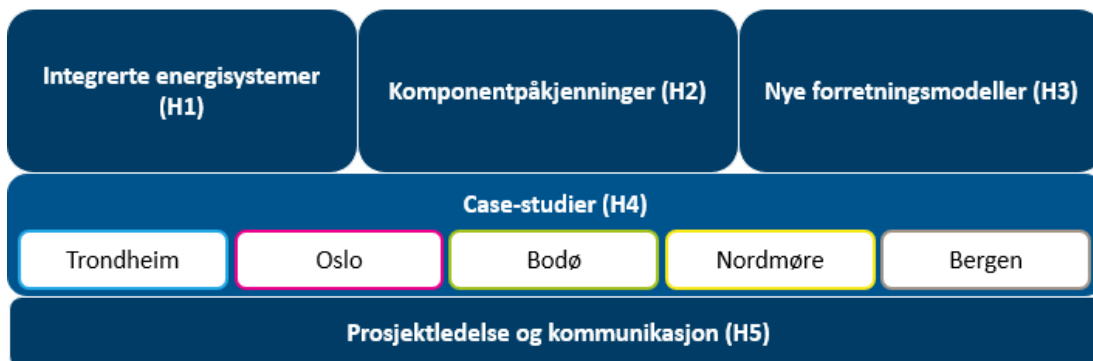
Denne rapporten omfatter erfaringer fra havner, landstrømstilbydere, nettselskap og rederier med landstrømsanlegg under utvikling og drift. Den tar utgangspunkt i ElMar-prosjektets fem case-studier (se Figur 1). Rapportens målgruppe er havner/landstrømstilbydere som planlegger eller ønsker å etablere landstrømsanlegg, og dermed kan ha nytte av andres erfaringer. Rapporten er en del av en komplett veileder for landstrøm, og inkluderer også anbefalinger til retningslinjer for bruk og drift av landstrømsanlegg.



**Figur 1 - Geografisk plassering av case-studiene.**

Rapporten er delt inn som følger: Kapittel 2 beskriver de havnene som representerer "casene", og hvor erfaringsgrunnlaget kommer fra. Kapittel 3 og 4 omhandler erfaringer fra havnesida (havneiere og eiere/drifere av landstrømsanlegg) under etablering og drift av landstrømsanlegg. Kapittel 5 tar for seg skip og rederiers perspektiv, og rapporten oppsummeres til slutt i kapittel 6.

Rapporten er utarbeidet i ElMar-prosjektet (Elektrifisering av maritim transport og fremtidens havner). ElMar-prosjektet har som mål å bidra til reduserte utslipp ved å gjøre etablering og bruk av landstrøms- og ladestrømsanlegg mer attraktivt. Prosjektet er delt inn i fem arbeidspakker (se Figur 2), hvor case-studiene inngår i arbeidspakke H4. Arbeidet i case-studiene understøtter de øvrige arbeidspakkene, og vice-versa.



**Figur 2 - Arbeidspakkestruktur i ElMar-prosjektet**



## 1.1 Landstrøms- og ladestrømsanlegg

Med landstrømsanlegg menes infrastrukturen som muliggjør at skip eller andre maritime fartøy kan koble seg til elektrisk energi når det ligger til havn. Ulike skip har ulike behov for elektrisk energi (dermed også hvor mye effekt som kreves av landstrømsanlegget). Eksempler på laster er:

- Hotelldrift: lys, varme, ventilasjon, småelektriske apparater om bord
- Lasting og lossing
- Lading av batterier om bord

I denne rapporten omtales også ladestrømsanlegg som en del av landstrømsanlegget.

Landstrømsanlegg krever en del infrastruktur (fysisk, digital og tjenestebasert), både på skipene og ved havna. Mye av denne teknologien er ny og fortsatt ikke standardisert, og terskelen for å installere slike anlegg ved sine havner kan derfor bli høy. Samtidig må skipene som skal bruke landstrømsanlegget se miljømessige og økonomiske fordeler ved å investere i nødvendig utstyr på skipssida. God kommunikasjon mellom de forskjellige aktørene er helt essensielt for å lykkes:

- Skip ønsker å kunne koble seg til flere havner (samme plugg, spenningsnivå og system ved alle aktuelle havner)
- Havner ønsker at landstrømsanlegg brukes for å finansiere anlegget og redusere utslipp (nok skip må være villige til å installere utstyr på sine skip og betale for landstrømmen)
- Leverandører av landstrømmen ønsker å få til en god økonomisk modell hvor de kan tjene på å selge landstrøm, samtidig som at tjenesten er billig nok til at den brukes ofte
- I tillegg er sikkerhet viktig for alle involverte, både personlig, økonomisk og for utstyret

## 1.2 Standarder

Standarder (også kalt normer) er forankret i lover og forskrifter, men er frivillig å bruke. Ifølge Norsk Elektroteknisk Komité (NEK), er formålet med standarder å skape rammer og forutsigbarhet for alle involverte parter. For landstrøms- og ladestrømsanlegg er de to høyspennings- og lavspenningsstandardene sentrale:

- **NEK IEC/IEEE 80005-1:** høyspenningsstandarden for landstrømsanlegg (over 1000 V). Denne inneholder en generell del for alle typer høyspenningsinstallasjoner og separate tillegg med krav for spesifikke løsninger. Dokumentet omhandler utforming, installasjon og testing for blant annet høyspent fordelingssystem, grensesnittet mellom fartøy og land, transformatorer, omformere, skipsinstallasjon, samt styring, kontroll, låsing og effektstyringssystem.
- **NEK PAS 80005-3:** lavspenningsstandarden for landstrømsanlegg (opptil 1000 V). Denne er fortsatt et foreløpig dokument, og er i stor grad basert på høyspenningsstandarden. En ny versjon er under utarbeidelse, og det er forventet at den vil inkludere enklere tilkoblingsmetoder.

## 2 Beskrivelse av case-studier

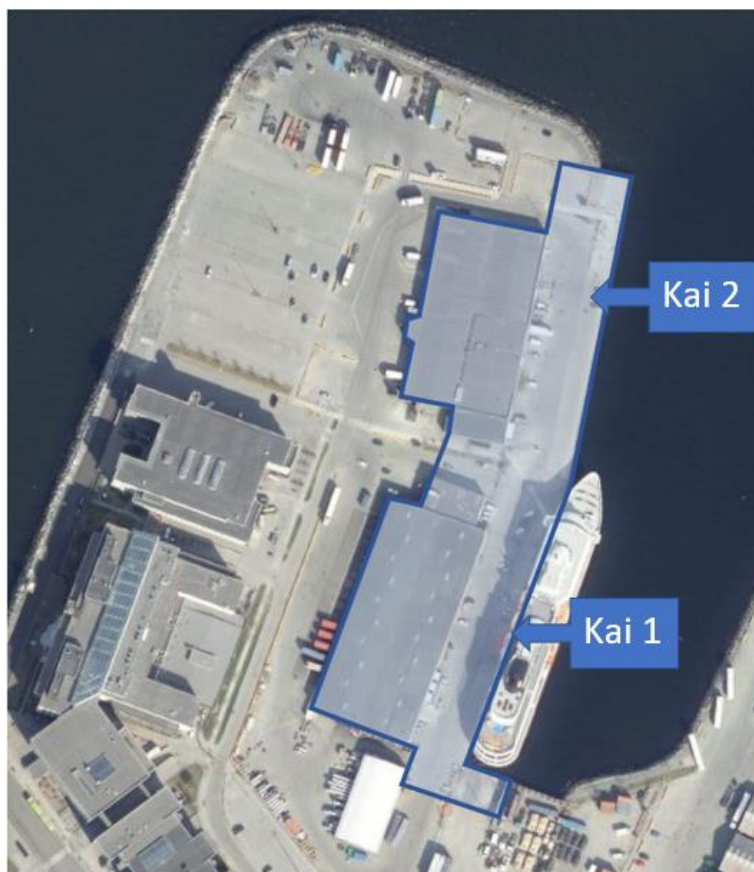
Dette kapitlet er delt inn i delkapitler for hvert av de fem case-studiene. Hvert delkapittel er skrevet av case-eier og inneholder en generell beskrivelse av området og det aktuelle landstrømsanlegget, samt en kort oppsummering av hva som har skjedd i prosjektperioden.

### 2.1 Case Trondheim (Trondheim Havn KF)

Case Trondheim er begrenset til Pir 1 i Trondheim Havn. Pir 1 består av kai 1 og kai 2, som vist i Figur 3, med anløp av stykkgodsskip på kai 1 og Kystruteskip på kai 2. I 2021-2022 ble det etablert landstrømsanlegg på Pir 1:

- Kai 1: NEK IEC 80005-3 lavspenningssystem med 6 uttak à 350 A (2100 A), 50 Hz, 660/690 V
- Kai 2: NG3-anlegg (2000 A), og NEK IEC 80005-3 med 4 uttak à 350 A (1400 A), 50 Hz, 660/690 V

NG3 er et automatisk påkoblingssystem som benyttes av Kystruteskip, dvs. fartøyene til Hurtigruten og Havila som går i Kystrutesambandet. Kai 2 er derfor spesielt tilrettelagt disse. I tillegg er det bestilt kaiplass for flere av Hurtigrutens eksplorer-skip på denne kaien. På kai 1 foregår det tradisjonell havnevirksomhet med stykkgodsskip og prosjektlaster<sup>1</sup> som busser, biler, containere osv. Denne lasten tas enten direkte til kai 1 ved hjelp av kran ombord på skip, eller fraktes via den tilhørende RoRo-rampen.



**Figur 3 - Oversiktsbilde av Pir 1 i Trondheim Havn.**

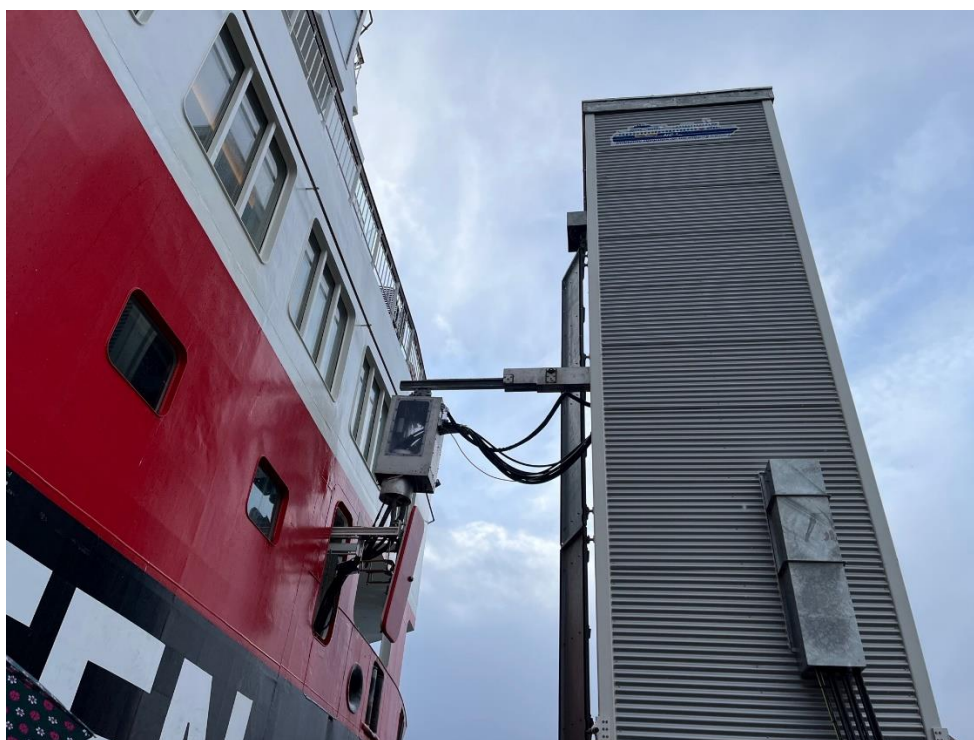
<sup>1</sup> Prosjektlaster er en samlebetegnelse på all last som ikke kommer via et fast anløp, og krever dermed ofte egen planlegging.



Kaiområdet tilhørende kai 1 og kai 2 består av kaiflate og to større bygninger. Kaiflaten benyttes til omlastings- og kjøreareal, og trafikkeres av nyttekjøretøy og passasjerer til og fra Kystruten, mens de to større bygningene benyttes til lager, kjølelager og kontorbygning. Området med de to kaiflatene og bygningene er markert i Figur 3. I 2019 var det totalt 834 anløp til disse to kaiene, med 283 anløp til kai 1, og 553 anløp til kai 2. Fra juni 2019 endret Hurtigruten rutetider og anløper nå kun til kai 2 med to daglige anløp.

De to bygningene i Figur 3 har en tilgjengelig takflate på 9000 m<sup>2</sup> som Trondheim Havn har gjennomført en forstudie på for å undersøke muligheter for etablering av solcelleanlegg. Tanken var at den produserte elektrisiteten kan gå til bygningene, og særlig til bruk i kjølelageret. Resultatene fra utredningen har imidlertid vist at dette ikke er økonomisk lønnsomt, slik at Trondheim Havn foreløpig ikke har gått videre med dette.

I 2022 ble konseptutredningen «Brattøra som energiknutepunkt» ferdigstilt, finansiert med støtte fra Enova. Brattøra omfatter havneområdene Pir 1 og 2, Trondheim Jernbanestasjon, Trondheim Godsterminal, Trondheim Bussterminal og Trondheim Hurtigbåtterminal, i tillegg til store kontor- og hotellarealer. I kombinasjon med resultatene fra ElMar-prosjektet, søker utredningen å utnytte muligheten for å utvikle et helhetlig og bærekraftig energisystem for Brattøra gjennom etablering av landstrøm til cruise.



**Figur 4 - NG3-anlegget i Trondheim Havn koblet til et Hurtigruteskip**

## 2.2 Case Oslo (Oslo Havn KF)



**Figur 5 - Oversikt over Byhavna og Sydhavna i Oslo Havn.**

Oslo har Norges største gods- og passasjerhavn. I løpet av en uke kommer mellom 50 og 70 skip til Oslo Havn. Fra godshavna i Oslo kan varer distribueres til halve landets befolkning med under tre timers kjøring.

Oslo Havn består i hovedsak to havner: Byhavna og Sydhavna (se Figur 5 og Figur 6). Byhavna har lokale ferger, utenriksferger (RoPax) og cruiseskip. Sydhavna har skip av typen tørrbulk, våtbulk, container, RoRo og stykkgoods. Området til havnene er på ca. 500 000 m<sup>2</sup>, og det er ca. 9 km med kai. Siden år 2000 har det vært en halvering av areal og kaier. Havna har ca. 6 mill. tonn gods og 6,5 millioner passasjerer. Oslo Havn er kommunalt foretak og eies av Oslo kommune.

Havnas viktigste miljøtiltak er å overføre gods fra vei til sjø. Sjøtransport mer enn halverer utslippene til transport. Derfor planlegger Oslo Havn en vekst i takt med byen med 50 % mer gods og 40 % flere passasjerer innen 2034. Innen 2030 skal byen kutte klimautslippene med 95 %. I Oslo Havn skal utslippene ned med 85 % i samme periode, og på sikt bli utslippsfri, noe som vil innebære store investeringer i strømmettet og tilhørende infrastruktur.



**Figur 6 - Oversiktsbilde av Sydhavna.**

De største utslippene i havna er fra skip. Første steg på veien mot en utslippsfri havn er å redusere utslipp av diesel når skipene ligger til kai ved bruk av landstrøm. Landstrøm til skipene med størst utslipp og som har faste ruter prioriteres. Status så langt:

- Utenlandsfergene som står for de største utslippene får allerede landstrøm i Oslo. I 2019 ble utenlandsfergene til Danmark koblet til et nybygget landstrømanlegg på Vippetangen. Color Line har hatt landstrøm for sine to cruiseferger på Hjortneskaia siden 2011.
- I 2022 tok sementskipene i bruk landstrøm.
- Bygging av landstrøm til containerskipene vil starte i 2023.
- Landstrøm til cruiseskip på Revierkaia er under bygging og vil stå klart til cruisesesongen 2024.
- Nå utredes landstrøm til tankskip og cruiseskipene som anløper Filipstad.

Case Oslo i ElMar-prosjektet har i stor grad vært en videreføring av utredningen "Sydhavna nullutslippshavn – konseptutredning energisystem" fra 2020. Konseptutredningen har vurdert hvordan Sydhavna kan redusere utslippene med dagens teknologi og sammenlignet dette opp mot mer innovative løsninger der man utnytter kraftnettet bedre, og unngår store effektopper i kraftnettet. I ElMar-prosjektet har case Oslo være begrenset til Sydhavna, med denne konseptutredningen som basis. Utredningen anbefalte videre dialog med nettselskapet for å utrede muligheter og kostnader for å øke effektilgangen til Sydhavna. I tillegg ble det anbefalt å utrede om nettselskap kan akseptere en annen samtidighetsfaktor i sin dimensjonering enn de vanligvis gjør. Kapasitetsbegrensningene oppstår på de kaldeste vinterdagene og landstrøm er i utgangspunktet fleksible forbrukere. Det er svært lav samtidighet ved en fullelektrifisert havn, men som følge av få timer i året vil man overstige kapasiteten.

### **Regionalnett, dagens situasjon**

Sydhavna forsynes fra Bekkelaget transformatorstasjon. Stasjonen forsynes med 50 kV kabler fra Kastellet, og videre med luftnett fra Lambertseter.

Med dagens effektuttak er belastningen i Bekkelaget og regionalnettforsyningen godt innenfor grenseverdiene. Ved en forventet lastøkning på 1,5% per år vil belastningen i 2030 være høy, men håndterlig. Mellom 2030 og 2040 vil det være sannsynlig at nettinvesteringer må utføres basert på forventet lastutvikling.

### **Distribusjonsnett, dagens situasjon**

Sydhavna forsynes hovedsakelig med to 11 kV ringforsyninger fra Bekkelaget. Tilknyttet og bestilt effekt på disse 11 kV forsyningene tilsier at kapasiteten på disse snart er oppbrukt. I Bekkelaget er det ingen ledige 11 kV felt for etablering av nye 11 kV ringer.

På Sjursøya er det også et 11 kV tilknytningspunkt forsynt med tre kabler direkte fra Bekkelaget. Dette leveringspunktet er lavt belastet i forhold til mulig overføringskapasitet på 11 kV kablene.

### **Fremtidig situasjon**

Utredningsarbeidet er basert på timesoppløst lastdata og befarig i Bekkelaget transformatorstasjon. Oslo Havn har gjennom prosjektet estimert et behov på totalt 26 MW ny effekt på området i 2030. De antar dette tilsvarer 20 MW samtidig effekt, som er det vi legger til grunn i analysen.

Resultatet av analysen er at med 20 MW ny tilknyttet effekt, i tillegg til den forventede generelle lastøkningen, vil belastningen i Bekkelaget bli for stor. Det vil bli begrensninger i følgende komponenter:

- Transformator: Elvia praktiserer forsyning etter N-1 prinsippet og skal opprettholde full forsyning selv etter utfall av den største transformatoren. Med utfall av den største transformatoren her vil belastningen på de øvrige bli for stor dersom det tilknyttes ytterligere 20 MW.
- 47 kV koblingsanlegg: Det er ikke kapasitet i koblingsanlegget til å håndtere ytterligere 20 MW.
- 47 kV kabelforsyning: Det er ikke nok kapasitet til å opprettholde full forsyning ved utfall av én kabel ved tilknytning av ytterligere 20 MW.



- 11 kV koblingsanlegg: Det er fullt i 11 kV koblingsanlegget og ikke plass til å tilkoble flere 11 kV kabler.

For å kunne tilknytte mer effekt må det iverksettes tiltak for å utvide kapasiteten:

- Transformator: Trafoer i Bekkelaget må byttes, 3 stk. 30MVA inkludert trafobrytere
- 47 kV koblingsanlegg: Nytt 132 kV GIS-anlegg i ny apparatsal
- 47 kV kabelforsyning: ikke tilstrekkelig. Må legges ny kabel eller bytte eksisterende (132 kV)
- 11 kV koblingsanlegg: Ikke plass til flere i dagens apparatsal. Ved flytting av 47 kV koblingsanlegg vil det frigjøre plass til nye 11 kV anlegg.

Det er gjort vurderinger på om det er plass til ny transformatorstasjon i området, både ute i dagen og inne i Ekeberghallen. Vurderingene er som følger:

- Det er sannsynligvis ikke ledig tomt i friluft utenfor til ny stasjon.
- Ekeberghallen er ikke vurdert å være hensiktsmessig på bakgrunn av tunellhøyder for aksesstuneller. Selve hallene kan være ok fordi visstnok har god høyde ved å fjerne dekke mellom to etasjer.
- Det gir liten mening i å bygge en ny transformatorstasjon i en ny fjellhall som ikke er særlig egnet når vi har større og bedre muligheter i Bekkelaget.
- En hall i Ekeberghallen kan imidlertid være ok for en evt. satellitt for 11 kV for å få til flere felter ut fra dagens Bekkelaget. Distanse fra Bekkelaget er rundt 800 m.

Tiltakene i Bekkelaget ble i 2021 estimert til 85 MNOK +/-35%. Siden estimatet ble utregnet har innkjøpspris på materiell, spesielt transformator, økt med opp mot 50%. Justert for økt innkjøpspris blir nytt estimat 120 MNOK.

#### **Alternativ til nettförsterkning: HS tilknytning og OH med egen konsesjon**

I dag forsynes lastuttaket på Sjørsøya av Elvia som områdekonsesjonær. Elvia tar en viss risiko i form av sammenlagringseffekten og tilknytter noe mer effekt enn det som er mulig å trekke fra nettet.

Ved å være tilknyttet på høyspenning i ett grensesnitt med Elvia, vil Oslo Havn selv kunne styre sin risikovillighet i form av sammenlagring. Tilknyttet effekt blir det som er behovet eller så mye Elvia kan levere, overskytende effekt Oslo Havn har behov for vil de måtte vurdere selv. Dette kan dog kompenseres med større lønnsomhet/incentiv til å investere i lokal produksjon og lagring.

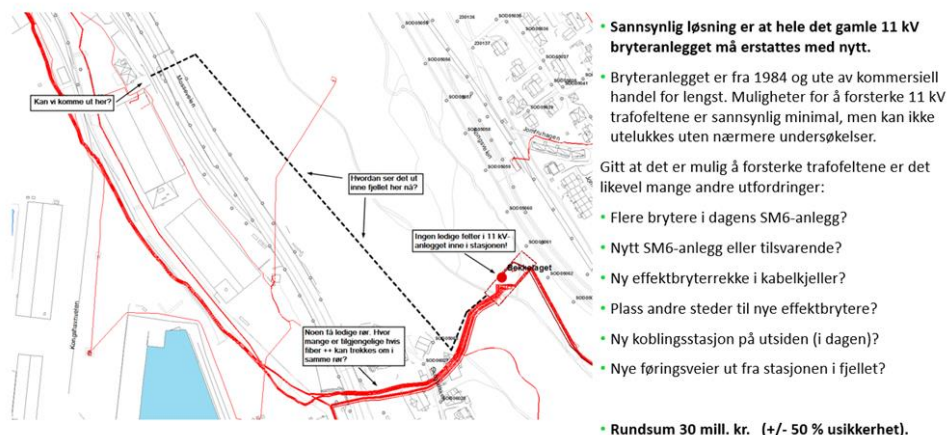
En slik løsning forutsetter at Oslo Havn kan ta ansvaret som følger av eierskap, drift og vedlikehold av eget høyspenningsanlegg.

#### **Alternativ til nettförsterkning: Tilknytning på vilkår**

Tilknytning med/på vilkår (TPV) er et tilknytningsprodukt (tilknytningsavtale) som kan benyttes i de tilfeller hvor en tilknytning til dagens nett vurderes ikke driftsmessig forsvarlig. Produktet er et alternativ til å investere i nettinfrastruktur dersom kunden og Elvia ønsker det. Verken kunden eller Elvia kan kreve tilknytning med vilkår. Kunden oppnår potensielt redusert anleggsbidrag og raskere tilknytning, men må akseptere lavere leveringssikkerhet og/eller utkobling, med påfølgende avbrudd i strømleveranse, fra driftssentralen når driftsforholdene som i utgangpunktet gjorde tilknytningen ikke driftsmessig forsvarlig, inntreffer.

Det er mange timer i året lastsituasjonen i Bekkelaget er slik at ny effekt kan tilknyttes. Dersom lasten også er fleksibel og kan kobles ut når lastsituasjonen tilsier at det er nødvendig, vil en TPV-avtale kunne føre til at mer effekt kan tilknyttes, dersom kunden og Elvia blir enig om betingelsene for dette.

## Kostnader – Utvidelse av 11 kV i Bekkelaget



Figur 7 - Betrachninger rundt utvidelse av strømforsyningen til Sydhavna

Oslo Havn og Elvia har vært på befaring for å se på muligheten til å utvide Bekkelaget trafostasjon.

Potensialet for å bruke batteri til å redusere effekttopper ble undersøkt for Sjursøykai områdene. Basert på tidligere havnelogger fra 2018 og 2022, ble det estimert at et batteri på 5 MWh vil klare å redusere den største effekttoppen fra landstrøm med omtrent 250 kW. Et slikt batteri ville i imidlertid ha hatt en veldig lav utnyttelsesgrad og kun bli brukt i noen av dagene i året. Derfor burde det undersøkes mer hvordan batteri sammen med andre ressurser kan unyttes og koordineres med annet forbruk i havn området. På en lignende måte ble batteri sammen med havnekraner undersøkt, der lastdata ble hentet fra Elvia. Forbruksprofil for kraner består ofte av kortvarige men store effekttopper og derfor vil et batteri med en liten energi kapasitet kunne gi en relativ stor reduksjon effekttoppene. Sammenlignet med landstrøm og fremtidig behov til ladning, vil effekt behovet til kraner sannsynligvis ikke være svært stort, men pga. at de kan reduseres med et lite batteri kan det fortsatt være en lønnsom investering.

På bakgrunn av resultatene og arbeidet i Elmar, samt. at utvidelse og forsterkninger i nettet tar tid, har Oslo Havn vedtatt noen prinsipper for videre energiomstilling (se Figur 8). Det viktigste tiltaket er økt nettkapasitet. I tillegg til dette vil det være behov for økt fokus på energieffektivisering, energiproduksjon og felles infrastruktur. Felles ladeinfrastruktur øker brukstiden sammenlignet med at hver enkelt aktør dekker sine ladebehov på sitt område. Konsekvensen av at hver aktør løser sitt behov er aktørene holder av nettkapasitet og har lavere brukstid enn når det er felles infrastruktur. Da når ikke Oslo Havn sine klimamålsetninger utslippsfri håndtering av varer og gods.



Figur 8 – Oslo havns hovedprinsipper for sin videre energiomstilling

## 2.3 Case Bergen (Plug Bergen AS)

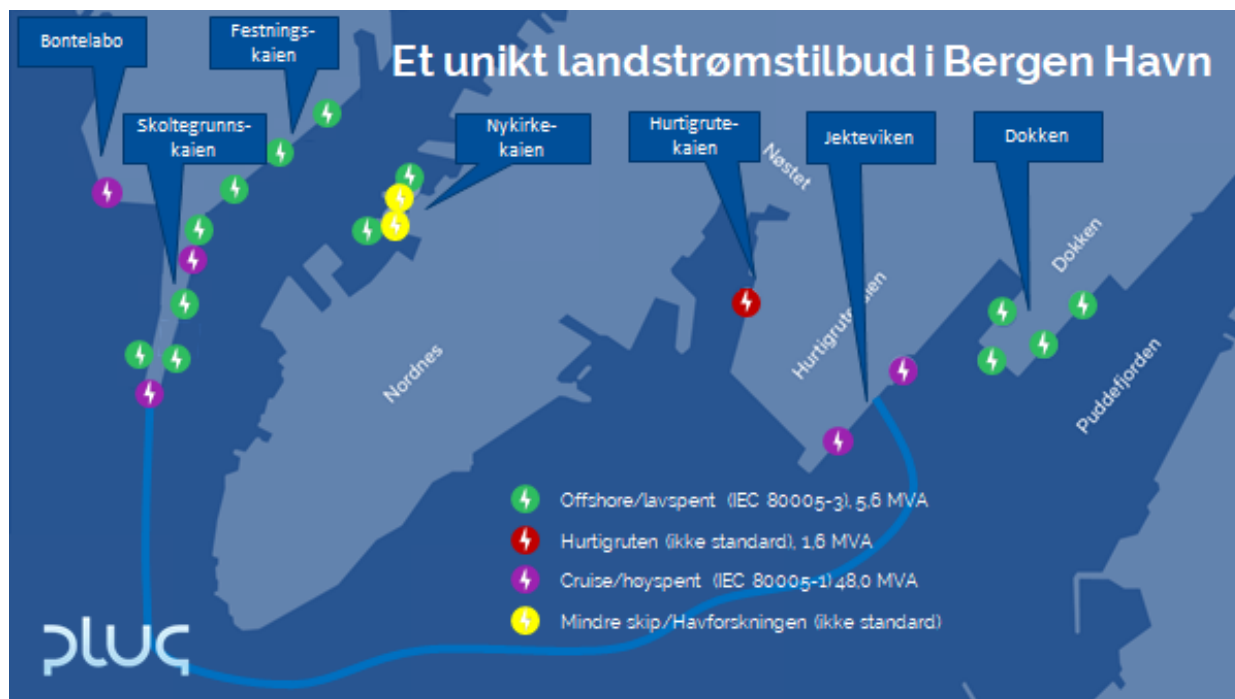
Bergen havn er Norges største cruisehavn, og har betydelig aktivitet innen offshore forsyningsskip, godsskip, passasjerferger, Kystruten, hurtigbåter, mindre turistbåter, yachts, seilskip, militærfartøy, og forskningsfartøy. Det totale antall anløp i 2021 i Bergen og omland havneområde var over 95 000, hvorav 21 000 til offentlige kaier. Total godsmengde over private og offentlige kaier i havneområdet var 67 millioner tonn, men hoveddelen av dette gjaldt private kaier, spesielt olje- og kjemikaliefrakt. Trafikken i 2021 var fremdeles preget av covid-19-pandemien. Det totale antall passasjerer i 2019 var 2,3 millioner, hvorav 576 000 på 326 cruiseanløp.



**Figur 9 – Bergen havn sett fra nord.**

I 2019 opprettet Bergen Havn sammen med Eviny selskapet Plug for eierskap, utbygging og drift av landstrømsanlegg. Plug Bergen tilbyr landstrøm i henhold til NEK IEC 80005-3 på Skolten (4 punkter), Dokken (4 punkter), Nykirkekaien (2 punkter) og Festningskaien (3 punkter). På alle disse kaiene tilbys det 440 og 690 V, 50 og 60 Hz. Fra 2020 tilbyr Plug også høyspent landstrøm til cruise i henhold til IEC 80005-1 på fire kaier (Skolten Sør, Skolten Nord, Bontelabo og Jekteviken) og for maksimalt tre skip samtidig. I tillegg er det etablert et dedikert anlegg for Kystruten på Hurtigrutekaien og for Havforskningens skip på Nykirkekaien. Figur 6 viser en oversikt over landstrømstilbudet i Bergen havn.





**Figur 10 - Oversikt over landstrømstilbudet i Bergen havn.**

Det første landstrømsanlegget ble installert på Skolten i 2015 i regi av Bergen Havn. Utbyggingen har fortsatt til det per i dag er seks ulike anlegg med i alt 21 punkter for tilknytning av ulike skip. Bergen havn har det største anlegget for høyspent forsyning av cruiseskip i Europa, og muligens det største omformerbaserte anlegget for cruiseskip i verden. Anlegget stod klart i 2020, men på grunn av Covid-19 pandemien ble ikke de første skipene tilkoblet før i 2021, med kommersielle leveranser fra 2022. I alt er det levert rundt 50 GWh landstrøm fra oppstarten og til 2022.

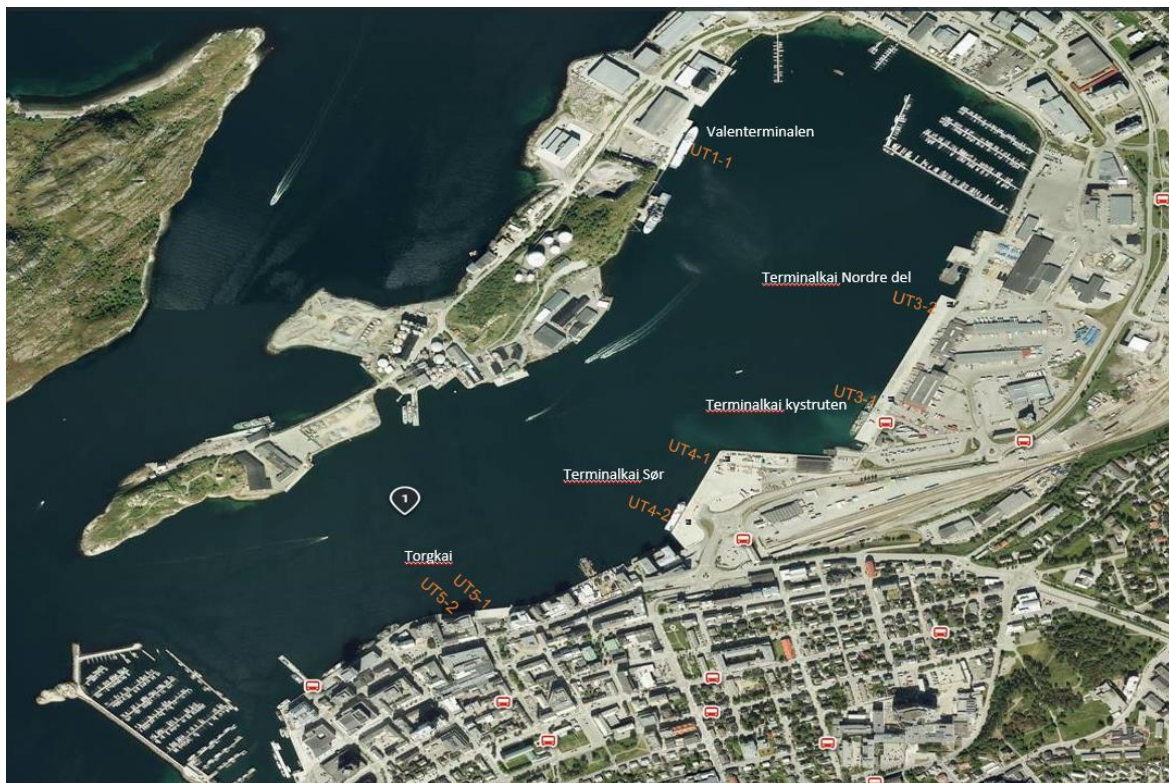
Det pågår flere prosjekter for å utvikle tilbudet i havnen videre, både for andre skips kategorier og for andre kaiområder, herunder private kaier. I senere tid har også lading av fartøy blitt aktualisert, både for små fritidsbåter og store hurtigbåter med anløp i Bergen sentrum. Effektbehovet for lading av de største hurtigbåtene kan være på nivå med landstrøm for store cruiseskip, og løsninger for disse er krevende, men nødvendige. En annen spesiell utfordring for Bergen havn er godstrafikken, som er planlagt flyttet ut av byen til en ny terminal på Ågotnes i løpet av noen år.

Sammen med Bergen Havn og Eviny Elektrifisering har Plug betydelig kompetanse og erfaring med å utvikle landstrømsanlegg for ulike skips kategorier. Dette inkluderer kostnadsbilde, inntektsmuligheter, forretningsmodell, kraftsystemanalyser, synergier, standarder og alternative tekniske løsninger. Nye utfordringer adresseres løpende, og løses så raskt det lar seg gjøre, normalt uten at det er behov for eller tid til å gjøre eksterne casestudier for å komme videre.

I ElMar-prosjektet har case Bergen bidratt i flere av aktivitetene. Plug har blant annet delt modeller for verdisetting av landstrøm basert på ulike skipstypers egenproduksjonskostnader, som har blitt bygget videre på i verktøyet for kostnadssammenligning utviklet i arbeidspakke H3. Videre har Plug bidratt i rapporten om forretningsmodeller for framtidens havner (H3), korrosjonsveilederen (H2) og med lastdata fra landstrømsanlegg (H1).

## 2.4 Case Bodø (Bodø Havn KF)

Bodø Havn er et kommunalt foretak eid av Bodø kommune. Bodø Havn skal legge til rette for næringslivets behov innen sjørettet logistikk og transport av passasjerer og gods. Havna skal sørge for god, bærekraftig og effektiv forvaltning, samt sunn forretningsdrift som gir havna sikker økonomi og havnas kunder gode rammevilkår. Det er om lag 7 000 anløp årlig. Bodø Havn KF fikk i 2018 innvilget støtte fra Enova for å etablere landstrøm på fire kaier, med fem landstrømsanlegg (fem landstrømskontainere og sju kaiskap med ulike plugger). Landstrømanleggene ble levert av PSW, og ble i 2022 satt i drift, i tillegg til at Arva etablerte tilførsel og tilhørende transformatorer.



**Figur 11 - Landstrømanlegg i Bodø Havn**

Landstrømsanleggene på de fire kaiene er kort beskrevet som følger:

- Kai 1 Valenterminalen/Mottakskai: Landstrømsanlegget på kai 1 består av en 250 kVA landstrømskontainer, kaiskap UT1-1, samt flyttbar kabeltrommel. Anlegget er tilrettelagt for å kunne levere landstrøm til to skip samtidig. Landstrømsanlegget kan levere 400 V 50 Hz, 440 V 60 Hz, eller 690 V 50/60 Hz til kaiskap. Dette skal i hovedsak skal betjene fiskefartøy og ferge.
- Kai 3 Terminalkai: Det er 2 landstrømsanlegg på kai 3, og det er etablert to uttaksskap; UT3-1 (kai 3-1) for Kystruten eller ett annet skip, og UT3-2 (kai 3-2) for mindre skip.
  - Landstrømsanlegget på kai 3-1 består av en 2500 kVA landstrømskontainer, kaiskap UT3-1, samt flyttbar kabeltrommel. Anlegget er tilrettelagt for å kunne levere landstrøm via spesialtilpasset tilkoblingspunkt NG3-plugg eller via inntil fire plugger i henhold til lavspentstandarden NEK IEC 80005-3. Landstrømsanlegget leverer 660 V eller 690 V 50 Hz.
  - Landstrømsanlegget på kai 3-2 består av en 250 kVA landstrømskontainer, kaiskap UT3-2, samt flyttbar kabeltrommel. Anlegget er tilrettelagt for å kunne levere landstrøm til to skip samtidig (annen godstrafikk).

- Kai 4 Terminalkai Sør/Jernbaneveien: Landstrømsanlegget består av en 1600 kVA landstrømkontainer, 2 kaiskap, henholdsvis UT4-1 og UT4-2, samt flyttbare kabeltromler. Anlegget er tilrettelagt for å levere landstrøm til ett stort skip på kai UT4-1, samt to små skip på kai UT4-2 samtidig. Landstrømanlegget kan omforme 400 V 50 Hz til 440 V / 690 V 60 Hz via frekvensomformer. 400 V / 690 V 50 Hz forsynes til kaiskap direkte via skilletransformatorer. Anleggene skal blant annet betjene explorerskip, brønnbåter og ferger.
- Kai 5 Torgkaia/Østbrekken: Landstrømanlegget består av en 700 kVA landstrømkontainer, 2 kaiskap, henholdsvis UT5-1 og UT5-2, samt flyttbare kabeltromler. Anlegget er tilrettelagt for å levere landstrøm til ett stort skip på kai UT5-1 og to små skip på kai UT5-2 samtidig. Landstrømanlegget kan levere 400 V 50 Hz, 440 V 60 Hz, eller 690 V 50/60 Hz til kaiskapene via frekvensomformer. Begge kaiskap må ha samme frekvens. Torgkaia/Østbrekken er liggekai for ulike gjestende fartøy, og dette anlegget er delfinansiert av Bodø kommune.

Fjuel Bodø AS ble etablert våren 2021 og er et samarbeidsprosjekt mellom Bodø Energi AS (51 %) og Bodø Havn KF (49 %). Bakgrunnen for samarbeidet er å bidra til at viktig energiinfrastruktur på områdene Bodø Havn disponerer etableres og videreutvikles, samt at lokalt eierskap sikres. Videre var en viktig faktor at verdiskapingen som skjer som følge av det grønne skiftet beholdes lokalt i Bodø og regionen. Både Bodø Energi og Bodø Havn er 100 % eid av Bodø kommune.

Fjuel Bodø AS' formål er å levere land- og ladestrøm til maritim sektor og energiløsninger til aktører i energiknutepunkter, herunder:

- Tilby, overføre og fordele energi sikkert og effektivt til kundene av havnene i Bodø
- Å overføre energi kostnadseffektivt og med den kvalitet som markedet etterspør
- Å levere etterspurte tjenester i tilknytning til denne virksomhet
- Å drive annen virksomhet i forbindelse med ovennevnte formål

Fjuel Bodø AS er et viktig ledd i å utvikle løsninger, produkter og tjenester som bidrar til å oppfylle Bodø kommunes ambisiøse klima- og energiplan 2019-2031 hvor bl.a. utslipp av klimagasser skal reduseres med 70 % innen 2030 og Bodø skal være et lavutslippssamfunn i 2050.

Våren 2022 ble det i samarbeid med Bodø Havn og Bodø kommune gjennomført en konseptutredning støttet av Enova SF «Energisystem for en fremtidsrettet logistikk-hub i Bodø Havn» og høsten 2022-vinteren 2023 har Multiconsult gjennomført forprosjekt «Nye Bodøterminalen» for Bodø Havn.

Utredningen/forprosjektet viser at Bodø Havns transformasjonsprosjekt «Nye Bodøterminalen» gir et mulighetsrom og tidsvindu for å etablere fornybare energiløsninger både til transport (sjøside, landside) og bygningsmassen med styringssystemer for energi- og effektstyring og -utjevning. Dette vil legge til rette for at området på sikt kan bli en viktig Energihub i regionen. For å sikre et helhetlig og integrert energisystem har Fjuel Bodø nå igangsatt arbeid med å utarbeide Masterplan Energi for Bodø Havn. Her er det spesielt viktig at man tar et områdeperspektiv og ser både sjø- og landtransport i sammenheng med bygningsmasse og øvrige faktorer.

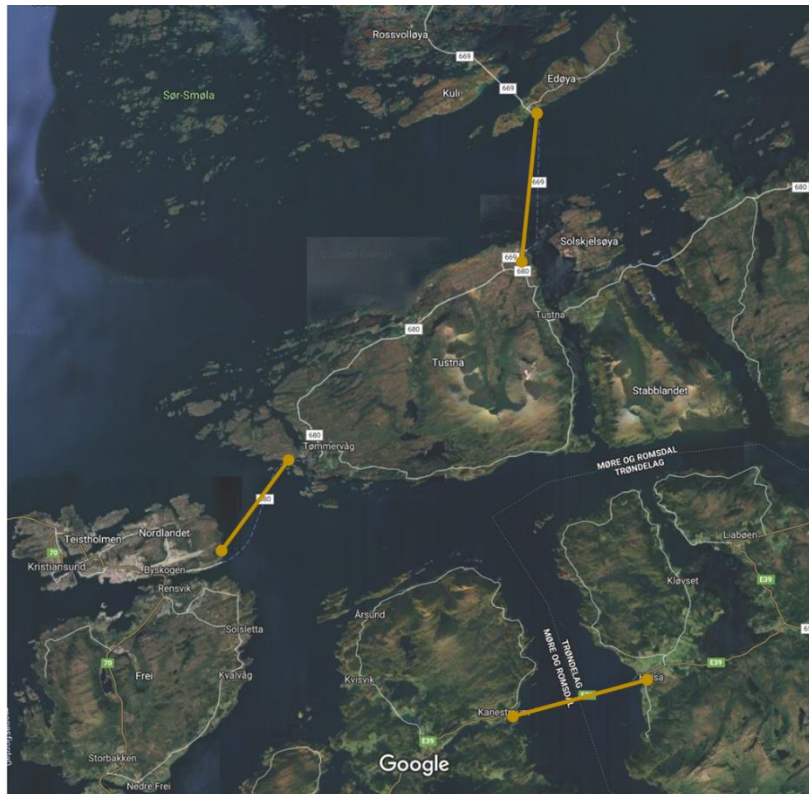
Masterplan for Energi skal legge føringer for utviklingen av Bodø Havn som fremtidsrettet energiknutepunkt. Masterplanen må være forutsigbar og forpliktende for samtlige aktører hvis vi sammen skal lykkes. Masterplanen skal også være et verktøy som viser en tenkt rekkefølge på energikonsepter for investeringsanalyser, investeringer og utbygging. I samråd med Bodø Havn ser vi det som hensiktsmessig å inkludere relevante arealer utover «Nye Bodøterminalen».

Energihub Bodø Havn og Masterplan Energi skal være et forbildeprosjekt til læring og kunnskapsbygging for Fjuel Bodø AS, og selskapets eiere Bodø Energi og Bodø Havn. Videre kan prosjektet gi viktig overføringsverdi til havner og næringsarealer i regionen, fylket og landet forøvrig.

## 2.5 Case Nordmøre (Mellom AS)

Nettselskapet Mellom AS (tidligere NEAS) leder case Nordmøre. I Mellom sitt nettområde er tre fergestrekninger blitt elektrifisert i prosjektperioden (2020-2023) som vist i Figur 12:

- Edøy-Sandvika, fylkesvegstreking, 2-fergeløsning. Operatør Fjord1.
- Seivika-Tømmervåg, fylkesvegstreking, 2-fergeløsning. Operatør Fjord1.
- Halsa-Kanestraum, E39, 3-fergeløsning. Operatør Fjord1.



**Figur 12 - De tre fergestrekningene på Nordmøre som er elektrifisert: Seivika-Tømmervåg, Sandvika-Edøya og Kanestraum-Halsa.**

Fylkesvegfergene hadde oppstart av kontraktsperiode 1.1.2020, og det nye fergemateriellet ble satt inn i sambandene med dieseldrift fram til elektrisk drift kunne etableres. Edøy-Sandvika var ventet å komme over på elektrisk rundt årsskiftet 2020/2021, men diverse utfordringer med nyutviklet ladepluggløsning medførte at det først var sommeren 2021 at testing kom i gang, og det ble oktober før stabil drift med lading på begge sider av fjorden var etablert. Seivika-Tømmervåg startet testing i oktober 2021 og var i stabil drift fra januar 2022. Det er særlig støping av nye kaianlegg som har vært avgjørende for ferdigstillingen av landanlegget, og som har skjøvet bygging av tekniske bygg ut i tid. For Halså-Kanestraum startet den nye kontraktsperioden 1.1.2021. Fornytt kraftlinje fram til Kanestraum ble ferdigstilt på vårparten 2021, men både støping av nye kaier og en større utfordring med reguleringsplan/grunnerverv medførte en lang utsettelse for fullføring av anleggene på land. Først i januar 2023 ble fergelading på Kanestraum satt i drift.





**Figur 13 - Øverst: Frontplugg med landkontakt på kjørebri i Sandvika. Nederst: Sideplugg med ladetårn på kai på Tømmervåg.**

For selve ladepluggløsningen er det to varianter: Frontplugg med landkontakt på kjørebri, og sideplugg med ladetårn på kai, se Figur 13.

Alle kaiene har særegne egenskaper som gjør dem interessante med tanke på spenningskvalitet. Både når det gjelder spenningsnivå på ladeløsning, ladeeffekt, plassering i nettet og nettstyrke, reaktiv innmating, trafobelastning/temperatur, batterianlegg, og samvirke/aggregerte effekter med flere kaier. Mellom har utført ulike former for spenningskvalitetslogging knyttet til fergeladeanleggene. Enkel logging av spenning via AMS-målere, og noe bruk av Medcal ST trefase spenningskvalitetslogger på 400 V-anlegget ved siden av ladeanlegget. Avansert måleinstrument ble montert for en periode på Tømmervåg fergekai, samt at det i transformatorstasjonene er installert instrument som logger spenningskvalitet.

Nordheim transformatorstasjon forsyner både Edøy, Sandvika og Tømmervåg, og i stasjonen er det kontinuerlig logging av spenningskvalitetsparametere på 22 kV samleskinne. Lastvariasjoner og overharmoniske strømmer/spenninger i nettet kommer godt fram av disse målingene. Samme type logger har Mellom også i Kristiansund trafostasjon, som forsyner Seivika. For Kanestraum er det muligheter for å hente ut kurver på last og spenning fra det ordinære driftssystemet.

Tømmervåg fergekai er definert som den aller mest interessante med tanke på spenningskvalitet, da det på grunn av svakt nett blir bygget batteribank som skal yte 3 MW, mens det fra nettet skal trekkes kontinuerlig 800 kW. Ladeanlegget forsyner fergen med 11 kV. Nettspenning er 22 kV, så en transformator 22/11 kV står mellom nettet og ladeanlegget. Batterianlegget transformerer og like-/vekselretter, og ombord i ferga transformeres og likerettes ladeeffekten på totalt 3,8 MW.

Det er tidligere gjort en del systemanalyser/beregninger når det gjelder spenningsfall/spenningsvariasjoner, og på bakgrunn av disse er det utført forsterkninger i nettet. Det er utført spenningskvalitetsmålinger i dette caset i ElMar-prosjektet, se kapittel 4.7.



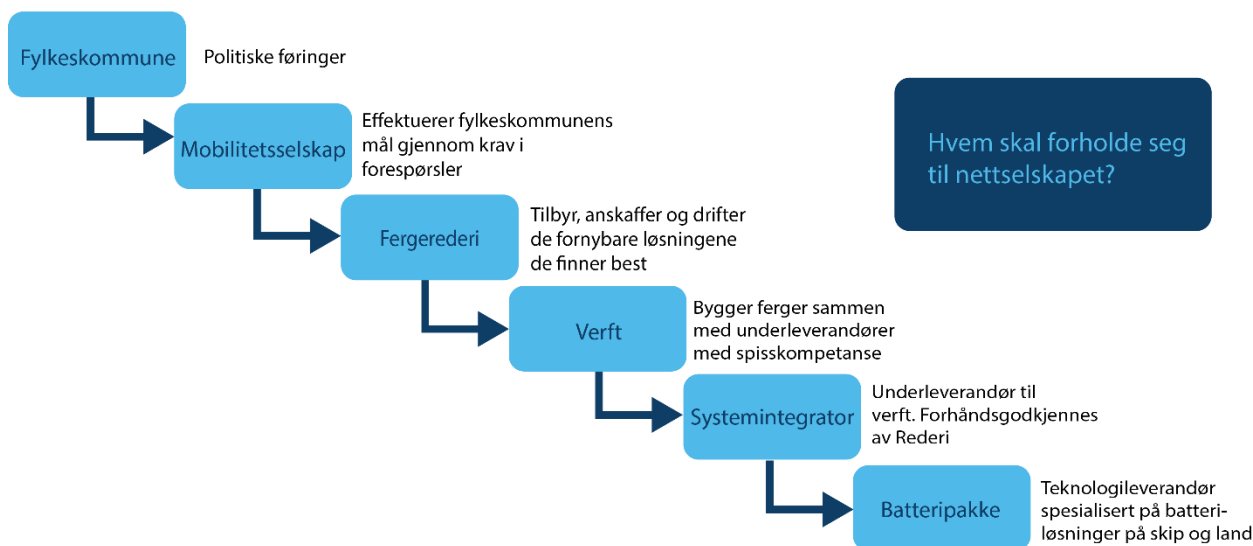
### 3 Erfaringer med oppstart og etablering av landstrømsanlegg

Dette kapitlet sammenstiller case-studiene erfaringer med oppstart og etablering av landstrømsanlegg. Det har tre deler: en om valg av løsning og leverandør, en om standardiserte vs. skreddersydde løsninger, og en om overtakelse og igangsetting av anlegg. Vi har valgt å skille mellom fergeladeanlegg (case Nordmøre) og konvensjonelle landstrømsanlegg i havn (øvrig case).

#### 3.1 Valg av løsning og leverandør

##### 3.1.1 Fergeladeanlegg

Ved etablering av fergelading er det to hoveddeler som må på plass; valg av kraftforsyning med nettløsning og spenningsnivå, og valg av selve ladeanlegget. I mange tilfeller vil det være behov for forsterkning av høyspenningsnettet fram til fergekai. Et alternativ til nettforsterkning er å etablere en batteribank på kaia som kan lade kontinuerlig på en lavere effekt fra nettet, og avgi høyeffektslading de få minuttene ferga ligger til kai. I den videre teksten er case Nordmøre brukt som eksempel på ulike problemstillinger som kan dukke opp under planlegging og etablering av landstrømsanlegg (med batteriløsning) for fergedrift.



Figur 14 – Eksempel på aktører og kjede for elektrifisering av fergedrift

#### Erfaringer fra Case Nordmøre, Seivika fergekai etableres

Valg av spenningsnivå har snevret seg inn mot standardløsninger med enten 690 V eller 11 kV tilførsel til ferga. Dette er definert som standardspenninger, men likevel ikke nødvendigvis det mest utbredte hos nettselskapene. Det var de første årene noe diskusjon om hvilken part som skulle eie transformatoren og dermed sitte med ansvar for beredskap og reservedelshold. Dette ble presisert av RME i en konkret sak der Mørenett ble pålagt å levere 11 kV, selv om deres høyspentnett i området var på 22 kV. Sluttkunden må uansett betale anleggsbidrag for selve investeringen, men det legges da til nettselskapet å ha beredskap på reservetrafo om det skulle oppstå havari.

Videre har de nye anleggene behov for 400 V-forsyning til kontrollanlegg og nattliggestrøm, samtidig som eksisterende kailøsning og veilys gjerne skal beholde den gamle 230 V-forsyningen. I noen tilfeller er det attpåtil kontraktmessige forhold som har ledet til at liggestrømmen skulle måles sammen med framdriftsstrømmen (batteriladingen), slik at fergeselskapet selv har hatt en 690/400 V trafo. Det er altså flere forhold som til sammen fører til at det elektriske anlegget på disse oppgraderte kaiene totalt sett inneholder mange flere komponenter og spenningsnivåer enn et helt nybygd anlegg ville inneholdt.

Ved høyspentløsning 11 kV om bord vurderes det gjerne likevel ønskelig med en (skille)transformator på land. Dette er en komponent som både demper kortslutnings- og jordslutningsstrømmer, og gir et galvanisk skille mot kraftnettet på land. Ved 22 kV distribusjonsnett leverer nettselskapet transformering 22/11 kV ved kai, og skillet er dermed etablert. Dersom nettselskapet faktisk har 11 kV som systemspenning blir det opp til eier av ladeanlegget å sette inn en ren skilletransformator 11/11 kV. Dette er tilfellet ved Seivika fergakai i Kristiansund.

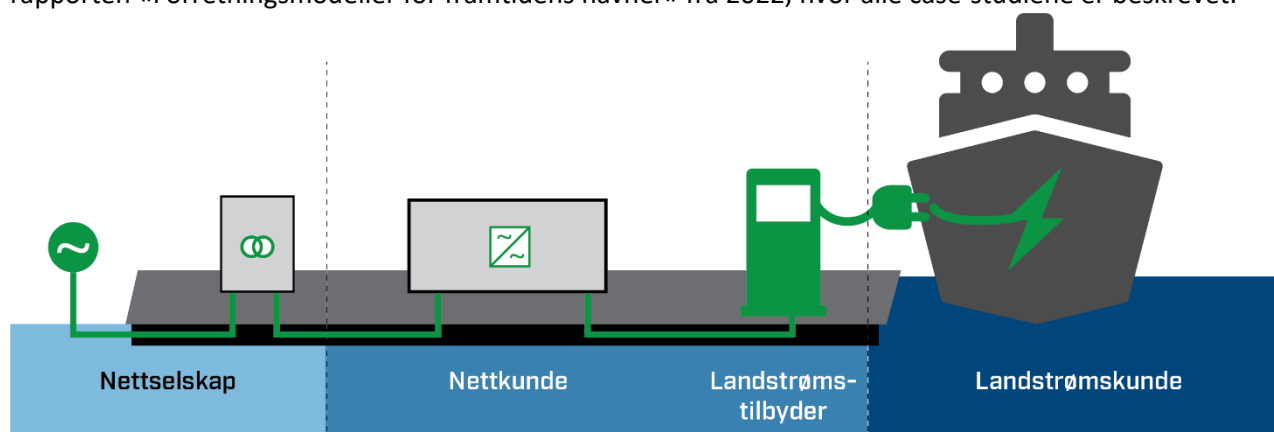
Overføringen fra land til ferge må gå via en automatisert pluggløsning, som raskt gjør klar ladingen så snart ferga klapper til kai, og kobler fra når rutetabellen sier at avgang skal skje. Her er det utviklet ulike løsninger med side- eller frontplugg på ferga, og landkontakten enten i et ladetårn på kai eller montert på selve kjørelemmen.

Fergeselskapene engasjerer gjerne såkalte "systemintegratorer" for totalprosjektering og leveranse av ladeanlegget, som består av en anleggsdel på land, overføringen til ferga via ladeplugg, og ombordsystemer. Systemintegrator kan også være faktisk produsent/leverandør av selve elkraftanlegget.

Ved testing og idriftsettelse er det viktig med tett dialog også mot nettselskapet for å sikre at anlegget fungerer som tiltenkt. Det kan være parametere som opprampingstid av ladeeffekt, reaktiv komponent på frekvensomformerne, skjevlast mellom faser, og det kan være trafotriningsnivå for at spenningsvariasjonene som oppstår blir liggende innenfor intervall som systemene på ferga tolererer. Ladingen skal rampes opp sakte nok så ikke naboene reagerer på at lyset blir svakere. Ved å minimere reaktiv belastning fra nettet, eller attpåtil sette anlegget til å avgi reaktiv effekt, minimeres strømmen og dermed spenningsfallet som oppstår i linjenettet, slik at variasjonene blir mindre. Anlegget må ikke medføre "støy" på nettspenningen. Spenningsvariasjon vil oppstå, men nivået kan tilpasses ved trinning av trafo. Eventuelt kan det være at grenseverdier må justeres for å unngå alarmer og automatisk utkobling.

### 3.1.2 Landstrøm i havn

Ved etablering av landstrøm i havn må flere forhold avklares. Først må grensesnittene mellom de ulike aktørene som er involvert bestemmes. Disse aktørene er gjerne nettselskap, havn, fylkeskommune / kommune, landstrømselskap / ladeoperatør, rederi og båtoperatør. Disse kan ha ulike roller: nettselskap, nettkunde, landstrømstilbyder og landstrømskunde, som illustrert i Figur 15. Dette er behandlet i EIMar-rapporten «Forretningsmodeller for framtidens havner» fra 2022, hvor alle case-studiene er beskrevet.



**Figur 15 - Grensesnitt mellom de ulike rollene**

En viktig forskjell mellom konvensjonelle landstrømsanlegg i havn og fergeladeanlegg, er at anleggene gjerne skal brukes av ulike skip til ulik tid, med mer eller mindre faste rutetabeller. Det bør derfor, så langt det lar seg gjøre, bygges anlegg i henhold til internasjonale standarder for å sikre sambruk av infrastrukturen. Disse er henholdsvis høyspennings- og lavspenningsstandarden, beskrevet i kapittel 1. I neste kapittel detaljeres denne tematikken ytterligere.

## 3.2 Standardiserte vs. skreddersydde løsninger

### 3.2.1 Fergeladeanlegg

Det finnes ingen standarder for DC-lading av ferger. Det betyr at det eksisterer mange ulike skreddersydde løsninger på ulike fergesamband. I case Nordmøre er både sideplugg og frontplugg på kjørelem testet ut. Ladetårn til sideplugg er fungert best, fordi tidevannseksitreffit har gikk utfordringer for kjørelemløsningen. Denne løsningen ble nyutviklet og måtte gjennom mange godkjenningsinstanser, som igjen forsinket implementeringen.

Når det gjelder løsningene for nettilkobling, har det for fergelading penset seg inn mot en form for standardisering, med spenningsnivå enten 690 V eller 11 kV. Nødvendig ladeeffekt er avhengig av overfartstid vs. liggetid, men mange fergesamband har likheter. Dette medfører for eksempel at flere nettselskap kan gå sammen om én beredskapstransformator som kan passe for flere ulike fergekaier. Det er tegnet modeller for tekniske bygg i betong som kan brukes som standardløsning. Og det har skjedd utvikling både på beregningsverktøy, tilknytningsavtaler, og utforming av kontrakter, som gjør at man har kommet forbi det stadiet der alle nye henvendelser om et fergesamband bar preg av “finne opp hjulet på nytt”.

### 3.2.2 Landstrøm i havn

For konvensjonell landstrøm i havn, er to standarder sentrale; «høyspentstandarden» IEC 80005-1 og «lavspenstandarden» IEC 80005-3. Se kapittel 1.2 for beskrivelse av disse. De fleste landstrømsanlegg som bygges i Norge i dag følges disse standardene. Det fins allikevel tilfeller hvor skreddersydde løsninger har blitt brukt, som for eksempel NG3-pluggen for Kystruten. Denne ble valgt for å oppnå en automatisert tilkobling. Les mer om erfaringer med denne i tekstboksen under.

#### Erfaringer fra case Bodø, Bergen og Trondheim med skreddersydd løsning (NG3-plugg) for Kystruten

Landstrøm til kystrutefartøylene kom som følge av et ønske om å redusere utslipp, og ble formalisert mellom Sjøfartsdirektoratet og de to rederiene som ble tildelt Kystruteavtale 2021-2030, Hurtigruten og Havila. Hurtigruten valgte NG3-plugg til sitt anlegg i Bergen allerede i 2017. Bakgrunn for valget var Color Line rederiets erfaringer fra Oslo, med tilsvarende teknologiløsning og leverandør.

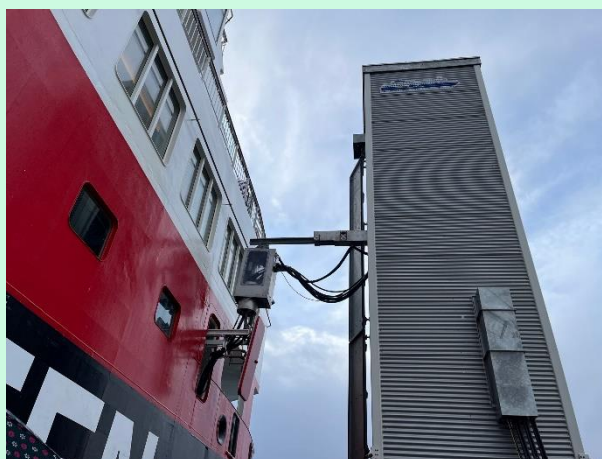
NG3 er en liten fransk bedrift som har utviklet og har patent på en landstrømløsning med automatisk tilkobling uten manuell berøring. Teknologiløsningen er ikke bygget etter internasjonale landstrømstandarter, og er etter det vi kjenner til i hovedsak i bruk for Color Line og Kystruten. Imidlertid skiller Hurtigrutens valgte løsning seg fra Color Lines løsning blant annet ved at de benytter lavspenning. Hurtigrutens løsning er blitt førende premiss for Havila AS ved bygging av deres 4 skip. Det betyr også at løsningen har vært et førende premiss tilknyttet teknologiløsning for de to kystrutehavner som har etablert landstrømfasiliteter for Kystruten.

Selv om NG3 ikke er en standard løsning, har Enova akseptert å gi tilskudd til NG3-anlegg både hos Trondheim Havn og Bodø Havn. Disse to anleggene er modifisert i forhold til løsningen i Bergen, med en innebygget tårnløsning som synes å være mer robust enn løsningen i Bergen. Imidlertid har tårnløsningene i Trondheim og Bodø et større vindfang og må forankres ved vindhastigheter over 15 m/s. Begge disse havnene opplevde at kostnadene ved selve pluggleveransen var økt med 30-40 % fra forprosjekt og de vurderer at det er risikoaspekter knyttet til leveringsvilkår for nye leveranser (pris og leveringstid), begrensede muligheter for driftsavtaler som sikrer oppetid og/eller utrykningstid ved feil eller skade, at det foreligger en nøkkelkompetanserisiko dersom sentral kompetanse slutter i NG3, at det foreligger begrenset reservedelslager og uavklarte rettigheter når det gjelder software og tilhørende systemer.

Tilkobling skjer automatisk med inn- og utkjøring av pluggen både opp og ned, inn og ut, samt sideveis flytting av selve tårnet tilpasset ulike skip, tidevann og sideveis bevegelser av skipet ved dårligere vær. En slik løsning forutsetter nøyaktig plassering av skipet slik at koblingspunktet på kaien og skipet treffes. Mannskapet om bord står i hovedsak for all tilkoblingen uten involvering av havnepersonalet. Til- og frakobling skjer via et spesialtilpasset nettbrett som brukes både til styring av tilkoblingsenheten. Denne automatiske tilkoblingen tar vanligvis 5-7 minutter.

Ved til- og frakobling utløses det en automatisk alarm som er pålagt av norske myndigheter for alle automatiske bevegelige systemer. Alarmlyden varer gjennom hele sesjonen for til- og frakobling. Bruk av NG3-pluggen om natten kan derfor være uheldig for passasjerskip da NG3 tårnet er plassert nært passasjerlugarer, og alarmlyden kan forårsake klager til rederi, noe som kan igjen føre til at Kystruteskip ikke legger til landstrøm ved nattanløp. Dette svekker lønnsomheten og gir økte utslipp i havna.

Havner ønsker å øke bruken av sine landstrømsanlegg. Ikke-standardiserte løsninger begrenser disse mulighetene da løsningen vil kun brukes av de skip som er klargjort for den spesialtilpassede løsningen. En anbefaling her å inngå avtaler på bruk av anlegg med mulige kunder før investeringen. I tillegg bør anlegget suppleres med standardløsningene for å sikre at det kan brukes også av andre skip.



**Figur 16 – Venstre: Havila Capella tester NG3-pluggen i Bodø Havn. Høyre: NG3-pluggen koblet til Hurtigruten i Trondheim Havn**

### 3.3 Overtakelse og igangsetting av landstrømsanlegg

Etter valg av løsning og leverandør, følger bygging, overtakelse og igangsetting av anleggene. Under er erfaringene med dette fra Case Bodø beskrevet.

#### Erfaringer fra Case Bodø, NG3-anlegget igangsettes

Da Bodø Havn i 2018 søkte Enova om støtte til investering i 7 landstrømsanlegg i Bodø, leide de inn rådgiver til å hjelpe med søknaden. De beregnet kostnadene til 23 mill kr og baserte mulig solgte kWh ut fra anløpsdata fra 2017. Prosjektet fikk 17,2 mill kr i støttemidler fra Enova.

Leverandørene av landstrømsanlegg var ikke villig til å inngå en totalentreprise. Utover rådgivningstjeneste ble prosjektet derfor delt opp i følgende 3 deler noe som økte havnas risiko betraktelig:

- Landstrømsanlegg - levert av PSW etter en anbudsprosess
- Nettilknytning – levert av Arva (tidligere Nordlandsnett)
- Graving, kabling osv – levert av Frost kraftentreprenør

Totalt ble prisen 40 mill kr. Avviket fra beregningene i søknaden skyldes endret valutakurs, stor prisstigning på NG3 pluggen, graveanbudet var underestimert og anleggsbidraget til nettselskapet økte pga behov for økt effekt for å kunne lade skipene til Havila. Videre var det behov for utvidelse av nettstasjoner.

Bodø Havn har i ettertid erkjent at bestillingen var for spesifikke, og at de i liten grad så på fremtidige muligheter. Dette har medført ekstra kostnader, og vil medføre ekstrakostnader fremover for å få den fleksibiliteten Bodø Havn trenger for å få opp bruken. Den valgte løsningen ble designet med flere nettmålere som førte til økte driftskostnader da hver måler medfører ekstra effekt- og fastleddkostnadene fra nettselskapet.

I planleggingsfasen fikk Bodø Havn tilbakemelding om at nettselskapet ikke ønsket eierskap til 660 V transformator. Imidlertid gav NVE tilbakemelding om at nettselskapene har en leveringsplikt som innebærer at de har en plikt til å knytte til nye kunder til nettet. Denneplikten gjelder for alle typer tilknytninger med mindre nettselskapet har søkt om dispensasjon fra leveringsplikten for 660 V.

En forutsetning i investeringskalkylen var at anleggene skulle ha utkoblbar nettariff, og nettselskapet aksepterte at anleggene fikk denne tariffen. I etterkant har nettselskapet endret tariffstrukturen for utkoblbar tariff, noe som har økt den økonomiske risikoen rundt effektledet når forbruket er lite og når hvert anlegg betjener ulike skip som trekker ulik effekt.

En infrastruktureier kan få redusert forbruksavgift fra nettselskapet. Dette kun gjelder for skip i næring og krever rapportering av forbruket til nettselskapet. Her må det utvikles en automatisert rutine ved hver tilkobling for å hente inn bekreftelse fra rederiet om at skipet faktisk er i næring.

Et annet forhold som ikke var tatt hensyn til i planleggingen av driftskostnader, var “tomgangskjøring”. Det er et betydelig forbruk i anleggene uten at det ligger skip koblet på. Dette ble forsøkt å redusere ved blant annet å automatisk skru av omformere mellom tilkoblingene. Potensialet for reduksjon av eget forbruk er betydelig.

I forbindelse med planlegging av NG3-tårnet, måtte plasseringen justeres lengre inn på land og tårnets lastearm endres, dette som følge av mulig krenkning av skipet ved kraftig sidevind som kunne skade tårnet.



**Figur 17 - Sjø og vind kan skape større bevegelser mellom skip og ladetårn**

Videre er det behov for å stormsikre tårnet ved vindhastigheter over 15 m/s. På NG3-tårnet er det sensorer som skal treffe kai og sjø for å korrigere for flo og fjære ved tilkobling. Dersom denne målingen er unøyaktig, kan dette medføre farlige situasjoner når ladearmen går ut og treffer skipet på feil sted. For å unngå farlige situasjoner er det utarbeidet prosedyrer både for skip og havna.



I forbindelse med oppstart, har Bodø Havn opplevd at nødstopp ofte slår ut i skipene, men ikke på havnas anlegg. Videre foreligger mange ulike løsninger på skipene og det er en jobb for å harmonere skipenes anlegg mot de løsningene Bodø Havn tilbyr for å få opp forbruket.

Landstrømsløsningen som ble levert fra PSW sender ikke varsling til Bodø Havn dersom det oppstår feil i anlegget, og det kan gå tid før havna avdekker at det har oppstått feil. Videre sendes forbruksdata på e-post fra anlegget til havna, og disse dataene er kun i sanntid uten tilgang til historiske data. Forbruksdata inneholder ikke informasjon om effektbruk kun kWh. Det er behov for mer data for å kunne prise produktet riktig.

Selskapet Fjuel AS (som eies av Trondheim Havn, Tromsø Havn, Bodø Havn, Troms Kraft og Bodø Energi) skal løse disse utfordringer og utvikler et IT-system for automatisk datainnsamling og styring av anlegg. Et system som kan monteres på eksisterende og nye landstrømanlegg levert av ulike leverandører. Systemet skal sikre enkel drift og bruk av enhetene. Fjuel fokuserer på utvikling av teknologi som skal sikre infrastrukturereiere lønnsom drift av anlegg ved å gi tilgang til økonomi og driftsdata, forbedre opptid med automatisk alarmhåndtering og vedlikeholdsplaner, samt redusere risiko for prisvolatilitet ved å tilby dynamisk prismodeller. Målet er at eiere av infrastruktur skal være rustet med sofistikert verktøy for å kunne sette riktig pris og til enhver tid ha faktabasert beslutningsgrunnlag, som inkluderer mer sofistikert betalingsløsning tilpasset salg av kW-timer.



**Figur 18 - Illustrasjon av Fjuels datainnsamlings- og visualiseringsløsning**

I forbindelse med prøvekjøring av anlegget til bruk for Kystruten, måtte det gjennomføres trinning av transformator for å få riktig spenning.

Videre har vi opplevd problemer med kabelhåndteringssystem. Skadde deler ble skiftet ut og kabinetter utbedret. På grunn av bunkring av LNG på kaia, er det installert tennkildekontroll. Imidlertid viser det seg at alle anlegg knyttet til en kontainer blir skrudd av, selv om det kun er behov for å skru av strøm til et av anleggene.

Det er inngått avtale mellom Bodø Havn og Trondheim Havn om felles beredskapstransformator.

Frem til nå har Bodø Havn konsentrert seg om å etablere landstrømstilbud. Fremover skal både selskapet Fjuel Bodø AS og Bodø Havn jobbe aktivt for å få opp bruken av anleggene, avklare ansvarsforholdet mellom infrastruktur eier og skipene, utvikle bedre prismodeller og se på bedre utnyttelse av etablert kapasitet.



## 4 Erfaringer med drift av landstrømsanlegg

Dette kapitlet sammenstiller case-eiernes erfaringer med drift av landstrømsanlegg. Det omhandler erfaringer med MAFI (måling, avregning, fakturering og innfordring), kommunikasjonsløsninger, tilkobling og commissioning, håndtering av hendelser, driftsavtaler, gjenkjennbarhet, kompatibilitet, spenningskvalitet, korrosjon og tap.

### 4.1 Måling, avregning, fakturering og innfordring (MAFI)

MAFI-begrepet brukes i energibransjen og står for måling, avregning, fakturering og innfordring. Begrepet er noe utdatert og brukes kun i energibransjen, men det kan enkelt forklare hvilke prosesser som er nødvendige for å sikre pålitelig salg av strøm til landstrømskunder. Det er kort fortalt den økonomiske verdikjeden som sørger for at infrastruktureier får sikret sine inntekter ved salg av strøm og at landstrømskunde får korrekt faktura for korrekt forbruk.

Måling av energidata skjer i landstrømsanlegget. Lokalt måles solgte kW-timer, effekt, frekvens, spenning, dato og flere andre viktige parametere. Dagens systemløsninger er tilrettelagt for at disse målingene som rapporteres til infrastruktureierne. Kun de nødvendige målingene ved tilkobling og frakobling rapporteres via e-post. For å kunne samle og vise alle parametere, kreves det et mer avansert IT-system som kan samle, strukturere og presentere data fra landstrømsanlegg. Det er flere brukere som kan ha interesse for å se denne dataen. En havn har minst to målgrupper som har ulike interesser. Økonomiansatte og ledere har behov for aggregert data på forbruk, salg og kostander, mens ansatte som jobber med drift har behov for driftsspesifikke data som påvirker anleggets oppetid og brukstid da sistnevnte parametere har stor påvirkning på salgstall og havna sine inntekter.

Ved avregning kobles forbruksdata per anløp med kontraktspriser som kunder har fremforhandlet hos havna. Prismodeller varierer fra havn til havn. Det er i teorien mulig å prise både strøm, effekt og andre kostnadsdrivende parametere. For å få til dette er det behov for et systemuavhengig IT-system som kan knytte forbruk til riktige prismodeller. Leverandørene som leverer utstyr for landstrøm leverer enkle målinger av forbruk, men selve avregningen gjøres i havnas datasystem som i hovedsak ikke er helt tilrettelagt for salg av strøm. Salg av strøm krever et mer komplisert system som automatisk kan knytte timepriser mot kundenes forbruk. Allerede fra januar 2024 skal Norges større strømkunder måles etter 15 minutters intervaller og i 2025 skal hele EU gå over til 15 minutters avregningsperiode. Dette vil medføre enda større kompleksitet<sup>1</sup>. Prismodeller for salg av strøm etter en fast pris per kWh vil være derfor risikofyllt.

Havnedatasystemet tillater havna å sette en fast pris per kWh og fakturere etter det totale forbruket. Havnepersonalet leser manuelt av målingene som registreres i landstrømkontainere og legger verdiene i sitt havnesystem. Ved en oppskalering av kundeomfang som bruker landstrøm kan denne løsningen kreve større involvering av havnepersonalet.

Fjuel har utviklet et system som gjør det mulig å fakturere kundene etter en dynamisk spot- og nettleiemodell slik at kunder kan belastes etter spotpriser i de timer forbruket har funnet sted. Det er også utviklet en funksjonalitet som tilrettelegger for differensiering av prismodeller etter effektuttak. Det produseres et månedlig fakturagrunnlag per skip som enten sendes videre til havna sitt ERP- eller fakturasystem, hvor havnepersonalet kun trenger å kvalitetssikre ordrer eller sendes til et eksternt fakturasystem som ivaretar faktureringsprosessen fra A til Å.

---

<sup>1</sup> <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/15-minutters-avregning-og-energimarkeder/>

Innfordring er siste ledd i MAFI-prosessen som sikrer at slutt kunder får betalt sine utestående krav gjennom inkassotjenester. Dette sikres gjennom egne avtaler med eksterne leverandører av inkassotjenester.

### **Erfaringer fra Case Bodø**

Ved utarbeidelsen av anbudet på anskaffelse av flere landstrømsanlegg i Bodø, ble det formulert et avsnitt i anbudsdokumentet som omhandlet måling og avregning. Det ble stilt krav om at leverandøren skulle levere en løsning for måling og avregning av forbruket i landstrømskonteinere som skulle være et underlag for fakturering. Selve faktureringen skulle gjennomføres i havnedatasystemet. På grunn av manglende erfaring og lite kjennskap til markedets tilgjengelige løsninger, manglet anbudsdokumentet en mer beskrivende spesifisering på hvordan dette skulle løses.

Leverandøren løste dette med å utvikle et enkelt målesystem som rapporterer forbruk per anløp via e-post. Denne metoden fungerer i et marked med få kunder, da det er overkommelig for havnepersonalet å manuelt lese av måleren og fakturere kundene for landstrøm med lite trafikk.

Landstrømsanlegg leveres med målere fra det lokale nettselskapet som måler det totale forbruket i landstrømskontaineren. For å kunne fakturere hver kunde er det behov for å måle forbruk per anløp. Dagens løsning fungerer slik at forbruket rapporteres gjennom e-poster som sendes ved hver til- og frakobling til landstrøm. Denne e-posten inkluderer dato, tid, avlesning ved til- og frakobling, samt IMO-nummer som mannskapet skal taste inn på egenhånd. IMO-nummeret kan bli tastet feil, noe som skaper merarbeid for havna for å identifisere riktig kunde for fakturering.

Siden dagens løsning mangler en database med historiske data, har noen havner løst denne utfordringen gjennom å samle data fra e-poster i rapporteringsverktøyet Power BI. På denne måten får havnene bedre muligheter til å se historiske forbruksdata og kunne sortere data etter behov. Denne løsningen er rimelig, men har en stor begrensning i at den baserer seg på de begrensende data som sendes på e-post, og dersom data som sendes fra anlegget er feil eller det rett og slett mangler en utsendelse, vil rapporten inneholde feil data.

Selve faktureringen og innfordringen var i utgangspunktet tiltenkt å gjennomføres i havnedatasystemet som de ulike havnene bruker til fakturering for sine øvrige tjenester. Strømforbruket skulle manuelt legges inn i systemet og faktureres per kunde per anløp. Prisen for strøm skulle settes fast og faktureres etter forbruk (kWh). Denne modellen viste seg å være ineffektiv da det er tidskrevende å fakturere kunder per anløp uten automatiserte løsninger. I tillegg har stor strømprisvolatilitet skapt en risiko for infrastruktureierne. En prismodell med en fast utsalgspris og svært volatil innkjøpspris på strøm kan føre til svekket lønnsomhet eller tap. Flere havner har prøvd å løse dette med å øke den utsalgsprisen per kWh, noen som har vist seg å være uheldig for sluttbrukere. Ved høye priser på landstrøm kan rederiene velge å ikke ligge på landstrøm, og heller bruke sine hjelpemotorer som går på diesel.

### **Anbefalinger fra case Bodø**

En lønnsom drift av landstrømsanlegg forutsetter blant annet at eiere av landstrøminfrastruktur har oversikt over forbruksdata, setter riktig pris basert på sine kostnader (capex og opex) og avkastningskrav, digitaliserer de prosesser som lar seg digitalisere som for eksempel datainnsamling, fakturering og innfordring, og sørger for høy oppetid og brukstid i landstrømsanlegget. I tillegg kan det også være viktig at eiere tilrettelegger for brukervennlige løsninger slik at sluttkundene bruker anleggene mest mulig. Det er derfor viktig å vurdere digitale løsninger for drift av landstrømsanlegg som samler data fra anlegg levert av ulike leverandører i ett system slik at drifts- og forbruksdata tilgjengeliggjøres for ansatte i organisasjonen.

Leverandører av utstyr er veldig flinke på engineering. De setter sammen komponenter og får dem til å fungere i store og kompliserte anlegg for landstrøm. System og IT-løsninger for samling og rapportering av data (målerdata og alarndata) er et helt annet fagfelt som kan outsources til tredjeparter. Denne tjenesten bør spesifiseres mye bedre i anbud, og helst kjøpes eksternt hos leverandører som spesialiserer seg på det området. Store investeringer som landstrøm må ikke bare fungere, men også skape lønnsom og enkel drift.

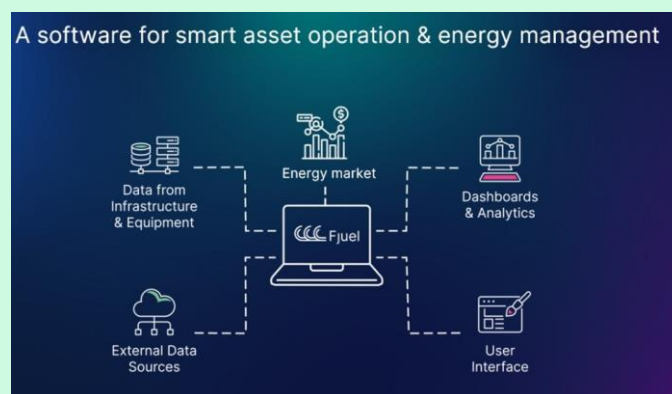
Erfaringen viser at måling og generering av data som ble levert i de første landstrømsanleggene viste seg å være manuell og sårbar ved økt antall anløp som bruker landstrøm. Dette inkluderer avlesningsmetoden ved bruk av anlegg, manglende løsning for datainnsamling, samt manuell fakturering av kundene. Grunnen til at det ble levert en slik løsning er manglende tilgjengelighet av automatiserte softwareløsninger som på det tidspunktet ikke eksisterte på markedet. Dette var også manglende kompetanse innenfor mulighetene for landstrømsanlegg som førte til mangelfulle kravspesifikasjoner til leveranser av kommunikasjon-/teknologiløsninger ved etableringstidspunktet. Utbedringer fører til ekstra kostander for ettermontering eller endring av utstyr som kunne ha vært tilpasset og montert på leveringstidspunktet hvis det ble bestilt sammen med annet utstyr. Det er derfor viktig å sjekke hva slags tilbydere som finnes på markedet og ikke undervurdere viktigheten av data, system og digitale løsninger for drift av anlegg.

En infrastruktureier bør ikke bare fokusere på å dimensjonere landstrømsanlegg riktig, men også sørge for at «kasseapparatet» til landstrømsanleggene fungerer optimalt. Dette inkluderer at riktig kunde får riktig faktura med riktig forbruk og at inntekter fra strømsalg kan dekke kostnadene til enhver tid. Automatiserte digitaliserte IT-løsninger anbefales for kommende landstrømsprosjekt.

Ved bestilling av landstrømsanlegg bør en infrastruktureier først og fremst definere hvordan den økonomiske verdikjeden skal se ut. Dette innebærer også kartlegging av ressurser som infrastruktureier har tilgjengelig i form av system og ansatte, samt å identifisere muligheter som finnes på markedet som inkluderer utstyrsleverandører og IT-løsninger. Denne jobben hjelper infrastruktureierne å identifisere viktige prosesser og skaper forståelse for prosesser for drift av landstrømsanlegg.

En siste anbefaling er at en bør ikke undervurdere tidsbruk og kostnader knyttet til manuelle operasjoner. Alt som kan digitaliseres bør digitaliseres da automatiserte løsninger er raskere kan ivareta større antall variabler samtidig, samt reduserer risiko for menneskelige feil.

Det er flere selskap som er i gang med å utvikle softwareløsninger for drift av landstrøm. Selskapet Fjuel har for eksempel utviklet en løsning som samler data fra landstrømsanlegg fra ulike leverandører. Denne dataen brukes til automatisert fakturering etter dynamisk prismodell som inkluderer kobling av skipets forbruk til spotpriser fra Nord Pool og effekt, alarmhåndtering, anløpsplanlegging, rapportering og analyse av nøkkeldata.

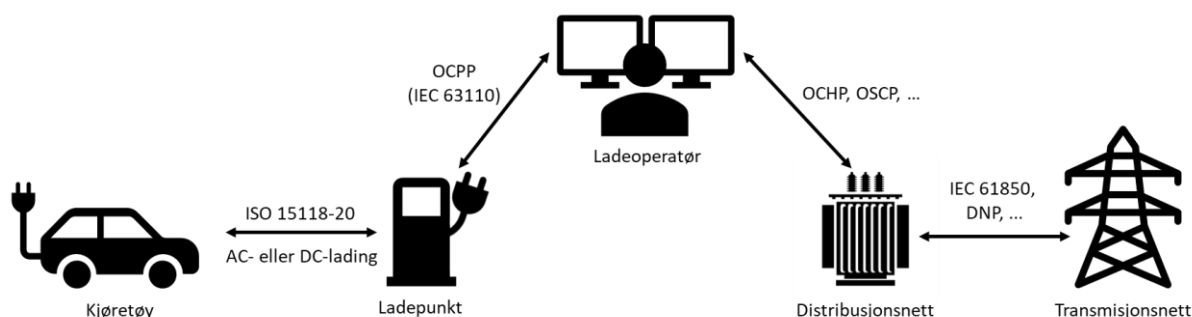


**Figur 19 - Flytskjema av Fjuels softwareløsning**

## 4.2 Kommunikasjon

Nødvendig kommunikasjon for å oppnå sikker og effektiv leveranse av landstrøm og lading har fått større oppmerksomhet i senere tid. Det gjelder både kommunikasjon mellom landstrøms-/ladeanlegg og fartøy for sikker tilkobling og overvåking av selve energioverføringen, men også kommunikasjon mellom landstrømsanlegget og landstrømstilbyders egne systemer for nødvendig overvåking og styring, samt effektiv og sikker avregning av levert energi.

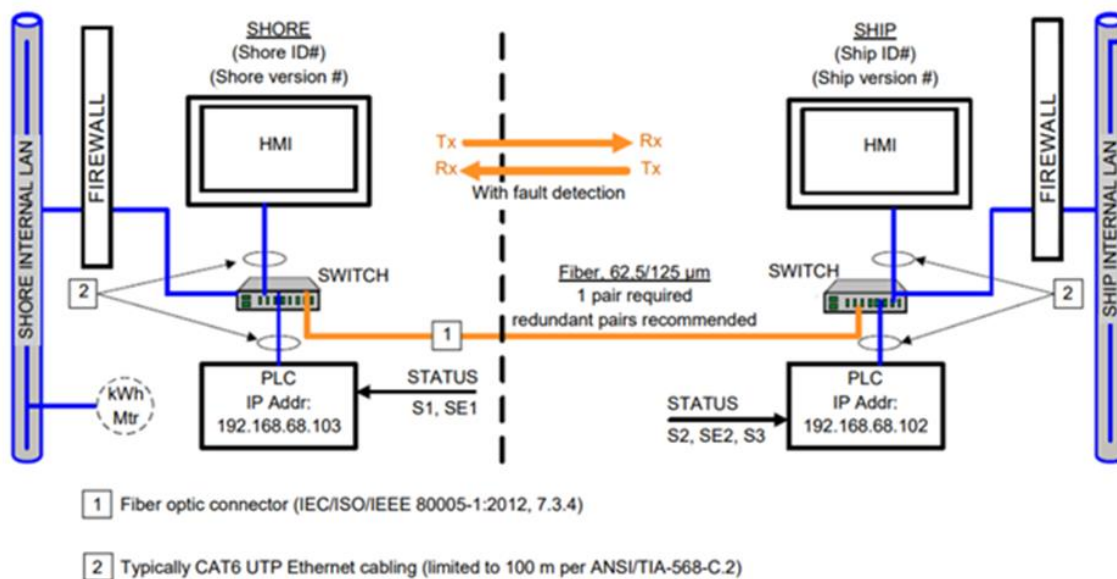
For de fleste standardiserte lade- og landstrømstilkoblinger vil selve standarden spesifisere omfanget av kommunikasjonen og hvordan dette skal gjøres. En svært velutviklet løsning er ISO 15118-20 som brukes for CCS- og MCS-lading av kjøretøy og fartøy, og som integreres med OCPP, som er en åpen og mye brukt løsning for kommunikasjon mellom ladeanlegg og operatørens styringssystem.



**Figur 20 - Standard kommunikasjonssystem for lading av kjøretøy, forenklet versjon gjengitt med tillatelse fra Woohyun Seo, KERI<sup>1</sup>**

IEC-standardene for ren landstrøm har også definert en til dels omfattende kommunikasjon mellom fartøy og landstrømsanlegg. Dette gjelder spesielt høyspentstandarden, som i tillegg til kraftkablene krever flere kommunikasjonsskabler for å fungere. Dette er en ekstra feilkilde, og erfaring viser naturlig nok at en feil i kommunikasjonssystemet vil være til hinder for strømløseleveranse på samme måte som en feil i energidelen av systemet. Feil i kommunikasjonsdelen kan og bør avdekkes i forbindelse med commissioning av skip og landstrømsanlegg.

<sup>1</sup> Korean Electrotechnology Research Institute (KERI), [whseo@keri.re.kr](mailto:whseo@keri.re.kr)



**Figur 21 – Datakommunikasjonsdiagram én-linjeskjema, hentet fra IEC/IEEE 80005-2:2016<sup>1</sup>**

Også ikke-standardiserte tilkoblingsløsninger fordrer ofte kommunikasjon for å fungere sikkert og effektivt, men omfanget kan tilpasses det konkrete behovet. Spesialløsninger vil dog gjøre utskifting av anlegg i deler av kjeden vanskeligere.

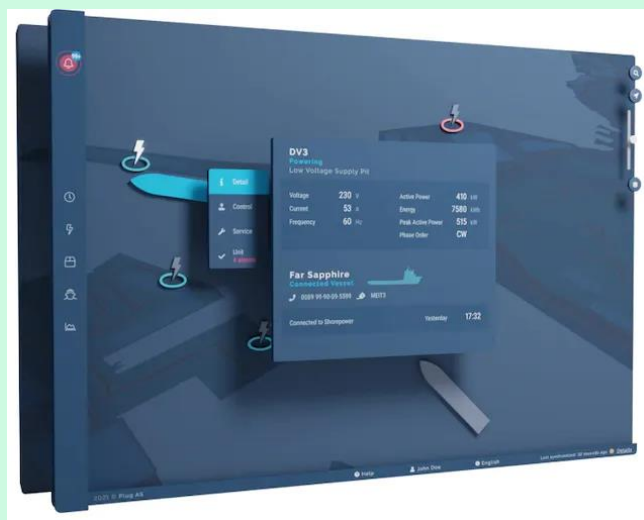
Flere landstrømstilbydere opplever at dataflyt/kommunikasjon mellom landstrømsanleggene og landstrømstilbyders systemer ikke dekker det som er nødvendig for sikker og ikke minst effektiv drift. Tidlige anlegg var ofte bygget for å kommunisere primært mot utstyrsleverandørenes egne systemer. Dette kunne resultere i at avregningsgrunnlag ble summert opp og levert til tilbyder på e-post, ofte uten tilstrekkelig underlag for korrekt avgiftshåndtering og splitting av faktura på fartøyets oppdragsgivere. Løpende overvåking og varsler kunne også stoppe opp i utstyrsleverandørs egne systemer, fordi landstrømstilbyder ikke hadde systemer eller rutiner for å ta imot og håndtere informasjon, eller rett og slett fordi det ikke var en del av avtalt leveranse.

Flere aktører har hatt som mål å bedre disse forholdene, og ulike driftsstøttesystemer har fått mer fokus. Grieg Connect, som leverer styrings-/faktureringsystemer for svært mange havner i Norge, har også håndtering av enkle landstrømsleveranser som en del av sin løsning.

<sup>1</sup> The author thanks the International Electrotechnical Commission (IEC) for permission to reproduce Information from its International Standards. All such extracts are copyright of IEC, Geneva, Switzerland. All rights reserved. Further information on the IEC is available from [www.iec.ch](http://www.iec.ch). IEC has no responsibility for the placement and context in which the extracts and contents are reproduced by the author, nor is IEC in any way responsible for the other content or accuracy therein.

### Erfaringer fra Case Bergen, etablering av system for kommunikasjon mellom ulike aktører

Tidlig erfaring med utilstrekkelig tilgang til driftsdata fra de ulike anleggene i Bergen var noe av bakgrunnen for at Plug utviklet Plug Insight. Plug Insight gir mulighet til å overvåke anløp med landstrøm både i sanntid og med historiske data, holde oversikt over driftsstatus på anleggene, se anlegg og fartøy i sanntidskart, få varslinger om alarmer, samt beregne og sende fakturagrunnlag. Informasjonen samles, bearbejdes og presenteres for ulike grupper ut fra deres behov, enten dette er rederiet, fartøyet, havnevakten eller driftspersonale.



**Figur 22 - Fra Plugs kommunikasjonsgrensesnitt**

Til grunn for systemet ligger et nøye gjennomtenkt kommunikasjonsgrensesnitt, som skal sikre tilgang til alle nødvendige data fra alle anlegg, samt alle relevante, tilgjengelige data fra alle oppkoblede anlegg. Dette er definert i en egen datamodell som beskriver hvordan man strukturerer og innhenter data som er nødvendig for effektiv og sikker drift, herunder avregning og fakturering. Data fra anlegget berikes med data fra andre kilder, alt fra AIS-data til aktuelle lokale avgifts- og skatteregler.

Kommunikasjonsprotokollen som er valgt er basert på «best practice» innen industriell IOT. Systemet blir kontinuerlig videreutviklet i samarbeid med aktuelle utstyrsleverandører for nødvendig tilpasning.

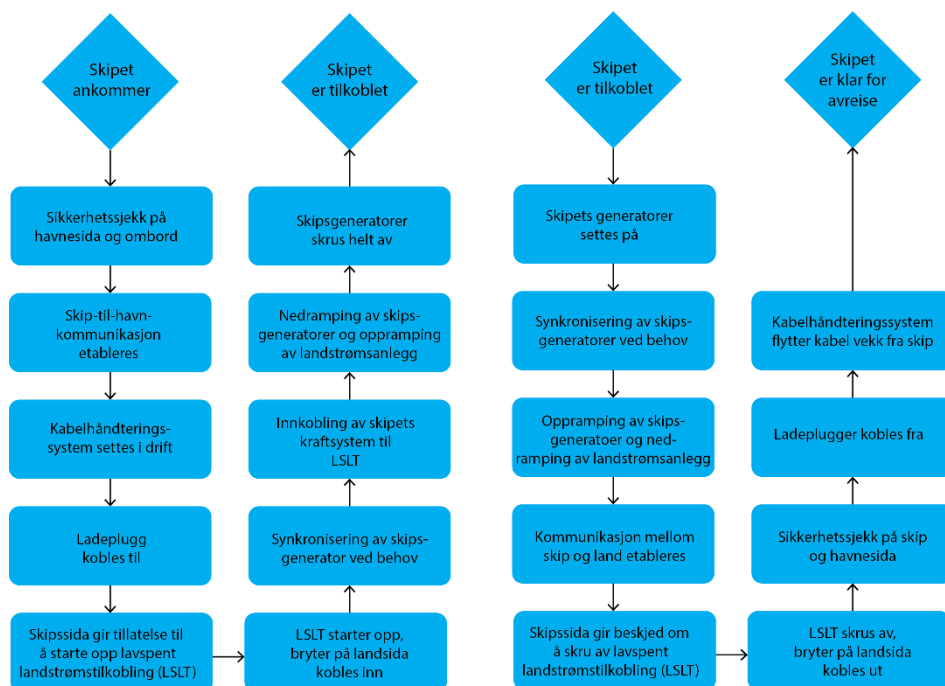
For å oppnå målet om effektiv drift av alle anlegg i porteføljen, har Plug en plan om å bygge om eldre anlegg, og anlegg man etter hvert overtar, til å kommunisere via det definerte kommunikasjonsgrensesnittet (API-et). Plug stiller nå også krav i alle nye forespørsler om at leverandørenes datakommunikasjon skal omfatte et minimum av parametere, og være mappet mot Plugs definerte API. Erfaringen er at det er forskjell mellom leverandørene når det gjelder hvor mye dette krever av deres systemer. Når dette først er gjort vil leverandørene være rigget for effektive tilbud og leveranser til Plug og eventuelt andre kunder som ønsker en tilsvarende løsning.

En utvikling i retning av et felles og etter hvert standardisert grensesnitt for kommunikasjon mellom landstrømsanlegg og landstrømstilbydernes driftsstøttesystemer kan bidra til økt konkurranse i ulike ledd i kjeden og til å holde kostnadene nede for utstyrsleverandørene. Plug ønsker å bidra til dette og har åpnet for tilgang til det API-et som er utviklet. Iallfall én leverandør av omformeranlegg har valgt å tilby dette som en del av sitt tilbud i markedet.



### 4.3 Tilkobling og Commissioning for skip og landanlegg

Fartøy er naturlig nok designet for å kunne operere helt uten ekstern tilførsel av energi eller annet som er nødvendig både for fartøyet og mannskapets sikkerhet, og sikker drift av fartøyet generelt. Skipsfart har derfor generelt høye krav til og gode rutiner for oppfølging av sentrale systemer, herunder fartøyets energisystemer.



**Figur 23 – Generell prosedyre for til- og frakobling av skip i henhold til IEC 80005-3**

Tilkobling til strøm fra land endrer dette ved at fartøyet ikke lenger er en autonom enhet uavhengig av eksterne forhold, men kontinuerlig fungerer sammen med og er avhengig av de systemene som forsyner fartøyet med strøm. Kvalitetskravene til landstrømsforsyningen og prosessene for å sikre dette er derfor preget av prosesser man er vant med fra maritim side.

Måten man oppnår sikkerhet ved tilkobling av fartøy på avhenger av fartøyets størrelse og bruk, mannskapets kompetanse, automatisk eller manuell tilkobling, og om det er lavspent eller høyspent. Sikker tilkobling av små fritidsfartøy og lignende oppnås gjennom å benytte berøringssikre løsninger som ikke kan opereres på en måte som medfører skade på personell eller materiell. Bruken av såkalte industrikontakter (eller for den saks skyld schuko-kontakter) for maritim bruk er en spesiell utfordring da den krevende bruken i maritimt miljø tilsier at eier har rutiner for tilsyn og vedlikehold som ikke er vanlig eller påtenkt for mange av disse anleggene. En rutine som i praksis innebærer å bytte komponentene når de kortslutter/smelter/brenner er ikke i tråd med forskriftskravene.

For større fartøy, som gods- og supplyfartøy som benytter lavspentstandarden, kan tilstrekkelig sikkerhet oppnås gjennom opplæring og krav om at det er tilstrekkelig kompetent personell som skal stå for tilkoblingen. Aktuelt mannskap på slike fartøy skal ha tilstrekkelig kompetanse til å kunne betjene et godt designet landstrømsanlegg uten behov for personell fra havn eller landstrømstilbyder til stede. Plug Bergens rutine er at det gis gratis opplæring i bruk av anleggene første gang et nytt fartøy skal tilkobles. Dette er ikke bare nyttig for mannskapet, men er også med på å avdekke eventuelle feil i fartøyets eget anlegg, noe som har forekommet ved flere anledninger. Selv om det forutsettes at nytt mannskap instrueres i bruken av anlegget, har det vist seg at det ved bytte av mannskap kan oppstå feil på grunn av

manglende opplæring/forståelse for anlegget. Dette kan påvirke fartøyets drift, men det er da viktig at anlegget er designet slik at mulige feil ikke kan medføre skade på personell eller materiell.

Mulighetene for personlige feil elimineres et stykke på vei med automatisk tilkobling, slik det ofte er for ferger og slik NG3 brukes for Color Line og Kystruten.

For høyspentanlegg er det et helt nytt nivå med krav til hvordan en tilkobling skal foregå - iallfall når det er manuell tilkobling. Både nasjonale forskrifter (FSE og kvalifikasjonsforskriften) og den internasjonale høyspentstandarden (IEC 80005-1) gir føringer for det som nødvendigvis er en prosess for hver eneste tilkobling. Både fartøyet og landstrømstilbyder må stille med personell med nødvendig kompetanse for kobling av høyspent på en sikker måte. For landsiden innebærer dette blant annet egen Leder for sikkerhet og Leder for kobling. Plug Bergen håndterer dette med innleid personell som Leder for sikkerhet og Leder for kobling, eller en kombinasjon av egne folk og innleide. Denne prosessen er komplisert, men erfaringen er at når fartøy først har vært tilkoblet noen ganger, blir alle parter mer vant med rutinene og alt går mer knirkefritt. For alt personell som jobber med landstrømsanlegget er det viktig med god forståelse av hvordan anlegget er oppbygd, for å kunne ivareta sikkerheten på en god måte.

Landstrømsstandarden for høyspent stiller eksplisitte krav til "commissioning" både for nye landanlegg, og for alle fartøy som kobler seg til landstrøm for første gang. Commissioning har som mål å sjekke at alle sider ved anlegget er bygget og fungerer i henhold til standarden. Standarden beskriver at commissioning av fartøy "normalt" gjøres over to dager, noe som innebærer at det kan ta lang tid å ferdigstille commissioning for cruiseskip som kommer med 1-2 ukers mellomrom. Slik commissioning fordrer normalt også at representanter fra leverandører av anleggene er til stede slik at mindre feil kan rettes der og da. Plug Bergens erfaring er at de ikke er uvanlig at mindre ting (som detaljer i kommunikasjonsløsningene) ikke er helt på plass, noe som innebærer at commissioning ikke kan fullføres. Det har også vært eksempel på at nøkkelpersonell fra leverandørenes side ikke har rukket frem til fartøyets planlagte ankomst, som igjen innebærer at commissioning ikke kan gjennomføres. På den annen side er det fartøy som selv ved første gangs tilkobling har alt på stell slik at commissioning og senere tilkobling går raskt og uten forsinkelser.

I tillegg til commissioning, som alle nye høyspente landanlegg og fartøy må gjennom, stiller standarden krav til prosess i forbindelse med "first call". First call vil si første gang et fartøy som har vært gjennom commissioning i en annen havn, anløper en havn de ikke har vært tilkoblet i tidligere. First call har som mål å avdekke feil som skyldes uoverensstemmelse mellom landanlegg og fartøy, og som ikke er avdekket ved commissioning av det enkelte landanlegg eller fartøy. Som en del av denne prosessen er det også krav om kompatibilitetsvurdering før første tilkobling.

## 4.4 Håndtering av hendelser

Ordinære krav til internkontroll fordrer at både fartøy og landstrømstilbyder har rutiner for å håndtere hendelser som oppstår under drift. Ansvarsfordelingen er i utgangspunktet basert på hvor feilen oppstår, men det vil ofte være behov for at begge parter kjenner til hva som har skjedd, eventuelt også at begge parter må aktiveres for å løse problemet. Alle fartøy skal vite hvem de skal kontakte ved skader eller feil. I Bergen skal fartøy i første omgang kontakte havnevakten, som eventuelt kaller ut personell, og/eller varsler driftsansvarlig/driftsleder. Det settes beredskap ved behov.

For tilkoblinger på høyspent er det en person tilgjengelig på telefon hele døgnet, og en utpekt LFS som kan stille på kort varsel. Ved feil på anlegget utover pågående høyspentleveranser til skip, gjøres det en vurdering av om det er behov for utrykning eller om det kan vente til neste arbeidsdag. Plug har utviklet et administrasjonssystem, «Plug Insight», som gir oversikt over alarmer og feilsituasjoner, med mulighet for varsling til driftspersonell.

Noen eksempler (men ikke en fullstendig liste) på hva som menes med "hendelser" er:

- Varmgang i kontakt (ferger)
- Kabelproblemer (Bodø)
- Kjørt inn i anlegg
- Underdimensjonering
- Kontaktproblemer
- Svakheter i konstruksjon

Se kapittel 5 for et rederis erfaringer med hendelseshåndtering.

For hendelser som fører til skader på eget eller andres utstyr kan det være hensiktsmessig med forsikringsavtaler som dekker kostnadene. Flere havner melder at slike forsikringsavtaler kan være utfordrende å etablere, fordi utstyr og aktørfordeling knyttet til landstrømsanlegg er så nytt for forsikringsselskap at de ikke har nok erfaring til å sette realistiske og gode takster og vilkår. Man kan derfor ende opp med dyre eller ingen forsikringsavtaler.

## 4.5 Gjenkjennbarhet

### Like løsninger kan øke bruk av landstrømsanlegg

Gjenkjennbare løsninger i de ulike havner kan være viktig for å øke bruk av landstrømsanlegg, da kjent utstyr er enklere og raskere å ta i bruk, enn om man hele tiden må forholde seg til nytt utstyr og nye rutiner i de forskjellige havn. Like rutiner på tvers av havn kan også redusere risiko for skade av utstyr da det ble behandlet likt av skipenes mannskap.

Dersom mannskapet i et rederi bruker landstrømsanlegg i Bergen, vil det samme rederiet mest sannsynlig forsøke å bruke anlegg i Bodø på samme måte som de har brukt det i Bergen. Dersom rutinene er tilnærmet like, er det størst sannsynlighet for at anlegget blir brukt riktig. Etablerer havnene egne rutiner, kan det føre til at mannskapet ikke forstår eller husker fra siste opplæringen hvordan anlegget skal brukes og gjør feil. Slike feil er både dyre i form av ødelagt utstyr og redusert oppetid til anlegget og unødvendige. Løsninger som kan standardiseres bør standardiseres på tvers av norske havn.

### Anbefalinger

Erfaringen viser at havner etablerer egne rutiner for bruk av landstrømsanlegg uten å samkjøre dette med andre norske havner. Rutiner for kabelhåndtering og bruk av anlegg, samt øvrige generelle rutiner for på- eller frakopling av likt utstyr bør være tilnærmet like hos de fleste havn. Samarbeid på tvers av havner kan være viktig for å kunne utarbeide de generelle rutiner for bruk av landstrømsanlegg. Formålet her bør være å unngå feil og ødelagt utstyr, samt brukervennlighet for kunden som skal bruke landstrømsanlegg slik at anleggene brukes mest mulig.

Det anbefales også å undersøke markedets kommersielle aktører som utvikler IT-system for bruk og operasjonell drift av landstrømsanlegg. Opplæring, rutiner for feilhåndtering, feilmeldinger, kundekommunikasjonsplattform kan være noen eksempler på hva en infrastruktureier bør vurdere. Det som kan være viktig her å vurdere er at slikt IT-system bør vurderes å brukes av flere havn for da behovet for standardiserte rutiner og opplæring for sluttbrukere opprettholdes.

## 4.6 Kompatibilitet

Utstyret som er montert på landsiden bør være kompatibelt med utstyret som er montert om bord. Tilkoblinger som brukes om bord må passe overens med tilkoblingene på land og visa versa. Erfaringer viser at det finnes veldig mange ulike kontakt-løsninger for tilkobling som er montert hos de ulike skip. Dette reduserer brukstid til landstrømsanlegg. En anbefaling kan være at det etableres en felles uavhengig informasjonsplattform med kart som inneholder informasjon om hvilke tilkoblinger som finnes per kai-avsnitt i de ulike norske havn, i tillegg til at kapasitet og andre anleggets spesifikasjoner beskrives. Denne informasjon bør være tilgjengelig til både nasjonale og internasjonale rederier på norsk og engelsk språk.

## 4.7 Spenningskvalitet

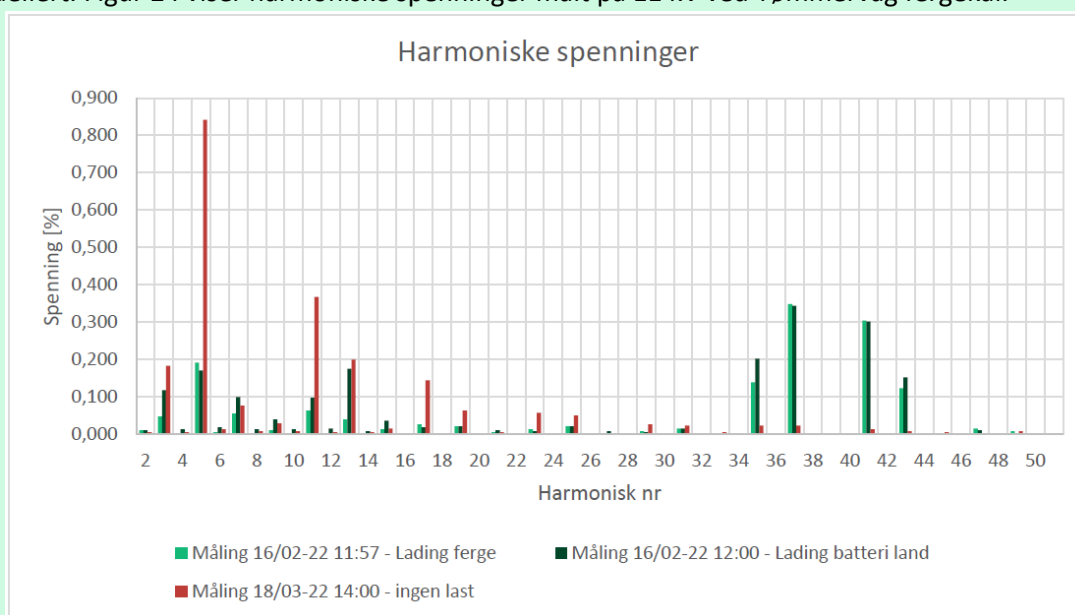
I case Nordmøre er det gjennomført spenningskvalitetsmålinger ved ladeanlegg knyttet til Tømmervåg fergekai. Dette er beskrevet i en egen rapport, men her følger et kort sammendrag.

### Erfaringer fra Case Nordmøre, måling av spenningskvalitet under fergelading

Tre ulike situasjoner ble undersøkt:

- Lading ferge (batteri og nettet leverer effekt til fergen)
- Lading batteri land (fergen er frakoblet, nettet leverer effekt til batteriet)
- Ingen last (fergeladeanlegget og filter er frakoblet)

Det ble målt harmonisk spenning og strømtrekk på 11 kV ved fergekai, samt på 400 V ved naboavgang. Basert på disse målingene ble frekvensavhengig impedans beregnet, og muligheter for aktiv støydempering ble modellert. Figur 24 viser harmoniske spenninger målt på 11 kV ved Tømmervåg fergekai.



**Figur 24 – Harmonisk spenning på 11 kV ved Tømmervåg fergekai**

Målingene viser at 5., 11. og 13. harmonisk spenning på nettet er høyest når fergeladeranlegget er frakoblet. Når batteriladeren på land går, reduseres disse harmoniske spenningene. Dette skyldes det passive filteret i omformeren, samt funksjon for aktiv filtrering. Samtidig er det målt støy rundt 39. harmonisk når batteriomformeren er koblet inn (under lading), men omtrent ingen når batteriet på land er frakoblet. Det er dermed nesten ikke bakgrunnsstøy på disse frekvensene og batteriomformeren på land dominerer som støykilde.

Harmoniske spenninger og strømmer fra ladeanlegg med batteristøtte avhenger av mange ulike parametere som reaktanser i nett og transformatorer, kondensatorbatteri i nett, andre forbrukere, reguleringssystemet til omformere og dens parametere, filter til omformere og likerettere om bord i fergen. Det er derfor vanskelig å beregne harmoniske strømmer og spenninger, spesielt ettersom produsentene ofte ikke deler informasjon om reguleringssystemet til omformerne. Numeriske beregninger av harmoniske strømmer bør utføres i planleggingsfasen for å verifisere at man holder seg innenfor kravene. Dette forutsetter en inngående kunnskap til systemet og dets parametere. Dersom det er ulike leverandører av ladeanlegg på båt og batterianlegg på land, er det viktig at systemene samordnes for å unngå resonansfrekvenser og høye harmoniske spenninger. Det medfører at leverandør av batterianlegget



på land må ta hensyn til likeretteranlegget om bord når filteret og reguleringssystemet til batteriomformeren designes. Dersom ladeanlegget skal benyttes til mange ulike fartøy, må batteriomformeren tolerere et stort spenn av ulike likerettere.

## 4.8 Korrosjon

Korrosjon av skip og kaianlegg er en kjent utfordring i maritime miljø, og kan akselerere i forbindelse med landstrøm. Dette skyldes gjerne at en jordforbindelse mellom landstrømsanlegget og skipet vil gi en sterkere galvanisk kobling enn det man vanligvis får gjennom andre metalliske forbindelser mellom skip og kai, som fører til akselerert galvanisk korrosjon. Videre kan selve landstrømsanlegget være kilde lekkstrømmer som gir korrosjonsskader.

I case Bergen er det utarbeidet en veileder om korrosjon. Denne beskriver hvordan korrosjon oppstår i forbindelse med landstrøm og kommer med råd for å unngå skader, og gir en innføring i bruk av beskyttelsesmekanismer som maling, katodisk beskyttelse og ICCP-anlegg (Impressed Current Cathodic Protection).

”

*I Plug jobber vi hver dag for at landstrøm til skip av alle typer skal gi lavere utslipp, mindre støy og mer effektiv drift. Vårt mål er å ta oss av alt som kreves på land for å tilby fornybar energi, slik at dere kan jobbe med skip, last, passasjer og alt det spennende skipsfarten egentlig handler om.*

*I maritime miljø er korrosjon et omfattende problem, og ved bruk av landstrøm kan det i noen tilfeller være økt fare for dette. Plug jobber sammen med Sintef og andre partnere i ElMar for å øke kunnskapsgrunnlaget og sikre at skip og kaier unngår dette problemet. ElMar har utarbeidet denne veilederen som en innføring i hvordan korrosjon oppstår og hva som kan gjøres. Vi håper den er interessant og nyttig.*

Maria Bos  
Daglig leder i Plug

### Råd for å unngå korrosjon:

- Vær trygg på at skip, kaianlegg og landstrømsanlegg er skikkelig jordet. Korrosjon er et problem, men personsikade grunnet støt er verre.
- Kontroller at settpunktet er satt riktig på ICCP-anlegget, og at anlegget kan levere nok strøm.
- Følg med på om strømmen fra ICCP-anlegget endres
  - når skipet fortøyes og landgangen går ut. Vurder eventuelt tiltak for å redusere metallisk kontakt mellom skip og kai
  - når man plugges landstrømskablene til skipet (før spenningssetting). Det kan bety at skipets ICCP-anlegg beskytter kaistrukturene eller andre nærliggende skip, og man bør kontakte kaieier for å vurdere dette
  - når landstrømsforsyningen kobles inn (etter spennings setting). Det kan bety at det er lekkstrømmer i systemet, som må følges opp av elektriker eller leverandør
- Om skipet ikke har ICCP-anlegg, er det vanskeligere å avdekke en økning i korrosjonshastigheten. Det er da viktig å følge med på utsatte områder og sjekke offeranoder. Bytte fra et passivt (offeranoder) til et aktivt beskyttelsesanlegg (ICCP) kan også vurderes.
- I noen tilfeller kan det være aktuelt å bryte selve jordforbindelsen, men det krever tillatelse fra DSB og må kombineres med andre tiltak for å ivareta person-sikkerheten. Et slikt tiltak kan være å installere utstyr som hindrer DC-strøm men slipper gjennom AC-strøm.

Figur 25 – Utklipp fra korrosjonsveilederen

## 5 Erfaringer fra rederi

I dette kapitlet beskriver rederiet Siem Offshore noen av sine erfaringer med håndtering av hendelser knyttet til landstrøm. Siem Offshore er et internasjonalt offshore- og subsea-rederi med 28 fartøy. I dag er sju av fartøyene bygget om for landstrøm, men jobber for å bli utslippsfrie, også når det gjelder framdrift: fra 2030 skal alle nye fartøy som bestilles være nullutslippsfartøy, og innen 2050 skal hele flåten være klimanøytral.

Rapporterte erfaringer stammer stort sett fra flere års erfaring med tilkobling til landstrømsanlegg, særlig ved Bergen havn.



**Figur 26 – Siem Offshore har som mål å redusere klimagassutslipp med 50 % innen 2030 sammenlignet med tall fra 2008. I dag har sju fartøy installert utstyr for å koble seg på landstrøm.**

### Blackout

Blackout skjer som oftest på grunn av overlast. På de fleste kaiene er det 2-3 kabler/stasjoner som får spenning fra samme kilde, dvs. at når det kommer blackout på en av båtene pga. overlast eller peak, rammer dette alle fartøyene som er tilkoblet. Det har i noen tilfeller skjedd blackout pga. at det totale forbruket på de 2-3 båtene har vært for stor og bryter har trippet på det. Det har også vært eksempler på at isolasjonsovervåkingen har gitt blackout, noe som har ført til at flere skip slår denne av. Alle skip har isolasjonsvern i tavle som bør vise > 3.5 megaohm og gir alarmer inn på IAS/PMS ved jordfeil. Det at flere skip slår av isolasjonsovervåkingen for å unngå feil og blackouts bør vurderes nærmere.

For skip med hybrid/batteri-system, så vil jo dette forhindre blackout om bord. En PSV med batteri har for eksempel ikke opplevd blackout fra landsiden siden installasjon i 2021. Positivt at Plug AS har opprettet online portal for brukere i Bergen Havn, her får man full oversikt over last, feilmeldinger og kostnader.

### Kompatibilitetsvurdering

Skip som kobler seg til landstrøm må synkronisere tavlen inn på landstrømsfrekvensen og da i form av å balansere effektbehovet ved innkobling. Ofte må skipet slå av store forbrukere som pre-lube-pumper, chill water-kompressorer og heatere til hovedmotorer for å få redusert effektbehovet (unngå peaker) før

synkronisering, dvs. en manuell operasjon. Her ser man fordel av å oppgradere IAS og PMS til å gjøre synkroniseringen automatisk, men ofte blir dette droppet pga. kostnader.

Andre utfordringer er ofte feil ved utstrekking av kabel fra stasjon på land, her må det ofte tilkalles teknikere fra leverandør på landsiden, og skipet er gjerne dratt videre på neste jobb før teknikere er på plass.

### **Kostnader**

Et annet viktig aspekt ved landstrøm, er kostnader. De høye prisene de siste år gjør at det nå er betydelig dyrere å ligge på landstrøm enn diesel. Mange redere velger derfor heller å produsere sin strøm om bord. Her bør det vurderes å innføre faste og forutsigbare kostnader for brukere slik at man unngår at rederiet må vurdere oppkobling eller ikke hver gang prisen endres. Og denne prisen bør da være konkurransedyktig til å ligge på diesel.

## 6 Oppsummering

Denne rapporten har med utgangspunkt i ElMar-prosjektets fem casestudier samlet erfaringer fra planlegging og etablering til drift og bruk av landstrømsanlegg. Erfaringene kommer fra flere aktører (rederi, havner, nettselskap, landstrømtilbydere) og gir viktig informasjon til nye havner og aktører om hva man bør tenke på ved etablering av landstrømsanlegg, men også til de eksisterende landstrømsanleggene for økt samkjøring og kommunikasjon. Rapporten er også rettet mot brukere av landstrømsanlegg, og gir tips og kunnskap til rederier og fergeeiere.

Erfaringsrapporten er ikke et fullmodent dokument med alle svar og dekker ikke all viktige temaer innenfor landstrømsanlegg (for eksempel går ikke rapporten inn på oppsett av forsikringsavtaler og all type ansvarsfordeling). Teknologiutvikling og standardisering er også noe umodent, og det er forventet stor utvikling også i de kommende årene.

Punktene nedenfor oppsummerer hovedlinjene i rapporten:

- Prosjektets fem case-studier:
  - Trondheim
  - Oslo
  - Bodø
  - Nordmøre
  - Bergen
- Standarder:
  - For landstrømsanlegg er to høyspennings- og lavspenningsstandarder sentrale; NEK IEC/IEEE 80005-1 og NEK PAS 80005-3
  - Det finnes ingen gjeldende standard for DC-lading av ferger
  - ISO 15118-20 beskriver kommunikasjonsprotokoll for CCS- og MCS-lading av kjøretøy og fartøy
- Oppstart og etablering av landstrømsanlegg:
  - For fergeladeanlegg er det spesielt to hoveddeler må på plass: valg av kraftforsyning (nettløsning og spenningsnivå) og valg av selve ladeanlegg. Siden det ikke finnes en standard for DC-lading er det ofte skreddersydde løsninger for ulike fergesamband.
  - For landstrøm i havn er det gjerne flere forskjellige skip og kunder som skal koble seg på, og standardisering blir viktigere, selv om det også her finnes skreddersydde løsninger (for eksempel Kystruten som bruker NG3-anlegg). I tillegg må ulike aktørers rolle og grensesnitt avklares; skal havn eller eget landstrømtilbyderselskap være mellomledet mellom nettselskap og landstrømskunde?
- Erfaringer med drift av landstrømsanlegg:
  - Man kan spare mye tid og arbeid ved å ha et etablert system som automatisk henter inn forbruksdata og sender faktura til rett kunde sammenlignet med å måtte gjøre dette manuelt. Dette bør gjerne planlegges og spesifiseres allerede i anbudsfasen for etablering av landstrømsanlegget.
  - Et viktig aspekt ved effektiv bruk av landstrømsanlegg er at skip og landsida har god kommunikasjon under tilkobling og energioverføring. Det finnes en velutviklet ISO-standard for kommunikasjonsprotokoll for CCS- og MCS-lading, men dette er noe man bør være obs på for ikke-standardiserte/skreddersydde anlegg.
  - Det finnes landstrømstilbydere som har utviklet slike kommunikasjonsverktøy for ulike aktører.
  - Avhengig av havn, type anlegg, aktørstruktur og skip/ferge er det ulike aktører som har ansvaret for til- og frakobling av landstrøm. I de tilfellene hvor mannskapet på skip skal



gjøre dette selv, er det viktig med god opplæring av mannskap (gjelder spesielt anlegg på høyspenning). Også her er planlegging kommunikasjon mellom de ulike aktørene viktig, og dårlig kommunikasjon kan føre til lav bruk av landstrømsanleggene, eller i verste fall skader på utstyr eller personell.

- Uforutsette hendelser kan og vil skje, og det bør utarbeides protokoller og ansvarsområder for så mange av slike hendelser som mulig. Casestudiene har vist at landstrøm er såpass nytt at ikke alle forsikringsselskap tilbyr eller har nok erfaring med å definere gode forsikringsavtaler for landstrømsutstyr (både på land- og skipssida). Dette er et felt hvor det er behov for mer erfaring og modning.
- Et annet grep for å få opp bruk og få ned kostnader knyttet til landstrømsanlegg er at skip som legger til flere havner opplever gjenkjennbarhet. Det vil si bruk av de samme (eller lignende) utstyr og løsninger i ulike havner. Erfaring så langt tilsier at det har vært litt for dårlig samkjøring havner imellom. Her er det et forbedringspotensial for fremtiden.
- Fordi det ikke finnes standarder for alle typer landstrømsanlegg, finnes det fortsatt ulike typer kontaktplugger, spenningsbehov og utstyr. Det kan føre til at ikke alle skip kan koble seg til alle landstrømsanlegg. I tillegg til en bedre standardisering på dette området, er det også behov for en bedre oversikt over hva slags utstyr og landstrømsanlegg som finnes hos ulike havner. En slik oversikt bør være lett tilgjengelig for alle potensielle landstrømkunder og være tilgjengelig på flere språk.
- Landstrømsanlegg kan trekke store effekter, særlig når det er snakk om lading av ferger og batterier til fremdrift. Dette kan i neste omgang påvirke hele områdets nettkvalitet, og i verste fall føre til slitasje/skade på elektrisk infrastruktur. ElMar har en egen rapport fra måling av spenningskvalitet fra case Nordmøre under fergelading.
- ElMar-prosjektet har laget en egen korrosjonsveileder (case Bergen) som beskriver hvordan man kan forebygge korrosjon i skipsskrog og infrastruktur i forbindelse med landstrømsanlegg.
- Erfaringer fra rederi:
  - Siem Offshore har vært med i ElMar-prosjektet og representerer en kunde eller bruker av landstrøm. De rapporterer at bruk av landstrøm er helt i tråd med sine ønsker og mål om å kutte i utslipp, og jobber for å bygge om hele flåten (på sikt også til fremdrift). Likevel har det ikke vært alt som har gått smertefritt ved tilkobling og bruk av landstrøm:
    - Blackout (strømbrudd) forekommer (pga. overlast), og kan påvirke hoteldriften om bord på skip. Fartøy med hybride systemer vil kunne forhindre full stans på skipets hoteldrift ved strømbrudd, og også selve strømbruddet om man dermed ikke trekker like stor effekt.
    - Ved feil på utstyr og anlegg, er det ikke alt som kan fikses selv (for eksempel feil på ladekabel fra land), og vil kunne føre til forsinkelser/forhindre bruk av landstrømsanlegg. Ofte tar disse feilene og tilkalling av hjelp lengre tid enn anløpstid.
    - De siste årene har strømprisen gått betydelig opp, noe som påvirker kostnadene for landstrøm signifikant. Motivasjon for bruk av landstrøm er derfor mer knyttet til miljøbidrag enn økonomiske hensyn.