

SYDHAVNA NULLUTSLIPPSHAVN

konseptutredning energisystem



Prosjektinformasjon

Denne konseptutredningen er bestilt av Oslo Havn KF. Målet om nullutslipp av klimagasser, og behovet for denne utredningen er forankret hos ledelsen i Oslo Havn KF. Prosjektet har fått innvilget søknad om tilskudd fra Enova. Tilskudd er gitt gjennom Enovaprogrammet «Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem». Enovasøknad og prosjektmandat fra ledelsen i Oslo Havn KF er grunnlaget for utforming av denne rapporten. Oslo Havn KF har sammen med Sweco Norge AS og Hafslund Rådgivning utført konseptutredning for nytt energisystem for «Sydhavna nullutslippshavn».

Mål

Hovedmålet med denne rapporten er å kartlegge nåværende og fremtidig energi- og effektbehov, og bruke dette underlaget for utredning av hvilke tekniske tiltak som er nødvendig for å oppnå nullutslipp av klimagasser i Sydhavna innen 2030.

Rapporten sammenligner løsninger, konkluderer og anbefaler tiltak – område for område – som et beslutningsgrunnlag for Oslo Havn KF. Det presenteres også fordelene ved å tenke samhandling mellom alle områder i ett mikronett.

Rapporteringsstatus:

- ☒ Endelig
☐ Oversendelse for kommentar
☐ Utkast

Utarbeidet av: Eirik Hordnes (Sweco) Henrik Ravndal (Sweco) Håkon Hagtvet (Sweco) Harald Gundersen (Hafslund Rådgivning) Astrid Musæus (Hafslund Rådgivning) Even Lunder (Hafslund Rådgivning) Jens Eirik Hagen (Oslo Havn KF) Heidi Neilson (Oslo Havn KF) Helge Eliassen (Vann og avløpsetaten)	Sign.:
Kontrollert av: Harald Birkeland (Sweco) Pål Preede Revheim (Sweco) Nina Fossen (Sweco)	Sign.:
Prosjektleder: Jens Eirik Hagen (Oslo Havn KF)	Prosjekteier:

Revisjonshistorikk:

1	10.06.20	Endelig rapport
0	03.05.20	Oversendelse for kommentar fra Oslo Havn KF

REV.	DATO	BESKRIVELSE
------	------	-------------

Bildekreditering, forsidefoto: Patriks Dronetjenester

Sweco
Fantoftvegen 14P

NO-5072 Bergen, Norge
Telefon +47 55 27 50 00

www.sweco.no

Sweco Norge AS
967032271
Hovedkontor: Oslo

Eirik Hordnes
Fagspesialist Elektrifisering
Energi - Miljø

Mobil: +47 452 06 653
eirik.hordnes@sweco.no

Henrik Ravndal
Sivilingeniør
Energi - Miljø

Mobil +47 472 48 385
henrik.ravndal@sweco.no

Innholdsfortegnelse

Forkortelser og forklaringer	8
Sammendrag	9
Oppbygning av rapporten	19
1 Innledning	20
1.1 Bakgrunn	20
1.2 Om Oslo Havn KF	21
1.3 Nullutslippsplan	22
1.4 Masterplan: områdeforutsetninger og utbyggingsplaner	27
2 Metode og forutsetninger	30
2.1 Formål, problemstillinger, avgrensninger	30
2.2 Underlagsdokumenter	31
2.3 Kartlegging Sydhavna	31
2.4 Overordnede forutsetninger	32
2.5 Oppbygging av energimodell	33
2.6 Oppbygning av scenarioer for økonomisk sammenligning av løsninger	34
3 Tiltak	36
3.1 Landstrøm og lading av skip	37
3.1.1 Modenhet og flåtefornyelse	39
3.1.2 Landstrømbehovene	43
3.1.3 Økonomi for havn og havneaktører	43
3.2 Lading landtransport	48
3.2.1 Metodikk	49
3.2.2 Forutsetninger	50
3.2.3 Energibehov og ladeprofiler	51
3.2.4 Økonomi for havn og havneaktører	65
3.3 Hydrogenproduksjon og -lagring (alternative drivstoff)	67
3.3.1 Hydrogenbehov	70
3.3.2 Forutsetninger	74
3.3.3 Sammenligning drivstoffkostnader og produksjonskostnad H2	75
3.3.4 Sikkerhetsavstander	76
3.4 Stasjonære batteribanker	78
3.4.1 Forutsetninger	78
3.4.2 Batterireguleringsprinsipper	79
3.4.3 Dimensjonering, ulike områder og behov	80
3.5 Solcelleanlegg	83
3.5.1 Grunnleggende forutsetninger	83
3.5.2 Prinsipper for nye bygg i havnen	84

3.6	Vehicle-to-Grid (V2G)	85
3.7	Nedgravde løsninger	86
3.8	Smarte havner	87
3.8.1	Hva er en smart havn?	87
3.8.2	Forutsetninger og relevante løsninger på Sydhavna	87
3.9	Biogassproduksjon- og -lagring	89
3.9.1	Forutsetninger og behov	89
3.9.2	Infrastruktur for lagring, distribusjon og bruk av biogass	89
3.9.3	Ombygging av betongbiler for drift med biogass	90
3.9.4	Biogass som alternativ til elektrifisering	90
3.10	Spillvarme fra Bekkelaget Renseanlegg	91
4	Tiltakspakker	92
4.1	Økonomi og lønnsomhet	93
4.1.1	Overordnede forutsetninger for sammenligning område for område	94
4.2	Sammenfatning område for område	95
4.2.1	Samlede investeringskostnader per område	95
4.2.2	Samlede investeringskostnader for Sydhavna	95
4.2.3	Samfunnsøkonomiske tiltakskostnader	97
4.2.4	Områdeinndeling etter egnethet og prioritering av tiltak	98
4.3	Klimagassutslipp fordelt per område	102
4.4	Område 61 – Kongshavn	103
4.4.1	Oppsummering	103
4.4.2	Konklusjon og anbefaling	103
4.4.3	Dagens energi- og effektbehov	105
4.4.4	Tekniske konsepter	106
4.4.5	Økonomi og lønnsomhet	108
4.4.6	Reduserte klimagassutslipp	111
4.5	Område 62 – Nordre Kongshavn	112
4.5.1	Oppsummering	112
4.5.2	Konklusjon og anbefaling	112
4.5.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	113
4.5.4	Tekniske konsepter	114
4.5.5	Økonomi og lønnsomhet	116
4.5.6	Reduserte klimagassutslipp	116
4.6	Område 63 – Søndre Kongshavn	118
4.6.1	Oppsummering	118
4.6.2	Konklusjon og anbefaling	118
4.6.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	120
4.6.4	Tekniske konsepter	121
4.6.5	Økonomi og lønnsomhet	124
4.6.6	Reduserte klimagassutslipp	125

4.7	Område 64 – Nordre Sjursøykai	126
4.7.1	Oppsummering	126
4.7.2	Konklusjon og anbefaling	126
4.7.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	128
4.7.4	Tekniske konsepter	129
4.7.5	Økonomi og lønnsomhet	132
4.7.6	Reduserte klimagassutslipp	132
4.8	Område 65 – Verkstedområde	133
4.8.1	Oppsummering	133
4.8.2	Konklusjon og anbefaling	133
4.8.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	134
4.8.4	Tekniske konsepter	135
4.8.5	Økonomi og lønnsomhet	138
4.8.6	Reduserte klimagassutslipp	138
4.9	Område 81 – Søndre Sjursøykai	139
4.9.1	Oppsummering	139
4.9.2	Konklusjon og anbefaling	139
4.9.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	141
4.9.4	Tekniske konsepter	142
4.9.5	Økonomi og lønnsomhet	144
4.9.6	Reduserte klimagassutslipp	145
4.10	Område 82/83 – Tankskiputstikkeren/Østre Sjursøykai	146
4.10.1	Oppsummering	146
4.10.2	Konklusjon og anbefaling	146
4.10.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	147
4.10.4	Tekniske konsepter	148
4.10.5	Økonomi og lønnsomhet	150
4.10.6	Reduserte klimagassutslipp	150
4.11	Område 85 – Kneppeskjærutstikkeren	151
4.11.1	Oppsummering	151
4.11.2	Konklusjon og anbefaling	151
4.11.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	153
4.11.4	Tekniske konsepter	154
4.11.5	Økonomi og lønnsomhet	158
4.11.6	Reduserte klimagassutslipp	159
4.12	Område 86 – Søndre Bekkelagskai	160
4.12.1	Oppsummering	160
4.12.2	Konklusjon og anbefaling	160
4.12.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	161
4.12.4	Tekniske konsepter	162
4.12.5	Økonomi og lønnsomhet	164

4.12.6	Reduserte klimagassutslipp	164
4.13	Område 87 – Bekkelagsstranda	165
4.13.1	Oppsummering	165
4.13.2	Konklusjon og anbefaling	165
4.13.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	166
4.13.4	Tekniske konsepter	167
4.13.5	Økonomi og lønnsomhet	170
4.13.6	Reduserte klimagassutslipp	170
4.14	Område 88 – Ormsundkaia	171
4.14.1	Oppsummering	171
4.14.2	Konklusjon og anbefaling	171
4.14.3	Dagens og fremtidig energi- og effektbehov	172
4.14.4	Tekniske konsepter	173
4.14.5	Økonomi og lønnsomhet	174
4.14.6	Reduserte klimagassutslipp	174
5	Systemløsning – Sydhavna som helhet	175
5.1	Sydhavna som mikronett	175
5.1.1	Økonomi og lønnsomhet	176
6	Anbefalinger	178
6.1	Prioritering av områder	179
6.2	Tidsplan innfasing anbefalte tiltak	181
6.3	Elektrifisering landtransport	182
6.3.1	Kjøretøy	182
6.3.2	Ladeinfrastruktur landtransport	183
6.4	Landstrøm og lading batteri skip	183
6.5	Øvrige anbefalinger	184
6.5.1	Solceller	184
6.5.2	Stasjonære batteribanker	185
6.5.3	Hydrogenproduksjon i havnen	185
6.6	Anbefalinger til videre arbeid	186
APPENDIX		188
Appendix 1	- Oppsummering nøkkeltall per område for ulike ambisjonsnivåer	188
Vedlegg		190
VEDLEGG 1	– detaljer om områdene på Sydhavna	190
VEDLEGG 2	– tiltaksliste med detaljert rangering av tiltak med ulike økonomiske vinklinger	190
VEDLEGG 3	– Samfunnsøkonomisk analyse av mikronett	190
VEDLEGG 4	– Fordeling av effekt mellom områder	190
VEDLEGG 5	– Samlet fremtidig maksbelastning – Sydhavna som helhet	190
VEDLEGG 6	– Metodikk landstrøm	190
VEDLEGG 7	– Juridisk og organisatorisk	190

Forkortelser og forklaringer

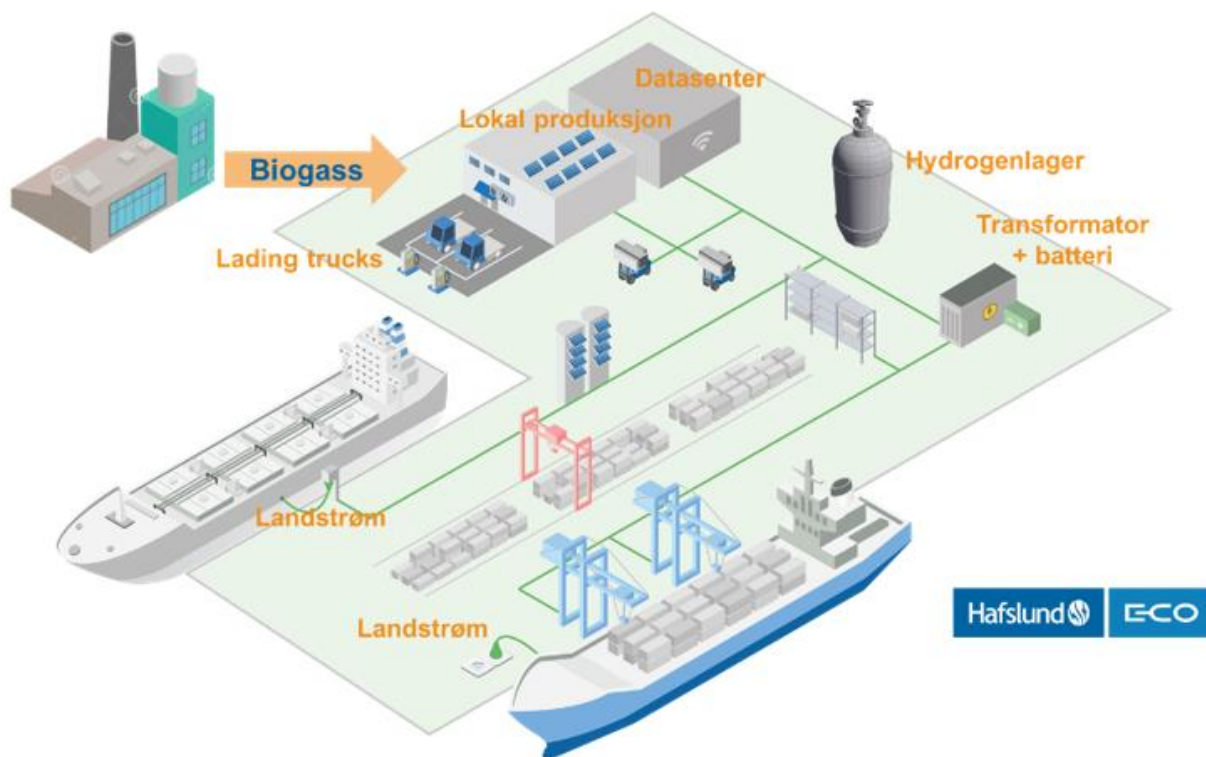
- AGV: Automated Guided Vehicles
- AI: Artificial Intelligence. Kunstig intelligens (KI) på norsk.
- AIS: Automatisk identifikasjonssystem eller Automatic Identification System (engelsk), forkortet AIS, er et antikollisjonshjelpemiddel for skipsfarten. Fartøyer som har utstyr for AIS om bord sender ut og utveksler informasjon om sin identitet, posisjon, fart, kurs, osv. over frekvenser på VHF-båndet.
- Alternativ løsning: Innovative tekniske løsninger for å redusere klimagassutslipp og som fungerer som et alternativ til nettförsterkning, eksempelvis batteri og solceller.
- BT: Bruttotonn. En indikator som angir skipsstørrelse.
- Havneaktør: I rapporten omtales havneaktør som enten aktør som opererer på havnen eller rederi.
- Kailigge: Operasjonen der et skip ligger til kai.
- LNG: Liquefied Natural Gas (flytende naturgass).
- MGO: Marin gassolje er det vanligste drivstoffet for skip som opererer på diesel i norske farvann.
- RORO: Roll-on-roll-off. Et RoRo-skip er en skipstype som har en konstruksjon der rullende last kan kjøres fra kaiaen, direkte ombord på skipet, og av skipet igjen.
- RTG: Rubber Tyre Gantry
- SoC: State of Charge. Tilgjengelig kapasitet i et batteri. Eksempelvis angir 50 % SoC 50 % gjenværende kapasitet.
- STS-kran: Ship-To-Shore-kran
- Stykkgoods: Stykkgoods er last som fraktes i enheter som kan håndteres av kraner eller kjøretøy
- Standardløsning: Konvensjonelle tekniske løsninger for å redusere klimagassutslipp, definert i rapporten som å oppgradere eksisterende elektrisk infrastruktur der det er behov.
- TEU: Twenty-foot equivalent unit er basert på volumet til en 20 fots container.
- Tiltak: Tekniske løsninger og konsepter for å redusere klimagassutslipp direkte eller som en støttefunksjon for å oppnå kutt til lavest mulig kostnad (eksempelvis batteri).
- Tiltakspakke: Flere tiltak satt sammen i et system innenfor et gitt område.
- Tørrbulk: Skip som frakter tørrlast, for eksempel korn, metaller eller kull uten lastebærer i lukkede lasterom.
- Unike skip: Enkeltskip som har anløp i havnen med et unikt IMO-nummer.
- VTS-sone: Vessel Traffic Service. Inkluderer innseiling av skip fra Steilene, utenfor Nesodden, sammenlignbart med utvidet område brukt i tiltaksutredning for luftkvalitet i Oslo kommune. «Innseiling Oslo» - området dekker all aktivitet nord for 59,8 grader, ved Steilene, utenfor Nesodden.
- Våtbulk: Skip som frakter olje og andre flytende produkter som transporteres uten lastebærer i lukkede lasterom.

Sammendrag

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 effekttopper i kraftnettet.

Utredningen har vurdert dette opp mot alle tiltakene som må gjennomføres for at Oslo Havn skal nå sine utslippsmål, og hvordan dette vil påvirke kraftsystemet. Det innebærer at all transport og håndtering av gods er elektrifisert, og at alle besøkende skip i analysen benytter seg av landstrøm og ladestrøm. Det er også undersøkt hvordan biogassproduksjon og spillvarme fra Bekkelaget renseanlegg kan bidra til å nå utslippsmålene som et alternativ til elektrifisering.

Utredningen har fått innvilget søknad om tilskudd fra Enova. Tilskudd er gitt gjennom Enovaprogrammet «Konseptutredning for innovative energi og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem». Enovasøknad og prosjektmandat fra ledelsen i Oslo Havn KF er grunnlaget for utforming av denne rapporten. I overskriftene under kommer en kort oppsummering av utredningspunktene.



Batterier og lokal energiproduksjon kan redusere behovet for mer fremført effekt.

Utredningen har undersøkt hvordan en delvis og omfattende elektrifisering vil påvirke kraftnettet, og om innovative løsninger, som batterier og lokal energiproduksjon, kan redusere behovet for fremført effekt.

Utredningen har vist at det er mulig, men det ikke nødvendigvis er den mest kostnadseffektive metoden. En kombinasjon av solceller og stasjonær batteribank vil være konkurransedyktig for 2 av 11 områder. Konklusjonen er at man i stor grad kan utføre en omfattende elektrifisering med det kraftnettet man har i dag, og at det for de fleste områdene ikke er økonomisk lønnsomt å redusere effekttopper med batterier i henhold til dagens tariffer og estimerte anleggsbidrag. I et økonomisk perspektiv kommer forsterkning av nett bedre ut.

Ser man på hele Sydhavna som ett mikronett viser beregninger at det er mulig å spare betydelig energikostnader ved et helhetlig og integrert energisystem. I en analyseperiode på 10 år viser nåverdiberegninger at det er mulig å spare ca. 60 MNOK i energikostnader. Det er ikke regnet detaljert på

opprettelsen av et mikronett for å kunne gi en klar anbefaling om dette vil lønne seg. For å få et klart svar på dette anbefales det å gjøre en større utredning i dialog med nettselskap.

En slik løsning forutsetter for øvrig at Oslo Havn får en godkjent områdekonsesjon av NVE med aksept fra nettselskapet.

Ved bygging av ny havn fra grunnen kan derimot et helhetlig og integrert system være gunstig med tanke på energikostnader. Dette fordi man da uansett må investere i et kraftnett, noe som allerede er etablert på Sydhavna.

Netteier har påpekt at overliggende trafostasjon vil kreve oppgraderinger ved en omfattende elektrifisering. Det innebærer at overliggende transformatorstasjon (hovednettstasjonen) sannsynligvis må oppgraderes for å oppnå utslippsreduksjon på 85 - 100 %. Det kan utløse et større anleggsbidrag på minst 50 MNOK. Det er imidlertid utredningens klare oppfatning at det er lav samtidighet på forbrukslastene (lav utnyttelsesgrad), og at det bør undersøkes om netteier kan vurdere om en oppgradering av Bekkelaget transformator faktisk er nødvendig hvis man betrakter samtidigheten mellom laster.

Det dagens og fremtidens (autonome) skip og havn vil kreve av lokal databehandling.

Energistyring og digitalisering av transportsektoren vil kreve mer datautveksling. Fremtidige behov antas imidlertid å bli tilstrekkelig ivarettatt med 5G, når det er utviklet. Det synes med andre ord ikke å være behov for et eget datasenter, selv om digitale verktøy blir viktigere i tiden fremover.

Just In Time - utredningen der Oslo Havn deltar sammen med andre havner, viser at skip kan redusere fart for å redusere drivstoff og utslipp på seilingen, samtidig som unødvendig venting og samtidighet i havna unngås. Ved å redusere behovet for landstrøm og lading samtidig, holdes også effektbehovet nede. Det vil igjen redusere prisen per kWh og framtidig anleggsbidrag i form av investeringer til elkraftbehovet i havna. Dette vil potensielt være kostnadsbesparende både for havnen og havneaktørene.

Et nærliggende renseanlegg kan forsyne området med biogass og spillvarme.

Bekkelaget renseanlegg er plassert i Sydhavna og renser 40 % av Oslo kommunes avløpsvann. Innledningsvis ble det undersøkt om denne energimengden kunne forsyne skipenes behov, og som eksempel ble det sett på et av containerskipene som kan gå på naturgass. Det ble avdekket at den totale produksjonen kun dekket 1/3 av det årlige behovet til et vanlig containerskip (på ca. 1000 TEU), og at det ville være mer gunstig å benytte biogassen lokalt til industriprosesser, samt drivstoff til betongbiler.

Begge sementaktørene har vist en svært positiv innstilling til å benytte biogassen. Teamet for utredningen har vært med i møter initiert av Unicon for å se på muligheter for bruk av biogass. Ved full utnyttelse av biogassen til industriprosesser og drivstoff, vil disse aktørene til sammen benytte 91 % av dagens biogassproduksjon.

Det anbefales at Oslo Havn følger opp og tilrettelegger for at biogass kan benyttes lokalt, da det gir raske og kostnadseffektive klimakutt. Biogassbetongbiler er tilgjengelig i dag, men elektriske betongbiler med tilstrekkelig størrelse er ikke ventet før i 2021-22. Biogass lokalt i Sydhavna er for øvrig ikke tilgjengelig før om 2 år.

Spillvarme fra renseanlegget krever rør og sammenhengende infrastruktur som ikke er tilstrekkelig belyst i dette arbeidet. Forholdet mellom relativt lite varmebehov og omfattende utbygging av rørnett, medfører at løsningen med lokalt fjernvarmenett ikke er utredet i detalj.

Det har blitt avdekket at det er gode synergieffekter mellom et felles vaskeanlegg og avløpsvannet til Bekkelaget renseanlegg. Bekkelaget Renseanlegg har et stort volum av rensed avløpsvann, som kan vurderes som potensielt vaskevann for bilene – dette slipper i dag i Oslofjorden. Det ble også avdekket at avløpsvannet etter vask av betongbilene er høyalkalisk. Det kan Bekkelaget Renseanlegg benytte seg av for å heve pH i renseanlegget, som erstatning for dagens bruk av kalktilsetning. For å oppnå en slik synergieffekt vil det være nødvendig med videre utredninger for å løse det større puslespillet i Sydhavna.

Innovativ produksjonsteknologi for hydrogen kan muliggjøre lokal hydrogenproduksjon til forsyning av skip

Å benytte billig fornybar strøm til hydrogenproduksjon virker hensiktsmessig, dersom det er et lokalt marked for drivstoffet. Utredningen har vist at kombinasjonen av hydrogenproduksjon med annen elektrifisering vil gjøre det mulig å utnytte tilgjengelig kapasitet i eksisterende strømnnett, og at det kan gi lavere produksjonskostnader for hydrogen.

Ved å produsere lokalt i havnen, der behovene er, unngås også et fordyrende transportledd i verdikjeden. Utredningen har vurdert konsekvensene for energisystemet i havnen og hydrogenproduksjonspris ved produksjon av komprimert hydrogen. Her har en tatt utgangspunkt i å dekke et årlig behov for alle skipssegmenter innenfor gods under 5000 bruttotonn (BT) og som ikke reiser lenger enn 150 nautiske mil fra Oslo havn. Dette utgjør et samlet årlig behov på 140 tonn hydrogen.

Det er krevende å finne egnet areal til hydrogenproduksjon og lagring i Oslo Havn, i henhold til sikkerhetssonekravene i DSBs veileder, og uten at det går på bekostning av annen aktivitet. Til opplysning er DSBs veileder i skrivende stund ute på høring. Det er riktignok mulig å redusere sikkerhetssonene – enkelte hevder betydelig – ved gjennomføring av en egen risikovurdering. Tre områder i havna er pekt ut for å vurdere konsekvensene av de foreslåtte sikkerhetssonene til hydrogenproduksjon og lagring.

Den største barrieren for hydrogendrift anses å være mangler i dagens regelverk, noe som gir et krevende godkjenningssløp. Sikkerhetsutfordringer knyttet til lagring og håndtering av hydrogen, samt lav tilgjengelighet av drivstoffet, høye investeringskostnader og usikkerhet rundt operasjonelle kostnader, er også vesentlige barrierer for å ta i bruk hydrogen i skipsfart. Denne tendensen kan snu, og den foreløpige anbefalingen er å foreta en ny vurdering om noen år.

En av fordelene med hydrogenproduksjon ved hjelp av elektrolyse er at det, i likhet med batterier, er modulært. Det betyr at en kan starte med et mindre anlegg og deretter utvide i takt med markedets behov og opp til en viss størrelse, uten at det gir vesentlige forskjeller i investeringskostnader. Risikoen for feilinvesteringer er dermed lav.

Landskapet av alternative drivstoff i skipsfarten er fremdeles noe uklart, men det er tydelig at hydrogen vil spille en rolle, både i form av direkte bruk i skip, og som bestanddel til andre lovende drivstoff som eksempelvis ammoniakk og metanol. For Oslo Havn havnen sin del er hydrogen sånn sett det eneste drivstoffet som kan ansees som relevant å produsere on-site i selve havnen og som dermed vil påvirke energisystemet. Om havnen skal tilby bunkring av andre alternative drivstoff vil de måtte bli tilkjørt, og eventuelt lagret i mellomlagringstanker i havnen. Dette krever areal til sikkerhetssoner og lagring.

Innovative drivstoffløsninger som kan være relevante å produsere og eventuelt distribuere til tungtransport i eller nære Oslo havn.

Ladeinfrastruktur til terminalkjøretøy og anleggskjøretøy er samfunnsøkonomisk lønnsomt for en rekke områder og kjøretøytyper. Elektrifisering av gaffeltrucker er gjennomgående lønnsomt både for havneaktør og Oslo Havn. Vogntog (de som står parkert på området over natten), samt betongbiler vil være bedriftsøkonomisk lønnsomme å elektrifisere både for havn og havneaktører. Det er pekt på en rekke områder hvor det er fornuftig å bygge ut ladeinfrastruktur.

Et alternativ for betongbiler er at renseanlegget som ligger i havnen kan tilby biogass, enten komprimert eller som rågass. Sementaktørene har gjennom møter og dialog vist stor interesse for bruk av biogass, både som drivstoff og til industriprosesser. Det anbefales å følge opp dette arbeidet, da det vil gi raske og kostnadseffektive klimakutt.

De fleste vogntog, trekkvogner og lastebiler i Sydhavna kjører først og fremst innom havna, i snitt i rundt 10-15 minutter, for å hente containere eller annet gods. Disse kjøretøyene har derfor ikke inngått som en del av hva Oslo Havn har medberegnet å levere ladestrøm til. Skulle det derimot bli behov for tilleggsloading til elektriske vogntog bør det i så fall være ved hjelp av induksjonsmatten i asfalt eller ved hjelp av skinner. Lading ved hjelp av kontaktledninger i luft eller pantografstolper vil være utsatt for kollisjon med ulike

terminalkjøretøyer på havnen. For at en slik ladeinfrastruktur skal være regningssvarende forutsetter det et behov blant aktørene, og at de fleste bilene kan anvende infrastrukturen. Ingen av disse er på plass i dag.

Fornybart biodiesel har ikke vært en del av utredningen, men intervjuer med havneaktører har vist at det er et ønske om fyllemuligheter for dette i havna. Utredningen er kjent med at det arbeides for fyllemuligheter på Grønlia. Biodiesel bør i så fall være av typen Hydrated Vegetable Oil (HVO) uten palmeolje, optimalt sett HVO bestående av brukt frityrolje eller tallolje for å minimere samlede klimagassutslipp.

Trafo, nettstasjoner og batterier kan graves ned ved hjelp av innovative løsninger.

Arealeffektivitet er viktig for alt som planlegges og bygges i Sydhavna. Det er kostbart å plassere nettanlegg ned i grunnen, og dersom netteier skal ta ansvar for drift og vedlikehold, er det ikke realistisk å få dette plassert ned i grunnen. I Sydhavna er det også fare for vanninntrenging og korrosjon, som ytterligere vanskeliggjør nedgravde løsninger. Nettstasjoner og batteri må derfor kunne plasseres over bakken på egnet areal, og/eller inne i eksisterende bygg.

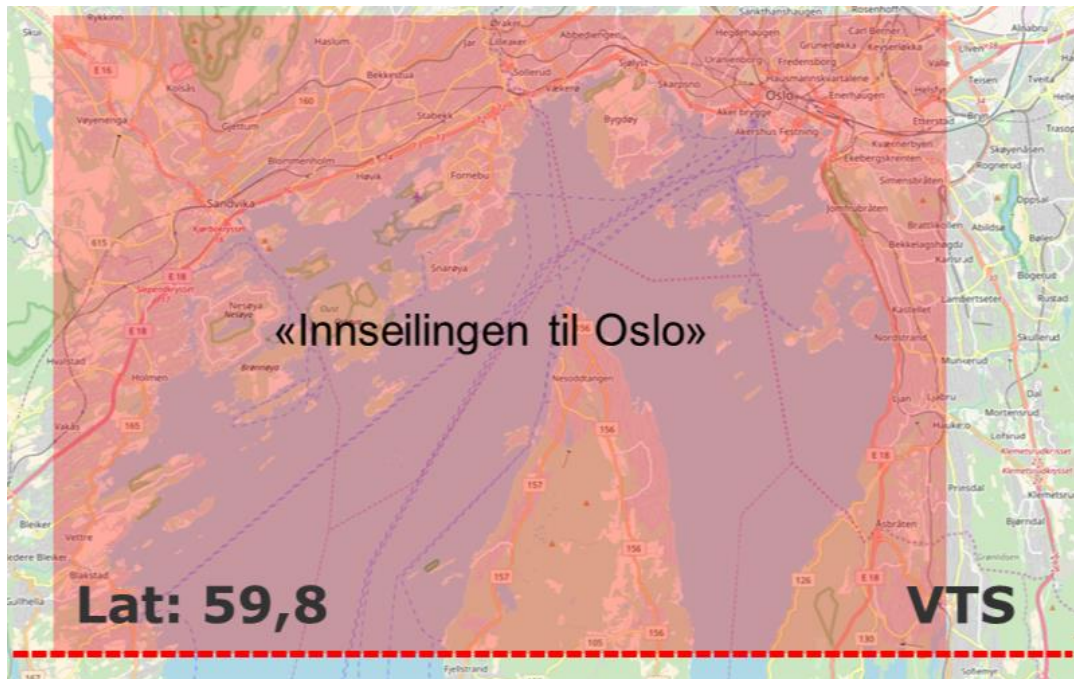
Energisystemet kan styres og optimaliseres med smart styringssoftware.

Et overordnet toppsystem i havna, som innhenter data fra diverse kilder, anses som en klar fordel for både logistikk og energisystemet. For å gjennomføre det på en god måte vil det være viktig å bygge på åpne kommunikasjonsprotokoller og/eller tilgang på API'er som oversender pålitelige data mellom toppsystem og diverse undersystemer for innsamling av data. Dersom energisystemet og logistikdata sammenkobles i ett og samme system, vil det kunne gi gevinster både for logistikkflyt og kostnadsbesparelser, eksempelvis landstrøm og lading i en elektrifisert havn. Det kan potensielt sett redusere samtidig bruk av infrastruktur. I praksis kan det være ankomstdata for skip, forventede liggetider, aggregerte data fra energimålere og lignende. Videre kan også batterikapasitet i landkjøretøyer kobles opp mot systemet, slik at det potensielt sett kan lære seg når behov for lading inntreffer.

Denne utredningen har ikke kvantifisert effekten av eller gått i dybden på spesifikke smart havn-løsninger på Sydhavna. Det er likevel klart at digital teknologi og automasjon vil bli viktig for optimalisering av prosesser og bruk av tilgjengelige ressurser. Det anbefales at det gjøres en konkretisering av hva en smart havn kan være, og hvordan det kan utfolde seg i praksis. Det kan gjøres gjennom en kartlegging av dagens informasjonsflyt og hvordan denne kan digitaliseres og effektiviseres, og deretter kobles opp mot energisystemet og maskinlæringsalgoritmer eller AI. En mulighet vil være å søke om støtte gjennom Pilot-T-ordningen (eller Pilot – E) til Forskningsrådet/Innovasjon Norge.

Ambisjonsnivåer

Rapporten tar for seg tre ulike ambisjonsnivåer. En havn kan ansees som nullutslipp når tilstrekkelig landstrøm er etablert. Dette er annerledes i Oslo hvor systemgrensen er definert i fjorden ved Nesodden som vist på bildet under. Ambisjonsnivå 1.0 ville vært å regne som en nullutslippshavn, dersom kaia ble definert som systemgrensen. Nedenfor gjennomgår de ulike ambisjonsnivåene som vil være gjennomgående i rapporten.



Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering i havn. Dette nivået medfører elektrifisering av all lokal landbasert havneaktivitet og at alle skipene som ankommer og laster/losser forsynes med landstrøm.

Dette ambisjonsnivået vil kunne redusere de samlede klimagassutslippene for Sydhavna med 72 %. Dette fordrer at alle skip kan benytte landstrøm.

Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering i havn og utseiling. Dette nivået medfører elektrifisering av likt omfang som i ambisjonsnivå 1.0, i tillegg til ladestrøm til skip for utslippsfri utseiling til Steilene, utenfor Nesodden, definert som *Innseiling Oslo*.

Dette ambisjonsnivået vil kunne redusere de samlede klimagassutslippene for Sydhavna med 85 % og potensielt sett 100 % hvis tiltakene også fører til utslippsfri innseiling.

Ambisjonsnivå 3.0 – Elektrifisering i havn og utseiling + hydrogenproduksjon. Dette nivået medfører elektrifisering av likt omfang som ambisjonsnivå 2, i tillegg til at det inkluderer infrastruktur i havnen for produksjon av hydrogen som drivstoff. Dette ambisjonsnivået gir samme utslippskutt som ambisjonsnivå 2, men det har også potensial til å kutte utslipp utover den definerte systemgrensen.

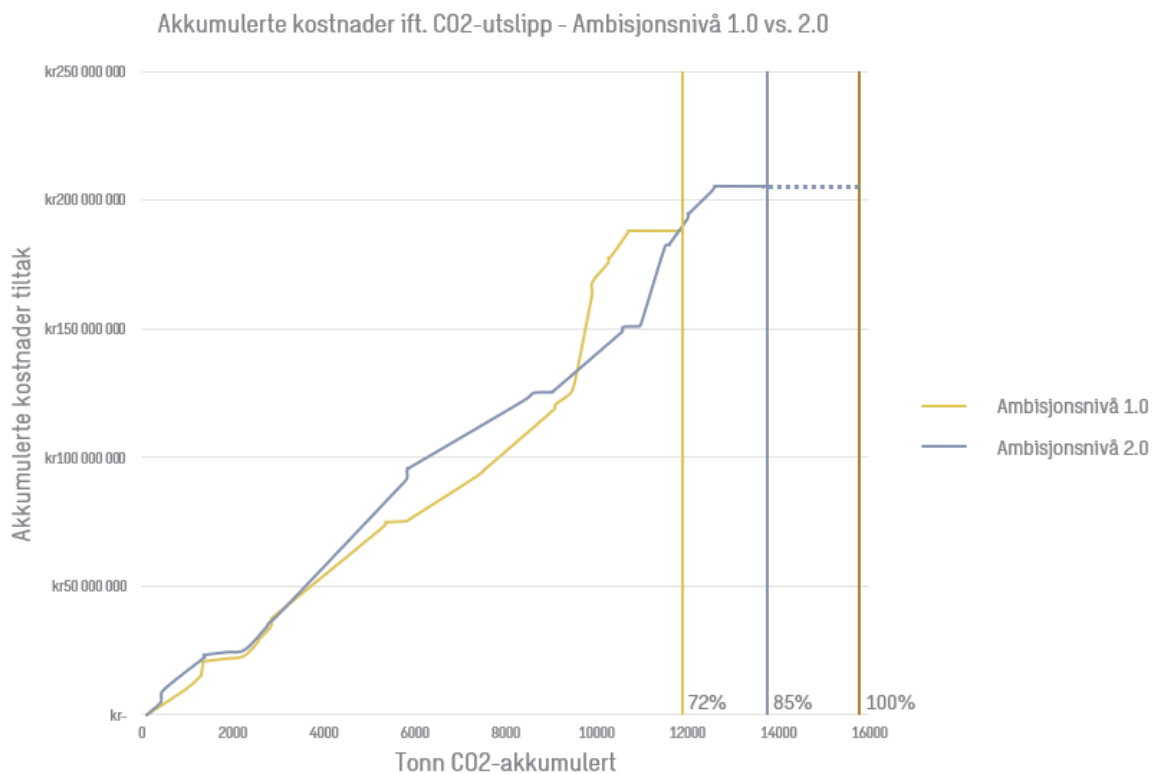
Økonomi

Utredningen har vist at summen av alle tiltakene for å oppnå en nullutslippshavn vil beløpe seg til rundt 210 millioner kroner i infrastrukturkostnader. De fleste tiltakene viser seg å være samfunnsøkonomisk lønnsom og en del av tiltakene er også bedriftsøkonomiske for havn og havneaktører.

Det er ikke gitt at alle investeringskostnadene tilfaller Oslo Havn direkte. Eksempelvis har en del av havneaktørene allerede investert i elektrisk transportmateriell hvor Oslo Havn har bidratt med støtte fra havnens tilskuddsordning med deler av beløpet.

Landstrømanleggene kjennetegnes ved høy samfunnsøkonomiske lønnsomhet, men uten å oppnå bedriftsøkonomisk lønnsomhet basert på utredningens forutsetninger. Utredningen peker på at dette er kapitalkrevende prosjekter som fortsatt krever offentlig støtte, samt gode forretningsmodeller. Det pekes også på at det vil være fornuftig å samlokalisere like aktører som krever den samme infrastrukturen. Ledig nettkapasitet er videre viktig for å redusere investeringskostnadene.

Listen over alle spesifikke tiltak kan sees vedlagt i «VEDLEGG 2 – tiltaksliste med detaljert rangering av tiltak med ulike økonomiske vinklinger».



Figur 1: Viser samlet investeringskostnad for de ulike ambisjonsnivåene. For å oppnå målet om 85-100% sees det her at man må investere rundt 210 millioner kroner.

Konsekvens av omfattende elektrifisering

En omfattende elektrifisering av havnen vil få konsekvenser for strømnettet i enkelte områder i havnen. Tilgjengelig kapasitet er noe ujevnt fordelt som vist på figur nedenfor. Her vises det belastningen i 2030 med omfattende elektrifisering for Sydhavna. Effektbehovet for eksisterende trafoer vil ha en betydelig økning i forhold til dagens situasjon.

Figuren gir et raskt overblikk over hvor det kan være hensiktsmessig å plassere effektkrevende nullutslippsløsninger uten å måtte oppgradere eksisterende nett i havnen, noe som igjen vil gi reduserte kostnader for å iverksette tiltak. Et funn i utredningen er også at det nye forbruket bør plasseres hensiktsmessig på de rette trafoene for å unngå behov for oppgraderinger. Dette er mulig å få til i de områdene med gul sirkel ytterst. Rød sirkel indikerer at nytt forbruk overstiger eksisterende kapasitet og at investeringer til oppgradering er nødvendig, for å elektrifisere all transport på land og sjø med 2018 trafikk som basisår.

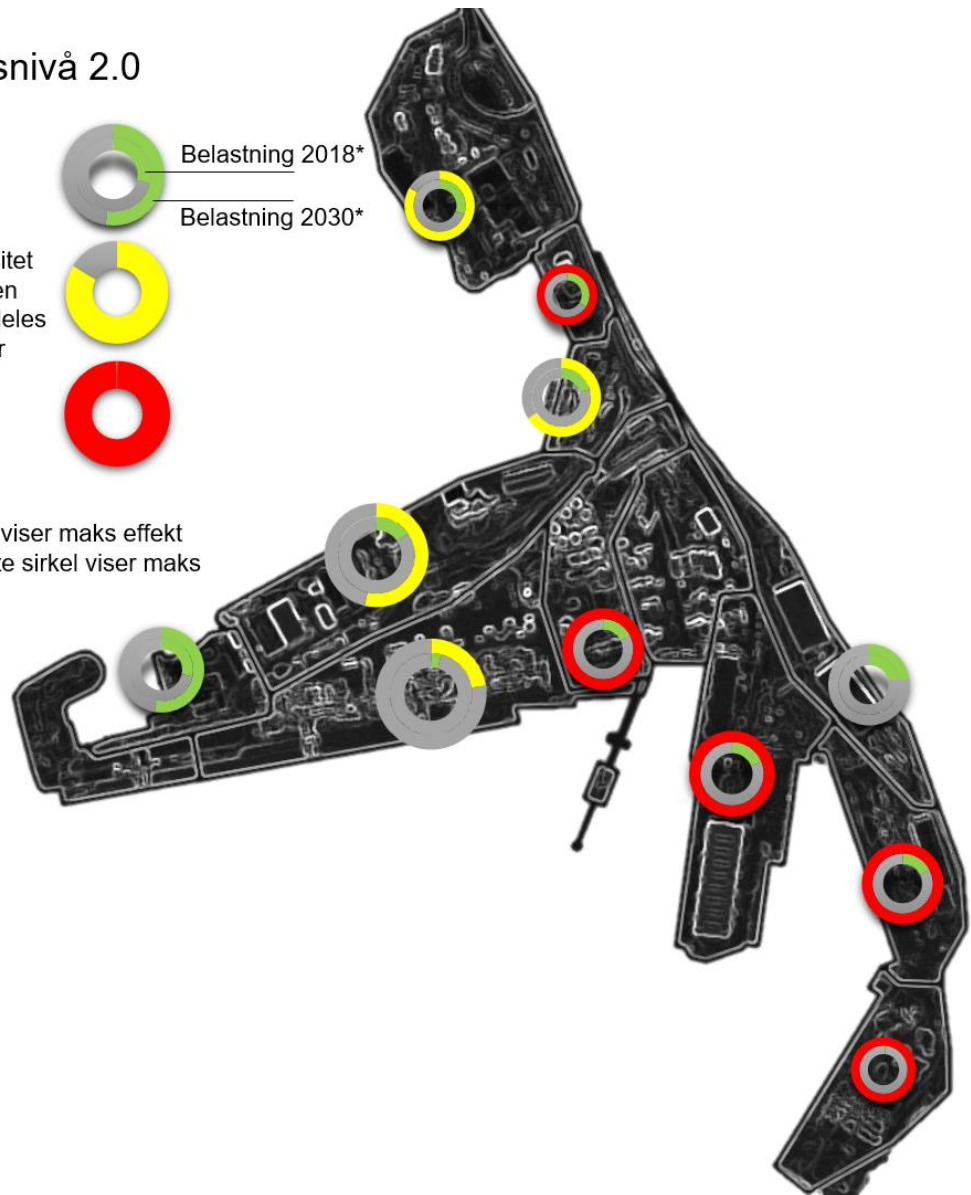
Ambisjonsnivå 2.0

Grønn: nok kapasitet på området

Gul: Nok kapasitet på området, men lastene må fordeles smart på trafoer

Rød: Ikke nok kapasitet på området

*innerste sirkel viser maks effekt 2018, og ytterste sirkel viser maks effekt for 2030



Prioritering av områder

Det er satt opp en fordeling mellom ulik grad av prioritering på områdenivå etter høy, middels og lav. Generelt kan det sies at alle tiltakene for landstrøm gir svært god samfunnsøkonomisk lønnsomhet, men ikke lønnsomhet for hverken havn eller rederi ut fra utredningens forutsetninger. For at tiltakene skal nærme seg bedriftsøkonomisk lønnsomhet vil det være behov for støtte til infrastruktur for landstrøm og støtte til ombygging av skip, samt uprioritert krafttariff og alternative forretningsmodeller.

For tiltak på landtransporten fremheves ladeinfrastruktur for gaffeltrucker som gjennomgående lønnsomt både for havn og for havneaktør. Lading av elektriske betongbiler og vogntog på området kommer også svært godt ut for havneaktør og Oslo Havn. Reachstackere og terminaltraktorer oppnår ikke lønnsomhet for havneaktør med utredningens forutsetninger. Ladeinfrastruktur til småbiler/personbiler kommer gjennomgående dårlig ut. Den største usikkerheten her er for øvrig merkostnaden for de elektriske kjøretøyene, så om denne reduseres kan tiltakene komme bedre ut. Samlet sett er den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for tiltakene svært god med en tiltakskostnad på under 500 kr/Tonn CO₂.



Figur 2: Kartet fremhever de mest anbefalte tiltakene på Sydhavna. Lyn på skip tilsier landstrøm, mens batteri på skip tilsier at landstrøm og lading kommer best ut. Symboler for landtransport er hhv. for vogntog, trucker, hjullaster og betongbiler som er de beste tiltakene på landtransport.

Høyt prioriterte områder

Enkelte områder skiller seg særlig ut for å prioritere tiltak. Dette gjelder følgende områder, som samlet sett har høy miljøeffekt per investerte krone, har potensialet til å være bedriftsøkonomisk for havna og er i stor grad samfunnsøkonomisk lønnsom:

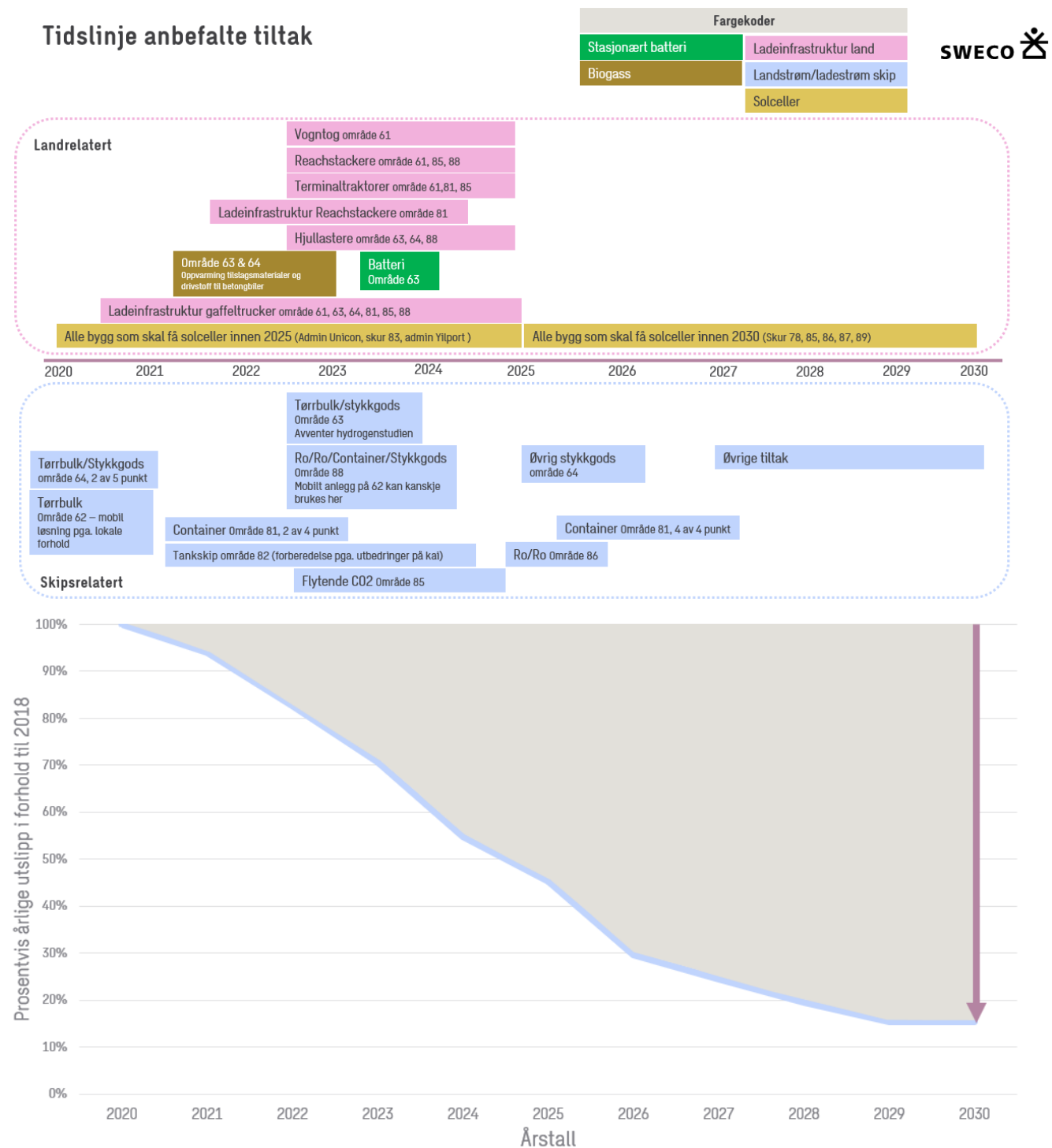
- **Søndre Kongshavnkai - Område 63.** De beste tiltakene for landtransport er elektriske betongbiler, trucker og hjullastere. Det er også gode landstrømsprosjekter som følge av regulær trafikk med faste anløp.
- **Containerterminalen - Område 81.** Noen svært gode tiltak på landtransport, særlig trucker og et svært godt på landstrøm og særlig landstrøm/lading. Det er gode landstrømsprosjekter som følge av at det er få skip som står for største delen av trafikken, til tross for mange unike skip.
- **Kongshavn - Område 61.** Svært gode tiltak, særlig for trucker og vogntog.
- **Nordre Sjursøykai - Område 64.** To gode tiltak for landtransport med elektrifisering av trucker og betongbiler. Landstrøm er et svært gunstig tiltak som følge av skip med høye effektbehov og lange liggetider.
- **Ormsundkaia - Område 88.** Basert på aktivitet i 2018 er det ikke et prioritert område, men på grunn av økt satsning forventes det høyere aktivitet. Her er det allerede gjort mange forberedelser til et landstrømanlegg og investeringskostnaden er derfor lav.

Middels prioriterte områder

Disse områdene er samlet sett samfunnsøkonomisk lønnsomme å elektrifisere. Samlingen av tiltak er ikke nødvendigvis bedriftsøkonomisk lønnsom for Oslo Havn.

- **Tankskiputstikkeren/Østre Sjursøykai - Område 82/83.** Gode tiltak på landstrøm, men området befinner seg på i en EX-sone. Det foreslås å opprette en dialog/samarbeid med andre havner som har tilsvarende problematikk.
- **Nordre Kongshavnkai - Område 62.** Svært godt tiltak på landstrøm. Det foreslås en mobil landstrømløsning som følge av fremtidig utviklingsplaner. Dermed er ikke permanent infrastruktur anbefalt.
- **Søndre Bekkelagskai - Område 86.** Middels godt tiltak på landstrøm og liten barriere med få unike skip.

Tidslinje innfasing anbefalte tiltak



Figur 3: Øverst vises tidslinje for når det anbefales at tiltak gjennomføres. Nederst vises det hvordan dette påvirker prosentvis årlige utslipp i forhold til 2018 frem mot 2030 som med disse tiltakene vil kunne redusere utslippene med 85-100%.

Oppbygning av rapporten

Denne rapporten har hovedkapitler som er logisk bygget opp ved at innledende kapittel presenterer bakgrunnen for behovet for konseptutredning, som etterfølges av beskrivelse av metodikk og gjennomgang av tekniske konsepter som er utredet. Dette gir grunnlag for å presentere funn og anbefalinger på både områdenivå og havnen som helhet.

Kapittel 1 forklarer hvordan denne utredningen bygges videre på tidligere planarbeid i havnen og mål om reduksjon av klimagassutslipp. Dette er nyttig hvis man ønsker å forstå hvilke funksjon havnen har i samfunnet, hvor store utslipp dette medfører, og hvordan Oslo Havn følger kommunens ambisiøse mål om reduserte klimagassutslipp.

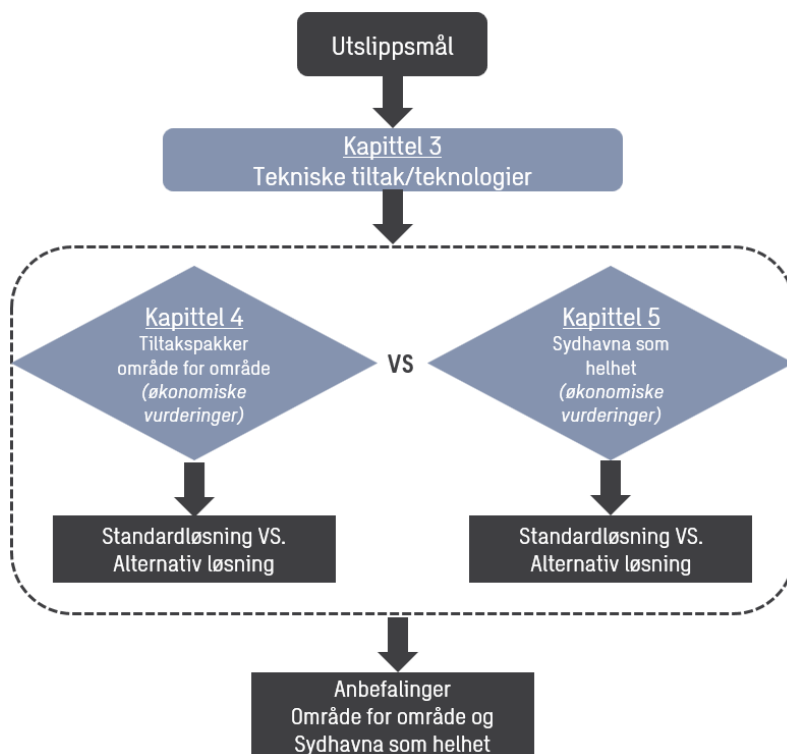
I videre kapitler er selve konseptutredningen forklart stegvis. **Kapittel 2** gir en kort intro av metodikk og arbeidet med kartlegging av energibehovene i havnen, som danner beregningsunderlaget for utredningen. Dette kapitlet presenterer også definisjonene for de forskjellige løsningene, som muliggjør økonomisk sammenligning. Disse definisjonene er essensiell å forstå før videre lesning.

Kapittel 3 går i dybden på hvert enkelt tekniske tiltak, og presenterer hva teknologien innebærer og modenhet. Metodikk og tekniske/økonomiske forutsetninger forklares detaljert, mer enn introdusert i forrige kapittel. Det er ikke behov for å lese delkapitlene kronologisk, slik at det er mulig for leseren å hoppe mellom kapitlene.

Kapittel 4 tar for seg systemløsninger område for område. Leseren anbefales å lese de fire første delkapitlene der det gis en systematisk innføring med hensyn til økonomi/lønnsomhet, forutsetninger, klimagassutslipp og juridisk/organisatoriske forhold. Resterende delkapittel er enkeltvis for hvert område, og her er det mulig å lese kapitlene uavhengig av rekkefølge. Delkapitlene starter med en oppsummering og konklusjon og gir deretter en kort introduksjon til området med kartutsnitt og forklaring av dagens aktiviteter, samt nåværende og fremtidig energi/effektbehov. Videre presenteres forslag til tiltakspakke, med økonomisk sammenligning, reduserte klimagassutslipp. Siste delkapittel med sammenfatning av områdegjennomgang, inneholder flere konklusjoner som er viktig å få med seg.

I **kapittel 5** presenteres fordelene ved å se hele havnen som ett mikronett, uten geografiske begrensinger med hensyn til plassering av trafoer. Funnene for mikronett sammenlignes med selvstendige tiltak område for område med et samlet større anleggsbidrag for oppgradering av høyspentkabler til området og oppgraderinger ved Bekkelaget transformatorstasjon.

Avslutningsvis, i **kapittel 6**, avrundes rapporten med anbefaling til videre arbeid og vedlegg.



1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Oslo Havn KF søkte Enova for å gjennomføre «Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem». Bakgrunnen var å finne løsninger for å redusere klimagassutslipp fra Sydhavna i Oslo havn, gjennom innovativ elektrifisering, bruk av egenprodusert energi, lokal distribusjon og -lagring.

Utslippene i Sydhavna kommer fra skip, bygg, industri, kraner og landtransport i og i tilknytning til havnen. Utslippene kan reduseres betydelig ved utbygging av landstrøm, elektrifisering av terminalutstyr som kraner og trucker samt elektrifisering og biogass for tungtransport. Sjøtransport trenger i tillegg flere andre former for drivstoff for å nå de ambisiøse utslippsmålene, for eksempel hydrogen.

Konseptutredningen vil vurdere hvordan Sydhavna kan redusere utslippene med dagens teknologi og sammenligne dette opp mot mer innovative løsninger der man utnytter kraftnettet bedre og for og blant unngå store effekttopper i kraftnettet. Konseptutredningen vil se nærmere på følgende temaer:

- hvordan lokal elektrisitetsproduksjon og batterier kan redusere behovet for fremført effekt,
- om dagens og fremtidens (autonome) skip og havn vil kreve lokal databehandling,
- hvordan et nærliggende renseanlegg kan forsyne området med biogass og spillvarme,
- hvordan innovativ produksjonsteknologi for hydrogen kan muliggjøre lokal hydrogenproduksjon til forsyning av skip,
- om havnen bør og kan forsyne tungtransport med innovative drivstoffløsninger,
- om nettanlegg og batterier kan graves ned ved hjelp av innovative løsninger,
- hvilke drivstoff som kan være relevante å produsere og eventuelt distribuere i Oslo havn,
- og sist men ikke minst – hvordan hele energisystemet kan styres og optimaliseres med smart styringssoftware.

Som underliggende premiss, ligger kostnadseffektivitet i de innovative løsningene for Sydhavna. Rederiene er avhengige av sikker forsyning av elektrisitet/hydrogen eller andre utslippsfrie drivstoff til stabilt lave priser for å gjøre nødvendige ombygginger og tilpasninger av sine skip. Belastningen på nettet må derfor holdes moderat.

Ledelsen i Oslo Havn KF forventer at dette arbeidet skal gi anbefalinger om hva som skal til for at Sydhavna skal bli en nullutslippshavn. Rapporten vil peke på viktige grunnprinsipper som bør følges i framtidig utbyggingsprosjekter, prioriteringer og mulige konkrete prosjekter i Sydhavna.

For å gjennomføre konseptutredningen har Oslo Havn KF tatt initiativ til et samarbeid med Hafslund Rådgiving, Vann og avløpsetaten (VAV) og Klimaetaten (KLI). Sweco er innleid for å analysere funn, bidra med viktig kompetanse og ferdigstille denne rapporten som en leveranse til Enova som har gitt støtte arbeidet.

1.2 Om Oslo Havn KF



Oslo Havn er et kommunalt foretak i Oslo kommune med eget styre. Foretakets formål er å sørge for effektiv og rasjonell havnedrift, for å tilrettelegge effektiv og miljøvennlig sjøtransport, føre oppsyn med trafikken i havnedistriktet, samt forvalte havnens eiendommer og innretninger på en økonomisk og miljømessig god måte. Foretakets forvaltning og tjenesteproduksjon er sertifisert etter miljøstandarden ISO 14001. Omlag seks millioner tonn gods og sju millioner reisende kommer sjøveien til Oslo hvert år.

Oslo havn er Norges største offentlige gods- og passasjerhavn. I en normaluke anløper det mellom 50 og 70 skip med gods og passasjerer til havna. Omlag seks millioner tonn gods og sju millioner reisende kommer årlig til Oslo sjøveien – enten på godsskip, med fergene fra Danmark og Tyskland, på cruisebåter og charterbåter eller på lokalfergene. Kaia på Rådhusbrygga er landets travleste fergeknutepunkt. Herfra går båtene til Nesodden og Slemmestad med nesten fire millioner passasjerer årlig. Videre blir omlag én million passasjerer fraktet med lokalfergene til Bygdøy og øyene i Oslofjorden. Bildet under viser lokasjonen til de ulike terminalene i Oslo havn og hvilke typer gods som håndteres.



Figur 4 Bildet viser lokasjonen til de ulike terminalene i Oslo havn og hvilke typer gods som håndteres på Sydhavna.

I 2008 ble Bystyrevedtaket om Fjordbyen besluttet. Siden den tid har Oslo Havn KF gjennomført en transformasjon av havna. Store areal som før var havneterminaler er nå boliger og publikumsattraksjoner (Bjørvika, Tjuvholmen og Sørenga). Sammen med etablering av Havnepromenaden i Byhavna og effektivisering i Sydhavna, har havnens kunder og operatører i Oslo klart å opprettholde mengden gods, 5-6 millioner tonn årlig, på tross av sterkt redusert areal og kaier.

Denne konseptutredningen fokuserer på godshavna, Sydhavna. Der håndteres alle typer gods som distribueres til Norges tettest befolkede område i og rundt Oslo. Byen vil fortsette å vokse, men Oslo er også Norges logistikk knutepunktet. Nasjonal transportplan (NTP) beskriver et økt transportbehov i neste periode 2022-2033. Med støtte fra NTP beskriver logistikk og markedsutvikler i Oslo Havn KF, Carl Johan Hatteland, Oslo sin nasjonale rolle slik:

«Oslo er på grunn av sin geografiske plassering og sine demografiske forutsetninger det naturlige logistikknavet i Norge for veg, sjø, bane og luft. Lager- og logistikkfunksjoner har utviklet seg rundt gods- og logistikknavet Oslo for å gi norsk næringsliv og industri tilgang til et bredt spekter av konkurransedyktige logistikk-løsninger. 5-10 % av de sysselsatte i Oslo og (tidl.) Akershus forsyner sysselsatte innen industri, bygg- og anlegg og varehandel i Oslo og resten av landet med lager- og transporttjenester. Dette logistikknavet er grunnlaget for kombitransport på bane i Norge, og gods med gjennom Oslo havn utgjør en stor andel av godset som distribueres videre på bane i Norge».

Sjøtransport er dagens mest energieffektive transportform, og det er rom for økt kapasitet på sjøen sammenlignet med overbelastete veier. Utvikling av Sydhavna i Oslo til å bli en nullutslippshavn er slik et viktig bidrag for å redusere nasjonale utslipp fra transportsektoren.

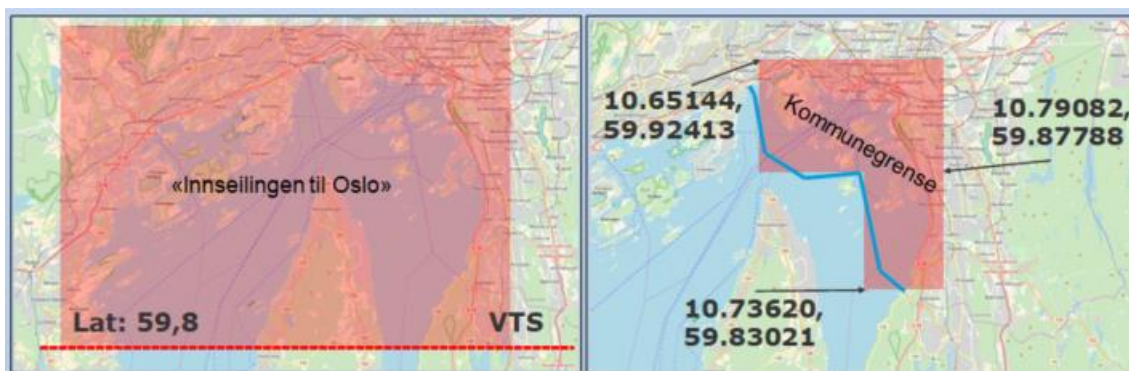
Oslo havn er en flerbrukshavn med mange ulike typer skip og gods. Den varierte trafikken og driften gjør det nødvendig å bryte ned trafikken i undersegmenter basert på skipstype og driftsmønster. Dette er nødvendig både for å identifisere de største utslippsbidragene, men også for å identifisere målrettede utslippsreducerende tiltak.

Oslo Havn har som en del av sin strategiplan for perioden 2019-2034, mål om at 50 prosent mer gods og 40 prosent flere passasjerer transporteres via byens havn. Samtidig har havnen, i henhold til Nullutslippsplanen et mål om 85 prosent reduksjon av CO2 utslipp innen 2030.

1.3 Nullutslippsplan

Oslo bystyre vedtok høsten 2018 Byrådets «handlingsplan for Oslo havn som nullutslippshavn». Dette er en svært ambisiøs plan for å redusere Oslo Havns utslipp med 85 % innen 2030.

Handlingsplanen omfatter all kommersiell aktivitet på sjøen innenfor området «Innseiling Oslo» (området dekker all aktivitet nord for 59,8 grader, ved Steilene, utenfor Nesodden), som vist i Figur 5. Videre inngår også aktivitet som foregår på landsiden av havneområdene i Oslo havn, inkludert flytting og lasting av gods og varer. Avgrensningen mot området som dekkes av «Innseiling Oslo» er gjort for å bevare kompatibilitet med tidligere lokalsutslippsutredninger fra skip og havn i Oslo kommune, og samtidig stimulere til nullutslippsløsninger ved aktivitet knyttet til inn- og utseiling av Oslo havn.



Figur 5 Grensen for «innseiling Oslo», sør for Steilene på Nesodden (venstre) og Oslos kommunegrense (høyre). Avgrensningen «innseiling Oslo» gjør at utslippene til Oslo Havn totalt sett estimeres en del høyere enn utslippene fra kommunefordelte utslippsstatistikken til miljødirektoratet.

Ny byrådsplattform i 2019

I forbindelse med ny byrådsplattform i 2019 ble det lagt frem nye mål for Oslo Havn. I tillegg til det overordnede målet om 85 % utslippsreduksjon vil byrådet:

- Flytte mer transport av gods fra vei til sjø, i samarbeid med Viken og staten.
- Sørge for at all håndtering av varer og gods i Oslo havn skal være utslippsfri innen 2025.
- Gjennomføre et pilotprosjekt for utslippsfrie lastebiler for frakt inn og ut av havna.
- Øke miljødifferensieringen av havneavgiften for å stimulere til bruk av landstrøm og skip med lavest mulig utslipp.

I arbeidet med denne konseptutredningen har det vært relevant og naturlig å inkludere målsetningen om utslippsfri håndtering av varer og gods innen 2025 i utredningene.

Klimagassutslippene - Oslo Havn:

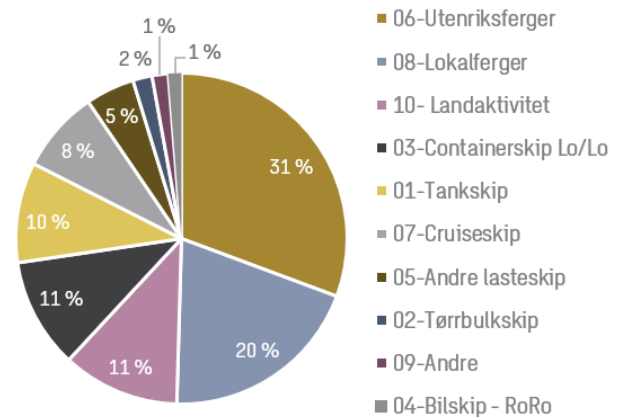
Oslo Havns totale utslipp innenfor «innseiling Oslo» er beregnet til 56 730 tonn CO₂ i 2018. Dette tilsvarer ca. 4 % av utslippene til Oslo Kommune. De totale utslippene til kommunen var 1,3 millioner tonn CO₂ i 2018.

Fordelingen av de største utslippskildene er vist i figur 5.

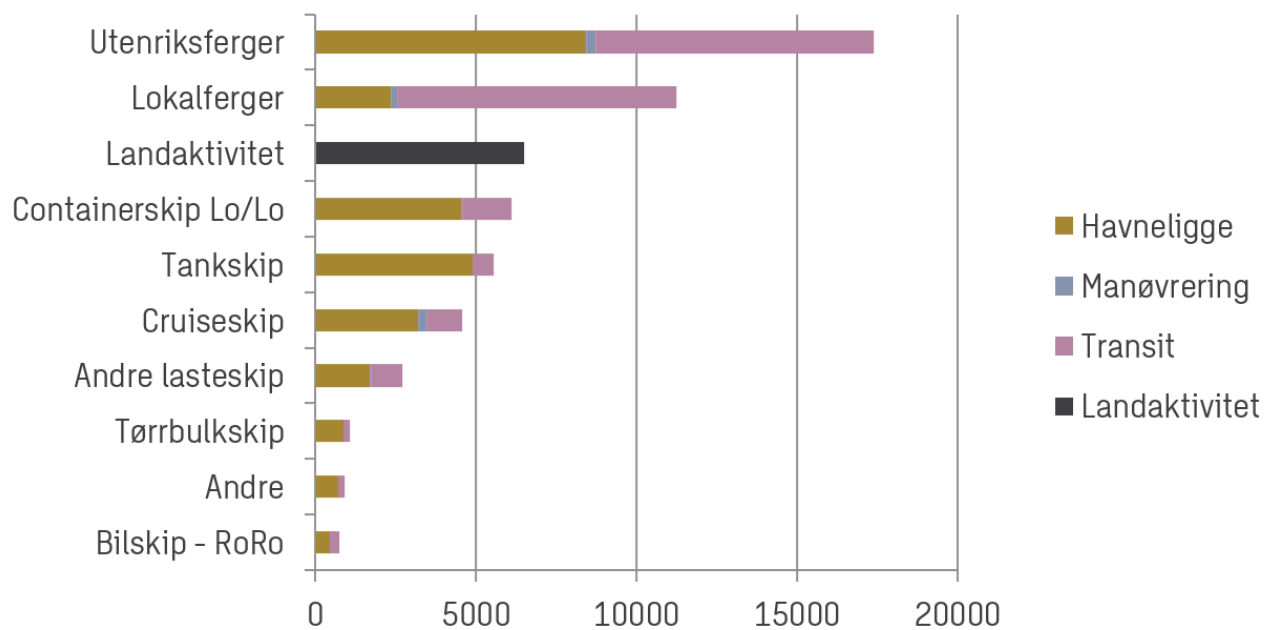
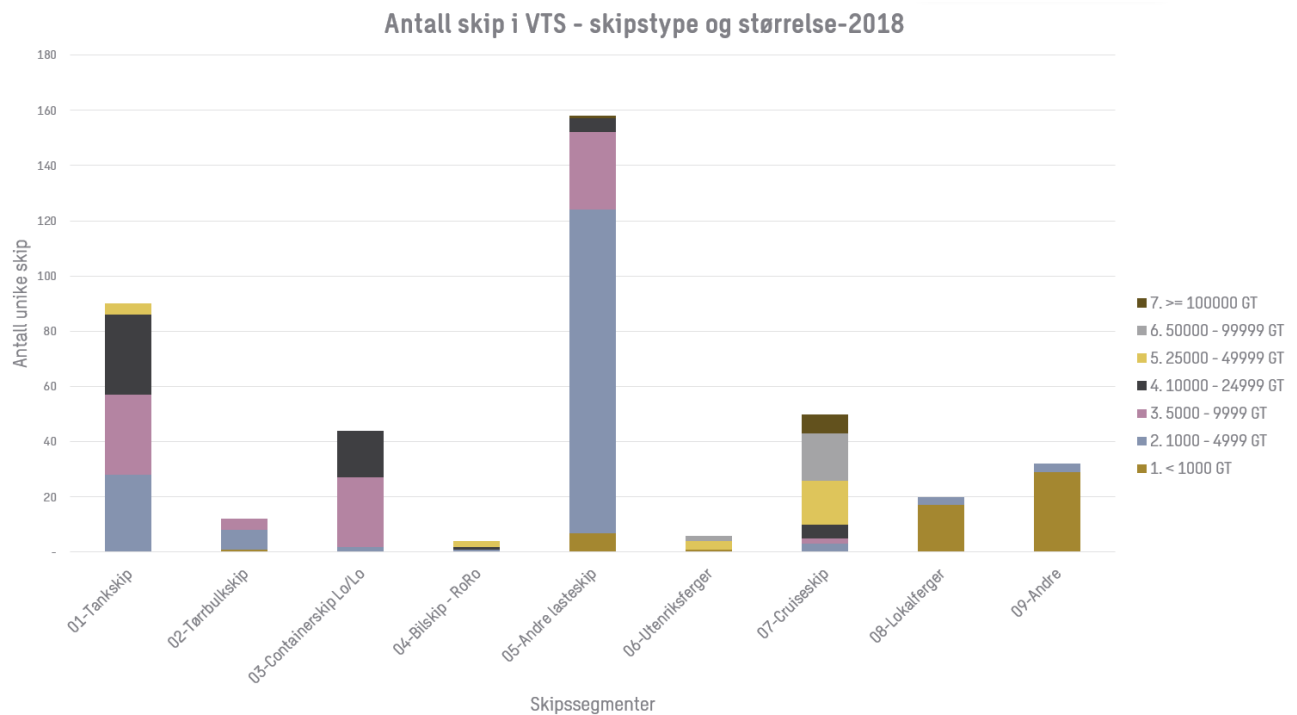
De største utslippene er de faste anløpene som kommer hver dag slik som utenriksfergene (31 %) i tillegg til den lokale trafikken til ruter (20 %) og deretter etterfulgt landaktivitet (11 %), container (11 %) og tankskip (11 %).

Utslippstallene for sjøfart er levert av DNV GL, og satt sammen med beregninger Oslo Havn selv har gjort for landaktiviteten.

Fordeling av totale CO₂-utslipp innenfor systemgrensen "Innseilingen til Oslo"



Figur 6: Fordelingen av utslipp innenfor systemgrensen "Innseilingen til Oslo" inkludert landaktivitet i 2018



Ser man på fordelingen av utslipp på de ulike operasjonsmodusene er ca. 48 % knyttet til kailigge, 39 % knyttet til innseiling- og utseiling, og de resterende hovedsakelig knyttet til landaktivitet, vist i figur 8.

En observasjon fra figuren er at havna potensielt kan kutte ca. 60 % av de totale utslippene gjennom utslippsfri landaktivitet og landstrøm. De resterende 25 % må tas igjennom utslippsfri inn- og utseiling.

Utslippsutviklingen i Oslo havn:

Oslo Havn har jobbet lenge med å etablere nullutslippsløsninger i havna. Kielfergene har hatt landstrøm siden 2011. Nytt landstrømmanlegg for de øvrige utenriksfergene stod klart på Vipptangen i 2018 og vil tas i bruk i 2019 og 2020. Videre er det planer for landstrømmanlegg for sementskip på Sydhavna. Ruter har elektrifisert deler av Nesoddensambandet, og Øybåtene skal elektrifiseres i 2021. Det er forventet at dette gir utslag på statistikken de neste årene.

Metodik og usikkerhet for beregning av klimagassutslippene

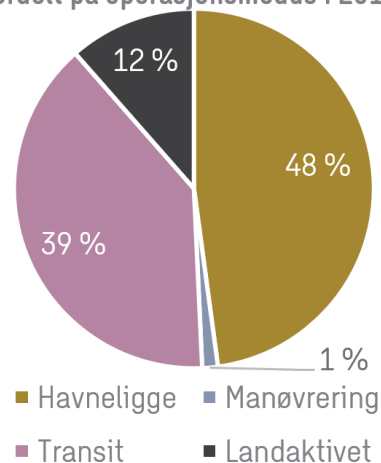
I arbeidet med konseptutredningen har det vært nødvendig å benytte en «bottom-up» tilnærming for å få et mer detaljert og finmasket bilde over utslippene og hvor utslippene er fordelt geografisk på Sydhavna. Utredningen har samlet informasjon om forbruksdata på alle kjøretøy/terminalutstyr, fossilt oljeforbruk i bygg, tillegg til beregninger av CO₂ utslipp basert på havneloggen.

En «bottom-up» tilnærming fungerer godt ved beregning effekten på hvert enkelt klimatiltak, i tillegg til å sortere ut tiltakene som gir mest mulig miljø pr. investerte krone.

Utslippstallene som normal leveres fra DNV GL har en top-down tilnærming der store datamengder basert på AIS-data er aggregert ned til skipssegmenter. Denne tilnærmingen er relativt nøyaktig for skip i bevegelse, men blir mindre presis for forbruk og utslipp som foregår når skip ligger til kai og gjennomfører havneoperasjoner, eller opererer med svært lav hastighet. Videre er metodikken i utgangspunktet utarbeidet med tanke på nasjonale/regionale utslippsregnskap hvor datamengdene aggregeres til flåter av skip, og usikkerheten øker når man tilnærmer seg enkeltskip. Utslippstallene til DNV GL er heller ikke geografisk fordelt mellom Sydhavna og Byhavna.

For de totale utslippene til Oslo Havn er DNV GLs estimer brukt, og for beregningene av utslippene på Sydhavna har utslippene blitt beregnet igjennom konseptutredningens metodikk. De ulike metodene vil kunne gi avvik mellom utslippene, og det er viktig å presisere at utslippsberegninger ved begge metoder må betraktes som retningsgivende estimer for å identifisere de viktigste tiltakene.

CO₂-utslipp innenfor "Innseiling Oslo" fordelt på operasjonsmodus i 2018



Figur 9 Fordeling av utslipp basert på operasjonsmodus innenfor systemgrensen. Utslippene fra sjøfart er levert av DNV GL, og utslippene fra landaktiviteten er beregnet av Oslo Havn.

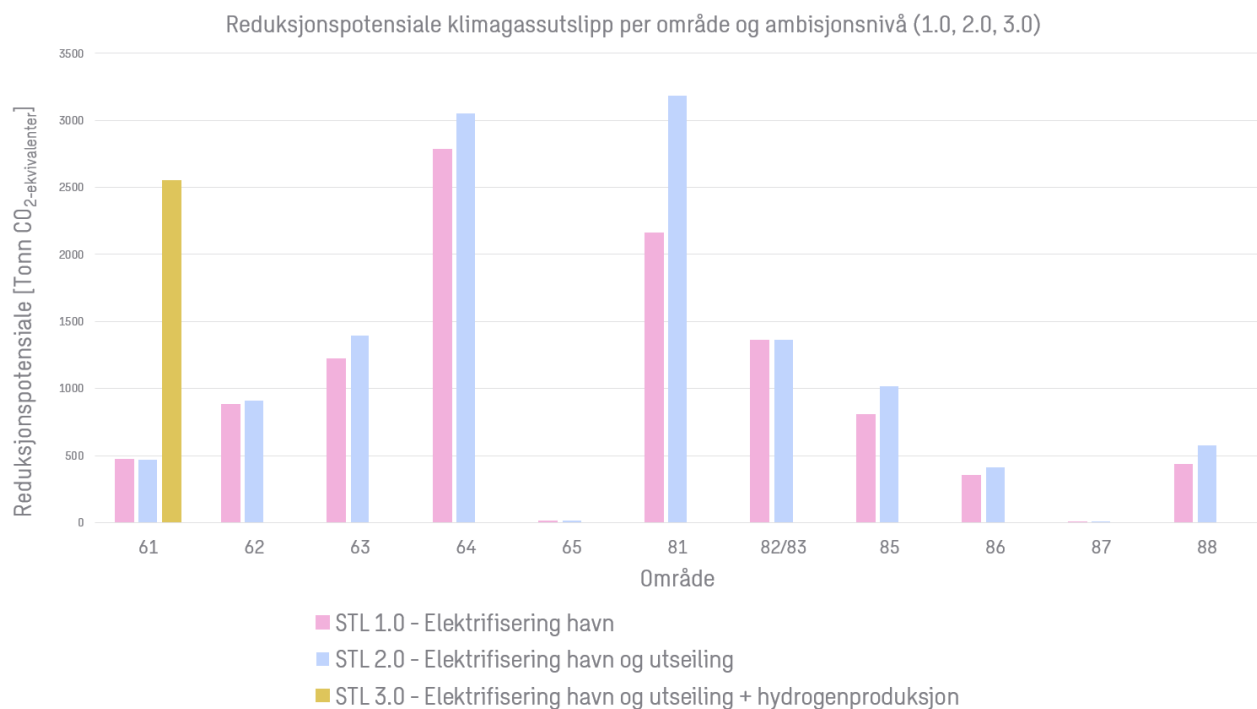
Klimagassutslippene - Sydhavna

De totale utslippene til Sydhavna innenfor systemgrensen er beregnet til ca. 16 400 tonn CO₂. Utslippene til sjøfarten står for ca. 75 %, mens fossiloppvarming og landaktivitet står for ca. 25 %.

Utslippene i Sydhavna er fordelt geografisk basert på områdeinndelingen til Oslo Havn, vist i figur 9. Den geografiske fordelingen av utslipp viser at potensialet for utslippsreduksjon er størst på Nordre Sjursøykai (64), containerterminalen (81), Oljeskiputstikkeren (82) og Søndre kongshavn (63).



Figur 10 Geografisk fordeling av områdene på Sydhavna.



Figur 11 Sammenligning av utslippsreduksjonspotensialet for de ulike områdene for de ulike omfangene 1.0, 2.0 og 3.0. Ambisjonsnivå 1.0 inkluderer elektrifisering av havnen (landstrøm og utslippsfri landaktivitet), Ambisjonsnivå 2.0 inkluderer lading innenfor «innseiling Oslo» og Ambisjonsnivå 3 inkluderer også hydrogenproduksjon i havna.

Figur 11 gir en pekepinn på hvilke områder som bør prioriteres når man skal bygge infrastruktur til landstrøm og ladeinfrastruktur. Nordre Sjursøykai (64) og containerterminalen (81) skiller seg ut som to områder på havna der utslippene er spesielt høye.

Ved en bottom-up fremgangsmåte så ser man at utslippene fra tørrbulk i område 64 er langt høyere enn det DNV GLs AIS data tilsier. Årsaken er at en del av tørrbulk skipene gjør svært energikrevende

losseoperasjoner når de ligger til kai. Dette har blitt fanget opp gjennom spørreundersøkelser og intervjuer hos rederier og havneaktører. For de øvrige skipene er referansetallene til DNV GL svært like de rapporterte drivstofftallene til skipsagentene.

1.4 Masterplan: områdeforutsetninger og utbyggingsplaner

En viktig del av å realisere Fjordbyplanen er å sikre funksjonell havneaktivitet i Sydhavna. Samfunnsoppdraget om mer gods på sjø er en overordnet føring. Utvikling og investeringer i Sydhavna legger til rette både for vekst og flytting av havnefunksjoner som i dag ligger på Filipstad og Vippetangen.

For Sydhavna foreligger det to reguleringsplaner, en for vei-atkomst og en for kaier og arealer, begge fra 2009. Til dette arbeidet foreligger det også illustrasjoner over mulig utvikling av området. Mellom 2009 og 2016 ble det gjennomført mange store prosjekter, blant annet utbygging av ny containerterminal. I 2016 så en behovet for å stake ut en langsiktig kurs for utvikling av havneområdene i Sydhavna. Arbeidet med Masterplan Sydhavna startet i slutten av 2016.

Utviklingen av Sydhavna styres av dagens virksomheter, markedet, fraflytting fra andre havneområder, nødvendig optimaliseringer og effektivisering.

Oslo Havn KF har investert store beløp i Sydhavna de siste 10-15 årene, særlig i ny containerterminal og står overfor nye store valg i tiden som kommer. Ved å ha en oppdatert og gjennomarbeidet masterplan basert på erfaringsdata, behovsanalyser og markedsutsikter, vil det være mulig å foreta gode og robuste valg for utvikling og investering.

Sydhavna Masterplan har forholdt seg til Havneplan 2013-2030 og nå senest til Strategiplan for Oslo Havn KF 2020-2034, hvor målsettingen er at godsmengden øker med 50 %.

Hovedmål er at Oslo Havn KF skal ha en overordnet og gjennomarbeidet masterplan for videre utvikling av Sydhavna. Denne skal fange opp behovene for å utvikle en havn som er økonomisk, sikker, arealeffektiv og hvor det etableres gode miljømessige og estetiske løsninger i lys av havnas sentrale lokalisering i Oslo.

Masterplanen for Sydhavna viser et fremtidsbilde av Sydhavna i et 30 års perspektiv, og vise faser i utviklingen. Den skal gi grunnlag for å drøfte og organisere beslutninger knyttet til investeringsbehov. Arbeidet er gjennomført med en prosess der kunnskapen og kompetansen er hentet fra ressurser i Oslo Havn sin organisasjon. Kunnskap er strukturert og systematisert som et grunnlag for å definere mål og behov, krav og avhengigheter.

De samme forutsetninger som er lagt til grunn for masterplanen legges også til grunn for utviklingen av Sydhavna som nullutslippshavn og er slik benyttet i arbeidet med konseptutredningen.

Følgende legges til grunn for utviklingen i Sydhavna:

- Det er forutsatt at containerhavn og våtbulkområde blir liggende på samme sted som i dag.
- Tørrbulk og annet stykkgoods prioriteres foran tomcontainerdepot på Nordre Sjursøy og Kneppeskjær. Fremtidig utvidelse for tørrbulk og annet stykkgoods er hensiktsmessig både på Ormsund og Kongshavn (ved utbygging).
- Tomcontainerdepot samles på Østre Sjursøykai, øst for våtbulkområdet.
- Ro/ro ny linje og bilimport bør ligge samlet på Ormsund og Bekkelagskaia.
- Når tørrbulk/stykkgoods prioriteres på Kneppeskjær og ro/ro bilimport og ny linje legges til Bekkelagskaia/Ormsund, medfører det at terminal for container må legges til Kongshavn.
- Dersom Kongshavn bygges bør Kongshavnbukta fylles ut.
- Det gir begrenset gevinst å bygge ut Nordre Sjursøy fordi tiltaket ikke gir lengre kai.

Anbefalt strategi for videre utbygging i Sydhavna er gradvis utvikling

Strategien omhandler flere typer tiltak, som i prinsippet kan deles i to:

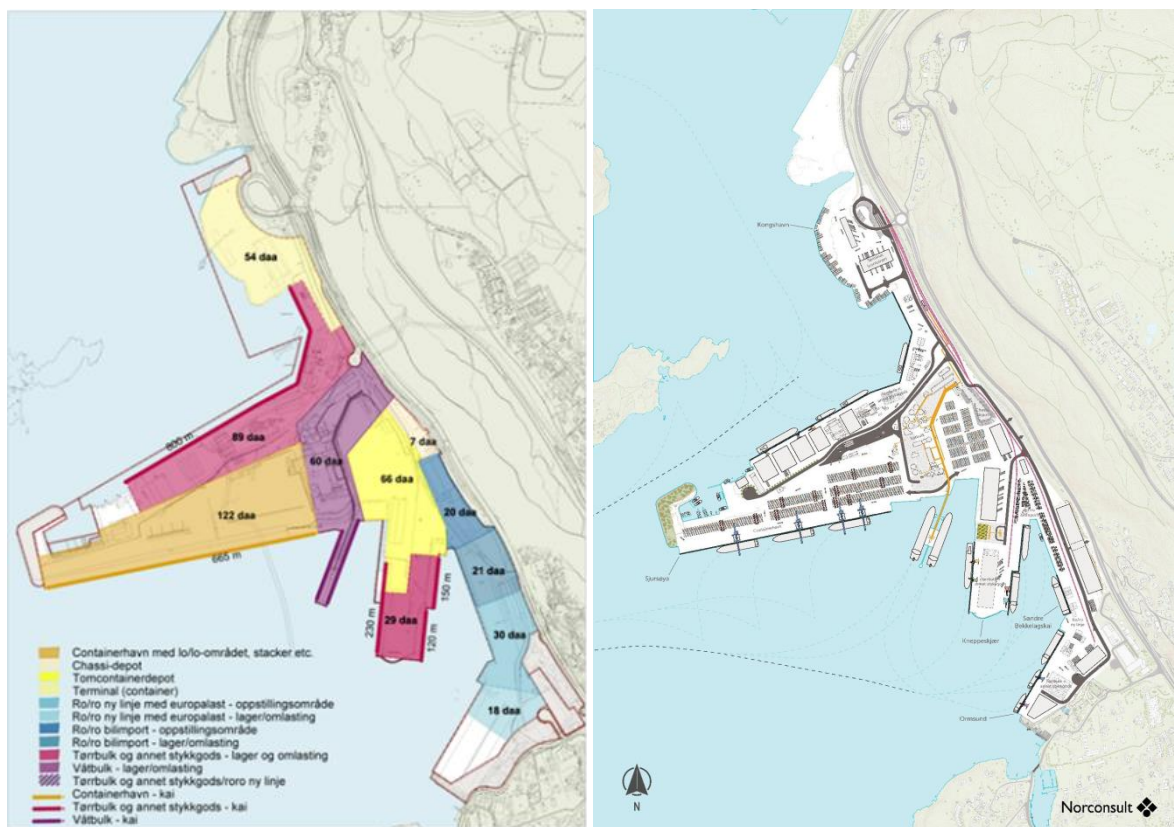
- 1) Tiltak for å optimalisere dagens areal og kai.
- 2) Utbygging av nytt areal og kai.

Strategien forutsetter en kontinuerlig effektivisering av arealbruken for tørrbulk og annet stykk gods sammenlignet med dagens situasjon. Alle tiltak kan i utgangspunktet gjennomføres parallelt, basert på nærmere vurderinger av nytte/kost.

Tiltak type 1 (2020-2030)

Tiltak type 1 legges til grunn i konseptutredningen som følge av tidsaspektet mot 2030 som er da Oslo Havn utslippsmål om 85 % skal være nådd.

Det prioriteres en betydelig effektivisering av dagens arealer for alle godstyper. Utnyttelse av de ledige arealene som fortsatt finnes i Sydhavna, med prioritet til tørrbulk og annet stykk gods. Deler av areal på Kongshavn utvikles til terminal. Arealer og kai på Ormsund kan dekke økt volum av tørrbulk og annet stykk gods, alternativt egen ro/ro-linje. Ledig areal og kai helt syd på Ormsund kan tas i bruk til tørrbulk og annet stykk gods. Det er også potensial for vekst i eksisterende containerterminal.



Figur 12 Reguleringsplanen for Sydhavna og illustrasjon med tiltak i type 1, optimalisering av dagens areal og kai.

Tiltak type 2 (2030-2050):

A) Havnebassenget på Sjursøya fylles igjen, dels til container og dels til kai og areal for tørrbulk og annet stykkgoods. Det etableres beredskapshavn på Kongshavn.

B) Nytt areal og kai på Kongshavn, for å kunne håndtere ytterligere vekst i tørrbulk og annet stykkgoods. Ved utbygging av Kongshavn kan Ormsund disponeres til ro/ro-linje.

Masterplanens anbefalinger for gradvis utvikling av Sydhavna er illustrert i bildene under fra dagens situasjon og mulig areal og bygg ferdig utviklet i 2050.

Konseptutredningen har vurdert arealbehov til nullutslippsløsninger og mulig lokal energiproduksjon. Dette er ikke illustrert i figurene under som ble utarbeidet før konseptutredningen.

Illustrasjonen under viser Sydhavna i dag mot et fremtidsbilde av Sydhavna i 2050.



Figur 13 Illustrasjon med tiltak type 2, utbygging av nytt areal og kai



Figur 14 Illustrasjon av Sydhavna i dag og et mulig fremtidsbilde i 2050

2 Metode og forutsetninger

Dette kapitlet presenterer metodisk tilnærming og forutsetninger som ligger til grunn i utredningen. Det skal med dette være mulig å forstå hvilket underlag som er innhentet og brukt, samt framgangsmåte i beregninger, som gir anledning til å gjenskape eller bygge videre på resultatene. Underkapitlene presenterer underlagsdokumenter, kartlegging av dagens situasjon, oppbygningen av energimodell, overordnede forutsetninger og definisjoner for sammenlignbare løsninger.

2.1 Formål, problemstillinger, avgrensninger

Hovedmålet med denne rapporten er å kartlegge nåværende og fremtidig energi- og effektbehov, og bruke dette underlaget for utredning av hvilke tekniske tiltak som er nødvendig for å oppnå nullutslipp av klimagasser i Sydhavna i 2030.

Utredningen har som nevnt innledningsvis mottatt støtte fra Enova og arbeidet har derfor forholdt seg til prosjektbeskrivelsen som lå til grunn for søknaden. I tillegg har utredningsgruppen forholdt seg til prosjektmandat fra ledelsen i Oslo Havn KF. Det har vært en målsetning å svare på de relevante problemstillingene som på det tidspunktet ble knyttet til konseptet, av både teknisk, juridisk og energikonomisk art. For Oslo Havn KF er målsetningen at rapporten gi anbefalinger om hva som skal til for at Sydhavna skal bli en nullutslippshavn.

Det er nødvendig å påpeke at ved et så stort og komplisert prosjekt vil det være misledende å gi ett entydig fasitsvar på hva som er best teknisk, økonomisk eller miljømessig løsning. Parametere som skal optimaliseres krever som regel alltid visse antagelser og forenklinger og disse blir ofte glemt når de «ferdige» tall presenteres. Gjennom rapporten tilstrebes det derfor i størst mulig grad å tydeliggjøre metodikk og forutsetninger, samt påpeke hvor usikkerhetene ligger, for på den måten å gjøre beslutningsgrunnlaget sporbart og transparent.

Utredningen har forskjellige avgrensninger som er listet opp:

- Mikronett sees ikke på i detalj med hensyn til oppbygning av den eksakte nettinfrastrukturen. Det regnes på hva den største lønnsomme investeringen for mikronett kan være sammenlignet med alternativet.
- Havnedrift og -areal er svært viktig. Dette legger begrensninger ved utførelse med hensyn til plassering av utstyr og koordinering av drift for å hindre nedetid.
- Det er mange aktører i havnen. De forskjellige typer kontraktene, avtaler og bedriftsplaner for aktørene kan gjøre det utfordrende for Oslo Havn KF å få utføre nullutslippsløsninger kjapt.
- Det er kun sett på reduksjon av direkteutslipp av klimagasser innad i havnen, og ikke livsløpsanalyse som for eksempel for batterier, solceller eller elektrolyser.
- Energieffektivisering er ikke utredet i særlig grad, men under kartleggingen av energi- og effektbehov er det funnet betydelig potensiale for å utrede dette videre, dette gjelder for eksempel belysning i havneområdet. Det er allerede bestilt funksjonsbeskrivelse for energioppfølgingssystem.
- Det er ikke regnet på gevinsten av salg av fleksibilitet til fleksibilitetsaggregatorer som NODES eller Statnett, men det er adressert som et tilleggspotensial.

2.2 Underlagsdokumenter

Oslo Havn har laget planer for utbygging og reduksjoner av klimagassutslipp som er førende for denne utredningen. «Masterplan Sydhavna 2020-2050» inneholder en anbefalt strategi for videre utvikling av Sydhavna frem mot 2050. Planen gir et bedre underlag for denne utredningen med hensyn til utbygging av kaier og plassering av bygninger. Den hensyntar 50% mer gods gjennom havnen frem mot 2030.

Byrådets «handlingsplan for Oslo havn som nullutslippshavn» vedtatt i 2018 viser fordelingen av utslipp i Oslo havn. Handlingsplanen lister opp 17 potensielle tiltak for reduksjon av klimagassutslipp. Det er 3 av punktene som er førende for denne utredningen, som gjelder pådriver for å få flyttet gods fra vei til sjø (tiltak 9.3.1), bidra til utslippsfri aktivitet ved håndtering av varer og last i havnen, og andre aktiviteter i havneområdet (tiltak 9.3.9) og utslippsfri transport til og fra Oslo havn (tiltak 9.3.10).

I tillegg ble det lansert nye mål i byrådsplattform i 2019 der det blant annet ble nevnt målsetning om at all håndtering av varer og gods skal bli utslippsfritt innen 2025.

Litteraturstudie «andre havner», og trender for maritim grønn omstilling (alternative drivstoff).

2.3 Kartlegging Sydhavna

Innledningsvis ble det avholdt brukermøte med de største aktørene i havnen. På møtet ble det informert om målet med utredningen og aktørene ble invitert til å bidra med å fremskaffe nødvendig underlag, samt fortelle om hvilke planer de har for utslippskutt. Det ble i etterkant av møtet sendt ut skjema til hver aktør der det var etterspurt eksisterende energiforbruk for bygg/industri, type, størrelse og antall skip/kjøretøy, drivstofforbruk, bruksmøter på skip/kjøretøy som kjøretid og distanse, og estimert økning av skip/kjøretøy i 2030. Skjemaene er så blitt gjennomgått med hver aktør i egne intervjuer.

Skipenes energi- og effektbehov er beregnet basert på havneloggen/besøksloggen til Oslo havn. Havneloggen inneholder data om blant annet skipstype, skipsstørrelse, anløpssted og liggetid. Denne dataen er koblet opp mot database om skipenes kraftbehov ved kailigge. Når disse dataene er koblet gir det et godt utgangspunkt for å dimensjonere og utplassere landstrømpunktene.

For å kartlegge dagens elektriske kraftbruk, samt utformingen og kapasiteten i strømmettet har det blitt ført en tett dialog med Hafslund Nett, nå kalt Elvia, som er netteier i Oslo. Alle målerpunkt i Sydhavna ble kartlagt uten kundenavn, og målt forbruksdata for de siste tre årene ble hentet ut for alle punktene. Videre ble alle fordelingstransformatorer på området kartlagt, med plassering, tilhørende målerpunkt, dimensjonerende effekt og spenningsnivå. Slik kunne forbruksdata for alle målerpunkt aggregeres og knyttes til sine respektive fordelingstransformatorer.

Ved å finne timen med høyest belastning de siste tre årene på hver fordelingstrafo kan man identifisere et øyeblikksbilde av ledig trafoeffekt på området, basert på dagens situasjon. Selv om de ulike maksbelastningen ikke inntreffer i samme time skisserer denne tilnærmingen den verst tenkelige belastningen i nettet på Sydhavna, og som igjen gir ledig kapasitet. Det ble også beregnet hvor mye elektrisk energi som benyttes årlig på området.

De estimerte anleggsbidragene på området er basert på de bestemte effektbehovene tilknyttet landstrøm og lading av landtransport. Med utgangspunkt i dagens nettsituasjon er det blitt brukt erfaringstall for anleggsbidrag til å gjøre kostnadsoverslag for tiltakene som må gjøres i nettet for å imøtekomme de nye effektbehovene.

For å gjøre det lettere å ha oversikt over havneområdet ble det tidlig i utredningen etablert et interaktivt kart via «maphub», der alle prosjektmedlemmene hadde tilgang og mulighet til å redigere. I kartet er det mulig å legge inn koordinatfestede poster og definere areal med relevant informasjon. Innledningsvis ble de forskjellige havneområdene definert med systemgrenser, og tilhørende nettstasjoner ble plassert med informasjon om kapasitet og dagens maksimale effektbelastning. I løpet av utredningen er det blitt lagt inn forslag til plassering og størrelse av landstrømpunkter, ladeinfrastruktur på land, hydrogenproduksjon og solcelleanlegg. Utklipp fra maphub er brukt i delkapitlene under kapittel 4.

2.4 Overordnede forutsetninger

Overnevnte underlag danner grunnlag for beregninger og forutsetninger i utredningen. Her listes opp overordnede forutsetninger for utredningen. De teknologispesifikke og detaljerte forutsetningene finnes i kapittel 3 «Tiltak» under hvert av de relevante delkapitlene.

- Fremtidig elektrisitetsbehov er ekstrapolert ut fra målte verdier fra 2018 med timesoppløsning. De målte verdiene stammer fra dagens aktivitet som i all hovedsak er fra bygg, kraner, områdebelysning, reefere og noen elektriske trucker med mer. Temperaturavhengig forbruk er ikke temperatorkorrigert. I tillegg er det beregnet elektrisitetsbehovet for de ulike landkjøretøyene på Sydhavna om de konverteres fra diesel til elektrisitet. Det samme er gjort for landstrøm til skip og lading av batterier skip.
- Strømpris, hverken spotpris eller nettleie er regnet inn som økte. Men vi har dette med i modellene som en følsomhetsberegning. NVE forventer at gjennomsnittlige strømpriser vil øke med rundt 7 % fra 2022 til 2040.¹

¹ http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf

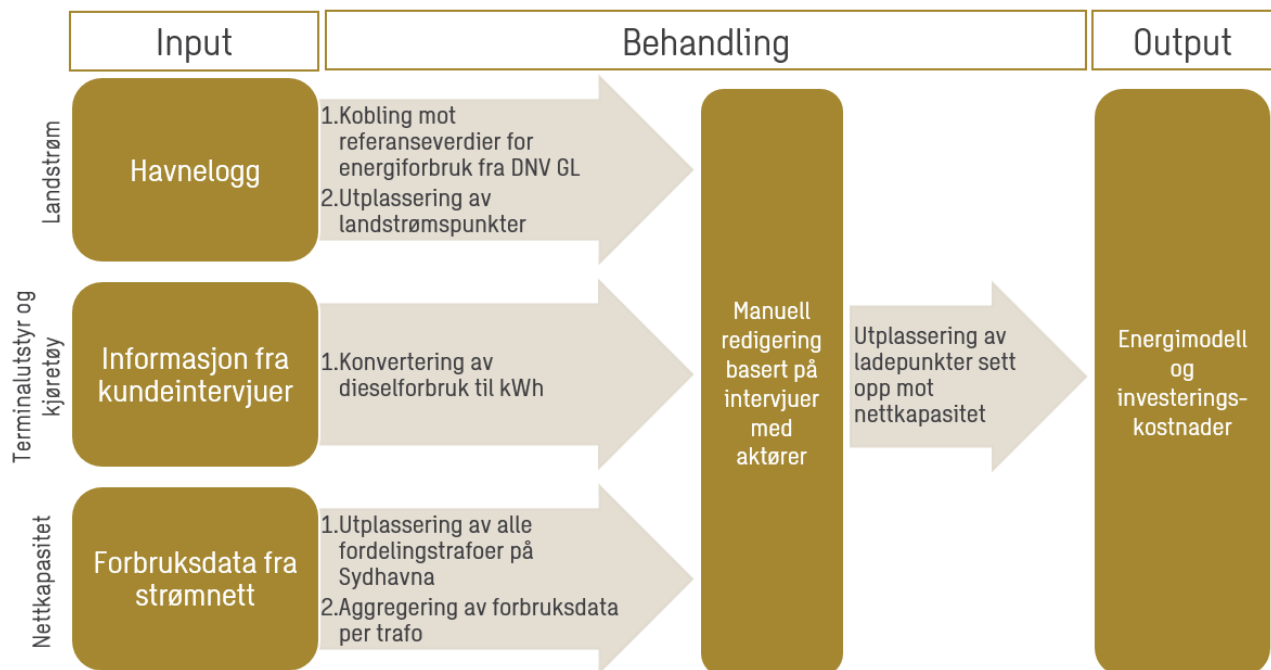
2.5 Oppbygging av energimodell

Det er designet en energimodell for hvert område i havnen (11 modeller) og en for Sydhavna som helhet. Modellen(e) er bygget opp basert på alle abonnementsmålere i de respektive nettstasjonene som er i området. Målt energidata fra 2018 er i form av timesverdier (kWh/h), det vil si energiforbruk (kWh) pr time (h) gjennom hele året, noe som også gir gjennomsnittlig effekt (kW) i løpet av en time. Disse timesverdiene er ekstrapolert med en faktor 1,01 for å ta hensyn til økning i tilsvarende energiforbruk i 2030.

Videre er det beregnet timesverdier for nye laster som skal inn på området ved elektrifisering, som lading av landtransport, landstrøm, lading av skip og hydrogenproduksjon. Timesverdiene er laget basert på innhentet driftsinformasjon fra havneaktører, og gir ladeprofiler for alt utstyr i havnen for et år. Forutsetninger for beregning av ladeprofilene er beskrevet i respektive kapitler under Tekniske konsepter, kapittel 3.

Alle timesverdiene samlet i modellen danner et bilde av samtidige laster. Denne belastningen vurderes opp mot kapasitet på nettstasjon(ene) på området, og varierende energi- og effektpriser. Ut fra dette bildet får man oversikt om behov for oppgradering av nettstasjon eller potensial for andre alternative løsninger som solceller og batteri.

Modellen har forhåndsdefinerte solproduksjonsverdier for tak- og fasademonterte solcelleanlegg, der det er mulig å velge antall, størrelse (installert effekt) og tak/fasademontering. Timesverdier for produksjon blir automatisk beregnet etter ønsket utforming av solcelleanlegg, og utgjør en redusert belastning for nettstasjon. Det er også laget batterifunksjon som basert på timesverdier for last og solproduksjon kan finne optimal prioritet av batteridrift, for eksempel avlaste nettstasjon ved høy samtidighet av laster, redusere dyre effekttopper, og utlade batteriet før solrike dager hvor produksjon er høyere enn lastene. Modellen tillater å finne den mest lønnsomme størrelsen på batteriet.



2.6 Oppbygning av scenarioer for økonomisk sammenligning av løsninger

I denne konseptutredningen skilles det mellom to konseptuelle hovedløsninger for de ulike ambisjonsnivåene. Den ene omtales som «standardløsning» og den andre som «alternativ løsning». Begge løsningene innbefatter tiltak nødvendig for å redusere Oslo Havns klimagassutslipp med minst 85 % innen 2030. Dette skal som minimum oppnås ved å elektrifisere skip til kai vha. landstrøm til alle skipssegmenter og at landtransporten skal konverteres til helelektrisk fremdriftssystem med tilhørende tilstrekkelig ladeinfrastruktur i havnen. I tillegg skal alt varmebehov være fossilfri.

Det som skiller de to løsningene er at standardløsningen bruker midler som kan omtales som konvensjonelle for å oppnå utslippsreduksjon. Det vil si at der hvor de økte effekttoppene, som resultat av elektrifiseringen, overstiger kapasiteten til dagens elektriske infrastruktur vil den måtte oppgraderes til et nivå som møter de nye behovene. I praksis vil dette, i hovedsak, bety oppgradering av eksisterende trafoer/nettstasjoner og eventuelt tilførselskabler som i dag har for liten kapasitet. Denne løsningen legger også til grunn 1:1 utskiftning av komponenter og ser ikke på hele havnen som én enhet. Landstrøm og ladeløsninger bygges uavhengig av hverandre uten å se på behovene samlet.

Alternativ løsning vil, i likhet med standard løsning, også innebære elektrifisering av skip til kai (landstrøm) og landtransporten, men det vil her sees på andre løsninger fremfor å forsterke den eksisterende elektriske infrastrukturen. Tekniske løsninger som kan være relevante bidragsyttere i den alternative løsningen listes opp i tabell her.

Tekniske enkeltløsninger	Hovedformål
Stasjonære batteribanker	Redusere elektriske effekttopper
Vehicle-to-Grid (V2G)	Redusere elektriske effekttopper
Solstrømproduksjon	Redusere elektriske effekttopper

Alle de tekniske enkeltløsningene vil, i tillegg til sine hovedformål, også kunne utnyttes til sekundærformål. Eksempelvis vil stasjonære batteribanker kunne yte en rekke sekundærformål, så fremt det ikke oppstår konflikt med hovedformålet:

- Lagre overskuddsenergi fra lokal fornybar produksjon
- Kutte topplaster (peak-shaving) i løpet av en måned for å redusere effektledet i nettleien
- Lade batteriet når strømprisen er lav og utlade batteriet når strømprisen er høy
- Leverer energitjenester (f.eks. selge fleksibilitet, frekvens, spenningsregulering) til nettselskap eller fleksibilitetsaggregatorer (NODES eller Statnett)
- Fungere som reservelast ved strømutfall

Standard- og alternativ løsning vil sammenlignes på tre ulike ambisjonsnivåer (1.0, 2.0 og 3.0) hvor de ulike nivåene skiller seg i form av hvilket omfang de har. Hvert av ambisjonsnivåene har et navn:

- **Ambisjonsnivå 1.0:** Elektrifisering havn
- **Ambisjonsnivå 2.0:** Elektrifisering havn og utseiling
- **Ambisjonsnivå 3.0:** Elektrifisering havn og utseiling + hydrogenproduksjon

Hvert av disse ambisjonsnivåene har to løsninger, enten «Standardløsning» eller «Alternativ løsning». Hvis det for eksempel står at løsningen er «Standardløsning 3.0» så betyr det at ambisjonsnivået er 3.0, dvs. at det skal legges til rette for landstrøm til alle skip, lading av batteri til alle skip, elektrifisering av landtransport og lokal hydrogenproduksjon og Standardløsning står for at dette omfanget skal løses ved å oppgradere eksisterende elektrisk infrastruktur. Gjennom rapporten vil ambisjonsnivået forkortes til 1.0 og løsningene forkortes til f.eks. STL 1.0 og ALL 1.0.

Sammenlignbare løsninger

Ambisjonsnivå 1.0	Standardløsning 1.0 (STL 1.0)	Alternativ løsning 1.0 (ALL 1.0)
Elektrifisering havn	Tiltak	Tiltak
- Landstrøm skip - Elektrifisering landtransport	Oppgradere eksisterende el-infrastruktur	Delvis batterier, solstrøm, V2G
Ambisjonsnivå 2.0	Standardløsning 2.0 (STL 2.0)	Alternativ løsning 2.0 (ALL 2.0)
Elektrifisering havn og utseiling	Tiltak	Tiltak
- Landstrøm skip - Lading skip - Elektrifisering landtransport	Oppgradere eksisterende el-infrastruktur	Delvis batterier, solstrøm, V2G
Ambisjonsnivå 3.0	Standardløsning 3.0 (STL 3.0)	Alternativ løsning 3.0 (ALL 3.0)
Elektrifisering havn og utseiling + hydrogenproduksjon	Tiltak	Tiltak
- Landstrøm skip - Lading skip - Elektrifisering landtransport - Lokal hydrogenproduksjon	Oppgradere eksisterende el-infrastruktur	Delvis batterier, solstrøm, V2G

I tillegg er det sett på konsekvensene av mellomlagring av flytende CO₂ samt lasting og landstrøm/lading til tankskip som planlegges å komme hver 3-4 dag. Dette gjøres i forbindelse med karbonfangst- og lagringsutredningen (CCS) på Klemetsrud forbrenningsanlegg. Mellomlagringsløsningen er forventet å ha et effektbehov på rundt 1500 kW og landstrøm/lading til skip, planlagt med batteri for utslippsfri inn- og utseiling også rundt 1500 kW samlet sett. Tankskipet skal videre frakte den flytende CO₂-en til Øygarden utenfor Bergen og pumpe den derfra ned gjennom rørledninger og inn i berggrunnen for permanent lagring av CO₂.

Utredningen ser i tillegg også nærmere på mulighetsrommet knyttet til utnyttelse av lokale ressurser og løsninger for systemvirkninger. Disse er:

- Spillvarme fra Bekkelaget renseanlegg – relevant som delaspekt i begge løsningene
- Elektrisk energidistribusjon (AC vs. DC) – relevant som delaspekt i Alternativ løsning
- Biogassproduksjon- og lagring – relevant som delaspekt i begge løsningene

Arealeffektivitet er også særlig viktig for Oslo Havn. Det sees derfor også på mulighetene knyttet til nedgravede løsninger og teknologi som bidrar til datadrevne beslutninger og tilhørende optimalisert havnedrift.

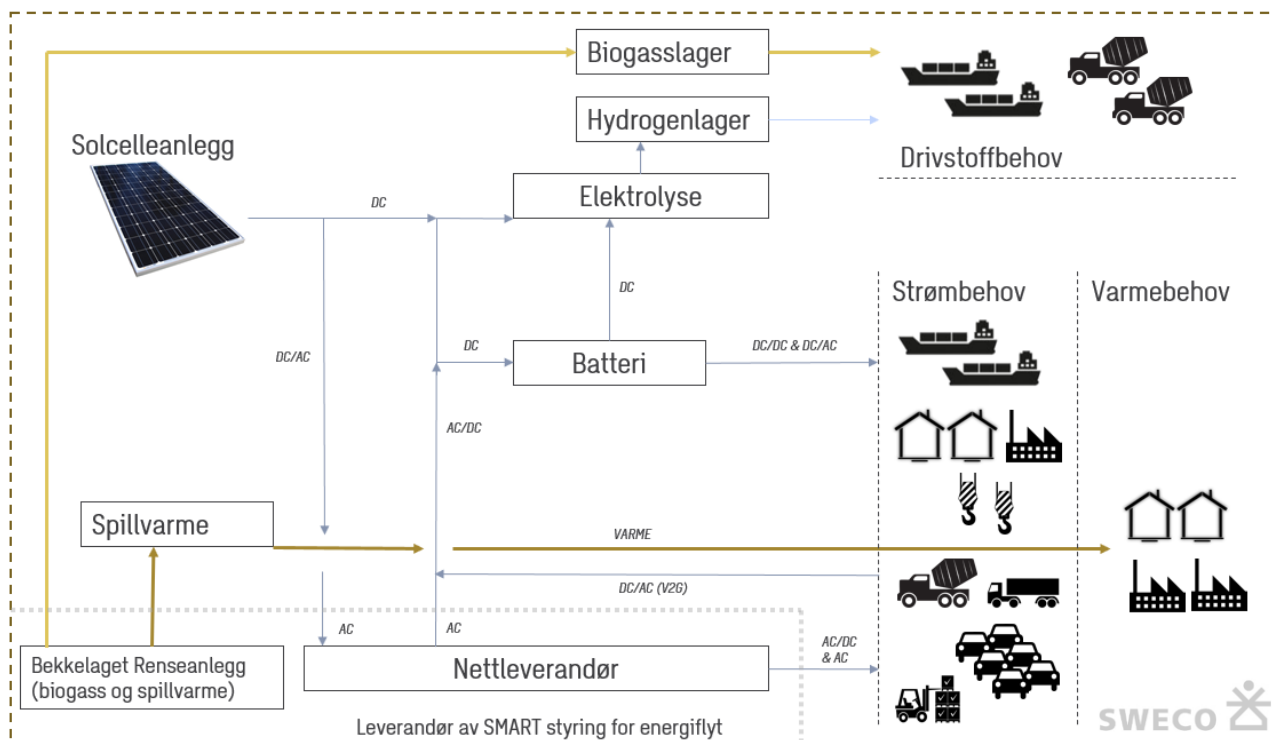
3 Tiltak

Dette kapittelet presenterer følgende tiltak og teknologier som er utredet for å se hvordan de kan bidra til å oppnå nullutslipp i havnen:

- 3.1 Landstrøm og lading av skip
- 3.2 Lading av landtransport
- 3.3 Hydrogenproduksjon og -lagring
- 3.4 Stasjonære batteri
- 3.5 Solcelleanlegg
- 3.6 Vehicle-to-Grid (V2G)
- 3.7 Nedgravde løsninger
- 3.8 Smarte havner
- 3.9 Biogassproduksjon og -lagring
- 3.10 Spillvarme fra Bekkelaget Renseanlegg

I hvert delkapittel beskrives metode og hvilke tekniske / økonomiske forutsetninger, som videre er lagt til grunn i energi- og økonomimodell som presenteres under kapittel 4 og 5. I kapittel 4 utredes bruk av de tekniske tiltakene etter behov – innad i område for område. I kapittel 5 utredes alle konseptene som ett energisystem.

Det presiseres at dette er gjort med bakgrunn i dagens teknologistatus og at tiltak flere år i fremtiden vil kunne endre seg.



Figur 15: Energi- og kommunikasjonsflyt for tekniske tiltak

3.1 Landstrøm og lading av skip

Klimagassutslippene fra aktivitet når skipene ligger til kai representerer om lag halvparten av utslippene i Oslo havn. Store deler av disse utslippene kan potensielt kuttes ved hjelp av landstrøm. I tillegg til CO₂-reduksjonen vil landstrøm være et viktig tiltak for lokal luftforurensning og støy.

Med landstrøm menes elektrisk kraft fra land som erstatning for kraftproduksjon i skipenes egne generatorer. I Norge er landstrøm et godt klimatiltak som følge av lav karbonintensitet i strømproduksjonen, i andre land med mindre innslag av fornybar strøm, er landstrøm mer et tiltak mot lokalforurensning².

Landstrøm er relativt sett moden teknologi. Kundegrunnlaget er derimot mer usikkert. Det er få rederier som etterspør landstrøm. Havner er selvfinansiert i Norge. Det betyr at kundene som bruker havnen betaler for investering og driftskostnader. Sannsynligheten for å få tilbakebetalt investeringen har slik sett vært lav og utgjort en for stor risiko for de fleste havner. Enovastøtte til å bygge landstrømløsninger i havnen har derfor vært viktig, både for å redusere usikkerheten knyttet til brukstid, og for nedbetalingstiden på investeringen. Forenkling av søknader og mer tilskudd til ombygging er skip er viktig for å få opp kundegrunnlaget til bruk av landstrøm i Norge. For at dette skal gi lavere driftskostnader og lavere terskel for å investere i havnene, er det viktig at tilsvarende standardløsninger også blir bygd i havner i EU.

Det har per første kvartal i 2019 blitt etablert 82 landstrømanlegg og 13 ladeanlegg for ferger i drift langs norskekysten, delfinansiert gjennom Enovastøtte⁴. Kystverket har etablert en nettside som gir en komplett oversikt over landstrømanlegg og andre lav- og nullutslippsdrivstoff over hele Norge, se <https://lavutslipp.kystverket.no/anlegg>.

Enova er igjennom sine støtteordninger en viktig premissgiver for valg av løsninger i havnene og om bord i skipene. Støtteprogrammet for utbygging av landstrøm forutsetter at anleggene er bygget etter de gjeldende internasjonale standardene, men det har også blitt gitt støtte til anlegg der det er faste anløp og hvor det har vært store fordeler å fravike standardene. Eksempler på dette er Color Line, Hurtigruta og Havila.

Landstrømstandardene gir føringer for hvordan anlegget på land og skip skal utformes, og består foreløpig av disse standardene:

- NEK IEC/ISO/IEEE 80005-1 High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems
- NEK IEC/ISO/IEEE 80005-3 High and low Voltage Shore Connection systems (HVSC) Systems – Data communication for monitoring and control
- NEK IEC/ISO/IEEE 80005-3 Low Voltage Shore Connection system (LVSC) (Pre-standard)

Standardene gjelder for skip med relativt høye effektbehov. Småbåter og andre mindre båter er underlagt andre mer generelle standarder slik som NEK400.

Standardene er i delt i ulike skips kategorier med til dels ulike løsninger for ulike skip. Et landstrømanlegg som er bygget etter høyspentstandarden for RoRo-passasjerskip kan ikke nødvendigvis benyttes av cruise selv om spenning, frekvens og effektbehov skulle vært det samme. Standardene er delt opp i en generell del og skipsspesifikke vedlegg. De skipsspesifikke vedleggene gir tilleggskrav og føringer på blant annet spenningsnivå, frekvens, effekt, signalsystemer og kontaktutforming. Passasjerferger (RORO/ROPAX) og cruiseskip som er bygget iht. standarden IEC80005-1 følger forskjellige skipsspesifikke vedlegg og kan dermed ikke bruke hverandres anlegg/kontakter.

Det gis også føringer på hvor kabelhåndteringssystemet er plassert. På containerskip skal kabelhåndteringssystemet være om bord på skipet, men for de øvrige skipssegmenter skal kabelhåndteringssystemet være på land. Dette er naturlig for en containerterminal der det er liten plass

² Forutsetter man et spesifikt drivstofforbruk (SFOC) på 235 gram/kWh for skip med marin diesel vil man få et krysningspunkt ved ca. 750 gram CO₂/kWh. Karbonintensiteten i EU var i 2019 i gjennomsnitt 256 gram CO₂/kWh². Det vil si at landstrøm er et relativt godt klimatiltak i de fleste landene i Europa (Energiogklima.no)

⁴ Klimakur 2030

mellom kaikant og kranskinne til Ship-to-shore kraner. På Sydhavna er det mindre enn 1 meter, og dermed lite plass til et eventuelt kabelhåndteringssystem.

Standarden for høyspent landstrøm ble revidert i 2019, og det er ventet endringer av lavspenstandarden i 2020/2021. Stikkord for endringer i lavspenstandarden er annekser for flere fartøytyper, spesielt ferger og offshore forsyningsfartøyer, samt enklere og rimeligere løsninger for mindre fartøy⁵. Det er foreløpig uklart hvilke praktiske innvirkninger dette vil ha mot fremtidige landstrømanlegg på Sydhavna, og hvorvidt det vil være noen kompatibilitetsproblemer mellom ny- og «gammel standard».

NEK og Enova etablerte Landstrømforum i 2017 som en arena til å drøfte store og små utfordringer i et standardiseringsperspektiv. Blant annet kan man se at de eksisterende standardene ikke er dekkende for alle teknologiske løsningene som ligger i markedet som automatiske tilkoblinger og ladeløsninger. Forumet er en viktig møteplass for å drøfte slike utfordringer og oppnå konsensus rundt teknologiske løsninger i et nasjonalt perspektiv. Internasjonalt kan dette forumet være en viktig bidragsyter til fremtidig revisjoner i tillegg til nye standarder for elektrifisering av skipsfarten.

I slutten av 2019 ble det blant gjort prinsippvedtak i landstrømforum om valg av spenning og frekvens for landstrømforsyninger:

Grensesnitt mellom nettselskap og nettkunde:

- 400 V AC 50 Hz
- 690 V AC 50 Hz
- 11 kV AC 50 Hz

22 kV AC 50 Hz Grensesnitt mellom landstrømstilbyder og landstrømkunde:

- 400 V AC 50 Hz
- 440 V AC 60 Hz
- 690 V AC 50 Hz og 60 Hz
- 6,6 kV AC 50 Hz og 60 Hz
- 11 kV AC 50 Hz og 60 Hz

Det ble også vedtatt et prinsippvedtak om grensesnitt.

Elektrifisering og hybridisering av skip

Elektrifisering av biler og busser har hatt en voldsom utvikling de siste årene. For nye skip ser man også et utviklingstrekk der batteri blir en integrert del av fremdriftssystemene. Hybridisering av skip fører til betydelige reduksjoner i drivstofforbruk og vedlikehold, i tillegg til forbedring av blant annet skipenes reaksjonsevne. For enkelte rederier pekes det også på fordelene med å seile utslippsfritt inn- og ut fra kai til bynære havner.

Lading av skip er foreløpig ikke standardisert eller omtalt i landstrømstandardene. For batterifergene til Statens vegvesen, eller Nesoddenfergene er det bygd spesialdesignede løsninger tilpasset høye effekter og svært korte liggetider. Her eksisterer det ulike tilkoblingsløsninger som pantograf, plugg og induksjonslading. Color Line og Hurtigruta har valgt «NG3-pluggen» som gir en rask og automatisk tilkobling og tilbys både for høyspent og lavspenning. Havila har også valgt NG3-pluggen for å kunne benytte deler av infrastrukturen til Hurtigruta.

For hybridskip som frekventerer mange ulike havner og som ikke er avhengig av rask lading er det ventet at likerettere om bord gjør at de kan koble seg på landstrømanlegg bygd etter landstrømstandarden. Dette gjelder spesielt i periode hvor landstrømanlegg etter de gjeldende standardene begynner å bli relativt

⁵ https://www.nek.no/wp-content/uploads/2019/02/190123-AG1-MoM_WEB.pdf

utbredt i havnene. Landstrømanlegg som dimensjonert for store skip kan dermed ha kapasitet til å tilby både landstrøm til hotellast og lading til batterier til mindre skip.

Funnene i konseptutredningen tilsier at økningen av effektbehov for å kunne seile utslippsfritt innenfor «innseilingen til Oslo», altså 7 nautiske mil, er begrenset/neglisjerbar for de fleste skipssegmentene som følge av lange liggetider. Unntaket er tank- og kjemikalieskipene som krever svært høye effekter for å kunne lade samtidig som de driver effektkrevende losseoperasjoner.

3.1.1 Modenhet og flåtefornyelse

Skipenes mulighet til å ta imot landstrøm er like viktig som havnens mulighet til å tilby landstrøm.

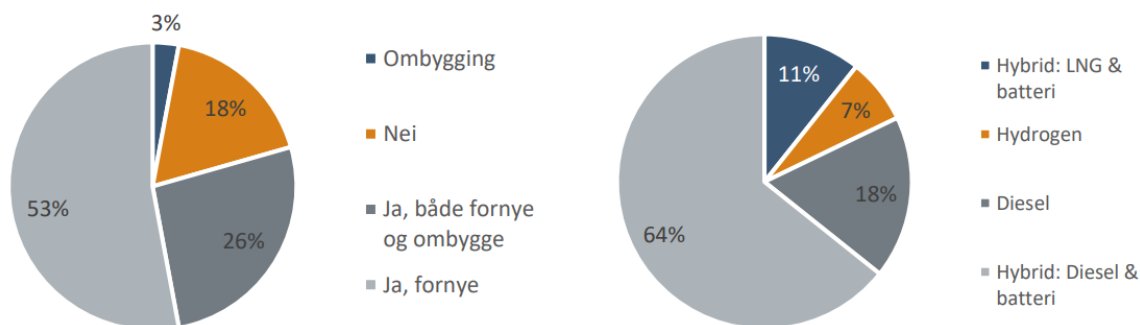
Frem til i dag har Oslo Havn bygd landstrømanlegg til de skipene med størst utslipp som går på faste ruter til Byhavna. Når utslippene er store er den økonomiske gevinsten med å bruke landstrøm ofte større enn skip med mindre forurensning. Både havna og rederen har derfor større økonomiske incentiver for å bygge ut og bruke landstrømanlegget.

På Sydhavna anløper det mer enn 300 unike skip med en gjennomsnittsalder på over 20 år. Undersøkelser utredningen har gjort viser at er et fåtall av disse skipene som er klargjort for landstrøm, men for å nå ambisjonene om 85 % utslippskutt må blant annet landstrøm tas i bruk i stor skala.

Flåtefornyelse mot mer miljø og klimavennlig fremdriftsteknologi.

På oppdrag fra Nærings- og fiskeridepartementet har Menon Economics kartlagt utfordringer knyttet til finansiering av flåtefornyelse innen nærskipsfarten⁹. Først og fremst viser funnene at mangel på flåtefornyelse skyldes relativt lav lønnsomhet og lav grad av egenkapital.

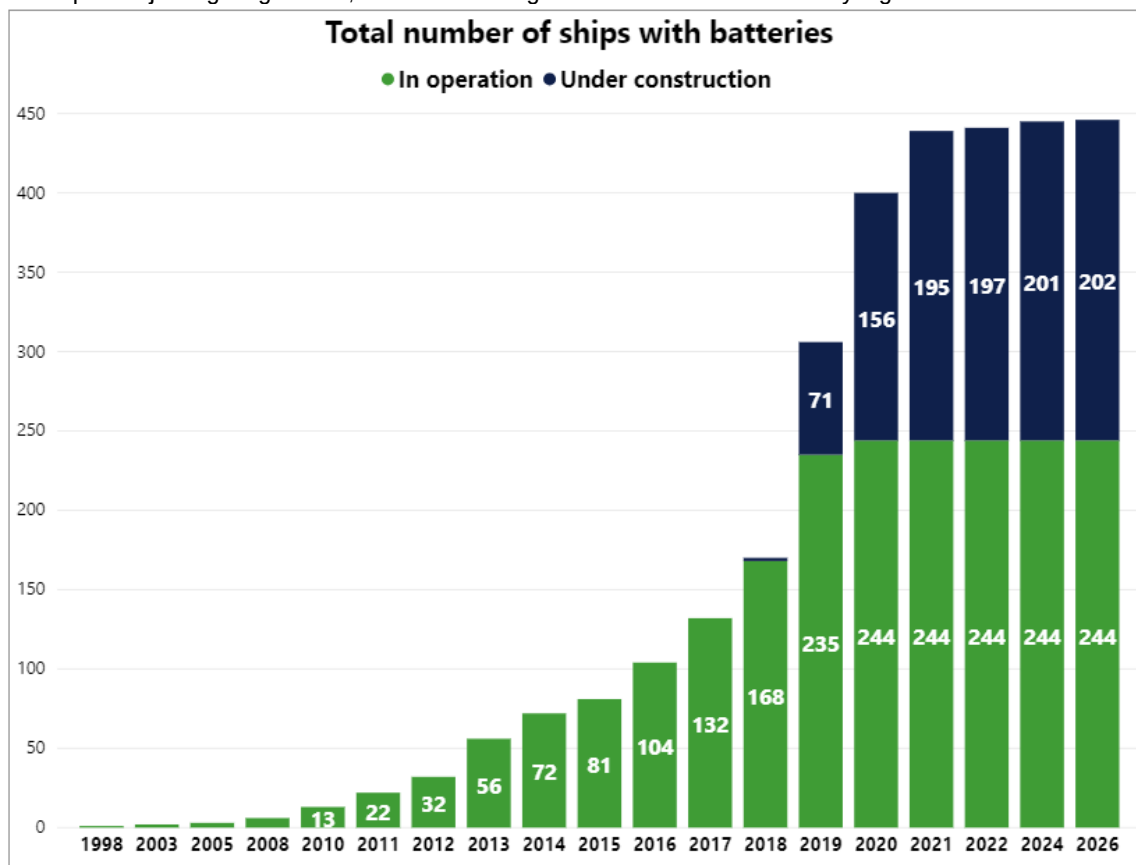
Gjennom spørreundersøkelser og intervjuer har Menon avdekket at en svært høy andel av rederiene har planer om flåtefornyelse i retning av en mer miljø- og klimavennlig fremdriftsteknologi. Kun 18 % av rederiene har ikke planer om fornyelse. Som vist i Figur 16, legger en stor andel av rederiene er omlegging mot hybridteknologi. Gjennomsnittsalderen på om lag 400 nærskipsfartøy er 24,5 år.



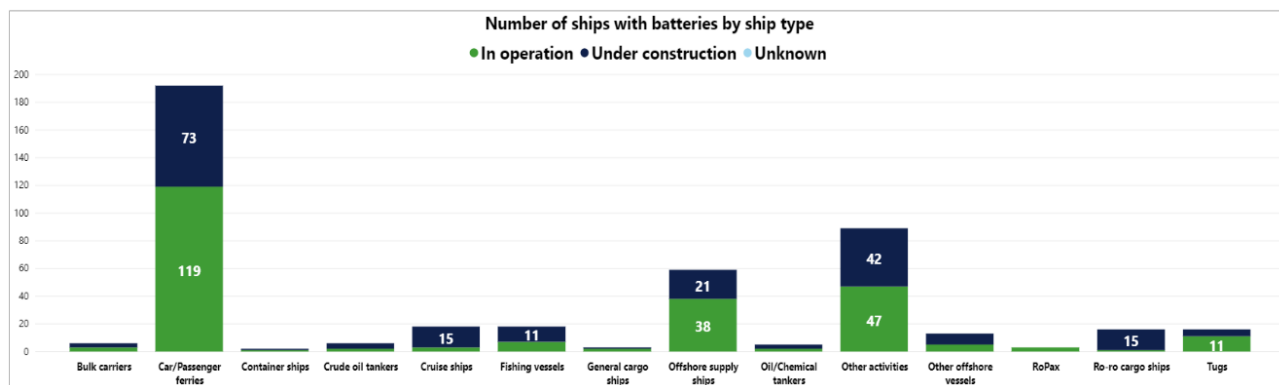
Figur 16 Rederiene sine planer om flåtefornyelse (venstre, N=34) og i hvilken grad de legger opp til å gå over til en mer miljø- og klimavennlig fremdriftsteknologi (høyre, N=28). (Kilde: Menon 2020)

⁹ https://www.regjeringen.no/contentassets/c00fb69b0b9d49479f5130d7e222a013/menon-publikasjon-19-2020-endelig_.pdf

I DNV GLs fuel insight ser man også en trend med økende antall skip med batteri. Hovedandelen er foreløpig for bil/passasjerfergesegmentet, men man kan også finne batteri i andre fartøysegmenter.



Figur 17 DNV GL Fuel insight 2020 ¹⁰



Figur 18 DNV GL Fuel insight 2020 ¹¹

Det er utredningens generelle oppfatning at miljø står høyt på agenda hos aktørene på Sydhavna. Noen av de store aktørene har et sterkt press fra eget konsern om å kutte utslippene sine. Det er usikkert hvorvidt Covid-19 pandemien påvirker næringslivets investeringsvilje i utslippsfri teknologi. Det er i alle fall gledelig at norske myndigheter fortsetter å støtte om det grønne skifte i maritim næring som også kan bidra til en bærekraftig flåtefornyelse.

«Handlingsplanen for grønn skipsfart får ytterligere 100 millioner kroner. Økt bevilgning til grønn skipsfart og en ny finansieringsplan for flåtefornyelse kan gi sårt tiltrengte midler til norske skipsverft. I regjeringens siste krisepakke ble det annonsert at rammen for handlingsplanen om grønn skipsfart skal doubles, opp med

¹⁰ Kilde: <https://afi.dnvgl.com/Statistics>

¹¹ Kilde: <https://afi.dnvgl.com/Statistics>

100 millioner kroner. Videre heter det at Stortinget skal legge frem et finansieringsprogram for fornyelse av nærskipsflåten til senest revidert budsjett i vår»¹².

På Nordre Sjursøykai er Oslo Havn i gang med et landstrømanlegg til sementskipene/lektere. Sementskipene (tørrbulk) har et spesielt høyt effektforbruk ved kailigge som følge av energikrevende losseoperasjoner. Effektbehovet er rapportert til å være opp mot 1800 kW som kan sammenlignes med landstrømbehovet til utenriksfergene.



Figur 19 Bildet viser sementlekteren Fjordkalk som pumper sement opp i siler ved hjelp av skipets generatorer.

Utredningen har vært i kontakt med andre rederier som har planer om flåtefornyelse der hybridvarianter med batteri for utslippsfri inn- og utseiling er en del av fremtidig tonnasje.

- Tørrlastrederiet Arriva Shipping har bestilt et nytt tørrlastskip med batteripakke som skal sørge for utslippsfri inn- og utseiling til havner¹³.
- Bilfrakteselskapet UECC har bestilt batterihybrid LNG skip med mulighet for utslippsfri inn- og utseiling¹⁴.
- Misje Rederi AS har bestilt seks nye hybrid lasteskip som er godt innenfor IMOs 2030 krav. Skipene vil ha en batteripakke på 1 MWh og har muligheten til å seile utslippsfritt inn og ut av havner¹⁵. Som følge av Covid-19 vil rederiet avvente bekrefting av bestilling til situasjonen har roet seg¹⁶.

¹² <https://sysla.no/maritim/a/Op9QL0/handlingsplanen-for-grnn-skipsfart-far-ytterligere-100-millioner-kroner>

¹³ <https://www.tu.no/artikler/bulkskip-med-batteri-kutter-utslipp-med-20-prosent/476813?key=mGNRqIPi>

¹⁴ <https://www.dnvgl.com/expert-story/maritime-impact/UECC-doubles-down-on-LNG.html>

¹⁵ <https://www.tu.no/artikler/norsk-rederi-kutter-utslippene-med-46-prosent-pa-sine-nye-torrlastskip/456174?key=CLNhgPa2>

¹⁶ <https://www.maritimebergen.no/det-gronne-skiftet-er-satt-pa-pause/>



Figur 20 Misjerederi: Hybridskip med landstrømtilkobling med muligheter for å lade batteri og seile utslippsfritt inn- og ut til havner. (Kilde: TU)

Et viktig premiss for mange rederier for at de skal investere i en ombygging i eksisterende tonnasje er at de kan bruke landstrøm både havner i Norge og Europa. Forutsigbarhet knyttet til driftskostnadene er også viktig for at skip skal kunne ta i bruk ny teknologi. Skipsredere er vant til at de kan forhandle fram gode avtaler for bunkring av drivstoff. Det å bli bundet til strømpriser som variere fra havn til havn gir slik en utrygghet knyttet til driftskostnader som skipsredere liker dårlig. Dette påvirker endringsviljen i maritim næring.

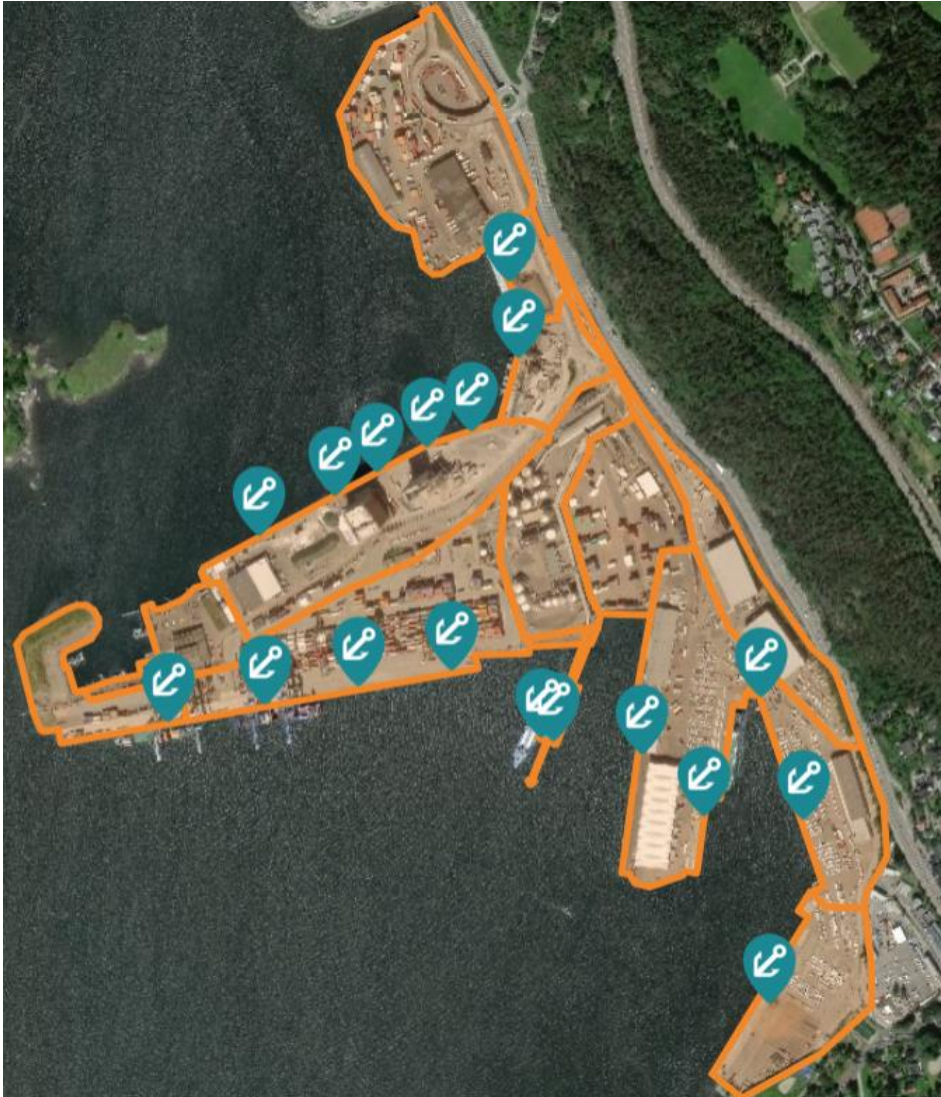
Det maritim næring alltid er enig om er de ønsker like krav for alle og aller helst globalt. Tydelig internasjonale krav og forventninger til maritim næring i forhold til bruk av fornybare drivstoff, vil derfor kunne være en viktig driver. Det blir derfor spennende å følge arbeidet med veikartet som IMO (internasjonal maritim organisasjon) skal lage for å sikre måloppnåelsen med 50 % energieffektivisering innen 2030, 50 % reduksjon av klimautslipp innen 2050 (baseline 2008) og en utfasing av fossilt drivstoff i 2100¹⁷.

¹⁷ <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/GHG-Emissions.aspx>.

3.1.2 Landstrømbehovene

Det teoretiske landstrøm- og ladebehovet er kartlagt basert på havneloggen koblet opp mot informasjon om effekt og ladebehov.

Basert på disse resultatene er identifisert 18 landstrømanlegg som skal gi en 100 % dekning. Landstrømpunktene er vist i Figur 21. Anleggene er kostnadsberegnet og innarbeidet inn i energimodellen for å se hvordan dette spiller sammen med øvrig ladeinfrastruktur og nettkapasitet



Figur 21 Lokasjon av 18 landstrømpunkter for 100 % dekning. Det er svært lav samtidighet for mange anleggene som kan tillate at det kan deles på f.eks. kabelkveiler og dermed kan kostnadene reduseres. På containerterminalen kan man klare seg med 2 uttak.

Samtidigheten på kaibesøkene er lave, og det er mulig at man kan oppnå en tilnærmet 100 % dekning uten å bygge ut alle landstrømanleggene. Containerterminalen er et godt eksempel på at man kan få svært god dekning ved å bygge ut 2 landstrømpunkter da det er svært få dager hvor det er flere enn 2 skip. Det er også potensiale for å dele noe av den elektriske infrastrukturen slik som kabelkveiler. Denne er ikke hensyntatt i kostnadsberegningene. Mer informasjon om hvert enkelt anlegg er gitt kapittel 4 – «Tiltakspakker».

3.1.3 Økonomi for havn og havneaktører

Forretningsmodellene for landstrøm kan være krevende i de tilfellene hvor investeringskostnadene er forholdsvis høye sammenlignet med forventet forbruk. Dette gjelder både for skipene som har investert i tilrettelegging ombord og for havnen som har investert i landstrømanlegget.

Enkelt sagt så blir nedbetalingen kort hvis liggetiden og effekten er høy, og hvis skipet kan bruke landstrøm i flere havner. Et eksempel på dette er servicefartøy og forsyningsskip. Disse skipene ligger som regel til kai over lengre perioder, opplever rask nedbetalingstid for sine anlegg. Likeledes for havnen/infrastruktureieren.

Det er sett nærmere på hva som skal til for å oppnå lønnsomhet for Oslo Havn, men også for skipene som skal bruke landstrømanleggene. For å få en helhetlig energiomstilling er det viktig at man oppnår rettferdige priser.

Det er regnet på 18 landstrømanlegg fordelt på 8 områder. Landstrømanleggene har ulike størrelse og dermed ulike investeringskostnader, i tillegg er det store forskjeller i energibehov på de ulike kaiene (kWh-potensialet). Dette utgjør utslag i forskjellige påslag på de ulike områdene.

Figur 22 under viser det minste påslaget for landstrøm, som Oslo Havn må ta for at investeringen skal være lønnsom, for de ulike installasjonene fordelt på deres respektive områder på Sydhavna. Det er også vist hva påslaget blir ved 50 % prosjektstøtte fra Enova. Ved 50 % støtte halveres påslaget.

Nødvendig påslag [kr/kWh] for at investeringen skal være lønnsom med STL 1.0													
Områdenavn	Omr.	Brukstil på anlegget [% av totalt kWh-potensial]											50% investeringsstøtte
		0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	
Nordre Kongshavn	62						2,31					1,16	0,58
Søndre Kongshavn	63						2,87					1,43	0,72
Nordre Sjursøykai	64						2,33					1,16	0,58
Containerterminalen	81						2,58					1,29	0,64
Oljetankutstikkeren	82						3,48					1,74	0,87
Kneppeskjærutstikkeren	85						15,37					7,69	3,84
Søndre Bekkelagskai	86						4,26					2,13	1,06
Ormsund	88						4,97					2,48	1,24
Total	-		16,98	8,49	5,66	4,24	3,40	2,83	2,43	2,12	1,89	1,70	0,85
MGO-pris [USD/tonn]													
		500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600
kr/kWh strøm produsert av generator om bord gitt MGO-pris		1,23	1,47	1,72	1,97	2,21	2,46	2,70	2,95	3,20	3,44	3,69	3,93
Dagens MGO-pris i Bergen	639 USD/tonn												
- omregnet til kr/kWh strøm	1,57 kr/kWh			2020			2011-2013		2008				
Forutsetninger													
Rente	6 %												
Tidshorisont for investering	10 år												
SFOC	235 g/kWh												
Dollarkurs per 17.3.2020	10,46 NOK/USD												

Figur 22 Tabellen viser det minste påslaget Oslo havn må ta for å oppnå lønnsomhet for investering i landstrømanleggene. Totalt sett, for alle anleggene, oppnår man lønnsomhet ved et påslag på 1,7 kr/kWh (og 0,85 kr/kWh ved full Enovastøtte). Legges det opp til strømkostnad på rundt 0,5 kr gjennom utkoblbar tariff blir prisen for skipene 2,2 kr/kWh (eller 1,35 kr/kWh ved full Enovastøtte). Tabellen sammenligner også ulike priser på marin diesel omregnet til kr/kWh produsert om bord.

Beregningene viser at dersom man oppnår Enova-støtte vil strømprisen fra landstrømanleggene være konkurransedyktig med strøm produsert ombord, under forutsetning av at MGO-prisen stabiliseres igjen og med tiden økes på grunn av økte avgifter for utslipp. Velger man bort de direkte ulønnsomme prosjektene vil totalen også bli mer lønnsomt på de gjenværende prosjektene.

Priseksempel:

Ved forutsetninger om full utbygging av landstrøm på alle områder 62-64, 81-82, 85, 86 og 88, investeringsstøtte på 50 % fra Enova og om brukstiden er på 50 % blir påslaget på 1,4 kr/kWh.

Inkluderes prisen for strøm - og nettleie gjennom utkoblbar tariff på ca. 0,5 kr blir prisen for skipene ca. 1,9 kr/kWh. Dette kan sammenlignes med prisene andre havner tar for landstrøm. Gjennomsnittsprisen for utvalgte havner i tabellen nedenfor er på 1,8 kr/kWh.

Priser for landstrøm 2020	kr/kWh	Oppkoblingsavgift per anløp [kr]	Avlesningsavgift per gang [kr]
Bergen Havn (Plug)			
-Lavspent på Skolten	1,50		
-Lavspent på Hurtigrutekaiaen	1,30		
-Høyspent Cruiseskip	2,20	10000	
Kristiansand	2,50		250
Ålesund Havn*	1,60	675	
Stavanger Havn			
-440/690 V	1,75	250/1500**	
-230/400 V	2,00	250/1500**	
Kristiansund Havn	2,00	500	
Trondheim havn			
-Effekt inntil 125 kW	1,50	600	
-Effekt over 125 kW	Etter avtale		
Bodø Havn	1,60		

Figur 23 Tabellen viser prisene utvalgte havner tar for landstrøm ifølge prislistene for 2020. *Det tas forbehold om at endringer i markedspris vil kunne endre pris i løpet av året. **Forskjellig pris mellom 8-15 og 15.00-08.00.

STL 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling (landstrøm og lading)

Det er også regnet på de samme landstrømanleggene der anleggene også er dimensjonert for det ekstra effektbehovet som kreves for at skipene skal seile utslippsfritt til systemgrensen 7 nautiske mil fra Sydhavna (STL 2.0). Dette er vist i Figur 24 under.

Nødvendig påslag [kr/kWh] for at investeringen skal være lønnsom med STL 2.0														
		Brukstil på anlegget [% av totalt kWh-potensial]												
Områdenavn	Omr.	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	50% investeringsstøtte 100 % brukstil	
Nordre Kongshavn	62						2,81					1,40	0,70	
Søndre Kongshavn	63						3,34					1,67	0,84	
Nordre Sjusrøykai	64						3,21					1,60	0,80	
Containerterminalen	81						2,06					1,03	0,52	
Oljetankutstikkeren	82						n/a					n/a	n/a	
Kneppeskjærutstikkeren	85						11,27					5,63	2,82	
Søndre Bekkelagskai	86						4,94					2,47	1,24	
Ormsund	88						3,43					1,72	0,86	
Total		-	14,03	7,02	4,68	3,51	2,81	2,34	2,00	1,75	1,56	1,40	0,70	
MGO-pris [USD/tonn]	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600		
kr/kWh strøm produsert av generator om bord gitt MGO-pris	1,23	1,47	1,72	1,97	2,21	2,46	2,70	2,95	3,20	3,44	3,69	3,93		
Dagens MGO-pris i Bergen - omregnet til kr/kWh strøm	639 USD/tonn 1,57 kr/kWh													
20202011-20132008														
Forutsetninger														
Rente	6 %													
Tidshorisont for investering	10 år													
SFOC	235 g/kWh													
Dollarkurs per 17.3.2020	10,46 NOK/USD													

Figur 24 Tabellen viser det minste påslaget Oslo havn må ta for å oppnå lønnsomhet for investering der landstrømanleggene også er dimensjonert for å tilby lading innenfor systemgrensen på 7 nautiske mil fra Sydhavna. Totalt sett oppnår man lønnsomhet ved et påslag på 1,4 kr/kWh (og 0,70 kr/kWh ved full Enovastøtte). Legges det opp til strømkostnad på rundt 0,5 kr gjennom utkoblbar tariff blir prisen skipene må betale 1,9 kr/kWh (eller 1,2 kr/kWh ved full Enovastøtte).

Beregningene for STL 2.0, der lading er inkludert, viser lavere påslag som følge av høyere energibehov. Dersom man også her oppnår Enova-støtte vil strømprisen fra landstrømanleggene være konkurransedyktig, under forutsetning av at MGO-prisen stabiliseres igjen. Her er det også direkte ulønnsomme prosjekter man kan velge bort, evt. avvente slik at totalen blir mer lønnsomt.

Normalt er det slik at de kunder som har spesielle behov må betale for de tilpasninger som havnen må gjøre, men for landstrøm er det havnen som ofte er initiativtaker. Erfaringen Oslo Havn har med utenriksfergene i Byhavna tilsier at det er ulik holdning til landstrøm og dertil ulike betalingsvilje til å investere i skipet og bidra til tilbakebetaling av løsningen.

De fleste skip har lang levetid. Det betyr at det gjøres investeringer fortløpende, også fordi de kan tilbakebetales over lengre tid. Men investeringer godkjennes kun dersom det gir økt inntjening eller er tydelig besparende for løpende driftskostnader. Marginen mellom prisen for landstrøm og prisen for å produsere om bord må være tilstrekkelig høy slik at rederiene kan få tilbakebetalt investeringene om bord.

Behov for andre forretningsmodeller

Hvis besparelsen for skipene ikke er tilstrekkelig høy kan det virke urettferdig for de skipene som tar investeringen om bord hvis de i tillegg skal belastes for investeringskostnaden til havnen. Det kan bremse utviklingen dersom de som tar høyest risiko som «fronrunners» skal bli straffet når de tar i bruk teknologi som gir lavere utslipp i forhold de som lar være.

Det kan være et behov for å se på andre forretningsmodeller som gjør det mer lukrativt for «frontrunnerne» i en periode frem til landstrøm er mer utbredt i havnene. Dette gjelder spesielt skip som anløper mange forskjellige havner. På sikt kan dette bidra til at brukstiden øker og lønnsomheten forbedres for både rederier og havner. Et grep som det ofte vises til er differensiering av havneavgiftene.

Det kan være vanskelig å forsvare ombygging av skipene dersom det er få havner hvor de kan benytte landstrøm. Oslo Havn KF har derfor satt i gang et samarbeid med andre havner i Oslofjorden, der man med sikkerhet vet at de samme skipene anløper flere av havnene. Et av formålene vil være å vise en samlet besparelse for å bruke landstrøm.

I EU diskuteres det også om det skal være krav til bruk av landstrøm i havner. Det er usikkert, men kanskje blir fossile drivstoff til marin næring dyrere. EU vurderer å fjerne avgiftsfritaket som skipsfarten har per i dag på fossile drivstoff. Det betyr at landstrøm og lading kan spare drivstoff og dertil driftskostnader.

Men det er ingen tvil om at det er krav som vil bidra til raskere opptrapping og bruk av utslippsfrie løsninger i transportsektoren. Kanskje kan et regionalt eller nasjonalt krav til å ta i bruk landstrøm i havner bidra til dette, men det er først når EU stiller like krav at dette vil få et virkelig oppsving.

3.2 Lading landtransport

I dag er det et fåtall trucker og personbiler som er elektriske på havnen. Frem mot 2025 skal all landtransport på Sydhavna være nullutslipp mht. klimagasser direkte til luft. Biogass regnes også som akseptert løsning iht. Oslo kommune sitt klimabudsjett hvor det skrives: «*For kjøretøy der nullutslipp ikke er et alternativ, skal bærekraftig biodrivstoff (fortrinnsvis biogass) benyttes*».¹⁸ Elektrisk fremdrift er nærliggende særlig i Norge og Europa også om man inkluderer indirekte utslipp som karbonintensiteten til strømproduksjonen. Batterielektriske kjøretøy har et lavere CO₂-utslipp enn diesel- og bensinkjøretøyer om karbonintensiteten til strømproduksjonen er under rundt 875 gram/kWh. Både USA, EU og særlig Norge er kommet under dette nivået i dag. Hydrogenkjøretøyer med brenselcelle krever en karbonintensitet på under 440 gram/kWh for å ha lavere totale utslipp enn fossile varianter. Mange europeiske land er under dette nivået i dag.¹⁹ I dag kan de fleste eksisterende dieseldrevne kjøretøy gå direkte over på biodiesel HVO uten ombygging. Det er den korteste veien til målet, men drivstoffet er betydelig dyrere enn anleggsdiesel og derfor ser mange fremover, også både av hensyn til lokal forurensning, støy og at HVO er en begrenset ressurs.

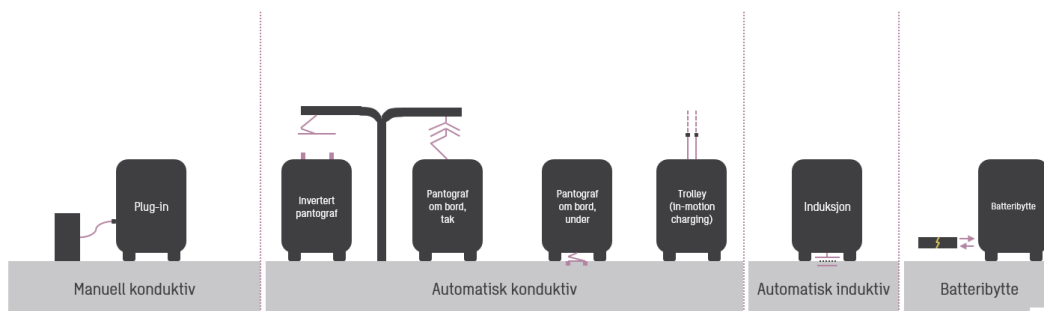
Det er lagt til grunn at følgende kjøretøytyper og antall kjøretøy elektrifiseres frem mot 2025.

• Trucker:	39 stk.
• Hjullastere:	13 stk.
• Betongbiler:	50 stk.
• Reachstackere:	10 stk.
• Terminaltraktorer:	17 stk.
• Vogntog (står parkert på område 61 over natten):	14 stk.

I tillegg legges det til rette for lading av personbiler og andre småbiler på havnen, estimert til maksimalt 218 stk. basert på antall tilgjengelige parkeringsplasser på området.

Generelt

Det finnes mange ulike ladeteknikker og ladestrategier. Ladeteknikkene kan inndeles i manuell konduktiv, automatisk konduktiv, automatisk induktiv og batteribytte.



Figur 25: Ulike ladeteknikker. (Kilde: Sweco)

Av ladestrategier ansees det for havneaktørene særlig relevant med natllading og behovslading for energikrevende utstyr eller ved flere skift. Lunsjpauser bør aktivt brukes til lading. Batteribytte er en mulighet og er en strategi som brukes i enkelte havner, men lite er standardisert rundt dette enda.

¹⁸ Oslo kommune. Standard klima- og miljøkrav til Oslo kommunes bygge- og anleggsplasser. <https://tjenester.oslo.kommune.no/ekstern/einnsyn-fyllager/filtjeneste/fil?virkksomhet=976819837&filnavn=byr%2F0%2Fvedlegg%2F2019048266-2150102.pdf>

¹⁹ Energy Transitions Commission. (2018). Mission Possible. Reaching Net-Zero Carbon Emissions From Harder-To-Abate Sectors by Mid-Century. Sectoral Focus: Heavy Road Transport. http://www.energy-transitions.org/sites/default/files/ETC%20sectoral%20focus%20HeavyRoadTransport_final.pdf

AC-lading

Normallading, lading med vekselstrøm, foregår ved bruk av fastmontert ladestasjon med innebygde sikkerhetsfunksjoner i henhold til gjeldende normer og standarder. Ladestasjonene kan kobles til både 230 V IT-nett og 400 V TN-nett. Dette muliggjør ladeeffekter på inntil 11 kW og 22 kW på henholdsvis 230 V og 400 V. Faktisk ladeeffekt er avhengig av spesifikasjonene til ombordladeren i det aktuelle kjøretøyet. Ladeboksen forsyner kjøretøyet med vekselstrøm (AC) til kjøretøyet ombordlader som likeretter denne og sender likestrøm (DC) videre til batteriet.

DC-lading

Lading med likestrøm, DC, gjør det mulig å lade med høyere effekt og omtales gjerne som hurtig- eller lynlading. De to standardene CCS og CHAdeMO sørger for strømtilkobling og kommunikasjon mellom kjøretøy og lader. Av disse to er CCS mest utbredt og er den som gir støtte for høyeste ladeeffekt.

Det er flere produsenter av ladestasjoner for DC-lading med ulike produkter å velge mellom. Typisk utgangseffekt varierer fra 50 kW til 350 kW for de ulike produktene, med mulighet til å levere opp til 950 V DC til kjøretøyet. Det er også mulig med høyere ladeeffekter opp til rundt 800 kW vha. pantograf, samtidig forventes det at 500 kW blir tilgjengelig med CCS ved hjelp av plug-in innen kort tid. For noen produkter er nettilkoblingen og likeretteren inkludert i samme enhet som brukerenheten, for andre ligger dette i en egen adskilt enhet.

Produktene er hovedsakelig compatible med 400 VAC, $\pm 10\%$, 50 Hz nettilkobling. Et fåtall er også compatible med 230 VAC, 50 Hz IT-nett. Minst ett produkt må ha 480 VAC, 50 Hz.

Kommunikasjon

Smart lading og enkle brukergrensesnitt er essensielt for videre utbredelse av elektriske kjøretøy. For å oppnå det er kommunikasjonsprotokoller viktig å forstå. CCS og CHAdeMO er åpne standarder for DC hurtiglading og mode 3 er AC-lading mellom kjøretøy og ladestasjon. Videre kommunikasjon fra ladestasjon til back-office bør anvende åpen kommunikasjonsprotokoll egnet for smart lastbalansering, begrensninger i effekt og automatisk autentisering/betaling som f.eks. via OCPP. For fremtidige ladestasjoner bør det stilles krav til at ladestasjon skal være kompatibel med ISO 15118 og minimum OCPP 2.0. Dette kan, blant annet også muliggjøre Vehicle-to-Grid-funksjonalitet.

3.2.1 Metodikk

Det er kartlagt antall av ulike kjøretøytyper for de ulike områdene og bruksmønster/brukstid. Dette er basert på intervjuer med relevante personer hos de ulike havneaktørene.

Ladebehov

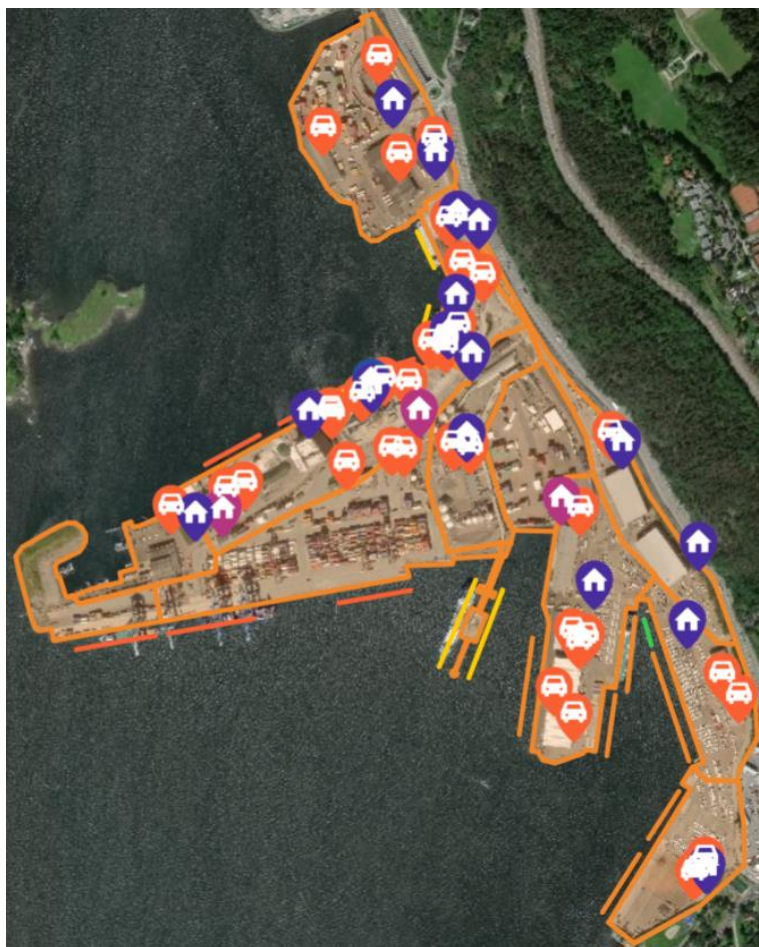
Enkelte aktører gav bedre og mer detaljerte svar enn andre. Hvor svar var mangelfulle ble det tatt utgangspunkt i de mer detaljerte svarene og de ble gjenbrukt for andre aktører med lignende type kjøretøy og driftsmønster. Basert på enten oppgitt dieselforbruk eller evt. type kjøretøy og driftstimer/kjørelengde ble det estimert et daglig og årlig dieselforbruk. Dette ble omgjort til elektrisk fremdriftsbehov ved omregning av virkningsgrader for dieselbasert og elektrisk drivlinje. Der hvor kjøretøyene ikke eksisterer kommersielt med tilgjengelige datablader ble det ikke lagt til grunn begrensninger på batteripakkens størrelse, dvs. at ladebehov var fordelt jevnt utover døgnet når kjøretøyet ikke var i bruk. Energibehovet med elektrisk fremdrift krevde likevel ikke urealistisk store batteripakker for de ikke-kommersielle kjøretøyene. Der hvor det var mulig å oppdrive datablad med forbruk og batteristørrelse er dette lagt inn som en begrensning, slik at det for enkelte kjøretøy har vært behov for å lade en eller flere ganger i løpet av skiftet.

Disse ladeprofilene er videre lagt inn i samlet energimodell for hvert område og for Sydhavna som helhet sammen med andre nye laster som landstrøm og lading batteri i skip.

Plassering og antall ladestasjoner

Det er i utredningen gjort en jobb med å foreslå plassering for ladestasjoner for de ulike kjøretøyene på havnen. Plasseringen er blitt gjort basert på følgende kriterier og forsøkt optimalisert ut fra disse hensynene:

- Minimere avstand til nettstasjon og kabelskap
- Utnyttelse av dagens oppmerkede og avsatte p-plasser og nærhet til lunsj-fasiliteter
- Vegghengte ladestasjoner hvor mulig
- Samlokalisering for å enklest mulig kunne lastbalansere mellom flest mulig kjøretøy. Jo flere kjøretøy tilkoblet på samme fordeling jo lavere samtidighet og dermed også toppeffekt blir det.



Antallet ladestasjoner er bestemt ut fra en kombinasjon av antall kjøretøy, driftsmønster og ladebehov. På område 64 er det f.eks. utplasser 10 stk. 50 kW hurtigladere. Det er 20 betongbiler som antas å ha et ladebehov, derfor er det lagt to punkt på hver ladestasjon som deler på den samlede effekten på 50 kW, noe som er rimeligere enn å sette opp 20 stk.

Figur 26: Her sees oversikt over utplassering av ladestasjoner på Sydhavna. Oransje symboler med bil tilsier ett eller flere ladepunkt. De blå eller lille symbolene viser de ulike nettstasjonene på Sydhavna.

3.2.2 Forutsetninger

- All lading er forutsatt med optimalt utnyttet lastbalansering. Helst også fasebalansering hvor det er AC-lading.
- Det er antatt økning i antall kjøretøy der hvor havneaktørene har informert om det.
- Tank-to-wheel virkningsgrad, dieselmotor: 30 %
- Tank-to-wheel virkningsgrad, batterielektisk fremdrift: 90%.
- VDI-syklus for gaffeltrucker er ikke korrigert med korrigeringsfaktor.
- Ladeprofiler er laget som timesverdier, dvs. kWh/h.
- Volumetrisk energitetthet diesel: 10 kWh
- Kostnader ladeinfrastruktur eks. anleggsbidrag:
 - Investeringskostnad hurtiglader, 50 kW: 200 000,-

- Investeringskostnad superhurtiglader, 150 kW: 600 000,-
- Investeringskostnad lynlader, 300 kW: 1 600 000,-
- Investeringskostnad normallader per punkt, 1,4-22 kW: 30 000,-
- Investeringskostnad hurtiglader, 50 kW med 1 ekstra punkt: 50 000,-
- Investeringskostnad hurtiglader, 50 kW med 2 ekstra punkt: 100 000,-
- Investeringskostnad superhurtiglader, 150 kW med 1 ekstra punkt: 70 000,-
- Investeringskostnad superhurtiglader, 150 kW med 2 ekstra punkt: 140 000,-
- Investeringskostnad lynlader, 300 kW med 1 ekstra punkt: 200 000,-

3.2.3 Energibehov og ladeprofiler

De ulike kjøretøytypene og driftsmønstrene tilsier at det er variabelt forbruk innad i kjøretøytyper av samme gruppe og fra område til område. Til tross for det store omfanget av kjøretøy er det i utredningen gjort en relativt detaljert kartlegging av de ulike behovene for de ulike kjøretøyene og for de ulike områdene/aktørene. Eksempelvis kan en 3,5 tonns truck derfor ha svært ulikt driftsmønster og dermed også energi- og effektbehov til lading. Daglig energibehov for denne kjøretøytypen kan derfor spenne fra det laveste på 37 kWh med 3 timers driftstid ila. en dag til det høyeste på 143 kWh per dag i løpet av et 12-timers skift med skipsanløp.

Betongbiler

Betongbiler opererer i dag på område 63 og 64. På område 63 er det i dag 30 biler og grunnet begrenset plass estimerer operatør at de i 2030 også vil ha samme antall. På område 64 er det i dag 10 stk. betongbiler. Operatøren der estimerer å ha om lag 20 betongbiler i 2030. Det er derfor lagt til grunn hhv. 30 og 20 betongbiler for disse områdene.

Betongbiler finnes ikke som et fullelektrifisert kommersielt



Figur 27: Betongbil. (Kilde: unicon.no)

kom

alternativ, men i løpet av rapportskrivningen

Liebherr ut med en pressemelding om at de har

utviklet den første helelektriske betongbilen med trommelkapasitet på 10-12 m³ på fem aksler planlagt for leveranse høsten 2020. Det spekuleres i at størrelsen på batteripakken vil være på 340 kWh.²⁰ Det angis ikke noe videre info om hvordan den svært energikrevende pumpingen er tenkt håndtert på byggeplass.

²⁰ <https://www.electrive.com/2020/03/29/liebherr-presents-electric-concrete-mixer-truck/>



Figur 28: 5-akslet helelektrisk betongbil fra Liebherr. (Kilde: Electrive.com)

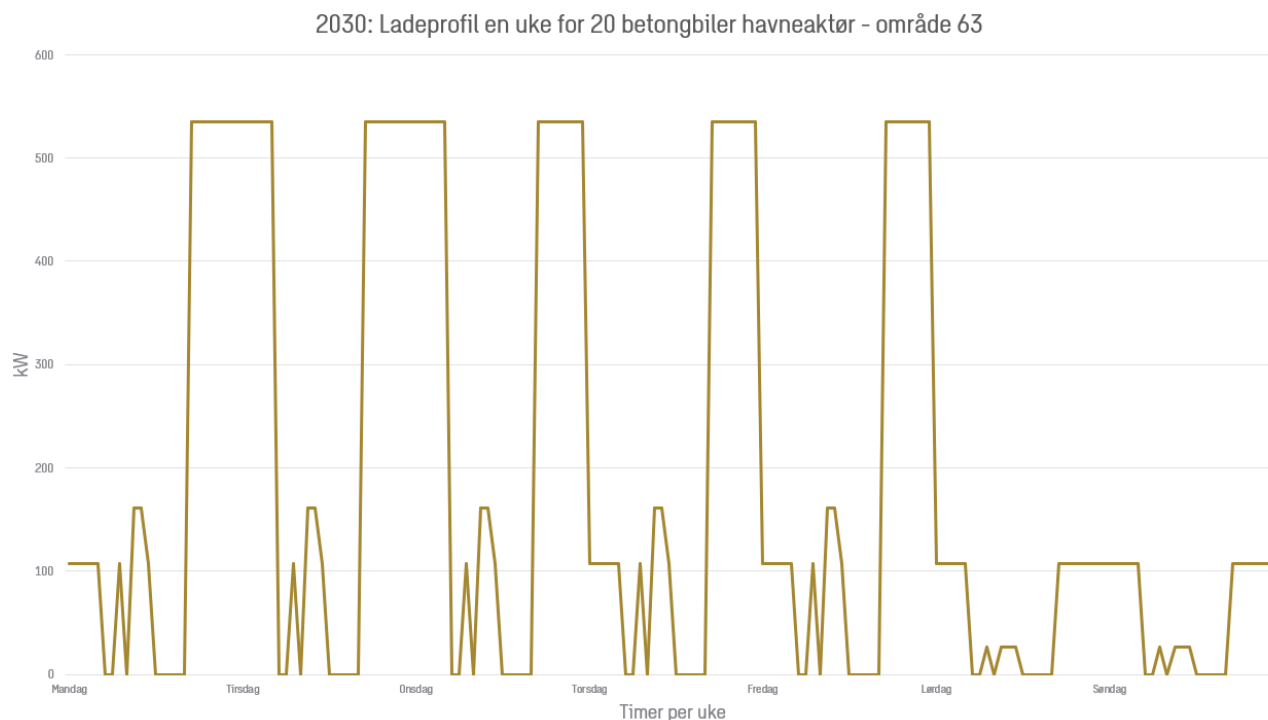
Norbetong, en aktør på Sydhavna har i sitt pågående Pilot-E prosjekt utviklet en standard 4-akslet betongbil med Euro 6 motor til å kunne drifte tromlingen med strøm via kabel med 3/63 A på byggeplass. Pumping av betong på byggeplass vil kreve høye effekter angitt av Steinar Hov i Norbetong til rundt 170 kW.

Dieseldrevne betongbiler bruker rundt 6 liter/mil, tilsvarende rundt 6 kWh/km. Dette er for fremdrift og tromling. Dette er betydelig høyere enn f.eks. elbusser som bruker rundt 1,5 kWh/km og en vanlig elektrisk personbil på rundt 0,2 kWh/km. Det spesifikke elektriske behovet til tromling og fremdrift har vi beregnet til 1,9 kWh/km for en elektrisk betongbil.

Det er også videre oppgitt et dieselforbruk per tur for en betongbil med 8 m³ kapasitet på grunn av pumping på byggeplass til 24 liter diesel, tilsvarende 240 kWh. Dette tilsier at det kan la seg vanskelig gjøre at batteripakken i bilen må være så stor at den både kan håndtere fremdrift, tromling og pumping. Med kun tromling og fremdrift har vi estimert en minimumsstørrelse på batteriet lik 350 kWh.²¹ Om pumping på byggeplass også skulle blitt dekket av batteriet uten særlig lading i løpet av dagen ville det, samlet sett, vært behov for en batteristørrelse på nesten 1 100 kWh. Vi har ansett tromling og fremdrift som relevant å dekke med batteri, mens elektrisk pumping bør tilrettelegges vha. kabel på byggeplass. Det er dette som er lagt til grunn for ladeprofilene for betongbiler i havnen.

Det er også vurdert om biogass kan være mer egnet for betongbilene enn batteri. Dette står det mer om i delkapittel 3.9 om potensielle anvendelsesområder for biogassen som produseres på Bekkelaget renseanlegg like ved havnen.

²¹ Basert på 36 km tur/retur og 5 turer om dagen. Oppgitt av Norbetong.



Figur 29: Samlet ladeprofil for 20 stk. betongbiler på område 63.

Truck

Trucker er det kjøretøyet på Sydhavna som nok er mest modent for elektrifisering. Det er allerede en del elektriske trucker på havna. I dag er det 39 trucker på Sydhavna som ikke er elektriske. Disse er velegnet for elektrifisering og blant de mindre størrelsene (1,6-9 tonn) finnes det mange modeller tilgjengelig fra blant annet Kalmar, Linde, Toyota og Jungheinrich. Den største elektriske



Figur 30: Truck fra Hangcha.

truckmodellen vi har funnet er en 16 tonns truck fra det kinesiske firmaet Hangcha.²²

Energiforbruket til trucker er oppgitt iht. VDI-syklusen i den tyske standarden VDI²³ 2198. Syklusen innebærer forbruket en truck har ved å kjøre 30 meter løfte og senke 2 meter og gjøre dette 60 ganger i løpet av en time. Enkelte²⁴ hevder at denne syklusen er litt for hard og gjenspeiler reelle driftsforhold dårlig og foreslår å korrigere forbruket oppgitt i VDI-syklusen med en faktor på 0,6. Dette er ikke gjort i våre beregninger.

- 1,6 tonn: 10 stk. Energiforbruk iht. VDI-syklus: 4,6 kWh/h. Batteristørrelse: 30 kWh.
- 3,5 tonn: 17 stk. Energiforbruk iht. VDI-syklus: 8,6 kWh/h. Batteristørrelse: 50 kWh.
- 5 tonn: 6 stk. Energiforbruk iht. VDI-syklus: 15 kWh/h. Batteristørrelse 60 kWh.
- 8 tonn: 2 stk. Energiforbruk iht. VDI-syklus: 15 kWh/h. Batteristørrelse 144 kWh.

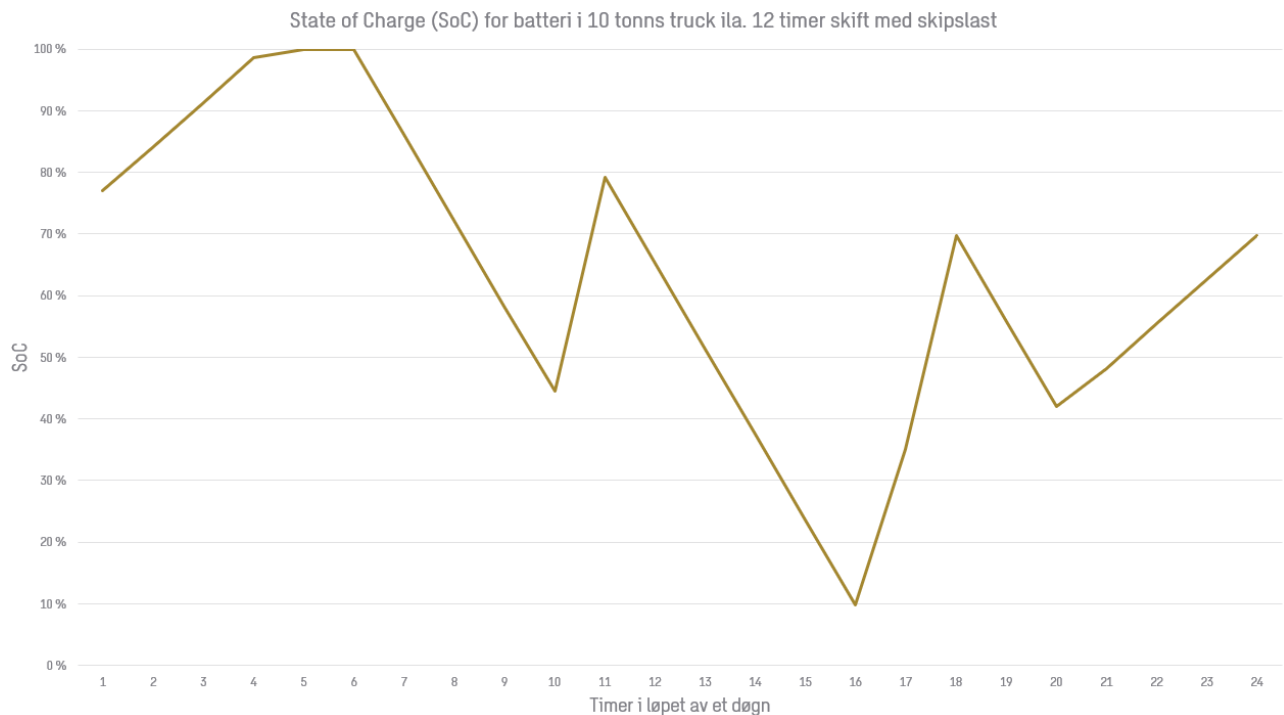
²² <https://sydtrade.se/wp-content/uploads/2019/03/12.0-16.0t-electric-forklift.pdf>

²³ Verband Deutscher Ingenieure, en akseptert standard for å sammenligne drivstofforbruk for ulike gaffeltrucker.

²⁴ <https://forkliftbriefing.com/save-money/the-forklift-fuel-robbery/>

- 10 tonn: 1 stk. Energiforbruk iht. VDI-syklus: 20 kWh/h. Antatt batteristørrelse 144 kWh.
- 16 tonn: 1 stk. Energiforbruk iht. VDI-syklus: 25 kWh/h. Batteristørrelse 198 kWh.
- 22 tonn: 1 stk. Energiforbruk antatt til 30 kWh/h. Batteristørrelse på 200 kWh netto antatt.

Ved skipsanløp og lange skifte på 12 timer kan enkelte elektriske trucker ha behov for mer stillstand på grunn av ladebehov i løpet av skiftet. I eksempelet under sees det på et tilfelle beskrevet for en prosjektlast på Sydhavna. Her ville denne trucken brukt samlet sett 14 timer for å kunne utføre en effektiv arbeidsdag på 12 timer. Ved overgang til elektriske trucker kan det derfor være aktuelt å ha noen flere elektriske trucker av visse typer for å minimere stillstand ved skipslaster. Dette kan og avbøtes på annet vis ved at havneaktørene samarbeider mer og f.eks. har felles pool av kjøretøy som kan fordeles utover på de ulike områdene avhengig av hvor det er behov.



Figur 31: Som sett på figuren startet skiftet kl. 06, da går SoC nedover frem til rundt kl.10. Da tas det en litt lengre lunsj og batteriet får ladet fra rundt 45% og opp til 80 % på rundt en time ved hjelp av 50 kW hurtiglading. Deretter jobbes det fullt frem til kl. 16 hvor SoC kommer helt ned 10 %. Da er det behov for å lade i 1,5 time med 50 kW for å komme opp til 70 % SoC for å kunne fullføre skiftet to timer senere med en SoC lik 45 %. Deretter kan trucken lades med 10 kW over natten for å være fulladet neste dag. Batteripakken er her på rundt 145 kWh netto og forbruket er oppgitt til 20 kWh/h iht. VDI-syklusen.

Hjullaster

Hjullastere finnes i mange ulike størrelser, men kun de minste variantene med løfteevne på opptil 5 tonn finnes i batterielektriske utgaver.²⁵ Med utgangspunkt i de modellene som finnes på havnen som har en løftekapasitet og effekt på opptil hhv. 260 kW vil disse muligens være de vanskeligste å erstatte. Til sammenligning har Volvo CE sin elektriske hjullaster L25²⁶ på rundt 75 kW og en skuff på 0,9 m³ mens en av de største hjullasterne på havnen Volvo L 180 H har opptil 7,8 m³ på lette materialer og 4,8 m³ på generell bruk. Volvo sin L25 er enda ikke tilgjengelig for direkte kjøp, men man må sette seg på liste.



Vi har fått oppgitt et svært høyt forbruk på hjullasterne av den største typen Volvo L180 H på 23,5 liter diesel per time. I løpet av en arbeidsdag tilsvarer det 198 liter diesel som har et energiinnhold på 1979 kWh. Omregnet til elektrisk fremdriftsbehov utgjør det 694 kWh per dag som igjen utgjør et meget stort batteri. Spesifikt forbruk per times drift utgjør da hele 82 kWh/h.

Den noe mindre hjullasteren Volvo L90F har vi fått oppgitt et spesifikt forbruk på 10 l/h. Med et daglig drift på 4,8 timer tilsvarer det et daglig energibehov på 480 kWh. Omregnet til elektrisk fremdriftsbehov utgjør det 169 kWh per dag som er en noe mer realistisk batteristørrelse. Spesifikt forbruk per times drift utgjør da 35 kWh/h.

På Sydhavna er det kartlagt at det finnes rundt 13 hjullastere.

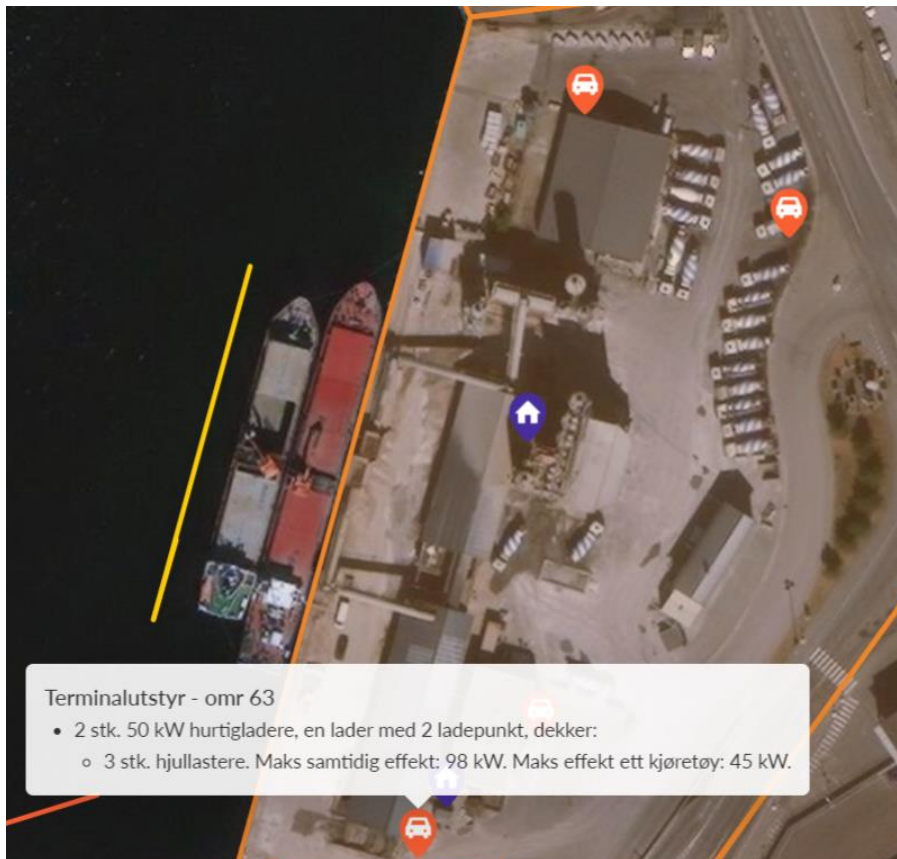
- 3 stk. på område 63
- 1 stk. på område 62
- 2 stk. på område 81
- 1 stk. område 88
- 5 stk. på område 64
- 1 stk. på område 83

Basert på dagens oppgitte forbruk og mønster anslås det at det kan være realistisk at elektriske hjullastere kan erstatte alle utenom de største typene på område 63 og 64. Nøyaktige typer hjullastere og driftsmønstre har vi ikke klart å få informasjon om på område 88, 62, 64 og 83. Men basert på antatt bruk er det sannsynlig at hjullasterne kan bli elektriske for område 88 som i dag i hovedsak bruker dem til snømåking og feiing, rundt 150 driftstimer per kjøretøy i året. De større hjullasterne på område 63 og 64 kan potensielt bli erstattet av transportbånd, men dette er ikke lagt til grunn i utredningen. På område 62 brukes hjullasterne til skufing av Lecakuler og pellets og 1 større dieselvariant kan f.eks. der bli erstattes av to elektriske for å kompensere for evt. mindre skuffestørrelse.

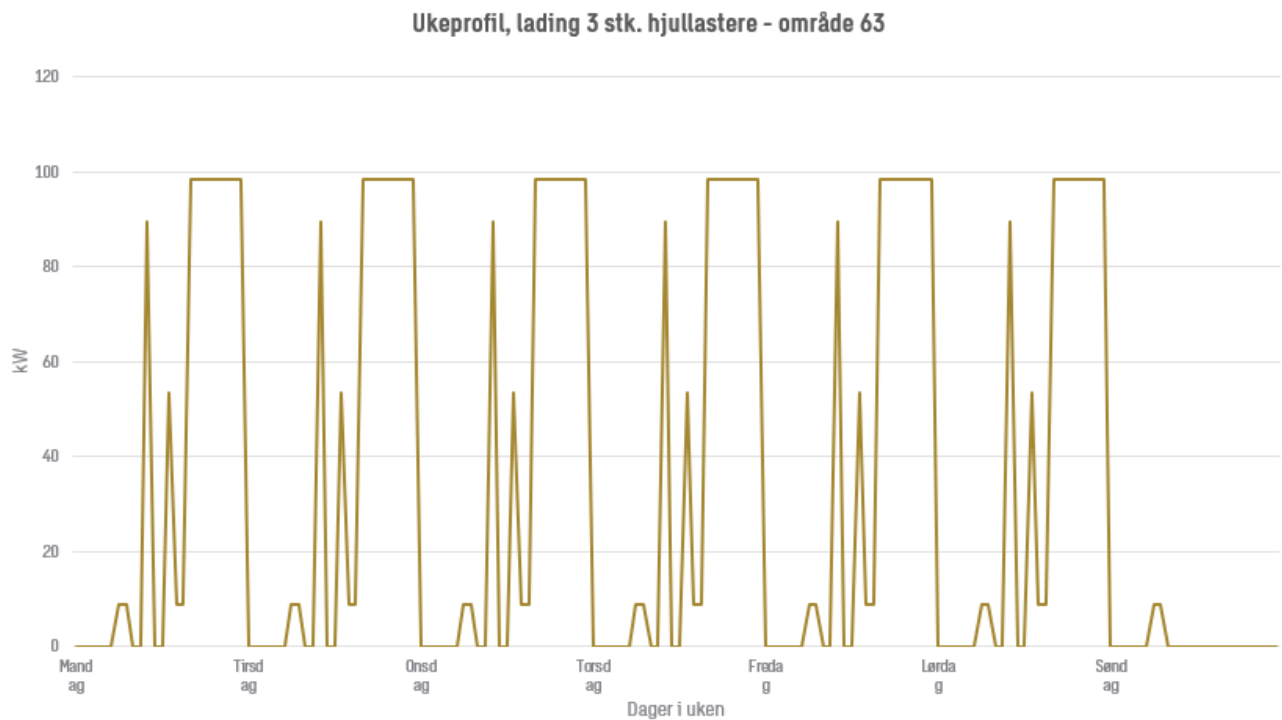
²⁵ DNV GL AS Energy. (2018). Veileder for tilrettelegging av fossilfrie og utslippsfrie løsninger på byggeplassen. Tabell side 12-13.

²⁶ <https://www.volvoce.com/global/en/our-offer/emobility/>

På område 63, hvor det er tre hjullastere en liten og to større er det lagt opp til 2 stk. 50 kW hurtigladere hvor en lader har to ladepunkt som også kan forsyne den minste varianten.



Figur 32: Plassering 50 kW DC hurtiglader til hjullastere like ved eksisterende nettstasjon.



Vogntog

De fleste vogntog, trekkvogner og lastebiler på Sydhavna kommer bare innom, i snitt i rundt 10-15 minutter, for å hente containere eller annet gods. Disse kjøretøyene har derfor ikke inngått som en del av hva Oslo Havn har medberegnet å levere ladestrøm til. Om dette skulle blitt gjort, som en tilleggslading til elektriske vogntog, burde det i så fall vært ved hjelp av induksjonsmatter i asfalt eller ved hjelp av skinner. Lading ved hjelp av kontaktledninger i luft eller pantografstolper vil være for utsatt for kollisjon med ulike terminalkjøretøyer på



havnen. For at en slik ladeinfrastruktur skal være regningssvarende forutsetter det at det også er et behov blant aktørene og at de fleste bilene kan anvende infrastrukturen. Ingen av disse er på plass i dag. Ladeinfrastruktur for vogntog bør inngå i en nasjonalt koordinert infrastrukturplan. Utredningen ELinGO er har blant annet sett på dette med ulike varianter av underveislading (kjøreledning, skinne og induktiv) med utgangspunkt i E39. Rapporten konkludere med at elveier kan være en mer effektiv måte å redusere utslipp fra godstransport på vei enn rene batteridrevne eller hydrogendrevne kjøretøy. På flere veistrekninger i Norge faller tiltakskostnaden inn under det Miljødirektoratet plasserer i tiltaksklasse 1, med samfunnsøkonomiske kostnader på under 500 kr/tonn CO₂. Energy Transition Commision (ETC) har utarbeidet en rapport hvor de har sett på kostnaden per tonn CO₂, kostnaden fra bedrift til bedrift (B2B) og kostnaden for sluttkunde. Konklusjonen er at totalkostnaden for tunge kjøretøy i løpet av 20-tallet bli lavere for elektriske enn for fossile.²⁷ En annen konklusjon er at kostnaden per tonn CO₂ ikke vil være høyere enn rundt 100-200 NOK/Tonn. Ekstra kostnader B2B vil ikke øke og heller ikke prisene for sluttkunde på grunn av avkarboniseringstiltakene.

Vehicle model	Battery kWh	Range, km	Hauling capacity, tons	Gross-weight, tons	Expected market introduction
Mitsubishi eCanter	82.8	120			
Freightliner eM2 106		370			
Renault Truck D.Z.E	300	300			
Volvo FL	100-300	250		16	2019
Volvo FE	100-300	200		27	2019
Mercedes-Benz urban eTruck	200-300	200		26	2020
Man E-Truck TGM		200			2021
Man E-Truck TGS		130		26	2021
Freightliner eCascadia	550	400			2021
Cummins		160	22	Class 7	2019
Tesla semi		800	40	Class 8	2020
Thor ET-one		480	36	Class 8	2019

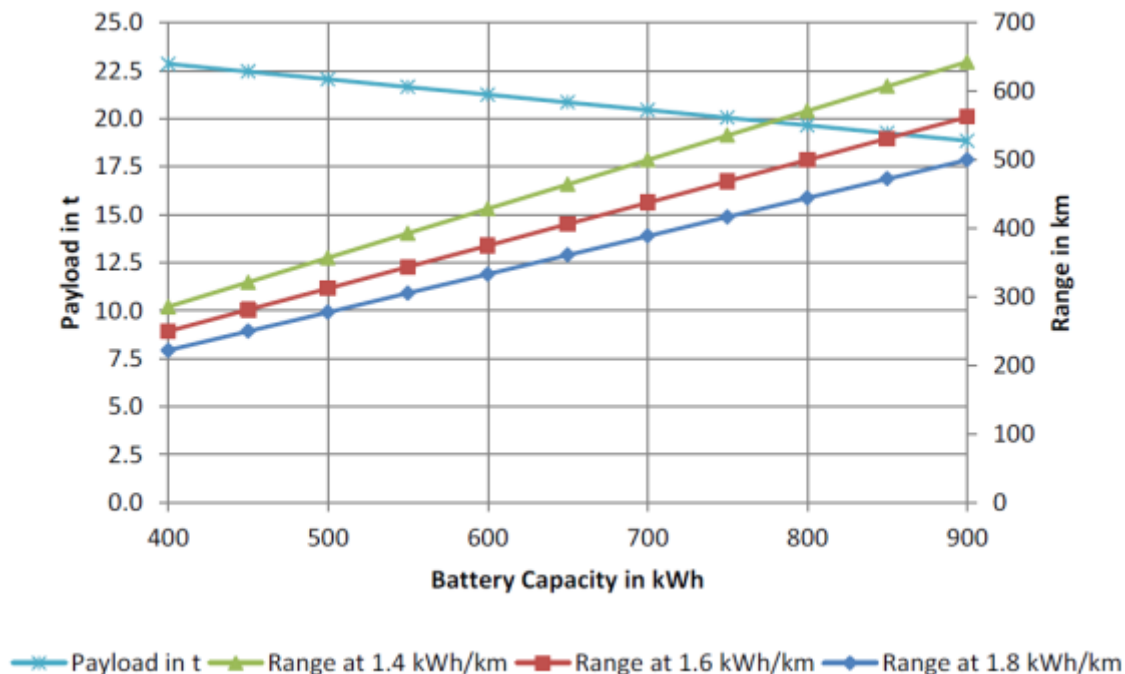
Figur 33: Liste over kommende elektriske vogntog og traktorer med info om modell, rekkevidde, kapasitet, størrelse og forventet markedsintroduksjon.²⁸

På Sydhavna er det sett på ladebehovet for 14 vogntog som har sin nattparkering på område 61. Disse kjøretøyene kjører rundt 345 km i snitt per dag og har en tomlastvekt på 16 tonn. De kan ha nyttelast opp til 34 tonn begrenset av maksvekten på 50 tonn på norske veier. På Sydhavna ankommer de og parkerer på

²⁷ Energy Transitions Commission. (2018). Mission Possible. Reaching Net-Zero Carbon Emissions From Harder-To-Abate Sectors by Mid-Century. Sectoral Focus: Heavy Road Transport.

²⁸ Transportøkonomisk institutt. (09/2018). Teknologisk modenhetsnivå og forventet markedsintroduksjon for tunge kjøretøy. TØI-rapport 1655/2018

området ca. kl. 17-18. De er oppgitt til å ha et dieselforbruk på 3,9 liter per mil tilsvarende 3,9 kWh/km. Sweco har beregnet at disse vil ha et spesifikt forbruk på 1,3 kWh/km om konvertert til helelektrisk drivlinje. Med 345 km tilsvarer det et daglig forbruk på 450 kWh og en batteripakke på rundt 540 kWh. Dagens kommersielle elektriske lastebiler vogntog kan med litium-ionebatterier ha rekkevidder på mellom 150-400 km, avhengig av massen på batteriet. Det finnes skjæringspunkter mellom størrelsen på batteriet, rekkevidde og potensiell nyttelast som er interessante.²⁹

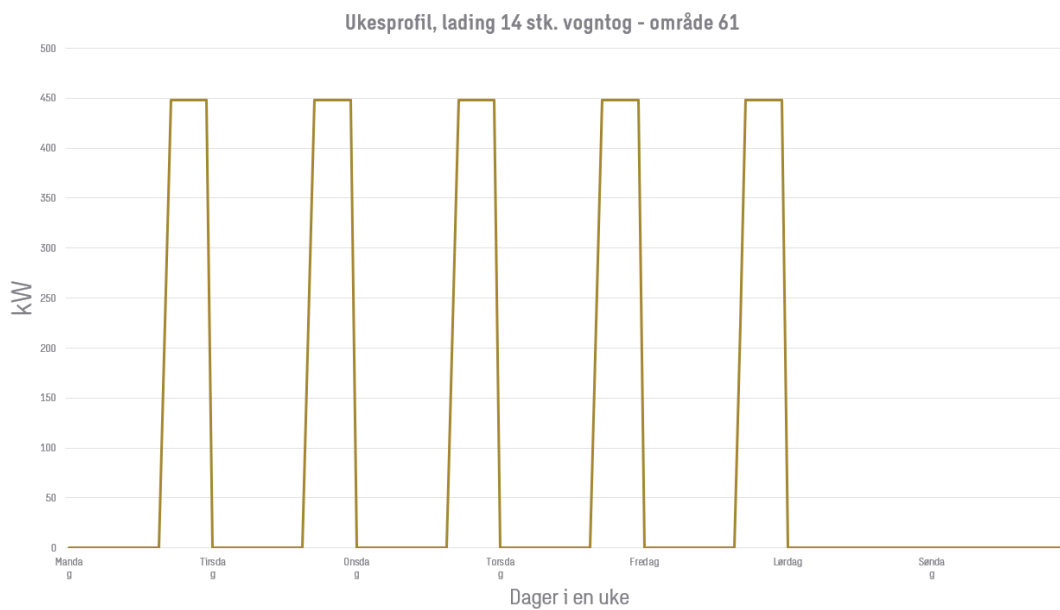


Figur 34: Nyttelast og rekkevidde for elektriske vogntog som funksjon av energiforbruket.³⁰

Ved parkeringstid på 13-14 timer er det tilstrekkelig at hvert kjøretøy lader med en ladeeffekt på 32 kW over kveld og natt. Det er derfor medtatt at det er tilstrekkelig med 50 kW DC-lading på området. Da kan de potensielt sett lade batteriet fullt fortest sett på 9 timer. Maksimal samtidig ladeeffekt for alle 14 kjøretøy er beregnet til 550 kW. For å unngå de høyeste effekttoppene er det her veldig viktig at ladeanlegget fordeler ladeeffekt jevnt utover til de ulike kjøretøyene og at det kan stilles inn når kjøretøyet skal være ferdig ladet slik at effekten kan reduseres ytterligere.

²⁹ TØI. (2019). User experiences from the early adopters of heavy-duty zero-emission vehicles in Norway. Barriers and opportunities. TØI-rapport 1734/2019.

³⁰ TØI. (2019). User experiences from the early adopters of heavy-duty zero-emission vehicles in Norway. Barriers and opportunities. TØI-rapport 1734/2019.



Figur 35: Ladeprofil for en uke for 14 stk. vogntog som nattlader på område 61, Sydhavna.

Reachstacker/Stortruck

Reachstackere er regnet som utfordrende å elektrifisere fullt ut med batteri. Det er for øvrig en fordel med dette, blant annet kjøretøyet har behov for et sterkt motvektsforhold for å kunne klare å løfte opp mot 45 tonn og her kan batterier også bidra til dette med sin høye egenvekt.

Hydrogen er også et aktuelt nullutslippsalternativ for Reachstackere. Hyster utvikler verdens første hydrogendrevne reachstacker med brenselcelle som skal starte å operere i havnen i Valencia i løpet av 2021.³¹



Reachstackerne på Sydhavna er enten 45 tonn til løfting av fulle containere eller 8-11 tonn til løfting av tomcontainere. De på 45 tonn er oppgitt til å ha et spesifikt dieselforbruk på 12 l/h og de på 10 tonn rundt 8 l/h av Yilport. Bring anslår et forbruk for sine 45 tonns reachstackere lik 15 l/h og 12 l/h for sine 11 tonns.

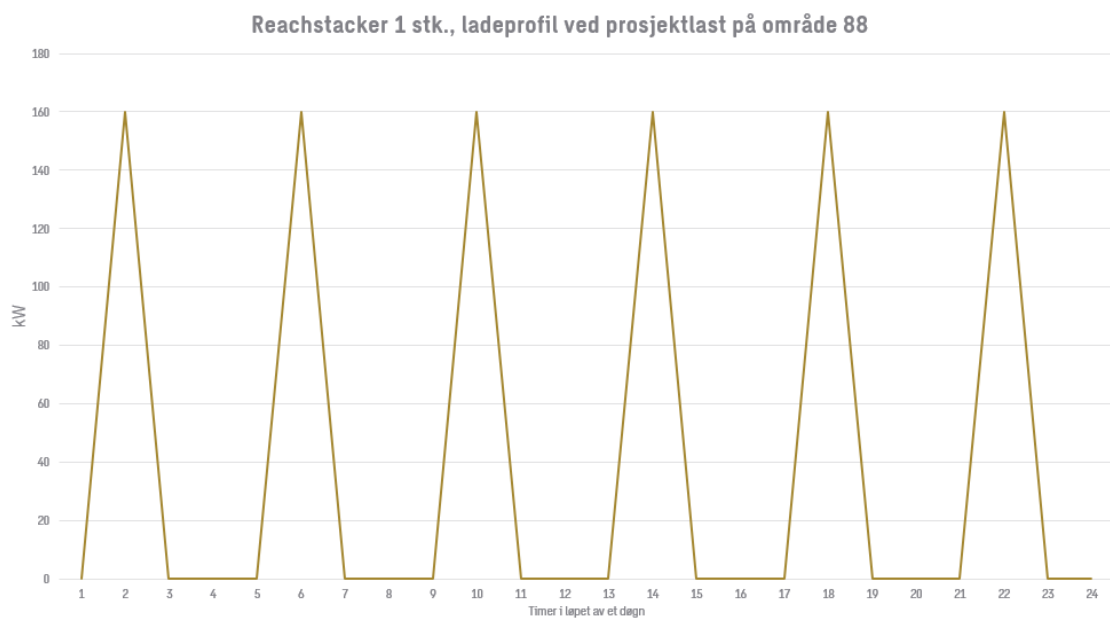
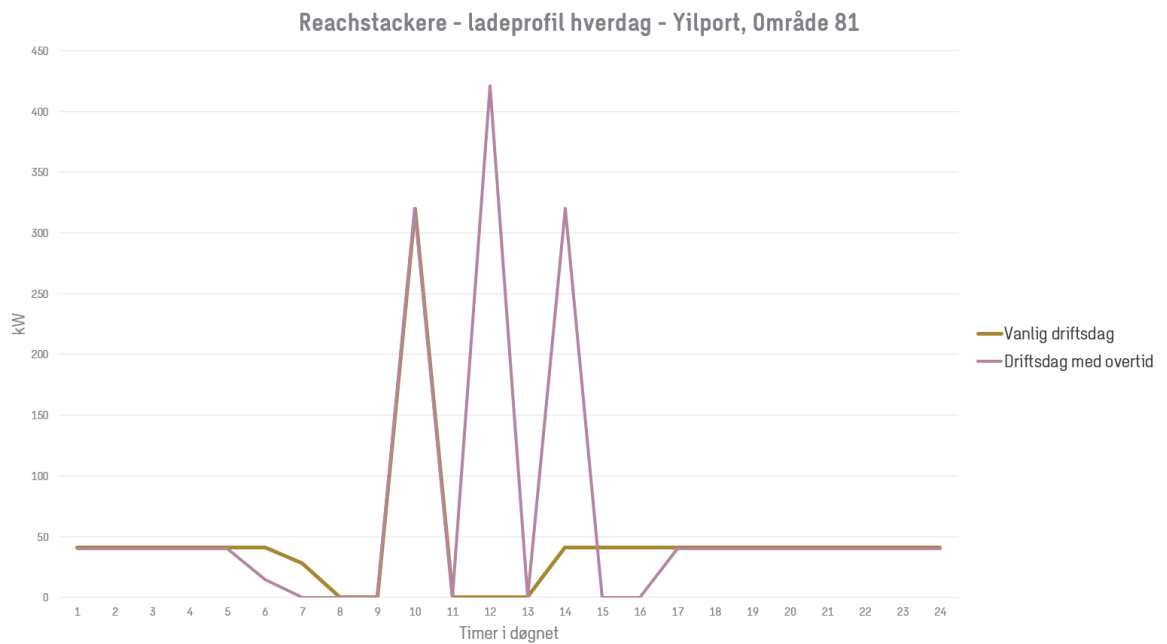
På Sydhavna er det totalt 10 reachstackere. 5 på Område 81 (2 stk. 45 tonn og 3 stk. 10 tonn), 3 på område 61 (1 stk. 45 tonn og 2 stk. 11 tonn), 1 på område 88 og 1 stk. på område 85. I beregning av ladeprofil er det lagt til grunn en netto batteristørrelse på 200 kWh basert på info fra Kalmar som jobber med fullelektrifisert reachstacker planlagt for pilotleveranse hos containerhavnoperatør Yilport (område 81) mot slutten av 2021. Det er ikke kjent om denne er en «empty handler» eller om den kan håndtere fullastede containere.

Med utgangspunkt i oppgitte drivstofforbruket for en dieseldrevet reachstacker har Sweco beregnet seg frem til følgende spesifikke forbruk:

- 45 tonn reachstacker: 42 kWh/h
- 10 tonn reachstacker: 28 kWh/h

Det er lagt til grunn 300 kW ladeeffekt for Reachstackerne. Med det og 200 kWh batteristørrelse lagt til grunn sees ulike lastprofiler for utvalgte områder under.

³¹ <https://www.hyster.com/emea/en%E2%80%9090gb/press/press%E2%80%9090releases/hyster-to-develop-electric-reachstacker-for-port-of-valencia/>



Figur 36: Ladeprofil for 1 stk. reachstacker på områdeprofil med utgangspunkt i beskrevet prosjektlast av havneaktør. Det vil i løpet av et døgnkontinuerlig skift være behov for 6 ladesesjoner på en halvtime, så totalt 3 timer går med til lading i et slikt tilfelle med 300 kW ladeeffekt (tilsvarer rundt 160 kW som snitt over en halvtime).

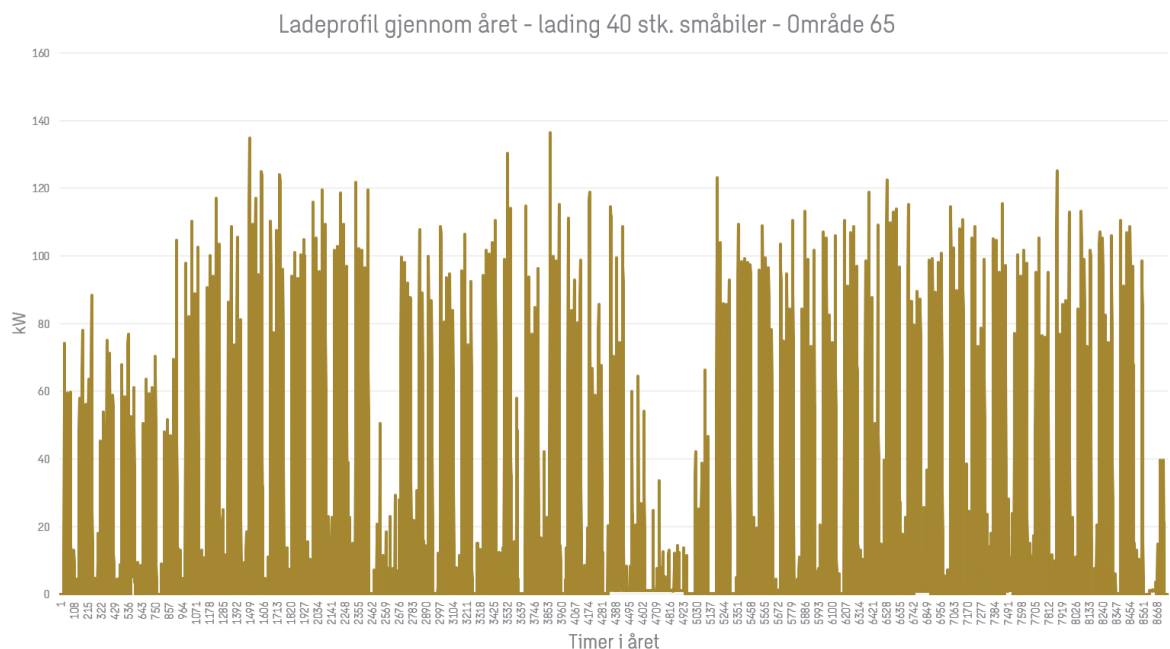
Småbiler

For småbiler er det lagt til grunn faktiske ladedata fra et kontorbygg med rundt 20 ladepunkt med lastdeling for elbil med mulighet for opp mot maks 22 kW. Lastdelingen på anlegget er ikke optimalt utført og profilen kan dermed ansees som konservativ. Makseffekt på anlegget dividert på antall ladepunkt tilsier maks samtidig effekt forenklet for en bil lik 3,4 kW. Gjennomsnittseffekt er 0,4 kW per bil.

Med utgangspunkt i dette vil eksempelvis ladeprofilen over året for 40 småbiler på område 65 se slik ut. Makseffekt vil være 136 kW.



Figur 37: Bilde ladeanlegg. (Kilde: Sweco)



Terminaltraktor

En produsent, Terberg, kommer med den elektriske terminaltraktor YT203-EV mot slutten av 2020. Den er også kompatibel med ladestandarden CCS 2.0.³² Utover det finnes det lite informasjon om denne. Deres første versjon, YT-202-EV kom på markedet i 2015 og har en batteripakke på 170 kWh og kan trekke opptil 65 tonn hvorav 10 tonn er dets egenvekt.³³ Det er ikke klart å oppdrive informasjon om brukererfaringer og lignende for denne typen elektriske kjøretøy.



Figur 38: Batterielektrisk terminaltraktor (Kilde: Terberggroup.com)

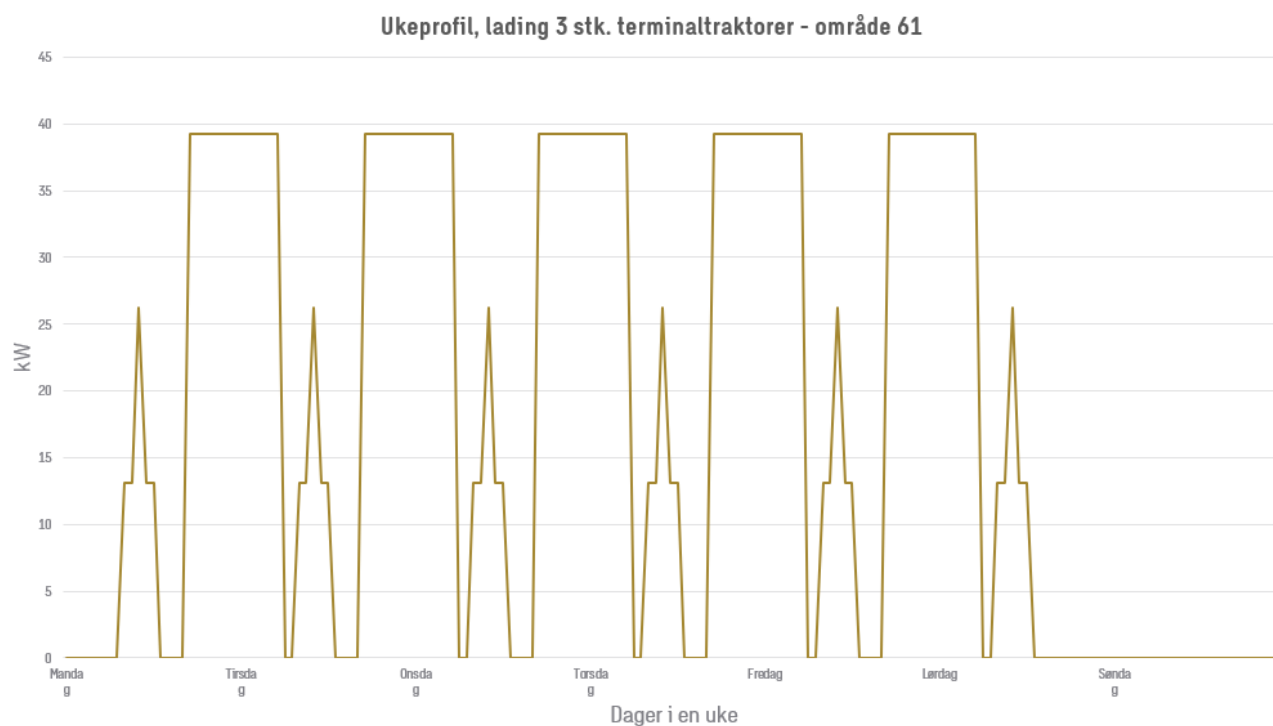
På Sydhavna er det kartlagt at det finnes rundt 17 terminaltraktorer som alle er dieseldrevet.

- 12 stk. område 81
- 1 stk. på område 85
- 3 stk. på område 61
- 1 stk. på område 88

Utredningen har fått oppgitt et spesifikt forbruk på 8 liter diesel per time. På område 61 kjører hver av de tre terminaltraktorene 25 turer i løpet av en dag med en avstand på 1,5 km tur/retur mellom område 61 og 88 som utgjør ca. 40 km per dag. Terminaltraktorene kjører altså egnede avstander for elektrifisert drift. Dette utgjør, med 7 timer drift per dag, et energiforbruk på 560 kWh per dag med dieselfremdrift, et svært høyt spesifikt forbruk på 14,9 kWh/km. Utredningen har beregnet at dette vil, med et elektrisk fremdriftssystem, utgjøre et spesifikt forbruk på 5,2 kWh/km og et daglig energiforbruk på 196 kWh. Det ansees at disse kjøretøyene vil være mulig å elektrifisere innen relativt kort tid. Ut fra dette har vi laget ladeprofiler for de kommende elektriske terminaltraktorene.

³² <https://newsmedia.terberggroup.com/en/special-vehicles/overview/press-releases/special-vehicles/Terberg-introduces-new-generation-electric-terminal-tractors/>

³³ http://www.lcokovje.com/wp-content/uploads/2016/04/Program-vozil-tipa-YT_202EV.pdf



Figur 39: Viser ukesprofil for lading av tre stk terminaltraktorer. Maks samtidig last for alle tre er 39 kW på natten. Maks per kjøretøy er 13 kW.

3.2.4 Økonomi for havn og havneaktører

Det er viktig å tenke helhetlig når samfunnet skal gjennom en energiomstilling. Derfor er det sett noe nærmere på hva som skal til for å oppnå lønnsomhet for Oslo Havn, men også for aktørene som skal investere i elektriske kjøretøy.

Økonomi for havn

Figur 40 under viser minste påslag for salgspris for strøm til lading av havnekjøretøyene ut fra investeringskostnaden havnen må ta for de ulike installasjonene fordelt på deres respektive områder på Sydhavna. Salgsprisene her er ikke avskrekkene og kan henge sammen med besparelser også for havneaktørene.

Minimum påslag på strømpris ved salg av strøm til lading landtransport for å oppnå lønnsomhet i løpet av tiltakets levetid [kr/kWh]			Belegningsgrad på bruk av ladeinfrastrukturen					
Område	Tiltaksnr.		50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
61	61.1	3 stk. 300 kW lynladere - 3 reachstackere og 3 terminaltraktorer						1,23
	61.2	6 stk. normalladere - 6 stk. trucker						0,15
	61.3	14 stk. 50 kW hurtiglader - 14 stk. vogntog						0,28
62	62.1	1 stk. normallader (400V) - 1 stk. hjullastere						1,91
	62.2	2 stk. normalladere - 2 stk. småbiler						1,17
63	63.1	2 stk. 50 kW hurtiglader (en med 2 ladepunkt) - 3 stk. hjullastere						0,21
	63.2	30 stk. normalladere (400V) til 30 stk. betongbiler						0,11
	63.3	14 stk. normalladere til 14 stk. småbiler						1,17
	63.4	1 stk. normallader til 1 stk. truck						0,41
64	64.1	10 stk. hurtiglader 50 kW med 2 ladepunkt på hver til 20 stk. betongbiler						0,19
	64.2	30 stk. normalladere til 30 stk. småbiler						2,34
	64.3	12 stk. normallader til 12 stk. truck						0,21
65	65.1	40 stk. normalladere til 40 stk. småbiler						1,17
81	81.1	5 stk. hurtiglader 300 kW 5 stk. reachstackere						1,02
	81.2	12 stk. normalladere (400V) til 12 stk. terminaltraktorer						0,07
	81.3	7 stk. normallader til 7 stk. truck						0,43
	81.4	0 stk. normalladere til 2 stk. hjullastere. Dekkes av ladere til terminaltraktorer pga. liten bruk						0,04
	81.5	2 stk. normalladere til 2 stk. småbiler						1,17
83	83.1	1 stk. hurtiglader 50 kW til 1 stk. hjullaster						0,38
	83.2	44 stk. normalladere til 44 stk. småbiler						1,17
85	85.1	1 stk. hurtiglader 300 kW (to ladepunkt for å forsyne terminaltraktor og) 1 stk. reachstackere						0,36
	85.2	1 stk. hurtiglader (trenger maks 60 kW v anløp. Låner fra 300 kW) til 1 stk. terminaltraktorer						0,69
	85.3	8 stk. normallader til 8 stk. truck						0,12
	85.4	13 stk. normalladere til 13 stk. småbiler						1,17
86	86.1	58 stk. normalladere til 58 stk. småbiler						1,17
87	87.1	10 stk. normalladere til 10 stk. småbiler						1,17
88	88.1	1 stk. hurtiglader 300 kW til 1 stk. reachstacker						3,06
	88.2	5 stk. hurtiglader til 5 stk. truck						2,25
	88.3	5 stk. normalladere til 5 stk. småbiler						1,17
Total			0,88	0,73	0,63	0,55	0,49	0,44
Kostnad per kWh for bruker av ladeanlegg med en strømkostnad for Oslo havn på 1,0 kr/kWh sees her ----->			1,88	1,73	1,63	1,55	1,49	1,44
Merk! Investeringskostnadene her har ikke inkludert et evt. utsløsende anleggsbidrag med oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon.								

Sammenligning med kostnad for diesel til fremdrift												
Anleggsdiesel [NOK/liter]	9,0	10,4	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
kr/kWh til fremdrift	3,0	3,5	3,7	4,0	4,3	4,7	5,0	5,3	5,7	6,0	6,3	6,7

Dagens drivstoffpris diesel	10,4	kr/liter	2020
- omregnet til kr/kWh strøm	3,5	kr/kWh til fremdrift (n	
Rente	6 %		
Forutsetninger			
Rente	6 %		
Tidshorisont for investering	10 år		
Spesifikt energiinnhold diesel	10 kWh/liter		
Virkningsgrad drivlinje Diesel	30 %		
Virkningsgrad drivlinje EL	90 %		

Figur 40: Tabell som viser det minste påslaget Oslo Havn må legge på strømprisen ved salg av strøm til lading for å oppnå lønnsomhet for investering i ladeinfrastruktur til havnekjøretøyene. Samlet sett trenger ikke havnen å ta mer enn rundt 0,5 kr/kWh. Strømkostnaden må legges opp dette som med en strømpris på 1 kr/kWh tilsier rundt 1,5 kr/kWh i kostnad for havneaktørene. Tabellen sammenligninger også hvor mye ulike priser på anleggsdiesel tilsier i fremdriftskostnad oppgitt i kr/kWh. Elektrisk fremdrift har rundt 50 % lavere kostnad. Denne oversikten viser ikke minstekostnad ved Alternativ løsning (ALL 1.0) kun Standardløsning 1.0 (STL 1.0).

Økonomi for havneaktører

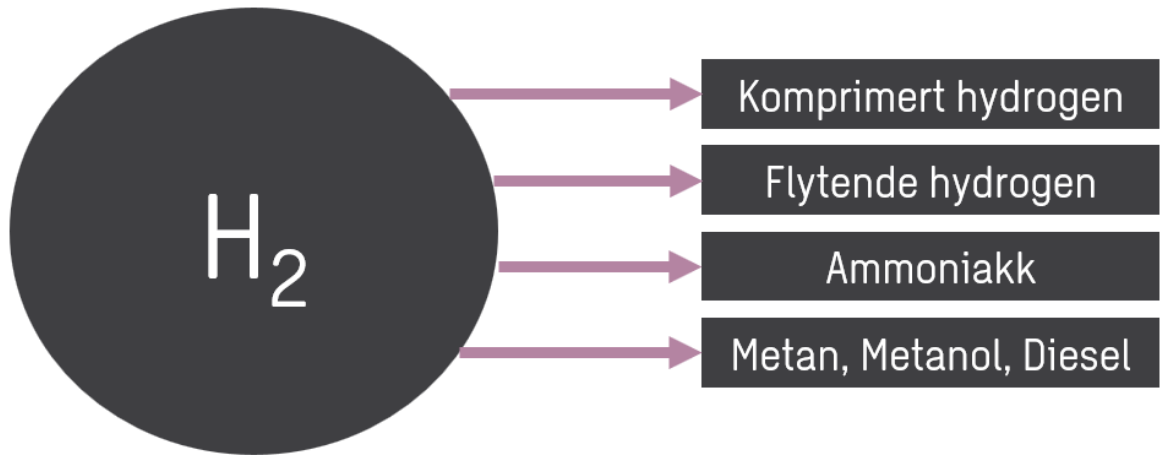
Det er også sett på hva de gjennomsnittlige årlige drivstoffbesparelsene per kjøretøy da vil være basert på dagens kjøretøytyper med en gjennomsnittlig kjøpspris på strøm lik 1,5 kr/kWh.

Tallene i tabellen under er gjort basert på oppgitt dieselforbruk for de ulike kjøretøyene på Sydhavna og dividert på antall av den typen kjøretøy. Dette er videre sammenlignet med det elektriske energibehovet til fremdrift ved konvertering til elektrisk kjøretøy med en ulike kjøpspriser for strøm. Tabellen under gjelder per kjøretøy.

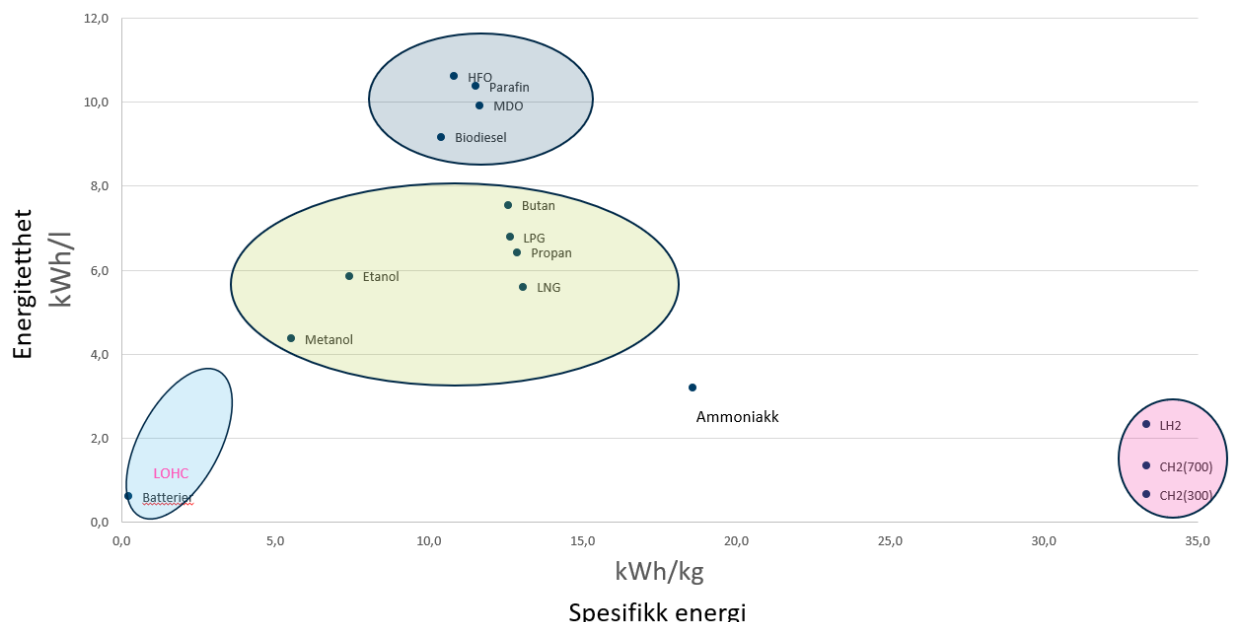
DRIVSTOFFKOSTNADER – DIESEL				DRIVSTOFFKOSTNADER - ELEKTRISK				Årlig besparelse per kjøretøy	% -vis reduksjon drivstoffkostnad	
TRUCK										
Drivstoffkostnad per kjøretøy for TRUCK				Drivstoffkostnad per kjøretøy for TRUCK						
kr/liter		Totalt		kr/kWh		kWh/år Totalt				
Truckdiesel [eks mva]	12,3	kr	84 009	Strømpris [eks. mva.]	1	20529 kr	20 529	kr 40 197		57 %
Anleggsdiesel [eks. mva.]	10,4	kr	70 990	Strømpris [eks. mva.]	1,5	20529 kr	30 793			
Biodiesel HVO	16,2	kr	111 213	Strømpris [eks. mva.]	2	20529 kr	41 057			
HJULLASTER										
Drivstoffkostnad per kjøretøy for HJULLASTER				Drivstoffkostnad per kjøretøy for HJULLASTER						
kr/liter		Totalt		kr/kWh		kWh/år Totalt				
Truckdiesel [eks mva]	12,3	kr	264 527	Strømpris [eks. mva.]	1	96576 kr	96 576	kr 78 667		35 %
Anleggsdiesel [eks. mva.]	10,4	kr	223 532	Strømpris [eks. mva.]	1,5	96576 kr	144 864			
Biodiesel HVO	16,2	kr	350 185	Strømpris [eks. mva.]	2	96576 kr	193 152			
TERMINALTRAKTOR										
Drivstoffkostnad per kjøretøy med TERMINALTRAKTOR				Drivstoffkostnad per kjøretøy for TERMINALTRAKTOR						
kr/liter		Totalt		kr/kWh		kWh/år Totalt				
Truckdiesel [eks mva]	12,3	kr	154 251	Strømpris [eks. mva.]	1	51195 kr	51 195	kr 53 554		41 %
Anleggsdiesel [eks. mva.]	10,4	kr	130 346	Strømpris [eks. mva.]	1,5	51195 kr	76 792			
Biodiesel HVO	16,2	kr	204 200	Strømpris [eks. mva.]	2	51195 kr	102 389			
BETONGBIL										
Drivstoffkostnad per kjøretøy for BETONGBILER				Drivstoffkostnad per kjøretøy for BETONGBILER						
kr/liter		Totalt		kr/kWh		kWh/år Totalt				
Truckdiesel [eks mva]	12,3	kr	375 597	Strømpris [eks. mva.]	1	60927 kr	60 927	kr 225 999		71 %
Anleggsdiesel [eks. mva.]	10,4	kr	317 389	Strømpris [eks. mva.]	1,5	60927 kr	91 390			
Biodiesel HVO	16,2	kr	497 222	Strømpris [eks. mva.]	2	60927 kr	121 854			
REACHSTACKER/STORTRUCK										
Drivstoffkostnad per kjøretøy med REACHSTACKERE				Drivstoffkostnad per kjøretøy for REACHSTACKERE						
kr/liter		Totalt		kr/kWh		kWh/år Totalt				
Truckdiesel [eks mva]	12,3	kr	191 086	Strømpris [eks. mva.]	1	98694 kr	98 694	kr 13 432		8 %
Anleggsdiesel [eks. mva.]	10,4	kr	161 473	Strømpris [eks. mva.]	1,5	98694 kr	148 040			
Biodiesel HVO	16,2	kr	252 963	Strømpris [eks. mva.]	2	98694 kr	197 387			
VOGNTOG										
Drivstoffkostnad per kjøretøy for VOGNTOG				Drivstoffkostnad per kjøretøy for VOGNTOG						
kr/liter		liter/bil/år		kr/kWh		kWh/år				
Truckdiesel [eks mva]	12,3	30 947 kr	379 404	Strømpris [eks. mva.]	1	116 850 kr	116 850	kr 145 330		45 %
Anleggsdiesel [eks. mva.]	10,4	30 947 kr	320 606	Strømpris [eks. mva.]	1,5	116 850 kr	175 275			
Biodiesel HVO	16,2	30 947 kr	502 262	Strømpris [eks. mva.]	2	116 850 kr	233 701			

3.3 Hydrogenproduksjon og -lagring (alternative drivstoff)

Skipsfarten er på vei mot alternative drivstoff og tradisjonelt drivstoff, i hovedsak marin gassolje (MGO), kan erstattes med energibærere som elektrisitet, hydrogen, ammoniakk, naturgass eller biodrivstoff. Landskapet er ikke entydig, men mye tyder på at hydrogen vil spille en viss rolle som et av de alternative drivstoffene. Dette er særlig tilfellet siden hydrogen kan anvendes direkte som drivstoff eller brukes til å sammenstille andre alternative drivstoff som ammoniakk (NH_3) og Metanol (CH_3OH).



Det komplekse landskapet av alternative drivstoff illustreres godt av figur 44 nedenfor. Her er hydrogen (i tre ulike varianter) plassert lengst nede til høyre (x-aksen), dvs. at den har det høyeste spesifikke energiinnholdet per vektenhet, men den ligger lavere enn f.eks. Ammoniakk på y-aksen som tilsier at den har lavere spesifikt energiinnhold per volumenhet, både for de to variantene med trykksatt hydrogen (300 og 700 bar) og LH2 – flytende hydrogen. Dette innebærer at det må investeres i større tanker på skipet som vil oppta plass og dermed fortrenge mer plass om bord i skipet enn for de fleste av de andre alternativene.

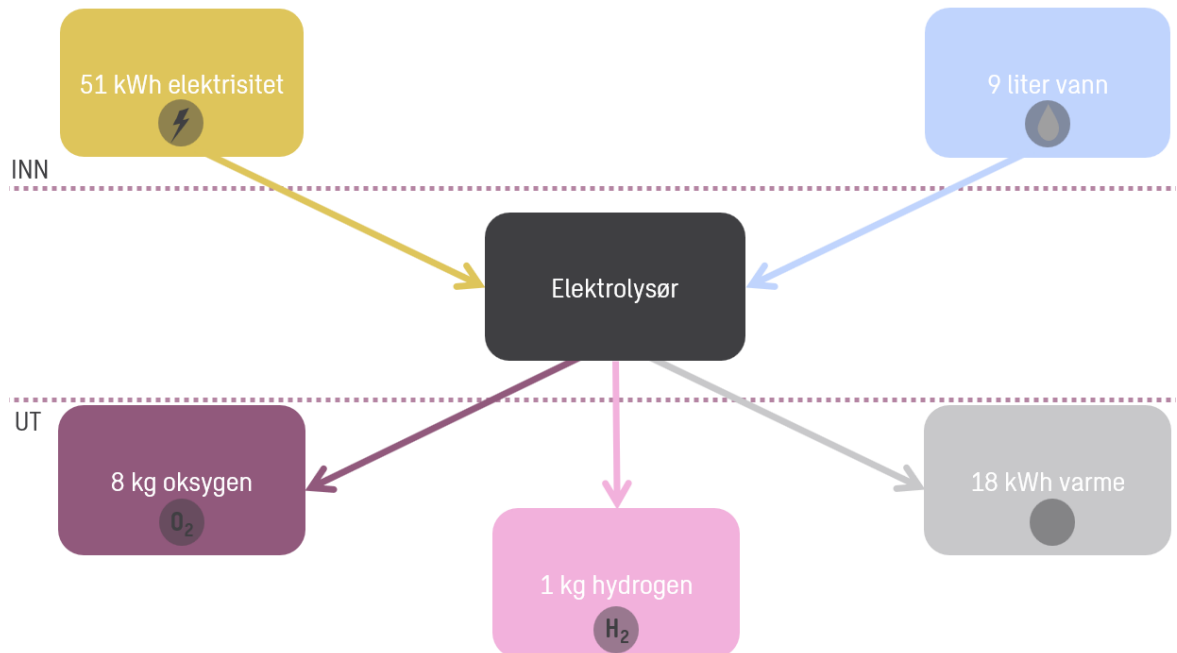


Figur 41: Ulike energibærere relevant som energibærer for skip. Denne oversikten er før fremdrift og har derfor ikke hensyntatt virkningsgrader for de ulike fremdriftssystemene. (Kilde: SINTEF, Anders Valland)

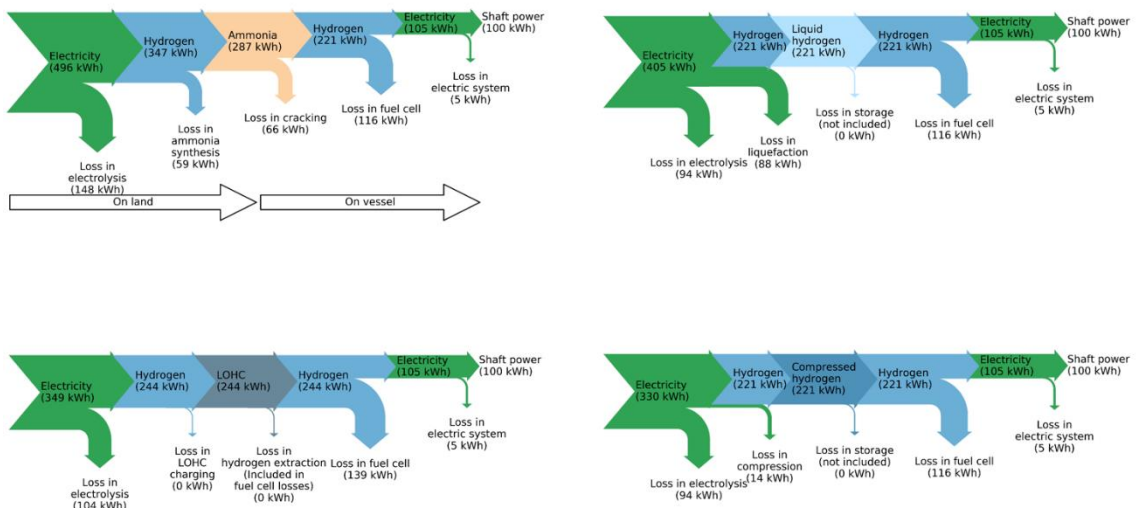
Hydrogen kan være relevant for en rekke skipssegmenter og kan i tillegg produseres lokalt med mulige samspillseffekter med landbasert transport i havnen og i Oslo. Det har derfor vært ansett som relevant å vurdere hvilke konsekvenser dette potensielt sett kan få for Oslo havn om havnen skulle produsere og/eller

lagre og fasilitere bunkring av hydrogen på havnen, siden dette er et drivstoff som havnen faktisk kan ha muligheten til å produsere vha. elektrolyse av vann.

For å produsere 1 kg med hydrogen ved hjelp av vannelektrolyse trenger man rundt 50 kWh³⁴ med elektrisitet og 9 liter vann som innsatsfaktorer i en elektrolysør. Dette gir primærproduktet hydrogen i tillegg til 8 kg oksygen som et biprodukt med potensielle anvendelsesområder. I tillegg er det mulig å hente ut overskuddsvarme fra prosessen, ca. 18 kWh med temperaturer på ca. 60-70 °C.



Videre utnyttes drivstoffet i skip og går gjennom f.eks. en brenselcelle (som vist under) som roterer propellen rundt for å gi skipet fremdrift. Nedenfor sees ulike veier fra elektrisitet til hydrogen.



Figur 42: Ulike veier fra elektrisitet til hydrogen og fremdrift i skip. (Kilde: SINTEF, presentasjon avholdt januar 2020 i Trondheim av Anders Valland)

³⁴ Avhengig av virkningsgrad på elektrolysør.

Elektrolysører og brenselceller er veldig like bortsett fra at prosessene er motsatt. Mens vannelektrolyse krever likestrøm og vann for å splitte vannmolekylet til sluttproduktet hydrogen trenger brenselceller hydrogen og oksygen for å produsere likestrøm til eksempelvis fremdrift av skip vha. elektromotorer. Det finnes per i dag tre hovedtyper elektrolysører, alkalisk, proton exchange membrane (PEM) og solid oxide elektrolysør celler (SOEC). Alkalisk er rimeligst og mest egnet for større sentraliserte anlegg med stabil strømforsyning. PEM er mer velegnet for variabel produksjon i tråd med eksempelvis solceller, da den har kortere oppstartstid (5-10 min vs. 1-2 for alkalisk). I tillegg tar den mindre plass enn alkalisk (0,048 m²/kW for PEM og 0,095 m²/kW for alkalisk).³⁵ SOEC er lovende, men har foreløpig lav levetid pga. de høye driftstemperaturene.

Flere angir at prisen på PEM-elektrolysører, som er litt dyrere enn alkalisk i dag, vil reduseres fra dagens pris på rundt 600 EUR/kW til rundt 350 EUR/kW i 2030. NEL oppgir at levetiden til deres PEM-elektrolysører er 12 år (ca. 100 000 timer). Driftskostnadene for PEM er lavere enn for alkalisk. Investeringskostnaden på elektrolysører varierer ikke så mye med hensyn til størrelsen på anlegget. Elektrolysesystemer er som regel modulære og kan leveres i størrelser fra noen få kW til flere MW. Større enheter er sammensatt av mange mindre enheter og kostnadsfordelen ved å bygge store anlegg er ikke så avgjørende. Ved anlegg opp til 1 MW kan det forventes en viss kostnadsreduksjon, men da i størst grad på grunn av omformere, gasstørking og systemkontroll. Systemer over 1 MW vil ha relativt små kostnadsreduksjoner på grunn av størrelsen.

Elektrolyseanlegg har flere fordeler på grunn av sin modulære oppbygning. Det er godt egnet for lokal småskala produksjon som gjør at man kan produsere hydrogen hvor behovene er og kutte behov for transport. Produksjonen er fleksibel og kan justeres fra svært lav til svært høy effekt. I tillegg kan anleggene skaleres gradvis med økte behov, særlig viktig i et så usikkert marked som nå.³⁶

En fyllestasjon for hydrogen med tilhørende lokal produksjon består overordnet av en produksjonsenhet (som kan leveres i kontainerform) og en fylleenhet. Produksjonsenheten består av elektrolysør, kompressor og ett mellomtrykkslager. Fylleenheten vil bestå av et kjøleanlegg, kompressor, høytrykkslager og en dispenser. I praksis kan en fyllestasjon skreddersys til ønsket produksjonskapasitet, med typisk startpunkt rundt 100 kg H₂ per dag.³⁷

³⁵ IEA. (06/2019). The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities.

³⁶ DNV GL. (2019). Hydrogen i Norge. Synteserapport.

³⁷ DNV GL. (2016). Hydrogen som energibærer på Vestlandet – mulighetsstudie 2016.

3.3.1 Hydrogenbehov

Første steg har vært å estimere det fremtidige behovet for hydrogen. Dette er gjort basert på havneloggen fra 2018 for alle skip utenom passasjer- eller cruiseskip. Det teoretiske behovet er én ting, mens det reelle behovet vil være et annet. Vi starter med det teoretiske behovet.

I forkant av estimatet er det ekskludert noen avganger. Dette er avganger med mangelfulle data. Samlet sett er det ekskludert 97 av 3 374 avganger. I utslipp tilsvarer dette 4 800 tonn totalt 127 890 tonn CO₂-ekv., 3.9 %. I gjennomsnitt drar de inkluderte skipene en avstand på 293 nm (543 km) fra Oslo havn.

Aktuelle skipstyper, distanser og tekniske forhold ved hydrogen som maritimt drivstoff

I en hydrogendrevet båt kan elektrisk energi produseres i brenselceller, gjerne i en hybridløsning med batterier. Hydrogen lagres i tanker om bord og brenselcellene produserer strøm til el-motorer. Ettersom lagring av hydrogen gir høyere energitetthet (både volum og vekt) enn i batterier, kan hydrogendrift være aktuelt for lengre og mer energikrevende ruter enn hva som er mulig med ren batteridrift. Grunnet stor vekt av tank og brenselceller kan bruk av hydrogen som drivstoff på skip medføre en vektøkning sammenlignet med et konvensjonelt system, og det vil dermed kreves mer energi for å skyve skroget gjennom vannet. Samtidig vil et volum- og vektrevende hydrogensystem om bord kunne begrense lastekapasiteten og dekkaktiviteten for enkelte fartøystyper. Teknisk sett er det imidlertid få begrensninger for anvendelse på tvers av den maritime flåten, men økonomiske og praktiske forhold kan påvirke hvilke segmenter som tar i bruk teknologien først.

Bruk av hydrogen som drivstoff på skip er fortsatt på utviklingsstadiet, og teknologien er per i dag ikke moden for storskala drift. Den mest sentrale barrieren for hydrogendrift anses å være mangler i dagens regelverk, noe som gir et krevende godkjenningssløp. Sikkerhetsutfordringer relatert til lagring og håndtering av hydrogen, samt lav tilgjengelighet på drivstoffet, høye investeringskostnader og usikkerhet rundt operasjonelle kostnader er også vesentlige barrierer for å ta i bruk hydrogen i skipsfarten. På grunn av behov for omfattende investeringer og behov for tilpasset design plassering av tank- og brenselcellesystemer, vurderes hydrogen som best egnet for nybygg. Det er behov for et utviklingsløp med kvalifisering og oppskalering av løsninger for bunkring, marinisering av brenselceller, og lagring av hydrogen om bord slik at disse tilpasses relevante maritime krav og forhold.

Ifølge Tomas Tronstad i firmaet Hyon, systemintegrator innenfor maritime hydrogenløsninger, vil trykksatt hydrogen være godt egnet for følgende skipssegmenter:

- Mindre stykkgodsskip og annen nærskipsfart som går i fast rute, under 4-5000 BT
- Ferger
- Hurtigbåter
- Slepebåter, i batteri/hydrogenhybrid
- Fiskeoppdrett
- Vindservicebåter o.l.

For flytende hydrogen presiserer Tronstad at det egentlig ikke finnes noen tekniske begrensninger.³⁸ Dette kan utdypes ved å trekke frem volumbehovet versus virkningsgrader i sammenligningen mellom hydrogen og MGO. Flytende hydrogen tar opp rundt 4 ganger så mye volum som MGO, men siden virkningsgraden i brenselceller er betydelig høyere enn for en forbrenningsmotor tilsier det at forskjellen i volumforskjellen for drivstofftank for hydrogen om bord er rundt det dobbelte av en dieseltank.³⁹

Tabellen under viser estimert hydrogenforbruk (tonn) per gjennomsnittstur for ulike skipssegmenter, basert på AIS-beregnet drivstofforbruk og antall havneanløp [DNV GL, 2020]. Vi ser at for en del store skip med høyt

³⁸ E-postkorrespondanse med Tomas Tronstad, e-post mottatt 17-04-2020.

³⁹ AFRY ÅF PÖYRY. (01/2020). Scenarioanalyse av infrastrukturbehov for alternative drivstoff til fartøy i maritim sektor.

energibehov per tur vil hydrogenmengden kreve en svært stor og tung tank, i forhold til en konvensjonell drivstofftank. Det antas derfor forenklet at hydrogen kun er teknisk anvendbart på nybygg i de tre minste størrelseskategoriene (< 25 000 BT), bortsett fra for fiskebåter der hydrogen er anvendbart på de to minste kategoriene.

Skipstype	Størrelseskategori ⁷						
	1	2	3	4	5	6	7
1. Oljetankere	4	14	17	67	40	61	111
2. Kjemikalie-/prod.tankere	2	8	16	26	31		
3. Gasstankere	2	6	18	28	27	106	169
4. Bulkskip	2	8	9	24	40	47	26
5. Stykkgodsskip	1	7	15	37	14		
6. Containership	1	2	6	4			
7. Ro Ro last	2	46	7	17	7	16	
8. Kjøle-/fryseskip	8	22	37				
10. Offshore supply skip	7	19	57				
11. Andre offshore service	4	14	54	116	31		
12. Andre aktiviteter	2	15	63	197	541		
13. Fiskefartøy	4	31	289				

Figur 43: Estimert for gjennomsnittlig hydrogenforbruk per tur (tonn), for et gjennomsnittsskip innen de ulike skipssegmentene. Fargene indikerer tallenes størrelse relativt til hverandre (grønt er lavt, rødt er høyt). Jevnt over har større skip høyere forbruk enn mindre skip, men avhengig av datagrunnlaget ser vi for enkelte skipstyper avvik fra denne trenden [DNV GL, 2020].⁴⁰

På kort sikt er det imidlertid naturlig at de minste skipene vil være mest egnet for hydrogendrift. For komprimert hydrogen, er det i denne konseptutredningen derfor lagt til grunn at følgende skips- og størrelsessegmenter kan være de mest relevante sett i lys av trafikkbildet i Oslo havn:

**Alle skip under 5000 BT med reiser under 150 nm (278 km)
fra Oslo havn.**

Bunkring av hydrogen til å dekke dette behovet må anses som det absolutte minimumsbehovet for skipene, og fordrer bunkring av hydrogen også i destinasjonshavn.

I tillegg til utgangspunktet med skip under 5000 BT som går under 150 nm, viser tabellen under også hydrogenbehovet for alle skip under 5000 BT som går mellom 150-300 nm, 300-500 nm og over 500 nm fra Oslo havn. Det er i tillegg gjort en beregning av hva dette krever av energi som kreves for å produsere hydrogenet i havnen vha. elektrolyse. Samlet sett i tabellen får man da frem det årlige minimum teoretiske hydrogenbehovet og tilhørende strømbehovet i Oslo havn for å kunne forsyne alle skipene under 5000 BT med hydrogen i løpet av et helt år. Effektbehovet for å kunne produsere 140 tonn jevnt utover året er rundt 1 MW. En forenklet skaleringsfaktor som kan brukes videre for å estimere effektbehov er 6 kW/Tonn hydrogen

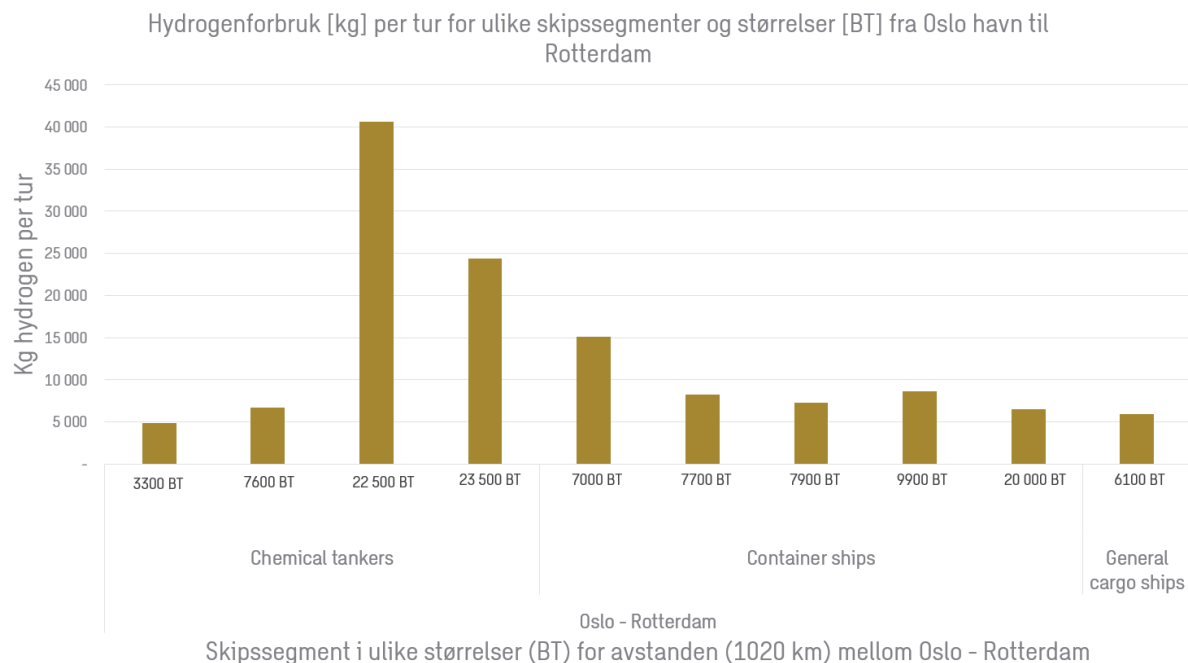
⁴⁰ 7 Kategori 1: < 1000 BT; Kategori 2: 1000 – 5000 BT; Kategori 3: 5000 – 10 000 BT; Kategori 4: 10 000 – 25 000 BT; Kategori 5: 25 000 – 50 000 BT; Kategori 6: 50 000 – 100 000 BT; Kategori 7: > 100 000 BT.

forutsatt jevn produksjon over året. Så med et behov på 365 tonn i året (1 tonn om dagen) trenger man rundt 2,2 MW effekt.

Skip under 5000 BT med avgang fra Oslo havn					
Skip med avstand fra Oslo havn	Hydrogenbehov [tonn/år]	Strømbehov [MWh/år]	Antall avganger	Gjennomsnittlig H ₂ -behov per avgang [tonn]	Tilhørende årlige utslipp [Tonn CO ₂ -ekv.]
0-150 nm	140	7 350	731	0,2	2079
150-300 nm	91	4 778	61	1,5	1355
300-500 nm	112	5 880	39	2,9	1672
over 500 nm	283	14 858	64	4,4	4204
Samlet	626	32 865	895	0,7	9310

Om man skal dekke skip under 5000 BT som går opp til 150 nm fra Oslo havn vil det, med andre ord, være behov for 140 tonn hydrogen fra Oslo havn i året. Dette tilsier at det i gjennomsnitt må være 400 kg hydrogen klar til levering hver dag. Videre i rapporten legges dette til grunn som behovet som sees på i beregningene koblet mot energisystemet og el-tariffer. Hvordan behovet best kan møtes vil det sees på i sammenligningen mellom standardløsning 3.0 (STL 3.0) og alternativ løsning 3.0 (ALL 3.0).

Det er i tillegg gjennomført en beregning av hydrogenforbruk for ruter som går fra Oslo havn til Rotterdam, da de to havnene har en del dialog vedrørende alternative drivstoff, og hva deres forbruk vil være per aktuelle skipssegment og skipsstørrelse. Dette er ikke brukt videre i utredningen.



Hydrogenbehov landtransport

Det har ikke vært utredet en sammenligning mellom batterielektriske og hydrogendrevne kjøretøy i denne rapporten. I denne rapporten har det vært fokus på batterielektrisk elektrifisering, men det er verdt å nevne at det eksisterer et potensiale for å anvende hydrogen innenfor enkelte segmenter av landtransporten. Jevnt over kan man si at dette er dyrere enn for strøm, men for enkelte segmenter med krevende driftsprofiler vil hydrogen kunne være relevant. Trucker med brenselcelle er blant de mer modne kjøretøytypene for hydrogen.⁴¹ Ikea fikk sin første hydrogendrevne truck med brenselceller allerede i 2013 og flere er kommet til siden.⁴² Asko har nå rundt 10 hydrogendrevne trucker på sitt lager uten Trondheim.⁴³ På Sydhavna sees det at det ved flere skift ved skipsanløp kan være utfordrende å ha like effektiv drift på truckene enn man f.eks. ville hatt ved hydrogentrucker. Det samme kan også være gjeldende for Reachstackere og terminaltraktorer, men i utredningen tyder på at terminaltraktorer er mer moden for batterielektrifisering enn reachstackere. Hydrogen kan også se lovende ut for vogntog med flere kommende modeller på vei inn i markedet.



Figur 44: En av ASKO sine hydrogentrucker. Foto: Carl-Erik Eriksson

⁴¹ https://en.wikipedia.org/wiki/Fuel_cell_forklift

⁴² <http://www.fuelcelltoday.com/news-archive/2013/may/first-hydrogen-station-for-fuel-cell-forklift-trucks-in-france.-for-ikea>

⁴³ <https://www.tungt.no/logistikk/hydrogenmarkering-i-trondheim-3752435>

3.3.2 Forutsetninger

Disse forutsetningene ligger til grunn i beregning av hydrogenproduksjon og lagring, samt lønnsomhetsanalyse i kapittel 4 «Systemløsninger» hvor hydrogenproduksjon er relevant.

Tekniske forutsetninger

- Spesifikt strømforbruk fyllingsklart hydrogen: 52,5 kWh_{el}/kgH₂
- Spesifikt vannbehov per kg produsert hydrogen: 9 l/kgH₂
- Spesifikk oksygenmengde per kg produsert hydrogen: 8 kgO₂/kgH₂
- Spesifikt fotavtrykk [m²] elektrolyseanlegg: 0,095 m² for alkalisk, 0,048 m² for PEM.
- Antar at det ikke er behov for destillert vann.
- Ytelse konvensjonell skipsmotor, SFOC: 240 g/kWh
- Virkningsgrad brenselcelle/el-motor: 50%
- Gravimetrisk energitetthet hydrogen: 33,3 kWh/kg
- Gravimetrisk energitetthet, MGO: 11,7 kWh/kg
- Hydrogenproduksjon er vurdert i områdene 61, 66/65 og område 88. Beregningene er gjort med utgangspunkt i område 61.

Økonomiske forutsetninger

- Strømkostnad:
 - Område 61
 - Standardløsning 3.0: 0,61 kr/kWh
 - Alternativ løsning 3.0: 0,59 kr/kWh (solceller 557 kWp)
- 8 % reduksjon i strømkostnader ved bruk av uprioritert kraft sammenlignet med vanlig effekttariff. Dette er det gjort en beregning på ved å sammenligne Hafslund nett sin vanlige effekttariffmodell med deres utkoblingsklausul klasse 2 som innebærer ingen forvarsel på utkoblingen.
- Det er ikke medregnet reinvesteringskostnader, da analyseperioden er gjort for 10 år. PEM-elektrolysør har en levetid på mellom 10-12 år. De resterende komponentene kan ha en levetid på rundt 20 år.
- Spesifikk vannkostnad: 12,41 kr/m³
- Vedlikeholds- og oppfølgingskostnader: 5 % av investeringskostnad
- Spesifikk investeringskostnad elektrolysør: 6 400 kr/kW.
- I lønnsomhetsberegning forutsettes det at 140 tonn hydrogen blir solgt.
- Potensielle inntekter:
 - Spesifikk oksygenpris til oppdrettsnæringen: 2 kr/kg
 - Spesifikk oksygenpris til legemiddelindustrien: 100 kr/kg⁴⁴

⁴⁴ <https://www.pharmacompass.com/price/oxygen>

3.3.3 Sammenligning drivstoffkostnader og produksjonskostnad H2

Det er blitt beregnet at produksjonskostnaden for hydrogen til bruk i maritime næring kan produseres ved hjelp av elektrolyse til mellom 33-54 kr/kg.⁴⁵ Dette avhenger selvsagt av prisen på de løpende innsatsfaktorene vann og strøm.

Utredningen har gjort en beregning av dette med utgangspunkt i område 61. Med utgangspunkt i ulike strømpriser kan det sees nedenfor i figur 45 hvilke strømpriser man må produsere hydrogen ved opp mot priser på Marine Gas Oil (MGO). Figuren viser at ved 0,59 i strømpris (spot + nettleie), slik man klarer å oppnå i område 61 ved Alternativ Løsning 3.0, vil man kunne klare en produksjonspris for hydrogen lik 33 kr/kg. Med et påslag på 10 % på hydrogenet fra Oslo havn vil salgsprisen være 36 kr/kg H2, noe som tilsier at rederen betaler 2,2 kr/kWh til fremdrift. Den oransje fargen på høyre siden for hydrogen er konkurransedyktig mot MGO-prisene i oransje på venstre siden av figuren, altså MGO-priser mellom fra 900 USD/Tonn og oppover, slik prisene var under finanskrisen i 2008. De andre fargene viser hvilke ulike strømpriser man må ha for å kunne konkurrere mot MGO. Eksempelvis viser den gule fargen at hydrogen produsert med strøm til 0,4 kr/kWh kan konkurrere mot drivstoffprisen for MGO helt ned til 600 USD/Tonn. Lønnsomheten for Oslo Havn som hydrogenprodusent tas opp under kapittel 4 «Tiltakspakker» og delkapittel om «Område 61».

I det totale bildet vil rederne også måtte investere i nye skip eller i form av ombygging for å implementere hydrogenfremdrift. Den samlede lønnsomheten for rederne er ikke sett nærmere på i utredningen.

Prissammenligning MGO vs komprimert hydrogen											
Pris Marine Gas Oil [MGO]						Pris komprimert hydrogen					
Eksempel - historiske priser MGO	Innkjøpspris rederi per tonn	Innkjøpspris rederi per kg	Innkjøpspris rederi per energimengde før propell	Innkjøpspris rederi per energimengde etter propell	Relatertbare strømpriser	Kostnad strøm (spot + nettleie) per kWh	Produksjonspris hydrogen per kg*	Påslag på pris	Innkjøpspris rederi per kg	Innkjøpspris rederi per kWh før propell	Innkjøpspris rederi per kWh etter propell
MGO	[USD/Tonn]	[kr/kg]	kr/kWh - brutto	kr/kWh - netto		Strømpris [kr/kWh]	H2 [kr/kg]	Påslag Oslo havn [%]	H2 [kr/kg] salgspris	Pris brutto [kr/kWh]	kr/kWh - netto
2020 korona	312	3,3	0,3	0,8	Strømpris ALL 3.0, omr 61	0,2	13	10%	14	0,4	0,9
	350	3,7	0,3	0,9		0,3	18	10%	20	0,6	1,2
	400	4,2	0,4	1,0		0,4	23	10%	25	0,8	1,5
	450	4,7	0,4	1,1		0,5	29	10%	32	1,0	1,9
	500	5,2	0,4	1,3		0,59	33	10%	36	1,1	2,2
	550	5,8	0,5	1,4		0,7	39	10%	43	1,3	2,6
2020 pre-korona	600	6,3	0,5	1,5		0,8	44	10%	48	1,5	2,9
	650	6,8	0,6	1,6		0,9	50	10%	55	1,7	3,3
	700	7,3	0,6	1,8		1	55	10%	61	1,8	3,6
	750	7,8	0,7	1,9		1,1	60	10%	66	2,0	4,0
	800	8,4	0,7	2,0		1,2	65	10%	72	2,1	4,3
	850	8,9	0,8	2,1		1,3	71	10%	78	2,3	4,7
2011-2013	900	9,4	0,8	2,3		1,4	76	10%	84	2,5	5,0
	950	9,9	0,9	2,4		1,5	81	10%	89	2,7	5,4
	1000	10,5	0,9	2,5		1,6	86	10%	95	2,8	5,7
2008	1100	11,5	1,0	2,8							
	1200	12,6	1,1	3,0							

Hydrogen konkurransedyktig mot MGO i område 61 ved strømpris 0,59 kr/kWh

*Inkludert i produksjonspris hydrogen: Vannkostnader, strømkostnader (elektrolyse, komprimering og kjøling), Forvaltning og vedlikeholdskostnader. Kapitalkostnader er ikke inkludert her, kun kostnader i drift.

FORUTSETNINGER:
Valutakurs: 10,46 NOK/USD Gravimetrisk energitettethet MGO: 11,7 kWh/kg Virkningsgrad brenselcelle/motor: 50% Specific Fuel Consumption, motor MGO: 240 g/kWh Gravimetrisk energitettethet H2: 33,3 kWh/kg

Figur 45: Sammenligning mellom pris per kilowatttime til fremdrift etter propell for hydrogen og MGO med utgangspunkt i ulike strømpriser. Kolonner til høyre viser hydrogen og kolonner til venstre viser MGO.

En ny analyse av Bloomberg NEF⁴⁶ viser til at hydrogen fra elektrolyse forsynt av fornybar vil falle opp mot 80 % fra dagens nivå innen 2030. Dette medfører en hydrogenpris på rundt 30 kr/kg i det konservative estimatet og 15 kr/kg i det optimistiske. I så tilfelle blir grønt hydrogen konkurransedyktig mot MGO helt fra rundt 350 USD/Tonn.

⁴⁵ PWC. Arena Ocean Hyway Cluster. Blue Maritime Cluster. Status H2 som energibærer i maritim næring. Forstudie «Status hydrogen». Juni 2019.

⁴⁶ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef>

3.3.4 Sikkerhetsavstander

Komprimert hydrogen er en energibærer i gassform, og som for diesel, bensin og naturgass er den brann- og eksplosjonsfarlig. Til forskjell er den fargeløs, luktfri og ikke giftig. Den antenner ved høyere luftkonsentrasjoner enn bensin (2% vs. 4%), samtidig som den fort blander seg til ufarlige konsentrasjoner i luft (høy diffusivitet). Hydrogen er det letteste grunnstoffet og langt lavere tetthet enn luft, og vil ved lekkasje stige til værs. Lav tetthet medfører høyere krav til tette rør og utstyr sammenlignet med andre gasser.

Sikkerhet rundt hydrogen ble særlig belyst fra 10. juni 2019, da en hydrogenfyllestasjon i Sandvika eksploderte. Dette skapte mye debatt vedrørende sikkerhet og dermed kritiske vinklinger av drivstoffpotensialet for hydrogen. Det er i etterkant undersøkt hva som var årsaken, og det skyltes monteringsfeil av bolter i en av hydrogentankene. Monteringsfeilen medførte lekkasje til luft, skydannelse og eksplosjon⁴⁷. Hydrogen er ikke spesielt farligere enn andre drivstoff, men krever andre teknologitilpasninger for at sikkerheten skal være ivarettatt.

Det finnes ikke konkrete standarder for hydrogenproduksjon, lagring og fyllestasjoner i dag. Imidlertid har Samferdselsdepartementet i skrivende stund, lagt frem forslag til lov om infrastruktur for hydrogen der det skal utarbeides standard⁴⁸. På nåværende tidspunkt er det dermed uklart hvilke krav som kommer. Vi har imidlertid sett forslaget med tilhørende innspill til «temaveiledning om sikkerhetsavstander for små og mellomstore anlegg som håndterer hydrogen», utarbeidet av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB). Forslaget til temaveiledning baserer seg på rapport utarbeidet av DNV GL for DSB, og omfatter risikoanalyse av ulykker ved lekkasje med hensyn til naboer og personer som oppholder seg i nærheten av anlegget. Det presiseres at rapporten gjelder for fyllestasjoner for lette kjøretøy.

Temaveilederen⁴⁹: sikkerhetsavstander for et anlegg med produksjon på 5 kg/h og 220 kg hydrogen lagret på stasjonen, er det foreslått 63 meter sikkerhetsavstand i en indre sone, som er definert som sone der gasslageret er plassert og det er akseptert kortvarige forbipasseringer for tredjeperson. For midtre sone er det foreslått 85 meter, og aksepterer relevante havneaktiviteter som kai og faste arbeidsplasser innen industri og kontorvirksomhet i sonen. Dersom det lagres mer hydrogen på anlegget vil sonene flyttes noe utover. Innspill til foreslått temaveiledning er kritiske til så strenge krav, og viser til feil forståelse rundt risiko, konsekvenser og utforming av fyllestasjoner, for eksempel ikke medregnet bruk av beskyttende betongvegger rundt fyllestasjonen. Et innspill henviser til regelverk i Tyskland der minsteavstanden er 3 meter. Samtidig stilles tvil om vurderingen av sikkerhetsavstander ved oppskalert lagringskapasitet – for eksempel 1220 kg øker sikkerhetsavstandene kun med 0-2%.

Overnevnte forslag og innspill er foreløpig beste veiledning og underlag for å vurdere sikkerhetsavstander på dette tidspunktet. Til sammenligning med case i temaveiledningen, vil et anlegg på Sydhavna produsere ca. 16 kg/h og et lager på 200-400 kg hydrogen. Det er i størrelsesorden 3-dobbel produksjon og omtrent lik til dobbel lagringskapasitet. Med hensyn til forslag til Temaveileder der økning av lagringskapasitet ikke utgjør store endringer i sikkerhetsavstander ved 6-dobling av lagringskapasitet, antas det på dette tidspunkt at overnevnte forslag til sikkerhetsavstander kan brukes for denne utredningen – henholdsvis 63 og 85 m. Ettersom bransjen prøver å redusere disse avstandene, har vi også undersøkt halvering av sikkerhetsavstander i figurene under.

⁴⁷ <https://www.tu.no/artikler/slik-startet-lekkasjen-som-for-te-til-hydrogen-eksplosjonen-i-sandvika/468765>

⁴⁸ <https://www.tu.no/artikler/na-kommer-en-standard-for-hydrogen-og-naturgasstasjoner/490196>

⁴⁹ https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/horinger-og-konsekvensutredninger/forslag-til-temaveiledning-om-sikkerhetsavstander/hoeringsforslag_sikkerhetsavstander.pdf



Figur 46 Angir sikkerhetsavstander etter forslag i DSB temaveiledning. Indre og midtre sone er angitt med sirkler med radius hhv 63m og 85m.



Figur 47 Angir sikkerhetsavstander med halvert radius i forhold til forslag i DSB temaveiledning. Indre og midtre sone er angitt med sirkler med radius hhv 31m og 43m.

Det er store forskjeller i arealbehovet mellom DSB radiusavstander, og ved et tenkt tilfelle med halvering av radiusavstandene. For DSB avstandene blir det svært utfordrende med plassering av hydrogenstasjon for område 61. Her må stasjonen flyttes sørover slik at indre sone ikke inkluderer kaianlegg og nærliggende Kongshavnveien. Dette medfører en uhensiktsmessig plassering ettersom den da legger beslag på enda mer areal. For område 65 vil en fyllestasjon være plassert lengst mulig bort fra all aktivitet. Det ser imidlertid ut til at indre sikkerhetssirkler inkluderer sjø, slik at det her blir et definisjonsspørsmål om dette tilsvarer kaianlegg (ref. tidligere definisjoner av indre og midtre soner). Område 88 er det området som ligger nærmest bebyggelse, slik at det kan være utfordrende å plassere den her med hensyn til folkelig aksept. Med hensyn til sikkerhetsavstander er det i hvert fall god plass.

Ved tenkt tilfelle med halvering av sikkerhetsavstandene er bildet litt annerledes. I denne situasjonen kan hydrogenstasjonen i område 88 plasseres innerst på området og opptar ikke uhensiktsmessige arealer. Det samme gjelder for område 65, hvor det ikke er et definisjonsspørsmål om kaianlegg ettersom indre sikkerhetssone ikke inkluderer sjø. For område vil det fortsatt være et spørsmål om folkelig aksept å plassere en slik stasjon i nærheten av bebyggelse.

3.4 Stasjonære batteribanker

Stasjonære batteribanker – og da særlig for litiumionbatterier - har hatt en kraftig prisreduksjon i likhet med solceller de siste årene og blir derfor stadig mer relevant. Denne prisreduksjonen er i all hovedsak drevet av volumøkningen for elektriske kjøretøy.

Men kostnadene for stasjonære batteribanker ligger gjennomgående på et høyere nivå enn batteripakker til elektriske biler. Mye av dette kan skyldes at det er relativt sett lav etterspørsel etter stasjonære batteribanker. Dette fører igjen til blant annet mindre grad av masseproduksjon og automatiserte produksjonsprosesser. I tillegg kan komponenter som styringssystemer og kraftelektronikk tenkes å være dyrere for stasjonære batteribanker basert på lavere produksjonsvolum av slike batterier.

Dagens kostnadsdata viser at prisene for stasjonære batteribanker ligger i området 4000 – 6000 kr/kWh. Det er forventninger om at enhetskostnaden i kr/kWh reduseres som følge av utvikling, lavere kostnader og økt energitetthet. NVE antar at prisene for stasjonære batteribanker halveres innen 2030.⁵⁰ Sweco sin erfaring er at prisene i det stasjonære batterimarkedet varierer betydelig. De fleste prisene ligger mellom 6000-9500 kr/kWh (inkl. inverter), men det finnes forskjeller.

Fremover vil det bli tydeligere forskjeller mellom utgåtte el-kjøretøybatterier og nye batterier spesifikt konstruert som stasjonære energilagere. For 2nd-life vil man kunne forvente seg en ytterligere reduksjon i kostnader når stadig flere batteripakker i el-kjøretøy går ut på dato. Bilprodusentene ser på forretningsmodeller knyttet til dette. Typisk ansees elbilbatterier som utgått til fremdriftsformål når de er redusert til 80% av sin opprinnelige kapasitet. De er da likevel ypperlig til anvendelse i stasjonær energilagring. Utredningen har kjennskap til firmaer som skal levere denne typen batteribanker med priser ned mot 2000 kr/kWh i løpet av 2020, betydelig rimeligere enn de typiske tallene.

3.4.1 Forutsetninger

I utredningen sees det på bruk av stasjonære batteribanker i utvalgte områder ref. tabell 1 under samt for Sydhavna som helhet.

- I utredningen er det tatt utgangspunkt i en stasjonær batteribankpris lik 2975 kr/kWh (systempris), men med følsomhetsanalyser knyttet til spesifikk pris på batteri.
- For arealbehovet tas det utgangspunkt i en 20-fots batterikontainer som kan inneholde 2 000 kWh. Dette gir et spesifikt arealbehov lik 0,0074 m²/kWh.⁵¹
- Systemgaranti 5 år
- Normal levetid rundt 5000 sykler. Det er her for øvrig lagt til grunn 3000 sykler, da ikke degradering er hensyntatt.
- Ingen C-rate begrensning lagt inn, men utladningen overskrider aldri slik at batteriet leverer til nettet og lading utgjør aldri den høyeste effekttoppen ila. en måned.
- Batteriet er ikke brukt til å utlade strøm til nettet.
- Ikke hensyntatt selvutladning (self-discharge) eller virkningsgrad i batterisystemet.
- Reguleringen er gjort med utgangspunkt i dagens nettleieutforming med maks effekt per måned som utgangspunkt for effektleddet i nettleien. Det vil måtte gjøres nye beregninger om nettleiemodell endres slik det kan tyde på med tanke på høringsnotatet som er ute til høring i løpet av rapportskrivningen.⁵²

⁵⁰ http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf

⁵¹ En 20 fot kontainer har utvendig lengde og bredde lik 6,058m x 2,438m = 14,8 m²

⁵² <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/saker-pa-horing-reguleringsmyndigheten-for-energi-rme/horing-forslag-til-endringer-i-utformingen-av-nettleien/>

3.4.2 Batterireguleringsprinsipper

Batterier kan yte en rekke ulike tjenester ulike steder i strømmettet. På de områdene hvor det er batteri er følgende reguleringsprinsipper og prioriteter lagt til grunn.

I tabellen under sees det at ulike områder har ulike forutsetninger lagt til grunn. I all hovedsak kan det inndeles i hovedkategoriene om forventet ny last overstiger eksisterende trafokapasitet eller ikke, samt ulike varianter med solstrømproduksjon (med eller uten overskuddsproduksjon).

- For områder hvor forventet ny last overstiger eksisterende trafokapasitet er batteriets hovedformål – **prioritet 1 (PRI 1)** - å kutte effekt slik at trafokapasitet aldri overstiges. Hensikten er å unngå investering i ny trafo og evt. nettstasjon og bakenforliggende høyspentkabler med mer.
- Peak-shaving er satt som **prioritet 2 (PRI 2)**, dvs. kutting av alle effekter [kW] over en viss satt grense. Dette gir en lavere topp effekt i løpet av hver måned, noe som resulterer i lavere nettleie, da effektledet i nettleien er priset etter topp effekten som trekkes hver måned med ulike tariffer per måned oppgitt i kr/kW/mnd.
- Økt egenutnyttelse av solstrøm er satt som **prioritet 3 (PRI 3)**. Dette er relevant for de områder som har overskuddsproduksjon av solstrøm. Batteriet vil da lades opp av solstrøm de gangene produsert solstrøm er høyere enn forbruket. Dette forutsetter at batteriet har ledig kapasitet. Derfor er det satt opp slik at batteriet utlader en viss mengde energi i forkant av forecast om overproduksjon neste dag.
- Prisarbitrasje er satt som **prioritet 4 (PRI 4)**. Dette innebærer at batteriet lades opp når spotprisen på strøm er under en viss grense og utlades når spotprisen er over en viss grense. I modellene er det lagt til grunn lading om spotpris er lavere enn 0,35 kr/kWh og utlader om den er over 0,42 kr/kWh.⁵³

⁵³ Dette er basert på spotpriser fra 2018. Disse grensene ville må justeres med utviklingen av spotprisen.

Tabell 1: Tabell med oversikt over områdeforutsetningene som konsekvens av elektrifisering av havn og utseiling.

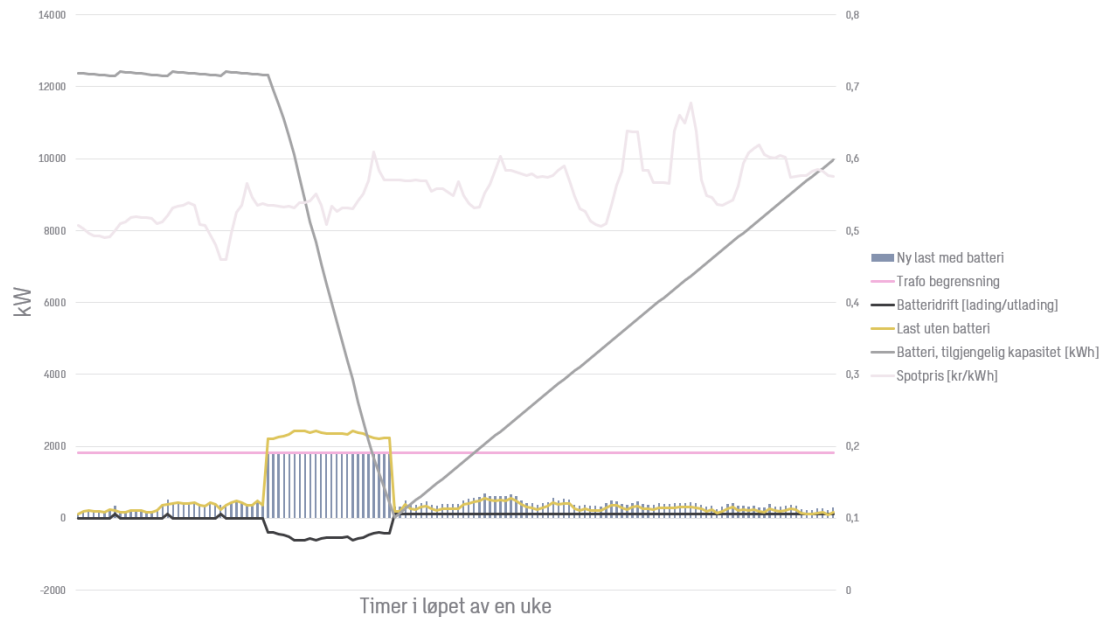
Områdeforutsetninger	Reguleringsprioriteter				Gjelder område nr. med tilhørende alternativ løsning for ulike ambisjonsnivåer på Sydhavna
	PRI 1 - ikke overstige trafokapasitet	PRI 2 - peak-shaving	PRI 3 - økt egenutnyttelse solstrøm	PRI 4 - prisarbitrasje	
1. Ny last overstiger eksisterende trafokapasitet. Ingen solstrøm.	x	x		x	62 - Alternativ løsning 1.0
					62 - Alternativ løsning 2.0
					86 - Alternativ løsning 1.0
					86 - Alternativ løsning 2.0
					83 - Alternativ løsning 1.0
					88 - Alternativ løsning 2.0
2. Ny last overstiger eksisterende trafokapasitet. Solstrøm med overskudd.	x	x	x	x	85 - Alternativ løsning 2.0
					85 - Alternativ løsning 1.0 med mellomlagring av flytende CO2
					85 - Alternativ løsning 2.0 med mellomlagring av flytende CO2
					61 - alternativ løsning 3.0
4. Ny last overstiger ikke eksisterende trafokap. Ingen solstrøm.					88 - Alternativ løsning 1.0
5. Ny last overstiger ikke eksisterende trafokap. Solstrøm med overskudd.		x	x	x	61 - Alternativ løsning 1.0
					64 - Alternativ løsning 1.0
					64 - Alternativ løsning 2.0
					85 - Alternativ løsning 1.0
					87 - Alternativ løsning 1.0
					Sydhavna som helhet - Alternativ løsning 1.0
					Sydhavna som helhet - Alternativ løsning 2.0
					Sydhavna som helhet - Alternativ løsning 1.0 m mellomlagring av flytende CO2
					Sydhavna som helhet - Alternativ løsning 2.0 m mellomlagring av flytende CO2
					65 - Alternativ løsning 1.0
					65 - Alternativ løsning 2.0
6. Ny last overstiger ikke eksisterende trafokap. Solstrøm uten overskudd.		x		x	81 - Alternativ løsning 1.0
					81 - Alternativ løsning 2.0
					63 - Alternativ løsning 1.0
					63 - Alternativ løsning 2.0

Det er ikke gjort egne batteriberegninger for område 65, område 81 og område 88.

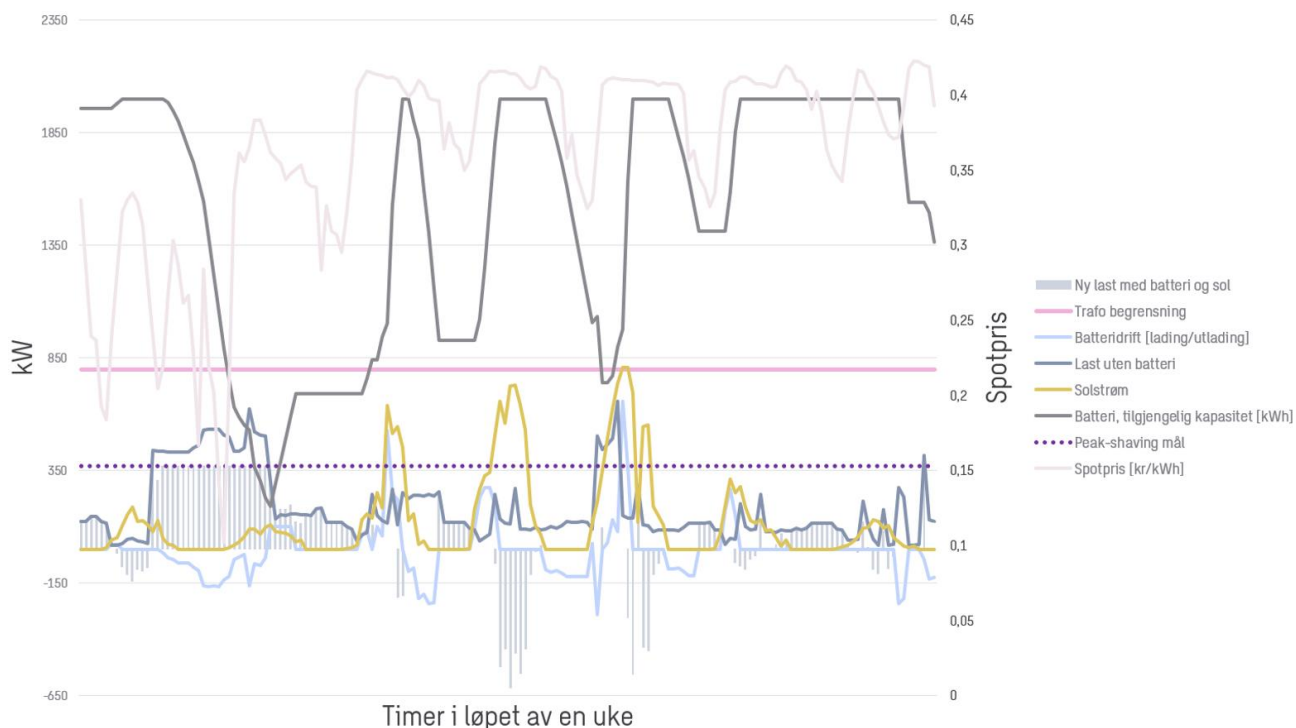
3.4.3 Dimensjonering, ulike områder og behov

Dimensjoneringen av batteristørrelsen er avhengig av en rekke forhold. For de enkeltområdene hvor trafokapasiteten overskrides med de nye lastene er batteriet dimensjonert for å ta den høyeste

makseffekten som varer over lengst sammenhengende tid i løpet av året. Dette dimensjoneringsprinsippet er illustrert nedenfor med last med og uten batteri.



Dimensjoneringen av batteripakken på de områdene hvor trafokapasiteten ikke overskrides er gjort ved å teste et utvalg av ulike batteristørrelser og målsøke hvilke størrelser som oppnår de beste resultatene av økonomiske hensyn. Under er det illustrert hvordan batteriet oppnår flere formål denne uken som det her er vist. Om man ser på tilgjengelig batterikapasitet ser man at den synker betydelig som følge av sitt bidrag for å holde effektbehovet fra nettet under satt «peak-shaving»-mål. I forkant av dette leveres solstrømsoverskudd til nettet, da batteriet prioriterer å kutte kommende effekttopp, peak-shave. Deretter lades batteri moderat opp. Så ser man at solstrømanlegget starter å produsere dagen etter og batteriet lades direkte med solstrøm før batteriet blir fullt og noe solstrøm går til nettet. Batteriet ser vha. forecast-funksjon at det blir klarvær neste dag og utlader batteriet i forkant for å være klar til å motta solstrøm etter at solstrømmen har levert til det generelle forbruket først. Den viste uken har ingen utlading/lading på grunn av spotprisen, da det i dette tilfellet er andre prioriteringer som kommer først.



Det er per i dag ingen spesialbestemmelser for energilagre i energiloven med tilhørende forskrifter og nettselskaper kan benytte batterier i nettvirksomheten dersom dette kun brukes til nettrelatert formål. I EUs fjerde energimarkedspakke legges det opp til at energilagring kan vurderes som alternativ til nettførsterkning av nettselskapene. Tredjepart skal kunne levere nett-tjenester gjennom energilagring. For Oslo Havn KF vil det basert på dagens regelverk være mulig å eie og benytte en stasjonær batteribank plassert på privateid side av måler. En stasjonær batteribank kan fungere ved tap av nettspenning, men skal ikke mate strøm tilbake på nettet dersom en situasjon med tap av nettspenning oppstår.

Oslo Havn KF kan teoretisk sett også plassere en stasjonær batteribank i netteiers del av nettet, foran den privateide siden av måler på eksisterende anlegg. Dersom dette gjøres uten annet enn forbruksformål kobles batteriet opp på vanlig måte som et eget anlegg med tilhørende måler. Hvis det også er et formål om å mate strøm inn på nettet kan batteriet kobles inn som en plusskunde eller produksjonskunde. Det er samme krav til grensesnitt mot nettet som plusskunde, uavhengig av produksjonskilde. Det stilles blant annet krav til spenningskvalitet i henhold til de normer og retningslinjer som finnes. Skillet mellom plusskunde og produksjonskunde går ved 100 kW. Ønsker man å levere mer effekt enn dette tilbake til nettet defineres man som en produksjonskunde med tilhørende krav.

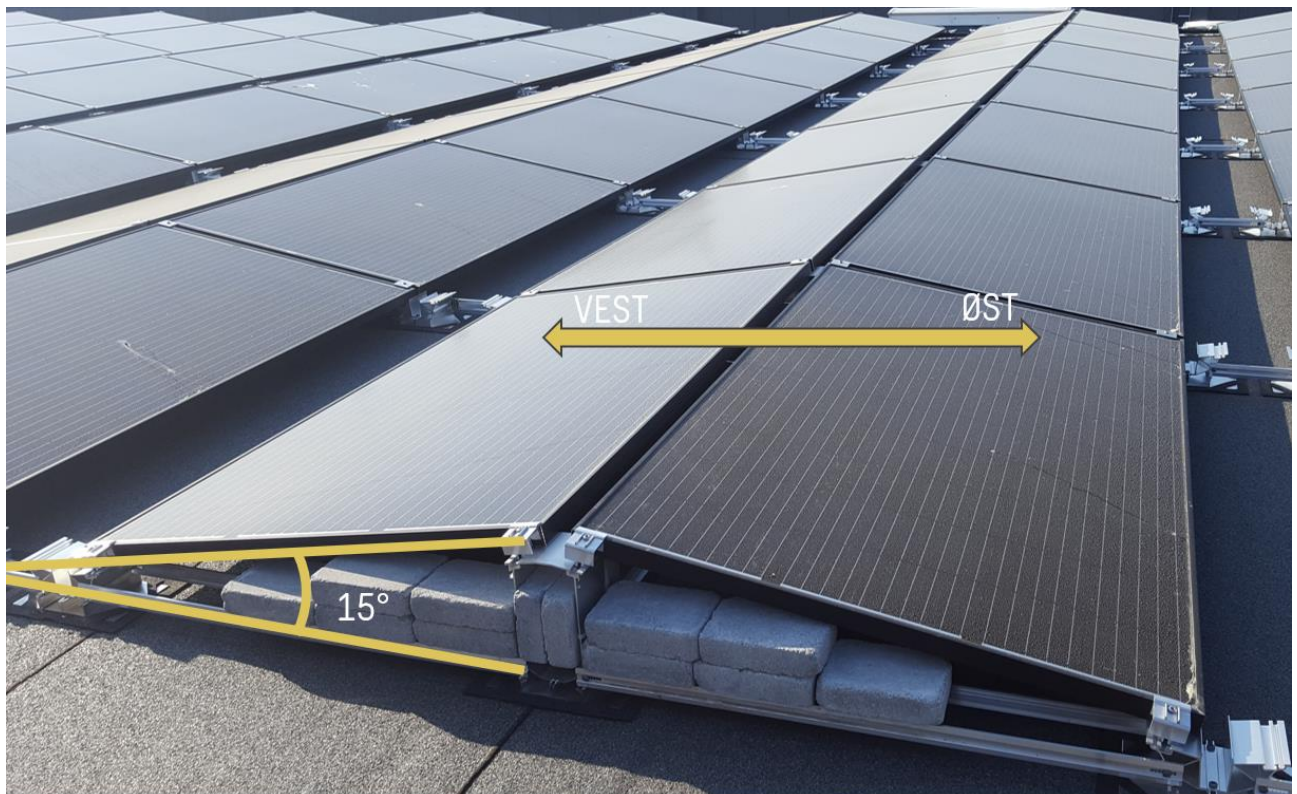
Det er vanskelig å se noen klare fordeler ved å plassere en batteribank i netteiers del, utenfor egne eksisterende anlegg. Men det kan tenkes at det kan være gunstig dersom man for eksempel ønsker å lage et DC-basert mikronett tilknyttet batteribanken, adskilt fra eksisterende infrastruktur, eller oppretter et eget mikronett med AC og DC i havna.

3.5 Solcelleanlegg

Ettersom elektrifisering av Sydhavna krever store energi- og effektbehov, har det vært utredet potensialet for lokal strømproduksjon ved bruk av solcelleanlegg. Potensialet innebærer reduksjon i belastning av eksisterende strømnnett, både effekt- og energi, samt sikrere strømforsyning og dermed en mer forutsigbar strøm-/drivstoffpris for aktørene i havnen. Solcelleanlegg inngår i tidligere definerte «alternativløsninger», med mål om å redusere systemkostnader i forhold til «standardløsninger».

3.5.1 Grunnleggende forutsetninger

Det er utelukkende beregnet med solcelleanlegg på bygninger i denne konseptutredningen, ikke frittstående anlegg som ville opptatt nødvendige havnearealer. På bygningene er det antatt montert på flate tak og fasader mot sør. For takmonterte anlegg er det brukt øst-vest orienterte paneler. Dette vil si at annen hvert panel har 15° helling mot øst, og annen hvert panel har 15° helling mot vest, og medfører at panelene kan plasseres tett slik at det blir høyest mulig installert effekt per takareal. Det oppnås 80% arealutnyttelse av taket. Ettersom panelene er tettpakket blir vindfanget redusert og dermed betydelig redusert behov for ballast. For fasademonterte anlegg er det hovedsakelig regnet paneler installert på ramme utenpå eksisterende fasade, såkalt BAPV (building applied photovoltaic). Et unntak er et lite bygningsintegrert (BIPV – building integrated photovoltaic) solcelleanlegg for administrasjonsbygget til Yilport. Under pågående rehabilitering og utvidelse av bygget, erstattes fasadeplatene mot sør og vest med spesialbestilte solcellemoduler. Solcellene skal ha lik farge som resterende fasademateriell slik at bygget får et helhetlig fint estetisk uttrykk.



Figur 48 – Flatt tak med øst-vest orienterte paneler med 15 grader helling

De aktuelle byggene er valgt etter gjennomgang og vurdering av tilstand/levetid og masterplan for havnen. Sistnevnte plan er et godt underlag for å si hvilke bygg som skal rives, samt hvilke og hvor store bygg som kan komme i 2030. Ut fra dwg-fil er det målt opp arealer av takflater og fasader, samt funnet vinklene mot øst, vest og sør henholdsvis azimuth -118° , $+62^\circ$ og -28° .

Ved 80% utnyttelse av takflatene, minus noe areal for tilkomst, og 360Wp paneler med standard størrelse på $1,63\text{m}^2$, er det totalt 5 000 kWp installert effekt på tak, fordelt på 8 bygg. For fasademonterte anlegg med 90° helling regnes det med 100% utnyttelse for avsatt fasadeareal og det benyttes samme panel og størrelse som nevnt over. Total installert effekt for fasade er dermed 500 kWp, og totalt for området 5 500 kWp.

Det er laget timesverdier for energiproduksjon for hver av orienteringene for panelene, mot øst, vest og sør. Timesverdier for øst og vest er sammenslått

siden disse orienteringene gjelder for samme takmonterte anlegg. For øst-vest anlegg er det kommet frem til spesifikk energiproduksjon på 708 kWh/kWp , og for fasademonterte anlegg 670 kWh/kWp . Tallene er noe konservative i forhold til erfaringstall fra Østlandsområdet, slik at det kan forventes litt høyere produksjon.

3.5.2 Prinsipper for nye bygg i havnen

Ved fremtidig utbygging i havnen bør det stilles krav til at byggene skal ha solcelleanlegg på tak eller fasade. Det bør i det minste legges til rette for at det i senere tid kan komme solcelleanlegg. Dette betyr først og fremst at fasade og tak må dimensjoneres for å tåle ekstra vektbelastninger, samt at underliggende isolasjon er godkjent med hensyn til trykkfasthet og riktig brannmotstand. I tillegg bør prosjektering av tekniske fag redusere antall installasjoner på tak, for eksempel kabelbroer, plassering av luftinntak og avkast ventilasjon, og spillvannsluftinger og sluker.



Figur 49 - plassering og størrelse av solcelleanlegg i kWp

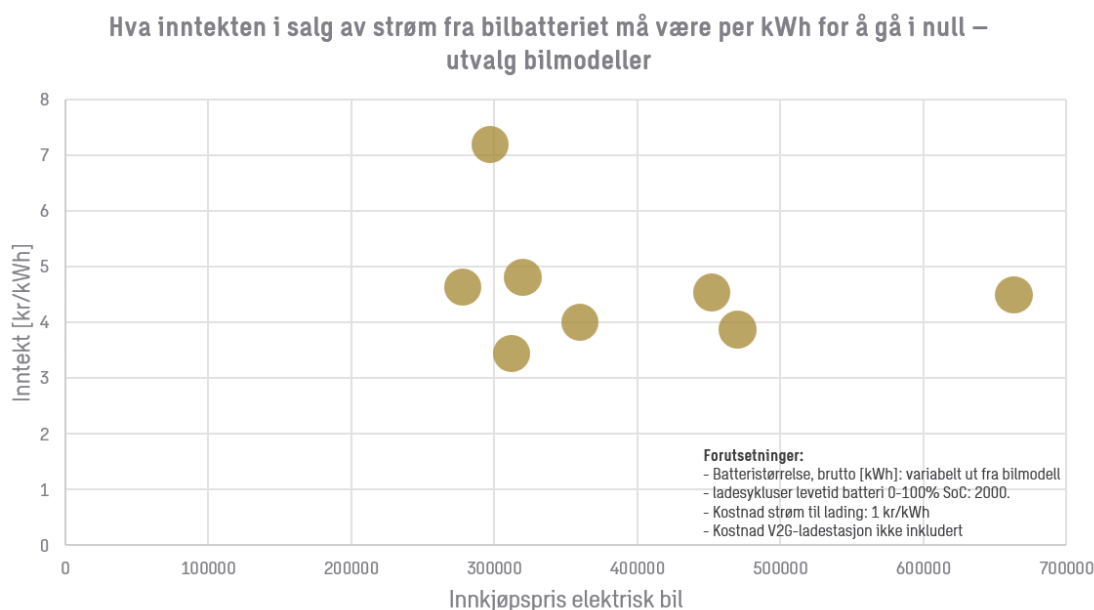
Område	Installert effekt (kWp)	Utførelse		Produksjon (kWh)	Investerings (kr)
		Før 2025	2025-2030		
61	557		x	394 460	4 452 515
63	35	x		24 787	282 699
64	209		x		1 673 580
	159	x			1 272 147
	159		x		1 272 147
	530		x		4 240 491
	530		x		4 240 491
				1 104 164	
65	159	x		112 602	1 272 147
81	21	x			339 239
	18	x		26 945	282 699
85	1232		x	872 486	9 859 141
87	1908		x	1 351 221	15 265 767
Sum	5518			3 886 665	44 453 065

Tabell 2 - Plassering, størrelse solcelleanlegg, utførelsestidsrom, årlig energiproduksjon og investeringskostnad

3.6 Vehicle-to-Grid (V2G)

Vehicle-to-Grid – forkortet V2G – er en lite utprøvd teknologi på kommersiell skala og har i hovedsak vært testet i forbindelse med forskningsprosjekter en rekke steder i verden. Potensialet er, og kommer til å bli, stort når stadig flere kjøretøy blir batterielektriske. Denne batterikapasiteten, i kombinasjon med at kjøretøy ofte står stille en del timer i løpet av et døgn, virker forlokkende. En rapport av NVE illustrerer dette i forbindelse med forventet elbilpopulasjon i Norge i 2030. Da vil den teoretisk tilgjengelige effekten fra den samlede batterikapasiteten i ca. 1 million biler utgjøre 100 GW. Det er 4 ganger mer enn den samlede forbruksrekorden i Norge på 24,5 GW (januar 2016). Praktiske aspekter reduserer det teoretiske potensial betraktelig. Den fremste barrieren er at strømmen må omformes fra likestrøm (DC) i kjøretøyets batteri til vekselstrøm (AC) i nettet. Få elektriske kjøretøy har bidireksjonale AC/DC-omformere, da dette er en ekstra kostnad. Om omformingen ikke skal gjøres i bilen, må den gjøres utenfor bilen, i ladestasjonene. Dette er også fordyrende sammenlignet med dagens alternativer. En annen begrensning er den som ligger i sikringsstørrelsen og kabelstørrelse- og type tilknyttet ladestasjoner, typisk fra 10-32 A for boliger, da dette avgjør hvor mye strøm som kan overføres den ene eller den andre veien. NVE har beregnet at den teoretiske begrensningen reduseres fra 100 GW til hhv. 4 og 8 GW om man legger til grunn sikringsstørrelser på 16 og 32 A.⁵⁴

En tredje barriere er at kjøretøyets batteri er den mest prisdrivende komponenten i et elektrisk kjøretøy. Hovedformålet til et batterielektrisk kjøretøy er å anvende det til fremdrift. Betalingen eier av kjøretøyet mottar ved å levere strøm til nettet må, med andre ord, konkurrere mot det å bruke batteriet til fremdrift.



Dette eksemplet, basert på enkelte bilmodeller, viser at bileier vil måtte få betalt mellom 3,5-7,5 kr/kWh for at det skal være regningssvarende å yte V2G-tjenester til nettet. Dette er betydelig over det markedet foreløpig etterspør med hensyn på fleksibilitetstjenester.

I tillegg vil det, på Sydhavna, medføre at det vil bli høyere effekttopper siden kjøretøyene vil måtte lade på kortere tid enn det som er lagt til grunn, siden de ved V2G utlader batteriet på tidspunkter de vanligvis ville bruk til å lade. Det vil potensielt sett kunne øke utfordringene med nettkapasitet i området.

Det er selvsagt en mulighet for at kjøretøyene kunne blitt anvendt som nødstrøm ved utfall, men for at dette skal tas i bruk i praksis krever det at gode nok sikkerhetsløsninger er tilgjengelig.

Det kan og argumenteres for at det, etter hvert, vil bli et stort overskudd av brukte batterier fra diverse el-kjøretøyer som kan anvendes til stasjonære batterilagre. Prisene på disse vil være lavere enn for nye

⁵⁴ NVE. 2017. Rapport 66/2017 – «Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet», s. 7-8.

elbilbatterier. Dette vil samtidig forlenge brukstiden til allerede produserte batterier før de til slutt må kondemneres og grunnstoffene gjenvinnes.

3.7 Nedgravde løsninger

For å maksimere utnyttelsesgraden av arealene i Sydhavna til havneaktivitet har underjordiske løsninger for nettinfrastruktur blitt undersøkt. Mens standarden for strømføringsveier er kabler i bakken, settes nettstasjonene med transformatorer i dagen. Dette er blant annet av hensyn på tilgang og vedlikehold av stasjonene. Tidligere var det ikke uvanlig å plassere nettstasjoner under bakken for å spare plass, i Oslo finner vi mange underjordiske nettstasjoner.

En underjordisk nettstasjon står i et rom i bakken, med adkomst gjennom en luke på bakkeplan der transformatoren kan heises inn og ut. Fra et vedlikeholds perspektiv er det flere ting som kan gå galt i en nettstasjon som er plassert under bakken enn i en som står over. Blant annet kan vann om siver inn i stasjonen og fører til korrosjon på komponenter være et problem. Eierskap og ansvarsforhold peker seg ut som hovedbarrierene for å etablere nye nedgravde løsninger. Dermed er det kun i svært få spesialtilfeller at nettselskapet etablerer nye underjordiske nettstasjoner. Likevel vil det være mulig å benytte på eget konsesjonsområde om det skulle være nødvendig.

3.8 Smarte havner

3.8.1 Hva er en smart havn?

Som kjent er det vanskelig å finne en bestemt definisjon på hva et smart system, som en smart by, et smart grid, en smart havn og så videre, er. Sweco definerer en smart havn som *«en havn som bruker digital teknologi og innovative metoder for å optimalisere sine aktiviteter og gjøre driften av havnen mer produktiv.»* I tillegg kan optimaliserte aktiviteter og drift bidra til å gjøre havnen grønnere, gjennom mer effektiv bruk av tilgjengelige ressurser. Smartere bruk kan også bidra til å redusere behovet for investeringer i infrastruktur, spesielt med tanke på smart styring av energibruk. For eksempel kan bruk av prediksjon av vær, bruksmønstre, strømpriser osv. fungere som beslutningsstøtte til å finne den beste balansen mellom bruk av lokal strømprøduksjon, bruk av strømnnett og energilagring i batterier for å imøtekomme lastene.

I flere norske havner det satt i gang pilot- og forskningsprosjekter under smart havn-paraplyen. Det jobbes blant annet med fjernstyring av STS-kraner, AI-plattformer for smartere drift, optimalisering av havnelogistikken og autonome sjødroner som en del av en heltelektrisk transportkjede. Det testes ut etablering av eget strømnnett, med blant annet landstrøm, laster fra bygg, lokal strømprøduksjon og energilagring i form av batterier er kobles inn. Slik at energiflyten kan styres smartere og mer effektivt, uten å gå veien om netteiers systemer og reguleringer. I flere store havner rundt i verden foregår håndteringen av containere helautomatisk, uten at mennesker beveger seg på området. Mulighetsrommet er med andre ord stort.

3.8.2 Forutsetninger og relevante løsninger på Sydhavna

Gode digitale løsninger for både automatisering og optimalisering er avhengig av data til beslutningsstøtte, med riktig kvalitet og oppløsning. I energisystemet på Sydhava i dag har prosjektet kun avdekket de digitale målerne til Elvia som måler energiflyten. Disse har leverer verdier med timesoppløsning. I tillegg er de fleste prosesser for styring av belysning og utsyr manuelle, og det er i liten grad installert og tatt i bruk styringssystemer for bygg og eksisterende ladeinfrastruktur. På containerterminalen benyttes NAVIS som operatørsystem for logistikkplanlegging, og det tar for seg planleggingen fra containeren losses av båt via landtransport og ut til kunden. I tillegg er det installert systemer som leser skilt og containernummer ved innkjøring til havnen, som bidrar til effektiv planlegging på containerterminalen.

I dag finnes det toppsystemer for energiplanlegging i mikronett på markedet, med ulik grad av modenhet. Forutsetningen for bruk av disse er at lastene som kobles til kan måles og styres, men så lenge dette er oppfylt kan det meste integreres inn i toppsystemet. Det er ikke gjort noen inngående undersøkelse i muligheten for styring av alle de ulike lastene i havnen. Ut fra fra overordnede undersøkelser er det tydelig at det vil måtte gjøres et arbeid for å installere og ta i bruk målinger og styringsenheter. Ved installering av nye systemer er åpne protokoller som Modbus og OPC UA å foretrekke for enklere integrering.

5G erstatter behov for datasenter

I en smart havn er nøkkelen god informasjonsflyt og interaksjon mellom ulike prosesser, slik at man kan yte god beslutningsstøtte for planlegging av aktiviteter. Styring av de ulike systemene og automatisering i Sydhavna setter krav til overføringskapasitet og hastighet. Havnens gunstige plassering gjør at dette vil bli ivare tatt av utbyggingen av 5G-nettet.

Gitt dataoverføringshastigheten på dagens 4G-nett og fremtidens 5G-nett vurderes det dit at det ikke vil være nødvendig med et datasenter innenfor havnens grenser for å legge til rette for eventuelle fremtidige automatiske/autonome prosesser. Det vil være tilstrekkelig å benytte seg av kommunikasjon via 4G eller 5G til et datasenter innenfor rimelig avstand. Med havnens sentrale plassering på Østlandet vil det sannsynligvis ikke være noe problem å finne et datasenter å knytte seg til.

Utslippsreduksjoner som følge av smartere bruk

Det finnes flere eksempler på hvordan kombinasjonen av smart kommunikasjon og logistikkhåndtering kan bidra til reduksjon av klimagassutslipp i havna, gjennom effektivisering av prosessene.

Per i dag er det lite automatikk i godshåndteringen på Sydhavna, og få aktører har uttrykt klare planer for automatisering. I containerhavna kan man se for seg muligheten for å minimere tiden lastebiler som henter containere er inne, ved å samle informasjon knyttet til en container, dens innhold og sannsynlige videre forflytning fra det tidspunkt den losses av containerskipet, og videre bruke kjent informasjon til å plassere containere i gunstigst posisjon på kaien for mest mulig effektiv forflytning senere. En form av et slikt system brukes allerede i dag, der skiltene på bilene leses ved innkjøring til havnen og matches mot containernummer i Yilport sitt operatørsystem for terminalen. Med en helhetlig tilnærming basert på historikk er det likevel rom for effektivisering, slik at utnyttelsen av RTG-kranene som flytter containerne blir mer effektiv og lastebilens tide inne på havneområdet minimeres.

Oslo Havn skal våren 2020 ta i bruk maskinlæring for å bedre estimere når skipene ankommer havnen, i samarbeid med Grieg Connect. I dag er dette en manuell prosess, som involverer e-post og telefonsamtaler. Dette kan til tider by på logistikk-utfordringer, spesielt på kaiene der skip med ulik type last legger til. I havna gjelder prinsippet om at den som kommer først blir først betjent, og dette medfører tilfeller der skip må ligge på ventekai eller ankerplass før de kan betjenes.

På Ormøysanden ankerplass i Sydhavna ble det i 2018 registrert i underkant av 900 timer med liggetid på ankerplassen, der skipet ikke gjør annet enn å vente. Dette tilsvarer 250 tonn CO₂. Om skipene hadde fått beskjed i løpet av innseilingen til Oslo havn kunne de nedjustert marsjfart og unngått dødtid på ankerplassen. I Klimakur er et av tiltakene som er foreslått for maritim sektor fartsreduksjon av fartøy, og DNV GL anslår at en 10 % hastighetsreduksjon reduserer drivstofforbruket med 19 % i hoved- og hjelpemotorer. Effekten av et slikt tiltak er dermed todelt, og vil bidra til reduserte utslipp både i innseilingen og i liggetid ved kai. Et system som kombinerer historikk for lossing og liggetid, AIS-data og kommunikasjon vil med andre ord enkelt kunne bidra til utslippsreduksjon og besparelser, helt uten investeringer i kostbar infrastruktur. Dette vil også kunne brukes til redusere/kontrollere samtidighet om man ser at det vil bli utfordringer med tilgjengelig kapasitet.

Denne utredningen har hverken kvantifisert effekten av eller gått i dybden på spesifikke smart havn-løsninger på Sydhavna. Det er likevel klart at digital teknologi og automasjon vil bli viktig for optimalisering av prosesser og bruk av tilgjengelige ressurser.

3.9 Biogassproduksjon- og -lagring

Bekkelaget Renseanlegg er plassert i Sydhavna og renser 40% av Oslo kommunes avløpsvann. Som biprodukt av rensed avløpsvann, produseres 2,1 millioner Nm³ komprimert biogass med drivstoffkvalitet i året. Biogassen er 99 % ren metan, og er godt egnet som drivstoff til skip og veitransport. Biogassen blir i dag transportert til fyllestasjoner på Østlandet.

Potensiale for biogassproduksjon ved Bekkelaget renseanlegg dobles gjennom utredningen UBRA (Utvidelse av Bekkelaget renseanlegg) ved at antall råtnetanker økes fra 2 til 4 og anlegget vil da ha minimum kapasitet til 2040. Biogassproduksjonen vil øke i takt med Oslo kommunes med befolkningsøkning som er en årlig vekst på ca. 2%. Biogassen blir oppgradert til biodrivstoff (biometan) og dagens anlegg har kapasitet til 2025. Det er da planlagt å bygge et nytt anlegg da enten tilsvarende som dagens anlegg, dvs. en dobling av kapasitet til ca 5 millioner Nm³. Alternativt vil det bli bygget et anlegg for produksjon av flytende biogass dersom det er det markedet ønsker. Potensialet for sirkulærøkonomi ved å benytte seg av den lokalproduserte biogassen er utredet. Fordelen ved å benytte biogass til skip eller veitransport er at det medfører CO₂-nøytrale utslipp frigjør energi- og effekt for elektrifisering av annet utstyr i havnen, samt drivstoffutgiftene kan være billigere og mer forutsigbar for eier av skipet eller kjøretøyet sammenlignet med diesel. Ulempen er fortsatt noe utslipp av NO_x og SO_x gasser, at det må investeres i infrastruktur for fyllestasjon av biogass og ombygging av skip eller kjøretøy. Sistnevnte ombygging må uansett medregnes for alternativet ved elektrifisering.

3.9.1 Forutsetninger og behov

I utredningen er det tatt utgangspunkt i dagens produksjon av biogass på 2,1 millioner Nm³, og med omregningsfaktor på 9,8 kWh/Nm³ gir dette 20,6 GWh. Innledningsvis ble det undersøkt om denne energimengden kunne forsyne skipenes behov, og som eksempel ble det sett på containerskipet Wes Amelie. Dette er et naturgassdrevet 1036 stk TEU containerskip (20 twenty-foot equivalent unit) som faller under den minste kategorien containerskip, «liten feeder», og er vanlig å se i Sydhavna. Skipet har et årlig drivstoffbehov på 60 GWh⁵⁵. Dette tilsier at årlig biogassproduksjon fra Bekkelaget Renseanlegg kun kan dekke 1/3 av årlig drivstofforbruk for et vanlig containerskip i havnen, og har dermed ikke blitt undersøkt videre.

Det er derfor utredet bruk av biogass for oppvarmingsbehov i bygninger/ industriprosesser i forbindelse med betongproduksjon, samt drivstoff for betongbiler. I dag er det Unicon og Norbetong (Heidelberg) som blander sement til betong på havnen og kjører ut til byggeplass (henholdsvis område 63 og 64). Det brukes oljekjeler for oppvarming av vann og tilslagsmateriale, og 50 stk diesel betongbiler kjører en rekkevidde på ca. 10 km tur/retur. Det nevnes at det er krav til 20°C på ferdigblandet betong ved ankomst byggeplass.

Kartlagte mengder for fyringsolje og diesel er omgjort til kWh med omregningsfaktor på 10,056 kWh/liter. Oppvarming av vann og tilslagsmaterialer har totalt et energibehov på 3,4 GWh og betongbilene har et totalt behov for 15,4 GWh, som til sammen utgjør 91% av dagens biogassproduksjon.

3.9.2 Infrastruktur for lagring, distribusjon og bruk av biogass

For å kunne benytte biogass til overnevnte oppvarmingsformål og drivstoff for betongbiler, er det behov for ombygging av oljekjeler til gasskjeler med tilhørende areal for gasstanker (også kalt flak), transport av flak eller gassledning mellom produsent til forbruker, fyllestasjon for betongbiler med tilhørende areal for flak, ombygging av dieslbiler til gassdrevne biler.

Førstnevnte ombygging av oljekjeler er allerede nesten klargjort for gass, og det mangler omtrent bare en avtale med gassleverandør for at dette skal bli utført. Etter møtet med Unicon, Norbetong og Oslo Havn er det ikke realistisk med gassledning fra Bekkelaget til forbrukerne på havnen, i dette tilfellet område 63 og 64). Om dette er en gassledning i dagen eller nedgravd for å spare nødvendig havneareal, antas det å være en betydelig kostnad. Det viktigste hensynet er imidlertid den store usikkerheten med hensyn til fremtidig

⁵⁵ Etter dialog med Unifeeder

utvikling av området, og da vil en gassledning vanskeliggjøre fleksibilitet for fremtidig utbygging. Det er derfor foreslått at gasskjeler og fyllestasjon for betongbiler blir forsynt med egen transport og utskifting av flak ved behov

I dialog med Bekkelaget Renseanlegg sin gass distributør, Linde (tidligere AGA) er det utredet behov for areal, investeringskostnad for fyllestasjon og sikkerhetsavstander. Arealbehovet er omtrentlig 1500-2000 m² for komplett fyllestasjon inkludert dispenser, avhengig av løsning for inn/utkjøring og svingradius på bilene. En fyllestasjon for komprimert biogass koster 8-9 mill. NOK.

For sikkerhets/avstandskrav for gassfyllestasjoner forholder Linde seg til gjeldende bransjenorm fra Energigas Sverige TSA2015 (Tankstasjonsanvisninger). Basert på TSA er utgangspunktet 25 m for midtre sone. Det vil si 25 m fra gasslager/plassering av flak uten noe brannskille. Det kan etableres brannskille i form av 3,5m høy betongmur for å redusere avstandskravet til 12 m. Det er funnet at det brukes 2,3 flak per dag og fyllestasjonen kan lagre 4 flak, slik at fylling/utskifting av flak skjer omtrent annen hver dag.

Det vurderes som mest hensiktsmessig å plassere fyllestasjonen i nærheten av Bekkelaget Renseanlegg ettersom det er tilgjengelig areal, nærmere produsert, tilgjengelig for andre eksterne kjøpere av biogass.

3.9.3 Ombygging av betongbiler for drift med biogass

Østfoldforskning ⁵⁶ har undersøkt muligheter for ombygging av eksisterende kjøretøy for biogass, og kartlagt antall aktører som utfører ombygging. Rapporten har funnet at ombygging av eksisterende dieselmotorer kan gjøres på forskjellige måter og av forskjellige aktører i Norden og Europa.

En ombygging av motor gjøres av motorprodusent eller i tett samarbeid med en ekstern aktør som har nye ubrukte dieselmotorer som designes for bruk med diesel og gass sammen. Prosessen med ombygging er i hovedsak en konvertering av innmatingsystemet, fra flytende til gassdrivstoff. Dette medfører endringer i motorens fysiske utforming, fin-justering av drivstoffinnsprøyting og ettermontering av tanker og tilleggsutstyr. Dette er dual-fuel motorer, som er avhengig av et lite behov for diesel ved oppstart av motor ettersom den utnytter at diesel selvantenner under trykk, samt behov for dieselolje for å smøre motoren. Dieselbehovet er imidlertid minimalt, og biogass kan erstatte 95% av opprinnelige dieselmengder.

Østfoldforskning har utført kostnadsanalyse for bruk av biogassdrivstoff sammenlignet med diesel, som gir veiledende anslag for differansekostnad for investering med hensyn til ombygging og drift med biogass vs. ikke bygge og brukes diesel som i dag. Det er funnet at ombyggingskostnader for brukte maskiner i gjennomsnitt er 600 000 NOK. Levetiden til en motor er oppgitt som avstand fremfor i år, der det er brukt 1 080 000 kjørte km i 5, 10 og 15 år – avhengig av intensitet på kjøring. Med oppgitte forutsetninger for relativ motorvirkningsgrad, drivstofforbruk, -kostnad er det kommet frem til at investering i ombygging til dual-fuel motor med 95% komprimert biogass er lønnsom. Lønnsomheten og nåverdien varierer med antall kjørte kilometer, ettersom besparelsen og fordelene i lavere drivstoffkostnad raskere gjør seg gjeldende ved intensiv kjøring pr. år. Netto nåverdi er funnet å være 139 000 kr for 5 år, 82 000kr for 10 år og 31 616 kr for 15 år). Hvis en tar med evt. 50% Enovastøtte «Energi- og klimatiltak i landtransport» er det funnet henholdsvis netto nåverdier 477 000 (5 år), 420 000 (10 år) og 370 000 (15 år). Det må presiseres at disse lønnsomhetsberegningene er gjort basert på 14 kr/liter for diesel, noe som er høyt sammenlignet med nåværende markedspriser og som er brukt i denne utredningen (10-11 kr/liter). Ved bruk av lavere dieselpriis, vil lønnsom reduseres.

3.9.4 Biogass som alternativ til elektrifisering

Det henvises til kapittel med beregnet energi og effektbehov for område 63 og 64 ved elektrifisering. I disse områdene er det tilstrekkelig trafokapasitet ved eventuell fremtidig elektrifisering av betongbilene. Imidlertid gir bruk av biogass en mulighet for å benytte lokalprodusert energi, som avlaster nettet med 305 kW og 535 kW samtidighet for lading for hhv. område 63 og 64.

⁵⁶ «Biogass Oslofjord – tilpasning av tyngre kjøretøy og anleggsmaskiner for drift med biogass», Østfoldforskning 2019.

3.10 Spillvarme fra Bekkelaget Renseanlegg

Bekkelaget Renseanlegg har i tillegg til biogassproduksjon, et overskudd av spillvarme fra avløpsvann. Avløpsvannet har en gjennomsnittlig temperatur på 12 °C og 15 °C henholdsvis vinter og sommer, mens laveste vanntemperatur om vinteren kan bli 8°C. Gjennomsnittlig årlig gjennomstrømning i renseanlegget er 50 mill. m³ avløpsvann. Dette er stabile temperaturer og store mengder avløpsvann som er ideelle forhold for en væske-til-vann varmepumpe. Denne typen varmepumpe henter varmeenergi fra avløpsvannet, og ved tilførsel av elektrisitet heves temperaturen slik at den kan anvendes for varmebehov i bygg og industriaktiviteter. Varmepumpen avgir 3 til 5 ganger mer varmeenergi enn det som tilføres av elektrisitet.

Vann og avløpsetaten (VAV) gjennomførte i 2015 en utredning for utnyttelse av spillvarme fra Bekkelaget Renseanlegg til forsyningen på byens fjernvarmenett. Det ble konkludert med ikke lønnsomt grunnet manglende nærliggende rørnett for fjernvarme, og dermed behov for betydelig investering av nye rørstrekk mot Sørenga. I tillegg var det for høye krav til høytemperatur varme, fra fjernvarmeleverandør.

Det er utredet om Sydhavna kan utnytte spillvarme ved hjelp av sentralisert varmepumpe og elkjel, i et lokalt fjernvarmenett, for å erstatte dagens desentraliserte olje- og elkjeler. Innledningsvis ble det utredet hvilke varmebehov som finnes og hvor disse er plassert i havnen. Varmebehov gjelder, som for biogass, i bygg og industriprosesser i havnen som i dag dekkes av el- og oljekjeler, og utgjør 3,8 GWh. Fordelen og potensialet for utnyttelse av spillvarme er å fjerne årlig bruk av 380 000 liter fyringsolje i oljekjeler og 1:1 forbruk av elektrisitet i elkjeler, med en nullutslippsløsning som i tillegg har en lavere effektbelastning i havnens strømnnett. Løsningen krever imidlertid store investeringer infrastruktur for ny varmepumpe og distribusjon av varme i nytt rørnett. Et lokalt rørnett for fjernvarme blir likt som for rørnett for biogass, der det vil oppta areal som ellers kan brukes til havneformål og redusere fleksibilitet ved fremtidig utbygging. Forholdet mellom relativt lite varmebehov og omfattende utbygging av rørnett, medfører at løsningen med lokalt fjernvarmenett ikke er utredet i detalj. Det vil være mer fordelaktig å benytte biogass for disse formål, ettersom kjelene er tilpasset og klargjort for biogass, samt mer fleksibel forsyning av biogass med hensyn til transport av flak.

Etter møte med Unicon, Norbetong og Oslo Havn ble det avdekket stort behov for vaskeanlegg for betongbilene. Betongbilenes blander, tromler, pumper, renne/bånd må vaskes og spyles flere ganger daglig. Hver bil krever 500 liter/bil, 3 ganger for dagen. I tillegg til vask/skylling av området er behovet til sammen 2000 liter/bil. I dag må bilene kjøre langt for å dekke dette behovet. Bekkelaget Renseanlegg har et stort volum av rensset avløpsvann som kan vurderes som potensielt vaskevann for bilene – dette slippes i dag i Oslofjorden.

Det ble også avdekket av avløpsvannet etter vask av betongbilene er høyalkalisk, noe som Bekkelaget Renseanlegg kan benytte seg av for å heve pH i renseanlegget, som erstatning av dagens bruk av kalktilsetning. Det kan derfor være en aktuell løsning med vaskeanlegg i nærheten av Bekkelaget Renseanlegg, og dette er innspilt til Plan- og bygningsetaten før oppstart av arbeid med detaljregulering Ormsundkaia. Parallelt med innspill ønsker begge betongleverandørene og VAV å se nærmere på potensialet for vaskeanlegg i eget forprosjekt utenom denne utredningen.

4 Tiltakspakker

I dette kapittelet sees det nærmere på hvert enkelt ambisjonsnivå 1.0, 2.0 og 3.0 for å sammenligne standardløsning opp mot alternativ løsning med tilhørende utredede tiltakspakke for de ulike områdene på Sydhavna. For hvert av områdene sees det på fordeler/ulempes med de forskjellige løsningene. På slutten av dette kapittelet vil de ulike områdene sammenlignes opp mot hverandre og gode tiltak fremheves.



Figur 50 - Sydhavna er inndelt i områder fra 61-66 og 81-88

4.1 Økonomi og lønnsomhet

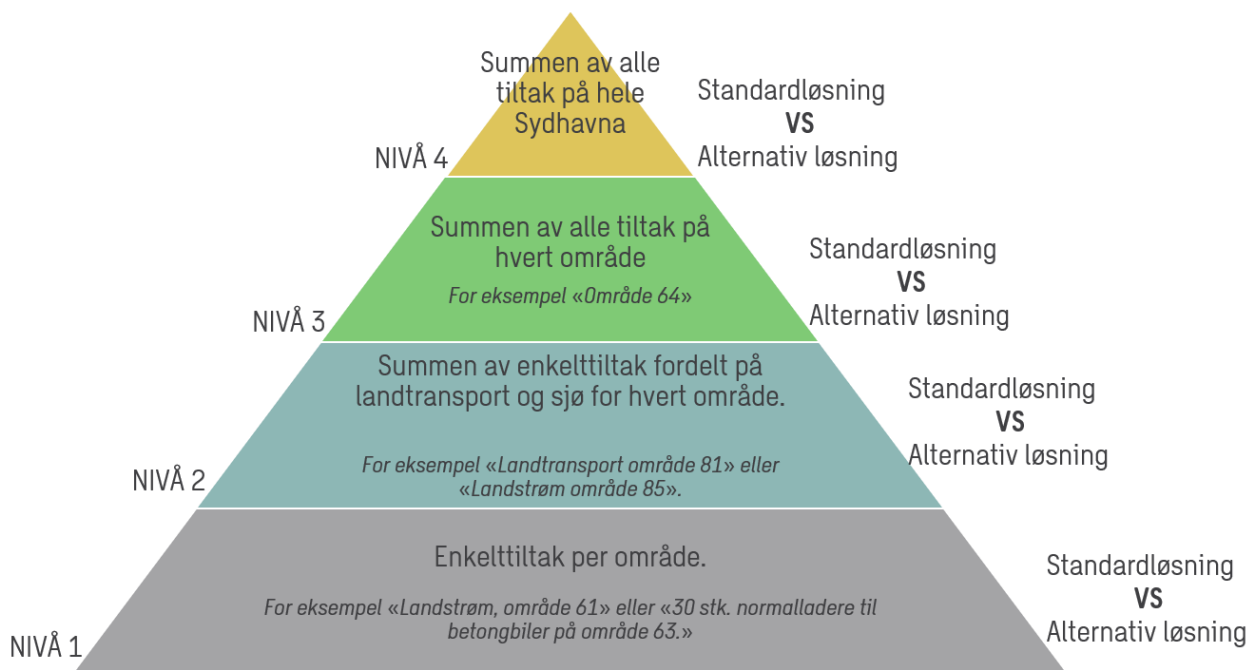
De tekniske tiltakene er vurdert og prioritert etter hva som gir mest miljøeffekt pr. investerte krone. I tillegg er det beregnet bedriftsøkonomisk- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. For de bedriftsøkonomiske beregningene er det sett på lønnsomhet for havn og havneaktør. Dette kan finnes som vedlegg til rapporten.

Videre i kapittelet er miljøeffekten vurdert og prioritert etter:

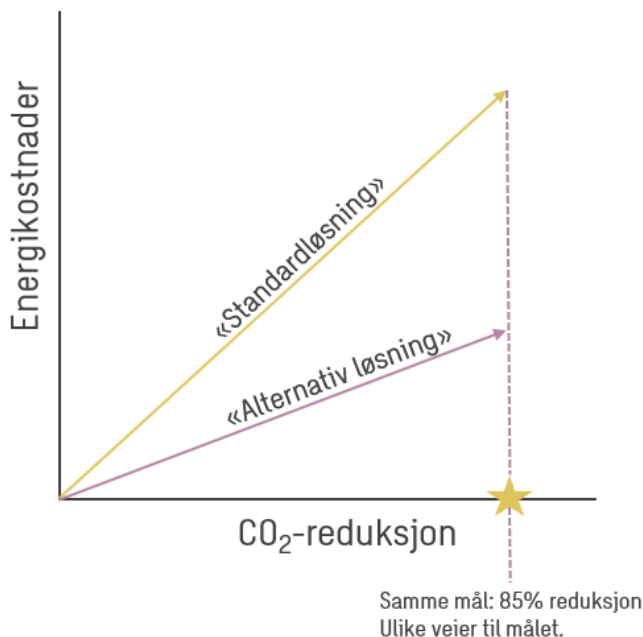
- (1)
$$\frac{\text{Investeringskostnad}}{(\text{CO}_2\text{-utslipp over analyseperiode på 10 år})}$$
- (2)
$$\frac{\text{Netto nåverdi av samlet samfunnsøkonomisk kostnad over analyse periode på 10 år}}{\text{Totale CO}_2\text{-utslipp over analyseperiode på 10 år}}$$

Vurderingene og prioriteringene er bygget opp i en hierarkisk modell med utgangspunkt i en «bottom-up»-tilnærming.

Vi har beregnet kostnader og besparelser for spesifikke enkelttiltak på de ulike områdene på Sydhavna. Dette er det laveste nivået i pyramiden (NIVÅ 1). Det neste nivået (NIVÅ 2) er å samle kostnadene og besparelsene for hvert område i to deler, en for landtransport og en for sjø. På det neste nivået (NIVÅ 3) slås alle kostnader og besparelser sammen for både landtransport og sjø fordelt på hvert område og på det siste og øverste nivået (NIVÅ 4) sammenlignes løsningene på hele Sydhavna samlet. For hvert av nivåene vil det vurderes om tiltakene er best løst ved hjelp av «Standardløsning» eller «Alternativ løsning» og de ulike omfangene 1.0, 2.0 og 3.0. Omfang 3.0 – altså med hydrogenproduksjon – er kun aktuelt på et par av områdene. Hierarkiet for økonomisk fremstilling kan illustreres slik:



Den overordnede hypotesen er at standardløsningene vil ha lavere investeringskostnader enn de alternative løsningene, men at de alternative skal kompensere for dette ved hjelp av besparelser i løpet av tiltakets levetid. Det store spørsmålet blir om det har nok besparelse til å kunne kompensere for den høyere investeringskostnaden.



Sammenlignbare løsninger		
Ambisjonsnivå 1.0	Standardløsning 1.0 (STL 1.0)	Alternativ løsning 1.0 (ALL 1.0)
Elektrifisering havn	Tiltak	Tiltak
- Landstrøm skip - Elektrifisering landtransport	Oppgradere eksisterende el-infrastruktur	Delvis batterier, solstrøm, V2G
Ambisjonsnivå 2.0	Standardløsning 2.0 (STL 2.0)	Alternativ løsning 2.0 (ALL 2.0)
Elektrifisering havn og utseiling	Tiltak	Tiltak
- Landstrøm skip - Lading skip - Elektrifisering landtransport	Oppgradere eksisterende el-infrastruktur	Delvis batterier, solstrøm, V2G
Ambisjonsnivå 3.0	Standardløsning 3.0 (STL 3.0)	Alternativ løsning 3.0 (ALL 3.0)
Elektrifisering havn og utseiling + hydrogenproduksjon	Tiltak	Tiltak
- Landstrøm skip - Lading skip - Elektrifisering landtransport - Lokal hydrogenproduksjon	Oppgradere eksisterende el-infrastruktur	Delvis batterier, solstrøm, V2G

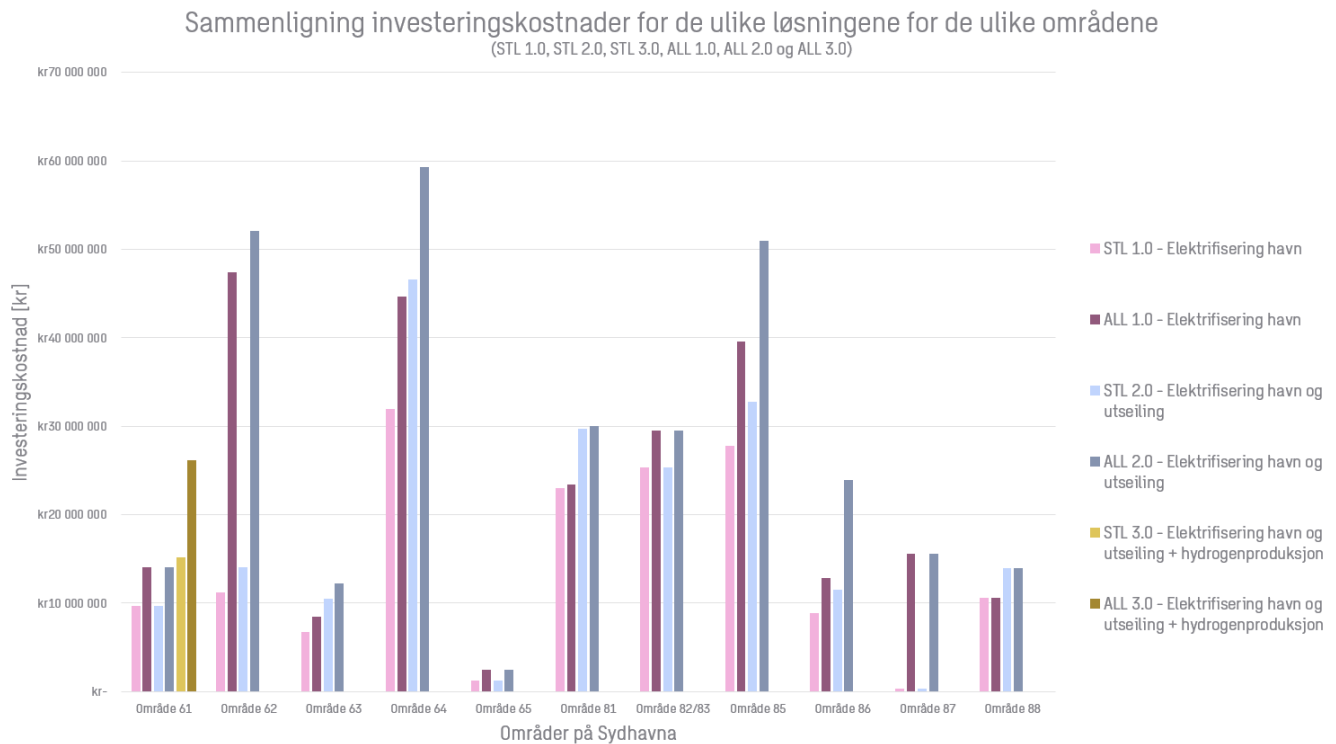
4.1.1 Overordnede forutsetninger for sammenligning område for område

- Pris salg landstrøm og lading av batteri satt til 1,6 kr/kWh
- Pris salg lading landtransport satt til 2,0 kr/kWh
- Med hensyn på bedriftsøkonomi for havnen forutsettes det at Oslo Havn opererer som infrastruktureier og at de kan ta inntjening på solgte kilowatt-timer.
- I økonomiske lønnsomhetsberegninger er det lagt til grunn en analyseperiode på 10 år.
- For beregning av samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [kr/Tonn CO₂] og bedriftsøkonomisk lønnsomhet er det lagt til grunn at alle skip tar i bruk landstrøm og at alle terminalkjøretøy og anleggskjøretøy tar i bruk ladeinfrastrukturen. I praksis vil det være en gradvis økning, men denne er vanskelig å anslå. Det er laget følsomhetsberegninger for ulike belegningsgrader for landstrøm i tabell under delkapittel 3.1.4. For ladeinfrastruktur landtransport ansees det som realistisk at det er fullt belegg, da de fleste kjøretøyene ikke har noen andre alternativer og at havnen i tett dialog med havneaktørene kjenner deres planer og kan fortløpende sette opp ladeinfrastruktur når behovet oppstår.
- Det er, for sammenligningene av hvert område, ikke inkludert kostnader med evt. oppgradering av bakenforliggende høyspentforsyning (tilførselskabler, eller utvidelse på Bekkelaget Transformatorstasjon) for standardløsningene. For alternative løsninger er det prinsipielt sett ikke nødvendig med bakenforliggende oppgraderinger, da dette avbøtes ved å investere i batteri og/eller solceller. Anleggsbidraget for Bekkelaget vil inntreffe på et eller annet tidspunkt i løpet av elektrifiseringen av havnen. Men man vet, per i dag, ikke hvilke tiltak som vil utløse dette. Det er derfor valgt å ikke å ta med denne estimerte kostnaden på rundt 50 millioner kroner for Standardløsningene i sammenligningen område for område. Denne kostnaden tas for øvrig med for standardløsningene under kapittel 5 «Sydhavna som helhet». Dette vil da sammenlignes der opp mot alternativ løsning med mikronett som det antas ikke vil ha den anleggsbidragskostnaden.
- Kalkulasjonsrente BEDØK og SAMFØK: 4 %
- Materiellkostnader for terminalutstyr er inkludert i de samfunnsøkonomiske beregningene. Kostnader for ombygging av skip er ikke inkludert i de samfunnsøkonomiske beregningene som følge av at de trafikkerer flere havner.

4.2 Sammenfatning område for område

4.2.1 Samlede investeringskostnader per område

Jevnt over kan det sees at standardløsningene har lavere investeringskostnad enn de alternative løsningene for de tre ulike ambisjonsnivåene område for område isolert sett om man ikke regner inn anleggsbidrag for en større oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon.



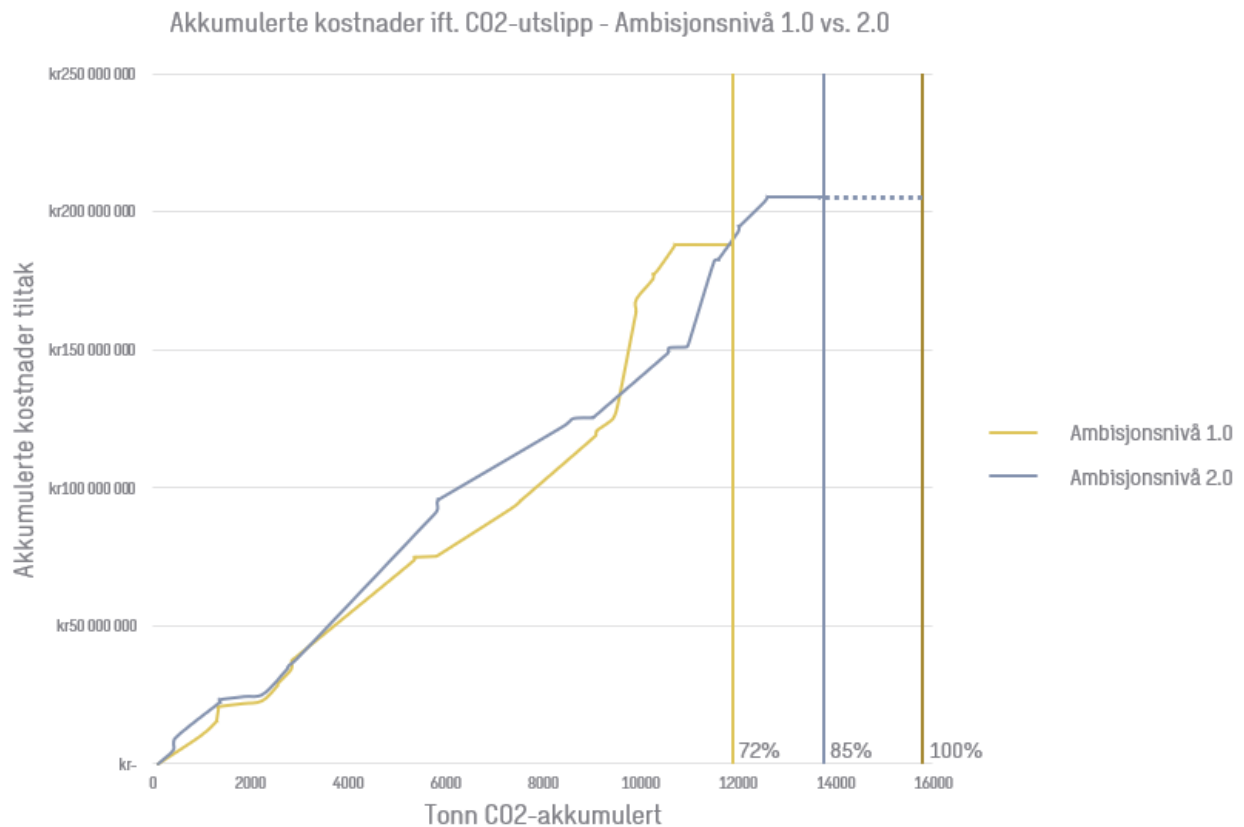
4.2.2 Samlede investeringskostnader for Sydhavna

Hvert av områdene er gjennomgått og tilhørende potensialet for utslippsreduksjon er presentert. Grafen nedenfor er samlede akkumulerte utslipp for hele havnen, som funksjon av akkumulerte kostnader for tiltak. Det vises hvor stor andel av målet om nullutslipp hver av løsningene oppnår med tilhørende kostnad. Det minnes om at ambisjonsnivå 1.0 gjelder elektrifisering ved kailigge og landtransport, ambisjonsnivå 2.0 dekker det samme som ambisjonsnivå 1.0 i tillegg til utslippsfri utseiling ved lading av batterier i skipene. Det bemerkes at utslippspotensialet for bygg og industriprosesser er inkludert, men ikke i akkumulerte kostnader.

Figur 51 under er rangert i stigende rekkefølge etter områdenummer, slik at akkumulerte CO₂-utslipp for område 61 til 88, kan leses i stigende rekkefølge fra venstre mot høyre. Anbefalte tiltak for ambisjonsnivå 1.0 har akkumulerte kostnader på 188 millioner kr, men er ikke tilstrekkelig for å nå 85% målet eller nullutslipp. Dette beløpet inkluderer kun infrastrukturkostnader og ikke innkjøp av transportmateriell og kostnader knyttet til ombygging av skip. Denne løsningen har et potensial for å redusere 72% av utslippene, totalt 12 000 tonn CO₂. Det viser at det er helt nødvendig å kutte utslipp forbundet med inn- og utseiling i havnen. Denne løsningen kan imidlertid være et delmål frem til det tilbys lading av skip /alternative drivstoff, men det er viktig at ambisjonsnivå 1.0 blir dimensjonert slik at eventuell oppgradering til ambisjonsnivå 2.0 er mulig.

Ambisjonsnivå 2.0 muliggjør reduksjon av klimagassutslipp med 85%, som er i henhold til det overordnede målet til Oslo Havn innen 2030. Denne løsningen reduserer totalt ca. 14 000 tonn CO₂, med akkumulerte kostnader på 210 millioner kr. Dette beløpet inkluderer kun infrastrukturkostnader og ikke innkjøp av transportmateriell og kostnader knyttet til ombygging av skip. Gapet mellom 85% og 100% CO₂ reduksjon gjelder innseiling til havnen. Dette gapet er angitt med stiplet linje frem mot nullutslipp. Som tidligere beskrevet, er innseiling en begrensning for nullutslippshavnen. Det kan imidlertid forventes at når havnen

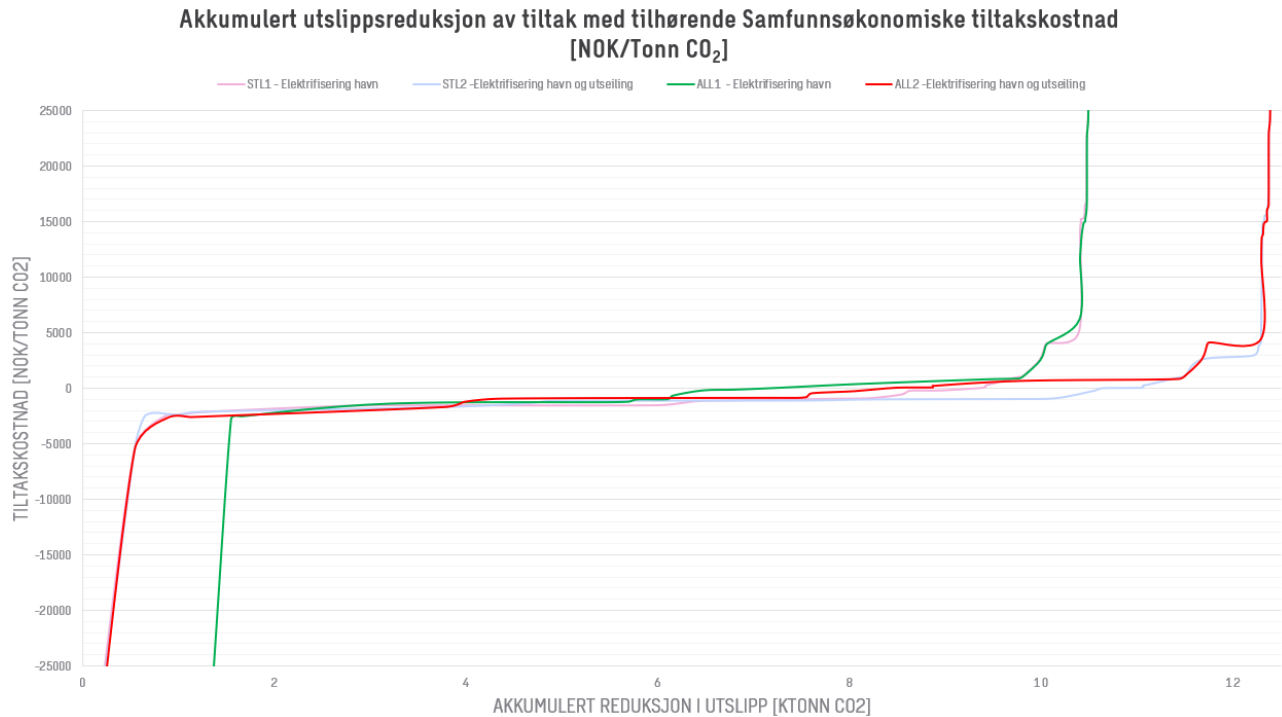
tilbyr alternative drivstoff og ved å stille krav til rederier, så vil utslippene forbundet med innseiling gradvis skiftes mot nullutslipp.



Figur 51: Viser samlet investeringskostnad for de ulike ambisjonsnivåene. For å oppnå målet om 85-100% sees det her at man må investere rundt 210 millioner kroner.

4.2.3 Samfunnsøkonomiske tiltakskostnader

Her vises diagram med alle de ulike anbefalte tiltakene for ambisjonsnivå 1.0 (rosa og grønn linje) og ambisjonsnivå 2.0 (lyseblå og rød linje). Tiltakskostnadene er beregnet iht. Miljødirektoratets metode nr. 5. Tiltak med negativt fortegn er regnet som samfunnsøkonomisk lønnsomme. For ambisjonsnivå 2.0, som Oslo Havn må forfølge for å oppfylle målet om 85 % reduksjon i klimagassutslippene innen 2030, er det positive at summen av tiltak opp til rundt 10,5 kTonn CO₂ er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Dette tilsier at rundt 85 % av tiltakene er samfunnsøkonomisk lønnsom. Dette er for øvrig ikke ensbetydende med at tiltakene er bedriftsøkonomisk lønnsomme for havnen eller havneaktør.



Figur 52: Figuren viser kun tiltak knyttet til av elektrifisering av skip og landtransport.

De fleste landstrømtiltakene er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Årsaken til den sterke samfunnsøkonomiske lønnsomheten er at havnen er en bynær havn som reduserer lokale utslipp og tilhørende kostnader. I tillegg presiseres det at det, i regnestykket for landstrøm, ikke er inkludert kostnader knyttet til ombygging av skip. Skip frekventerer mange havner og det er derfor valgt å ikke legge den fulle investeringskostnaden på tiltaket i Oslo havn. Dette er annerledes for terminalutstyr som hegner kun til Oslo Havn sitt område.

4.2.4 Områdeinndeling etter egnethet og prioritering av tiltak

Høyt prioriterte områder

Enkelte områder skiller seg særlig ut til å være egnet for å prioritere. Dette gjelder følgende områder, som samlet sett har høy miljøeffekt per investerte krone, har potensialet til å være bedriftsøkonomisk for havna og er i stor grad samfunnsøkonomisk lønnsom:

- **Område 63 – Søndre kongshavnkai.** Har samlet sett, lavest investeringskostnad per tonn CO₂ av områdene. ALL 1.0 og ALL 2.0 med en 500 kWh batteribank og et lite solcelleanlegg anbefales marginalt fremfor STL 1.0 og STL 1.0.
 - Spesielt gode tiltak:
 - Landstrøm og lading av skip (2.0) er gunstigere enn bare landstrøm (1.0). I hovedsak to mindre lasteskip som kommer regelmessig og det er derfor svært sannsynlig at landstrømanlegget vil få høy brukstid.
 - De 30 betongbilene på området står for de største utslippene av landtransporten på området sammen med 3 stk. hjullastere. Disse er svært samfunnsøkonomisk å elektrifisere. Tiltakskostnaden om det legges til rette for 400 V normallading vil være lik -5580 kr/tonn CO₂ og vil ha en investeringskostnad per tonn lik 181 kr/tonn CO₂. Ladeinfrastruktur (2 stk. 50 kW hurtigladdere, en med to ladepunkt) vil ha en tiltakskostnad lik -921 kr/tonn CO₂ og en investeringskostnad per tonn lik 195 kr/tonn CO₂.
- **Område 81 - Containerterminalen.** Har samlet sett, nest lavest investeringskostnad per tonn CO₂ av områdene. STL 1.0 og STL 2.0 anbefales fremfor ALL 1.0 og ALL 2.0 med hensyn på investeringskostnad. Tiltakene er samlet sett samfunnsøkonomisk lønnsom.
 - Spesielt gode tiltak:
 - Landstrøm og lading av skip (2.0) er gunstigere enn bare landstrøm (1.0). Forutsetter at det gjøres en jobb opp mot containerrederiene for å få dem til å tilrettelegge skipene til landstrøm.
 - Ladeinfrastruktur til 12 stk. elektriske terminaltraktorer har lav kostnad per tonn (74 kr/tonn CO₂) om man oppretter normallading med 400 V trefase. Tiltaket har en samfunnsøkonomisk kostnad på 18 kr/tonn CO₂.
- **Område 61 - Kongshavn.** For ambisjonsnivå 1.0 er det her kun tiltak for landtransporten. Her er det STL 1.0 som kommer bedre ut enn ALL 1.0. Tiltakene er både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomme. For ambisjonsnivå 3.0 med hydrogenproduksjon kommer STL 3.0 bedre ut enn ALL 3.0. Det er høy miljøeffekt per investerte krone, men dette tiltaket er svært usikkert, da behovene for hydrogen blant skipene per i dag er tilnærmet fraværende. Den høye miljøeffekten per investerte krone forutsetter at tilnærmet alle de 140 tonnene blir avsatt. Det presiseres at det ikke anbefales høyere produksjon enn over rundt 90-100 tonn på område 61, da dette vil utløse anleggsbidrag. Med den produksjonsmengden vil ikke trafokapasitet overstiges. Det forutsettes for øvrig at elektrolysør kan forsynes fra 2 stk. trafoer her. Et alternativ er å plassere elektrolysør på område 66 og hente strøm fra trafo i område 65 som har god kapasitet til 1 MW elektrolysør og som muliggjør produksjon av minst 140 tonn per år. På grunn av usikkerheten rundt behov kan det være en god løsning å investere i en modulær tilgjengelig elektrolysør som kan skaleres i takt med at man ser et økende behov. Det er ikke regnet på samfunnsøkonomisk lønnsomhet for ambisjonsnivå 3.0.

- Spesielt gode tiltak:
 - Ladeinfrastruktur til 6 stk. trucker har en investeringskostnad på 161 kr/Tonn CO₂ og er samfunnsøkonomisk lønnsom med en tiltakskostnad på -2440 kr/tonn CO₂.
 - Ladeinfrastruktur til 14 stk. vogntog har en svært høy spesifikk investeringskostnad for havnen, men har svært god samfunnsøkonomisk lønnsomhet.
- **Område 64 – Nordre Sjursøykai.** ALL 1.0 og 2.0 uten batteri, men med 5 solcelleanlegg på ulike bygg er anbefalt fremfor STL 1.0 og 2.0. En trafo må skiftes fra 230 V til 400 V for å kunne fasilitere hurtiglading av betongbiler, et potensielt sett gunstig tiltak.
 - Spesielt gode tiltak:
 - Landstrøm gir her god miljøeffekt per investerte krone på. Best effekt fås ved ALL 1.0 ved 1446 kr/Tonn CO₂. Tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt med en tiltakskostnad på -1261 kr/tonn CO₂ for ALL 1.0.
 - Betongbilene på området står for de største utslippene av landtransporten på området. Disse er svært samfunnsøkonomisk å elektrifisere. Tiltakskostnaden om det legges til rette for 10 stk. 50 kW hurtigladdere med to ladepunkt per ladestasjon er lik -2633 kr/tonn CO₂ og vil ha en investeringskostnad per tonn lik 1100 kr/tonn CO₂.

Middels prioriterte områder

Samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak. Samlingen av tiltak er ikke bedriftsøkonomisk lønnsom for Oslo Havn.

- **Område 82/83 – Tankskiputstikkeren/Østre Sjursøykai.** STL 1.0 kommer bedre ut enn ALL 1.0. Samfunnsøkonomisk lønnsomt, relativt god miljøeffekt per investerte krone på litt over 1500 kr/Tonn for området som helhet.
 - Spesielt gode tiltak: Gode tiltak på landstrøm, men området befinner seg på i en EX-sone. Det foreslås å opprette en dialog/samarbeid med andre havner som har tilsvarende problematikk.
- **Område 62 – Nordre kongshavnkai.** STL 1.0 og STL 2.0 kommer bedre ut enn ALL 1.0 og ALL 2.0. Samfunnsøkonomisk lønnsomt og relativt lav miljøeffekt per investerte krone på samlet sett 2500 kr/tonn CO₂ for STL 1.0 og rundt 3500 kr/tonn CO₂ for STL 2.0.
 - Spesielt gode tiltak: Svært godt tiltak på landstrøm. Det foreslås en mobil landstrømløsning som følge av fremtidig utviklingsplaner. Dermed er ikke permanent infrastruktur anbefalt.
- **Område 86 – Søndre Bekkelagskai.** STL 1.0 og STL 2.0 kommer bedre ut enn ALL 1.0 og ALL 2.0. Samfunnsøkonomisk lønnsomt for STL 1.0, ikke for STL 2.0 og relativt høy miljøeffekt per investerte krone på samlet sett opp mot 1500 kr/tonn CO₂.
 - Spesielt gode tiltak: Middels godt tiltak på landstrøm, men liten barriere med få unike skip.

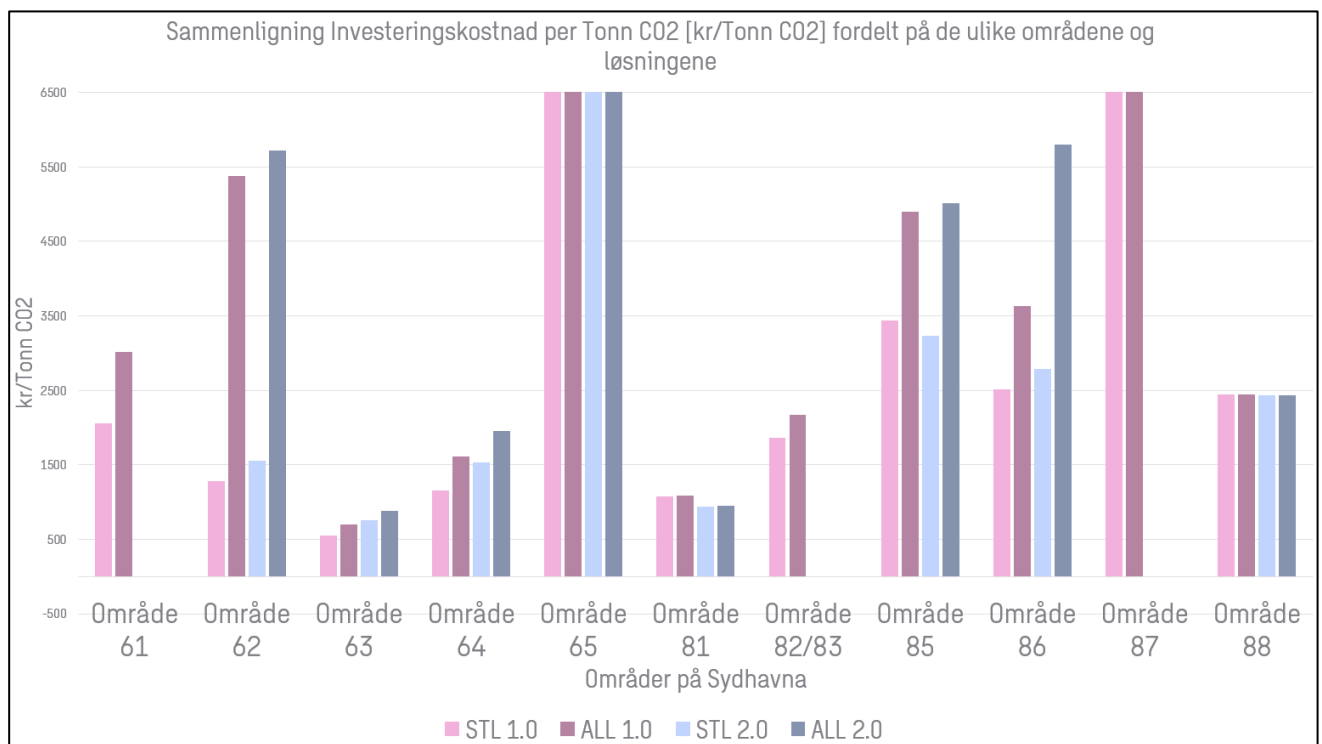
Lavt prioriterte områder

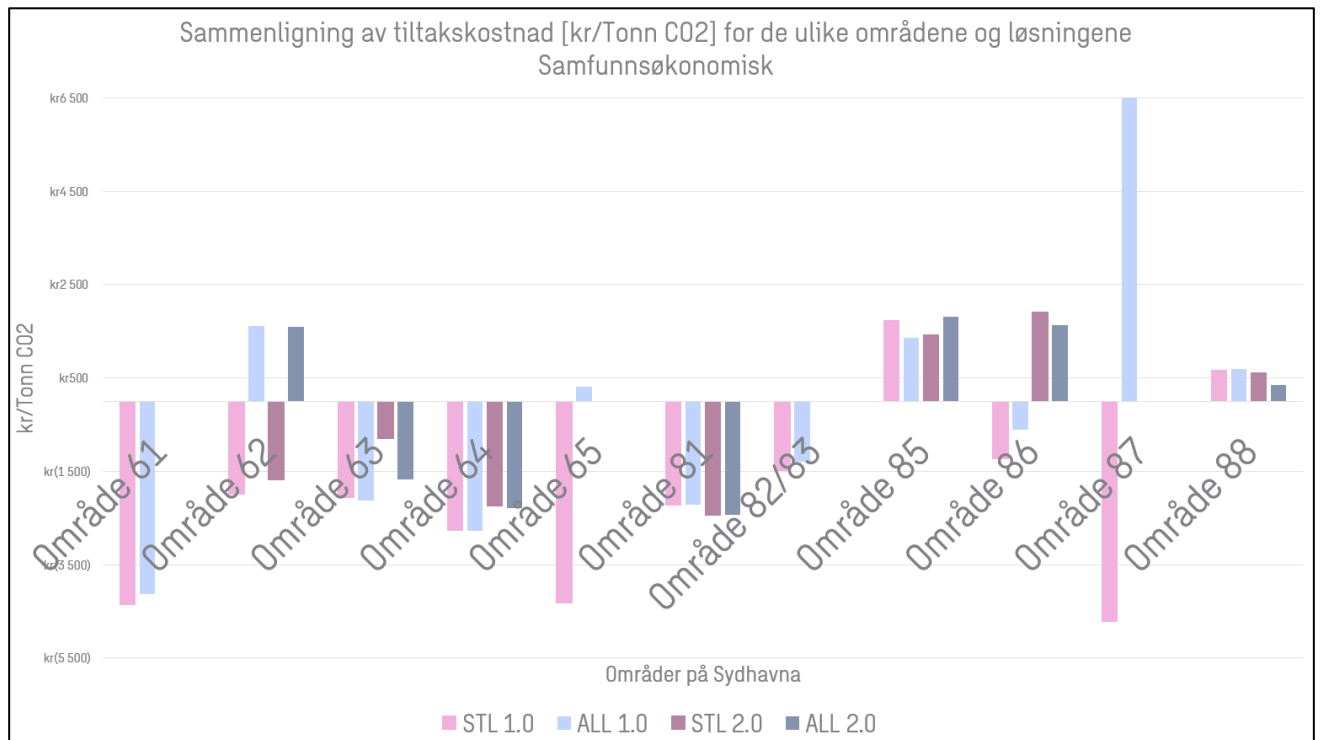
Noen områder er samfunnsøkonomiske, men har høy investeringskostnad per tonn CO₂. Dette gjelder følgende områder. Ingen av disse områdene er bedriftsøkonomisk lønnsom for Oslo Havn.

- **Bekkelagsstranda – Område 87.** STL 1.0 kommer bedre ut enn ALL 1.0. Samfunnsøkonomisk lønnsomt for området som helhet, men svært lav miljøeffekt per investerte krone. Dette området har kun tiltak knyttet til ladeinfrastruktur for småbiler.

- **Verkstedområde – Område 65.** STL 1.0 kommer bedre ut enn ALL 1.0. Samfunnsøkonomisk lønnsomt for området som helhet, men svært lav miljøeffekt per investerte krone. Dette området har kun tiltak knyttet til ladeinfrastruktur for småbiler.
- **Ormsundkaia – Område 88.** STL 1.0 og STL 2.0 kommer bedre ut enn ALL 1.0 og ALL 2.0. Ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt, og relativt lav miljøeffekt per investerte krone på samlet sett 2500 kr/tonn CO₂. Dette er for øvrig basert på dagens bruk. Det er forventet at område 88 kan ha potensial siden området har lagt til rette for landstrøm på trafonivå. I tillegg satser havnen på området og dette vil derfor fremstilles som et høyt prioritert område i anbefalingen.
- **Kneppeskjærutstikkeren – Område 85.** ALL 1.0 kommer bedre ut enn STL 1.0. STL 2.0 kommer bedre ut enn ALL 2.0. Ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt, og relativt lav miljøeffekt per investerte krone på samlet sett 3500 kr/tonn CO₂. Svært høy investeringskostnad for landstrøm opp mot 8000 kr/tonn CO₂ for STL 1.0 og noe bedre for STL 2.0 med 5600 kr/tonn CO₂.

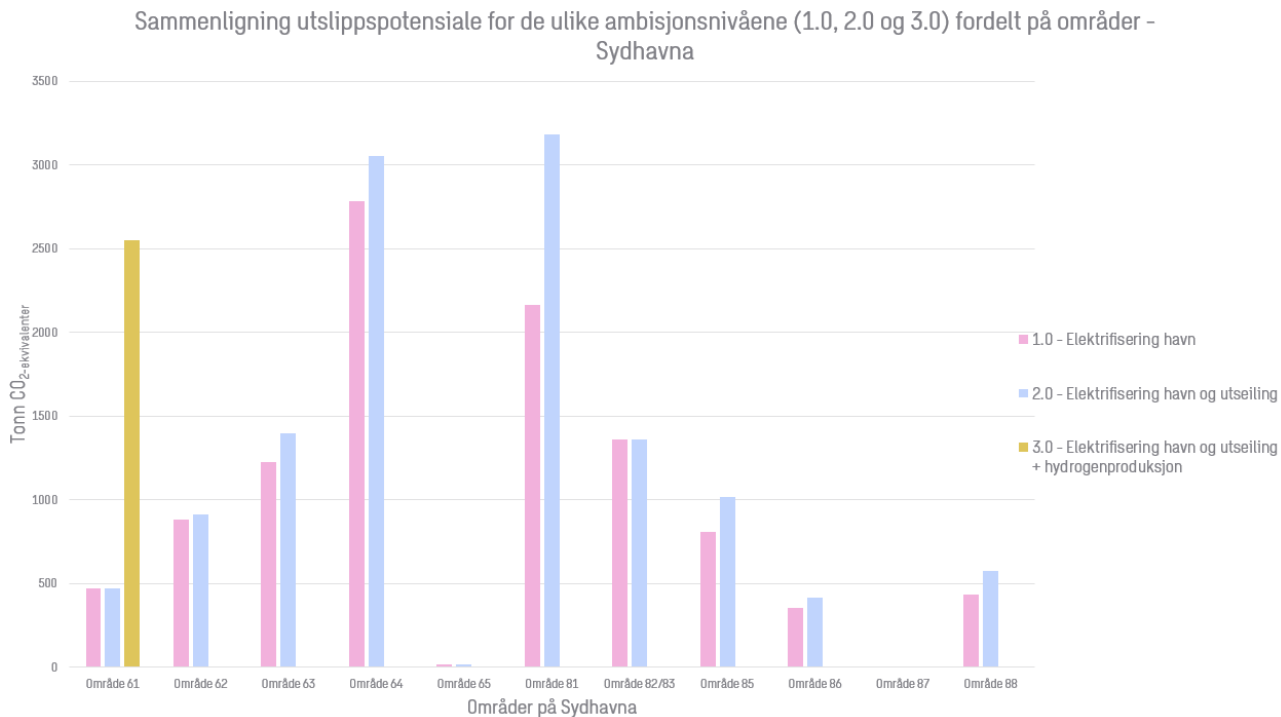
Nedenfor sees diagrammer for hhv. Investeringskostnad per tonn og tiltakskostnad for hvert av områdene.





4.3 Klimagassutslipp fordelt per område

Reduksjonsmål og definisjoner for utslippsberegning er beskrevet tidligere i denne rapporten. Sydhavna har i dag et totalt utslipp på 16 400 tonn CO₂, som gjelder for sjø- /landtransport, bygg og industri. For sjøtransport er det forutsatt at havnen kun løser utslippsfritt kailigge ved landstrøm og utslippsfri utseiling etter bunkring av strøm i havnen. Potensialet for utslippskutt tilknyttet innseiling er ikke medtatt ettersom havnen ikke har mulighet for å forsyne skipene før ankomst og denne rapporten ser ikke nærmere på ikke-teknologiske tiltak. Dette er dermed en begrensning for målet om nullutslipp innenfor systemgrensen til havnen. Det er imidlertid forventet at ved å legge til rette for alternative drivstoff i havnen, samt stille krav til rederier så vil flere og flere skip med tiden har nullutslipp innseiling.



Figur 53: Oversikt over utslippsreduksjonspotensiale fordelt på de ulike områdene på Sydhavna for de ulike ambisjonsnivåene. En ting å merke seg er at det her er fremstilt som om ambisjonsnivå 3.0 gjør det mulig å redusere utslippene med over 2500 Tonn CO₂ per år for område 61. Dette er ikke helt riktig. Disse utslippene gjøres ikke innenfor systemgrensen til Oslo havn, men er plassert på område 61 her, da det er der hydrogenet produseres som potensielt sett kan forsynes til skip som kan kutte sine utslipp. Oslo havn vil på denne måten regnskapsmessig med ambisjonsnivå 3.0 kunne oppnå negative utslipp.

For landtransport og bygg/industriprosesser er det mulig å oppnå nullutslipp for alle områdene, ved elektrifisering og/eller bruk av klimanøytral biogass. Figur 53 viser sammenligning av utslippspotensialet mellom områdene og de ulike ambisjonsnivåene, oppgitt i tonn CO₂ per år.

Det poengteres at ambisjonsnivå 3.0 inkluderer reduksjon av utslipp utenfor Oslo havn sin systemgrense. I figur 53 er den gule søylen utslippsreduksjonspotensialet for område 61 (469 Tonn CO₂ per år) pluss utslipp som kan kuttes utenfor systemgrensen til Oslo havn ved å forsyne skip med et nullutslippsdrivstoff. Kuttene allokert utenfor systemgrensen for ambisjonsnivå 3.0 utgjør 2079 Tonn CO₂ per år om alle skip under 5000 BT som har en ferd på 150 nm tar det i bruk.

Etterfølgende underkapitler for klimagassutslipp, gjennomgår utslippspunktene for hvert område der reduksjonspotensiale er presentert.

4.4 Område 61 – Kongshavn

4.4.1 Oppsummering

Område 61 er en omlastningsterminal. På terminalen finnes områder til lagring av tomcontainere og et chassisdepot. Dette området har ingen kai og tiltakene som er vurdert gjelder hovedsakelig landaktiviteten. Utslippene står for 3 % av utslippene i Sydhavna, og hovedandelen av utslippene kommer fra reachstackere og terminaltraktorer.

Hydrogenproduksjon her er vurdert som 1 av 3 steder i havna. Dette for å se hvordan man kan utnytte ledig nettkapasitet, undersøke behovet for sikkerhetssoner samt beregning av lønnsomhet.



4.4.2 Konklusjon og anbefaling

Det er tilstrekkelig nettkapasitet i dette området til å elektrisere utstyret som i dag går på diesel. Batteri som effektreduserende tiltak vil ikke være lønnsomt i dette området.

Av de tiltakene analysert anbefales det å bygge ut ladeinfrastruktur til trucker først. Samfunnsøkonomien og miljøeffekten pr. investerte krone er god. Her er også teknologien moden. Deretter utbygging av ladeinfrastruktur til terminaltraktorer og reachstackere fra 2022 når teknologien er tilgjengelig. Det er noe usikkerhet i dette området som følge av ny perimetersikring, og anbefalingen må ses i sammenheng når dette er klart.

Det er god miljøeffekt for utbygging av ladeinfrastruktur til vogntogene som hegner til området.

Om man skal satse på hydrogenproduksjon i havna er en vanskelig avgjørelse på grunn av manglende behov hos skipene på nåværende tidspunkt. I en startfase vil man mest sannsynlig kunne få hydrogen fraktet til havna, men det finnes modulære produksjonssystem rigget for utvidelse slik at man relativt kjapt kan skalere opp produksjonskapasiteten når man føler seg sikrere på behovet. Prisen for strøm er svært viktig med tanke på hydrogenproduksjon, og i det perspektivet har utredningen vist at man kan få produsert hydrogen relativt billig ved å kombinere det med andre elektriseringsprosjekter.

Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** STL 1.0 kommer samlet sett bedre ALL 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen. Om anleggsbidrag på 5,5 MNOK for Bekkelaget transformatorstasjon utløses vil ALL 1.0 komme bedre ut.
- **Ambisjonsnivå 3.0 – Elektrifisering havn + hydrogenproduksjon:** STL 3.0 kommer samlet sett bedre ut enn alternativ løsning 1.0. Derfor velges denne løsningen, uavhengig av om anleggsbidrag på 5,5 MNOK for Bekkelaget transformatorstasjon utløses.

Anbefaling

- Generelt: Området er blant dem som bør kategoriseres med høy prioritet.

Energisystem: STL 1.0 kommer best ut innenfor ambisjonsnivå 1.0 sammenlignet med batteri og solceller innenfor en analyseperiode på 10 år. Men om anleggsbidrag til Bekkelaget transformatorstasjon på rundt 5,5 MNOK vil ALL 1.0 være mer lønnsomt. Solceller har en typisk

tilbakebetalingstid på 15-20 år og vil generelt sett komme dårlig ut på så korte analyseperioder som 10 år.

STL 3.0 kommer best ut innenfor ambisjonsnivå 3.0. Trafokapasitet vil overstiges betydelig ved produksjon av 140 tonn hydrogen på området, men ved å produsere mellom 90-100 tonn på området kan man unngå å betale et dyrt anleggsbidrag til netteier. De resterende tonnene kan eksempelvis produseres på område 66 ved å hente fra trafo i område 65 hvor det er god nok kapasitet til det. På trafo i område 65 er det også mulig å produsere 140 tonn, mens man kan plassere elektrolyser på område 66, men dette vil gi høyere produksjonspris enn å produsere i område 61 (6 kr/kg økning). Men område 66 kan ha en fordel siden det ikke opptar noen bruksområder på Sjursøymoloen.

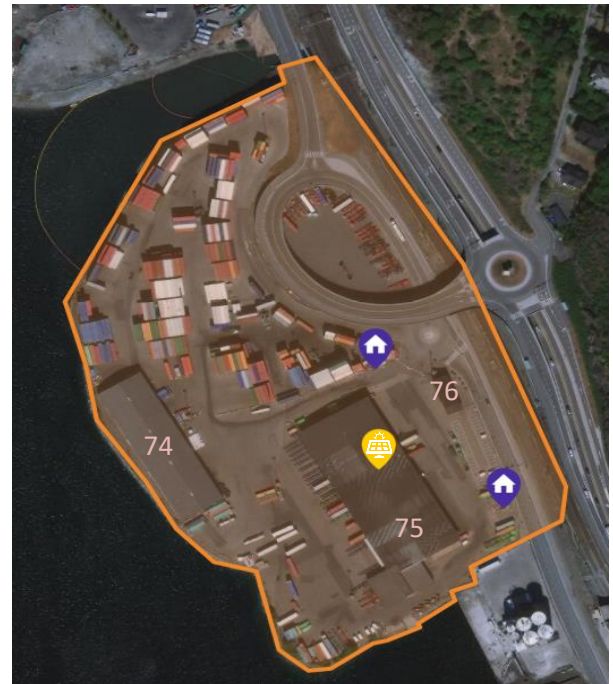
- Landtransport: Ladeinfrastruktur til 6 stk. trucker er tiltaket med høyest miljøeffekt per investerte krone i område 61. har en investeringskostnad på 161 kr/Tonn CO2 og er samfunnsøkonomisk lønnsom med en tiltakskostnad på -2440 kr/Tonn CO2.
- Hydrogenproduksjon: Om man skal satse på hydrogenproduksjon i havna er en vanskelig avgjørelse på grunn av manglende behov hos skipene på nåværende tidspunkt. En anbefaling vil være å gå for et modulært produksjonssystem rigget for utvidelse slik at man relativt kjapt kan skalere opp produksjonskapasiteten når man føler seg sikrere på behovsmarkedet. To eksempler på slike modulære anlegg kan fås kjøpt av Powidian eller Enapter⁶¹. Men de store, som NEL tilbyr også dette. Ved hydrogenproduksjon i havnen anbefales det at hydrogenanlegg får utkoblbar tariff (Utkoblingsklausul klasse 2 med ingen forvarsel) for lavspenning. Dette vil redusere energikostnadene med rundt 8 % sammenlignet med vanlig effekttariff for næringskunder iht. dagens tariffmodeller.

⁶¹ <http://powidian.com/> og <https://www.enapter.com/>

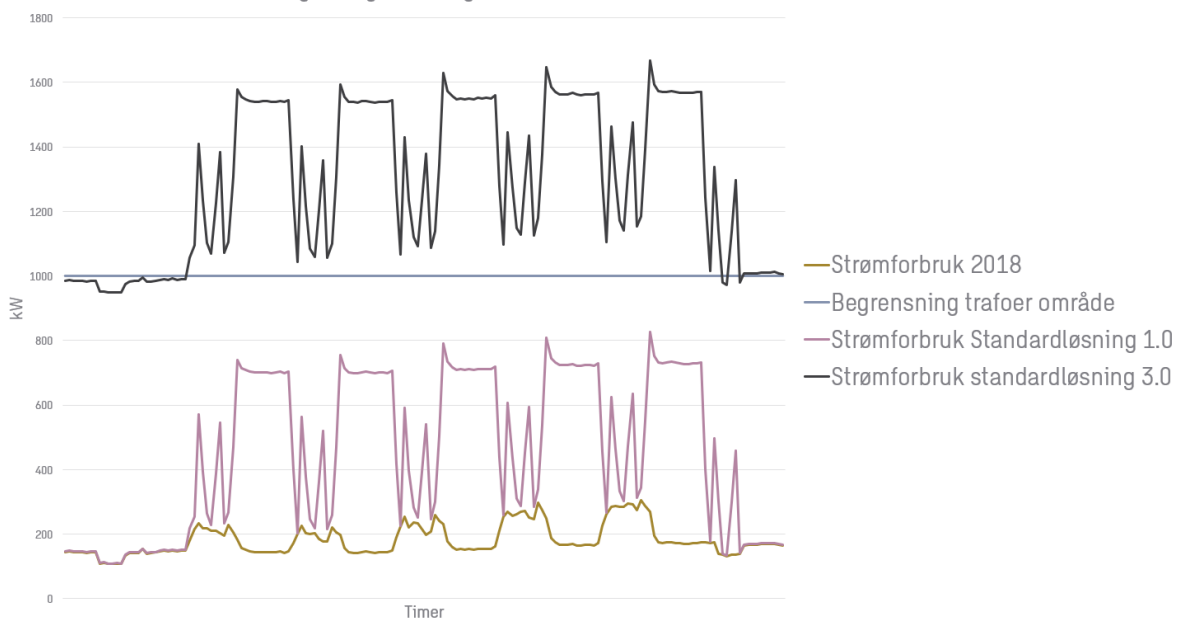
4.4.3 Dagens energi- og effektbehov

Dagens energiforbruk er på 1 038 MWh og høyeste målte effekttopp er på 304 kW. For ambisjonsnivå 1.0, som innebærer en fullelektrifisering av området for landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 være 3 399 MWh. Den største effekttoppen vil være 836 kW (175 % økning). For ambisjonsnivå 3.0 med hydrogenproduksjon av 140 tonn hydrogen vil årlig energiforbruk være 10 750 MWh og høyeste effekttopp vil være 1666 kW (448 % økning).

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 14 stk. 50 kW hurtigladdere, 3 stk lynladere 300 kW og 6 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 14 stk vogntog, 3 stk reachstackere, 3 stk terminaltraktorer, 1 stk 16 tonn truck, 5 stk trucker.



Dagens og fremtidig forbruk for Desember, uke 50 - Område 61



4.4.4 Tekniske konsepter

Figuren for området viser de nye lastene som er lagt til grunn, nettstasjoner/trafoer som er der i dag og komponenter utredet i alternativ løsning.



Plasseringen av ladepunktene er gjort med hensyn på hvor de forskjellige kjøretøyene er parkert, og avstand fra trafo for minimert behov for graving av grøft og lengder med kabler. Som del av alternativ løsning er det tatt utgangspunkt i solcelleanlegg på tak, batterianlegg og hydrogenproduksjonsanlegg.

Standardløsning 1.0 – Elektrifisering landtransport

Samlet sett vil total ny maksbelastning ved fullelektrifisering være 836 kW. I 2018 var den høyeste effekten 304 kW, m.a.o. en økning på 175 %. Dette området vil med elektrifisering av landtransporten, isolert sett, ikke overstige samlet trafokapasitet på 1000 kVA. Men for at depotlading av vogntog skal skje med DC-

hurtiglading må 230 V trafo i Nettstasjon 1 skiftes ut til 400 V. Dette gjelder både for Standardløsning 1.0 og alternativ løsning 1.0.

Alternativløsning 1.0 – Elektrifisering landtransport

Skiftet av trafo må også gjøres for alternativløsningen for å dekke 400 V ladebehovet for vogntogene som er parkert på området over natten. Ettersom effektkapasiteten er tilstrekkelig, betyr det at solcelleanlegg og batteri i dette tilfellet ikke har som funksjon å løse begrensninger i nettet. Alternativløsningen har derfor som funksjon å redusere effekttopper og kjøpt energi fra nettet. Ut fra takareal er det beregnet et solcelleanlegg med installert effekt på 557 kWp. Dette anlegget produserer ca. 400 000 kWh med maks produksjonseffekt på 370 kWp, som tilsvarer 12 % av årlig energiforbruk og 45 % av maks effekttopp.

Om anleggsbidrag på oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon er medregnet er batteri lønnsomt isolert sett helt opp til en spesifikk batteripris på 800 USD/kWh. Det samme gjelder systemløsning med solceller og batteri. STL 1.0 er å foretrekke om man ikke medregner anleggsbidraget for oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon. Solcelleanlegget på 557 kWp er isolert sett ikke nødvendigvis lønnsomt. Det har en enkel tilbakebetalingstid på 20 år, da anlegget uten batteri vil eksportere 21 % av solstrømmen og bør derfor isolert sett neddimensjoneres til rundt 200 kWp. Med 1000 kWh batteribank vil anlegget eksportere 8 % av solstrømmen til nettet, men uten anleggsbidraget for endringer på Bekkelaget transformatorstasjon vil heller ikke denne kombinasjonen være lønnsom.

Standardløsning 3.0 – Elektrifisering landtransport og hydrogenproduksjon

Hensyntatt lastene i standardløsning 1.0 er det i tillegg undersøkt om det er tilstrekkelig kapasitet for en elektrolyser for produksjon av hydrogen.

Det er aktuelt med anlegg for hydrogenproduksjon og -lagring i dette området, ettersom det er plassert i ytterkanten av havnen og dermed lettere å imøtekomme krav til sikkerhetsavstander. Det er definert et årlig hydrogenbehov på 140 tonn. Uten å overskride området trafokapasitet er det mulig ved bruk av 1000 kW elektrolyser å produsere maks 16 kg hydrogen / time og gjennomsnittlig 11 kg / time. Dette kan da dekke 99 tonn eller 70% havnens behov lagt til grunn i utredningen. Resterende 41 tonn kan for eksempel produseres på en av de to andre tiltenkte lokasjonene for hydrogenproduksjon i havnen (område 66 og 88).

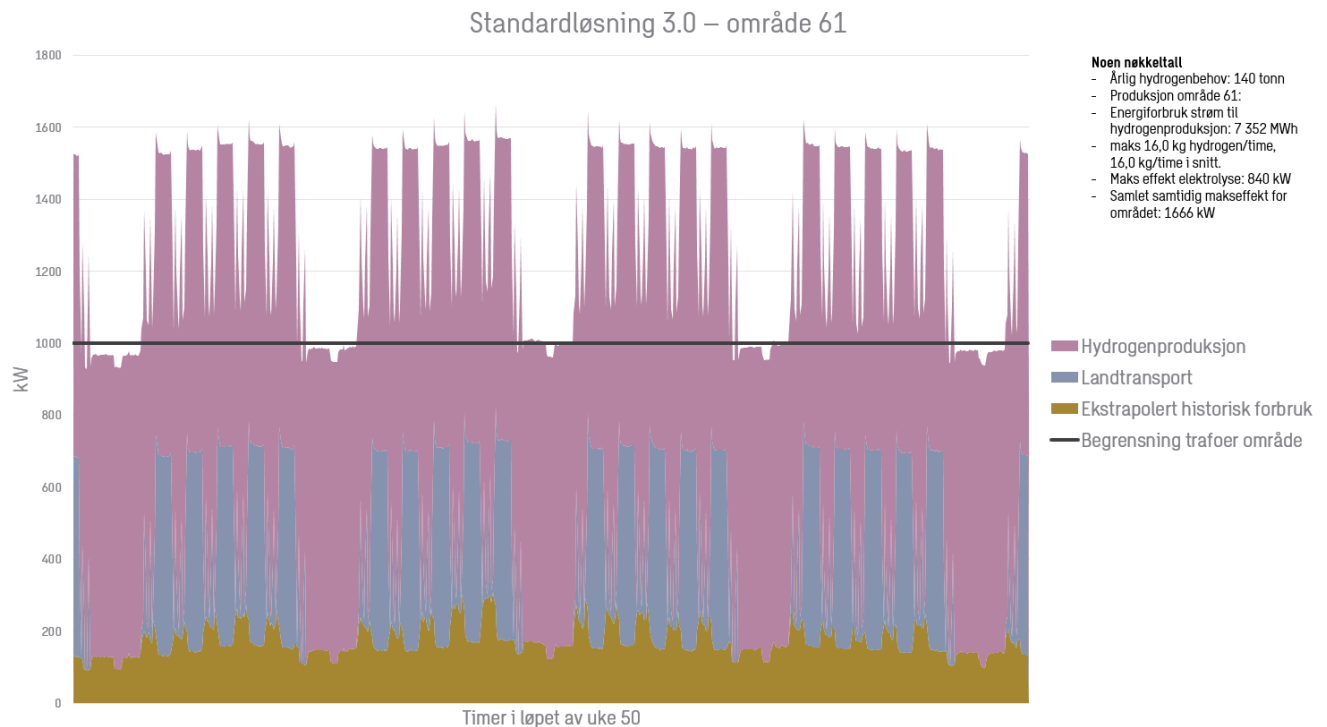
For ambisjonsnivå 3.0 er ikke batteri relevant. Ny last om hydrogenbehovet på 140 tonn årlig skal dekkes innenfor dette området vil være over eksisterende trafokapasitet (1000 kVA) omtrent hver time. Dette medfører et urealistisk stort batteri om nytt forbruk skal holdes under eksisterende trafokapasitet. Solceller vil derimot være aktuelt, både fordi det vil være 0 % eksport til nettet og fordi solceller potensielt sett kan kobles direkte mot elektrolyser, da denne trenger DC-strøm. Dette vil gi en estimert energibesparelse på rundt 30 600 kWh (8% av solstrømproduksjon) per år⁶² ved at man slipper å omforme DC fra solcellene til AC og deretter tilbake til DC. Investeringskostnadene til solceller for 557 kWp med solceller veier for øvrig ikke opp besparelsen i løpet av analyseperioden på 10 år. De kan likevel være lønnsom ila. 15-20 år og er relevant å vurdere.

For ambisjonsnivå 3.0 med hydrogenproduksjon kommer STL 3.0 bedre ut enn ALL 3.0. Det er høy miljøeffekt per investerte krone for tiltaket her på område 61, men den kunne vært lavere da det utløser et ganske stort anleggsbidrag på Bekkelaget transformatorstasjon på rundt 5,5 MNOK ved en årlig produksjon på 140 tonn. Miljøeffekten kunne vært høyere om man holdt seg under en produksjon på mellom 90-100 tonn hydrogen på dette området. Det ville gitt en investeringskostnad på 312 kr/tonn CO₂. Dette forutsetter at all hydrogen som blir produsert, enten det er 140 eller 100 tonn, blir solgt. Tiltaket er svært usikkert, da behovene for hydrogen blant skipene per i dag er tilnærmet fraværende.

Det presiseres at det ikke anbefales høyere produksjon enn over rundt 90-100 tonn på område 61, om det skal produseres hydrogen på området da dette vil utløse et høyt anleggsbidrag. Med den produksjonsmengden vil ikke trafokapasitet overstiges. Det forutsettes for øvrig at elektrolyser kan forsynes fra 2 stk. trafoer her. Et alternativ er å plassere elektrolyser på område 66 og hente strøm fra trafo i område

⁶² Virkningsgrad 1 stk. vekselretter: 95 %. Virkningsgrad 1 stk. likeretter: 95 %. Virkningsgrad 1 stk. DC/DC-omformer: 99%.

65 som har god kapasitet til 1 MW elektrolysør og som muliggjør produksjon av minst 140 tonn per år eller fra nærmeste trafo inne på område 81. Ledig kapasitet på trafoer inne på område 81 er for øvrig ukjent. Disse områdene vil for øvrig gi en høyere produksjonspris på rundt 6 kr/kg ekstra.



Figur 54: Forbruk for STL 3.0 med hydrogenproduksjon i lilla som viser at med 140 tonn i året vil trafokapasitet overstiges betydelig for området. Ved 100 tonn vil man holde seg under trafobegrensningen.

4.4.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0 (2.0 ikke relevant her)

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO2/år]	Investering per tonn redusert – [Kr/Tonn CO2-ekv.]	Samfunnsøkonomisk Tiltakskostnad [Kr/Tonn CO2-ekv.]
61.2	STL 1.0	6 stk. normalladere - 6 stk. trucker	kr 180 000	112	161	-2440
61.1	STL 1.0	3 stk. 300 kW lynladere - 3 reachstackere og 3 terminaltraktorer	kr 5 170 000	319	1622	978
61.3	STL 1.0	14 stk. 50 kW hurtigladdere - 14 stk. vogntog	kr 4 300 000	39	11114	-38181

Ambisjonsnivå 3.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO2/år]	Investering per tonn redusert – [Kr/Tonn CO2-ekv.]	Samfunnsøkonomisk Tiltakskostnad [Kr/Tonn CO2-ekv.]
61.2	STL 3.0	6 stk. normalladere – 6 stk. trucker	kr 180 000	112	161	-2440
61.4	STL 3.0	Hydrogenproduksjonsanlegg (1 MW)	kr 12 055 556	2079	580	Ikke beregnet
61.1	STL 3.0	3 stk. 300 kW lynladere – 3 reachstackere og 3 terminaltraktorer	kr 5 170 000	319	1622	978
61.4	STL 3.0	Hydrogenproduksjonsanlegg (1 MW)	kr 12 055 556	2079	580	Ikke beregnet
61.3	STL 3.0	14 stk. 50 kW hurtigladdere – 14 stk. vogntog	kr 4 300 000	39	11114	-38181

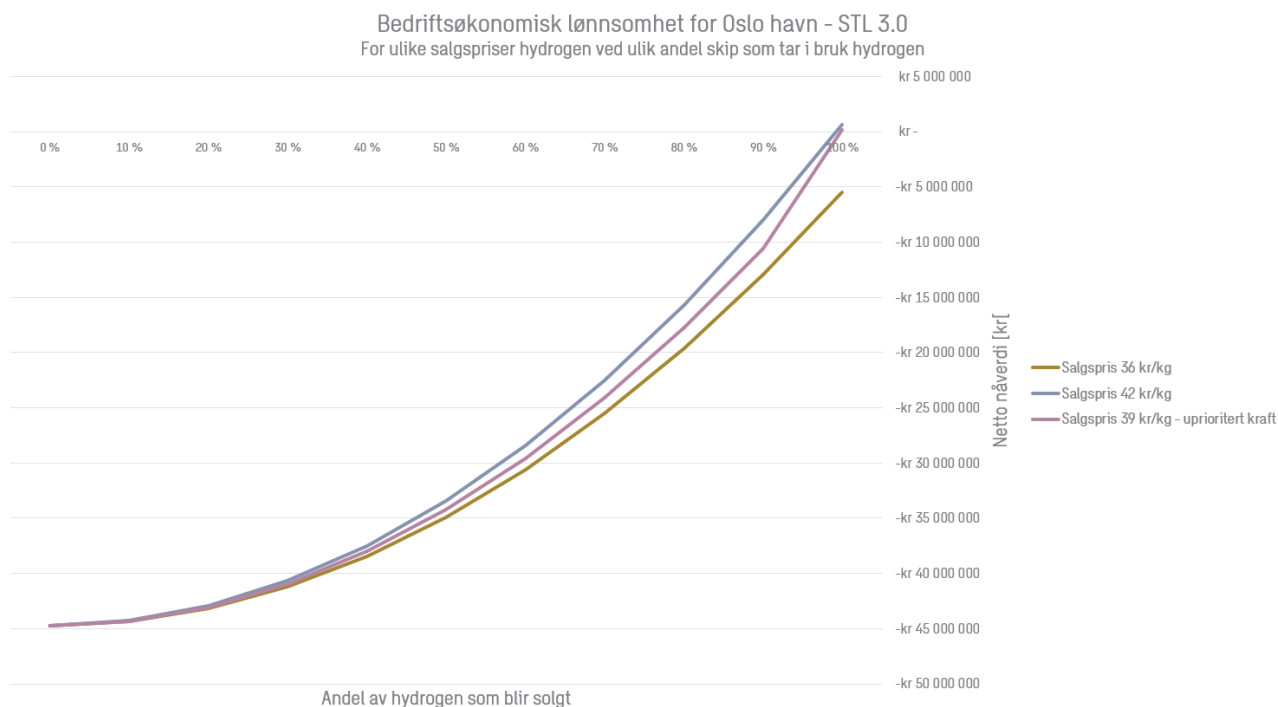
Standardløsning 1.0 vs. alternativ løsning 1.0

STL 1.0 kommer bedre ut enn ALL 1.0 for å elektrifisere landtransporten på området. Batteribank på 1000 kWh og solcelleanlegg (557 kWp) er bedre om anleggsbidrag for Bekkelaget transformatorstasjon på rundt 5,5 MNOK utløses.

Standardløsning 3.0 vs. alternativ løsning 3.0

Omfanget for 3.0 innbefatter hydrogenproduksjon på området. Lønnsomhet for hydrogenproduksjon salg og lagring innehar betydelige usikkerheter særlig med hensyn på behovssiden. Det er derfor under fremvist bedriftsøkonomisk lønnsomhet for hydrogenproduksjon, lagring og salg under som en funksjon av to ulike salgspriser for hydrogen og andelen skip innenfor kriteriesettet⁶³ angitt i kapittel 3.3.1 som tar i bruk hydrogen. Standardløsning 3.0 kan produsere hydrogen til en pris på rundt 33 kr/kg. Med et påslag på 10 % fra havnen sin side vil da salgsprisen for hydrogen være på rundt 36 kr/kg til rederiene som ønsker å bunkre. Sammenlignet med konvensjonelt drivstoff vil dette tilsvare priser for MGO på rundt 900 USD/Tonn, høye nivåer som drivstoffet lå på i perioden 2011-2013, ikke fullstendig urealistisk, men betydelig over typisk prisnivå. I forbindelse med COVID-19-utbruddet har prisene for MGO kommet ned mot historisk lave nivåer på rundt 300 USD/Tonn. For at hydrogen skal være konkurransedyktig som drivstoff i dette tilfellet kan ikke salgsprisen være på mer enn 15 kr/kg, som igjen tilsier en så lav strømpris som 0,15 kr/kWh om produsert vha. elektrolyse. Ved en salgspris på 36 kr/kg vil det ikke oppnås bedriftsøkonomisk lønnsomhet for hverken Standardløsning 3.0 eller Alternativ løsning 3.0. For at den som kommer best ut, STL 3.0 skal være lønnsom for Oslo Havn, må salgsprisen økes til minimum 42 kr/kg. Utløsende anleggsbidrag bakover på høyspentnettet er inkludert i dette tallet, anslagsvis 6 250 000 kr. Figur 55 under viser lønnsomhet for Oslo Havn ved ulike salgspriser. Denne lønnsomheten forutsetter at alt hydrogen blir solgt. Ved å produsere 100 tonn/år, slik at trafokapasiteten ikke overskrides, vil det være lønnsomt ved en salgspris på 36 kr/kg.

⁶³ Skip under 5000 BT hvor med under 150 nautiske mil ferd fra Oslo havn. Utgjør et behov på 140 tonn hydrogen per år.



Figur 55: Viser lønnsomhet for Oslo Havn ved ulike salgspriser for Hydrogen for produksjon av 140 tonn per år.

Disse presiseres at disse beregningene er gjort med vanlige effekttariffer for næringskunder. Det er beregnet at uprioritert lavspent krafttariff fra Hafslund nett vil kunne redusere energikostnadene med 8 %⁶⁴ om man kan kobler elektrolyseren på utkoblbar tariff. Dette vil kunne redusere minste lønnsomme salgspris fra 42 kr/kg til 39 kr/kg for STL 3.0. Det gjør at hydrogenet blir prismessig konkurransedyktig mot MGO fra 1100 til 1000 USD/tonn og bedriftsøkonomisk lønnsomt for Oslo Havn gitt at alle 140 tonn med hydrogen blir omsatt hvert år.

Resultatet kan bedres om man kan få avkastning for biproduktene oksyngengass og overskuddsvarme fra hydrogenproduksjonen. Inne på område 61 er det lite varmebehov, også i havnen som helhet. Rørføringer og evt. graving er investeringstungt i havneområdet og gevinst må nok være stor om man skal gjennomføre disse investeringene. Oksyngengass kan selges til oppdrettsnæring, farmasøytisk industri for hhv. ca. 2 og 100 kr/kg⁶⁵. Det kan også være aktuelt for forbrenningsanlegg for å øke virkningsgraden til forbrenningen. Her kunne anlegget på Klemetsrud vært en potensiell kandidat. Potensialet for god inntekt er stor om man skulle får solgt oksygen til 100 kr/kg, da det produseres 8 kg oksyngengass per kg hydrogen. Fra dette anlegget vil det produseres 1120 tonn oksyngengass per år som tilsvarer, med oppgitte priser hhv. 4,5 MNOK/år om solgt til oppdrettsnæring og 112 MNOK/år om solgt på det farmasøytiske markedet. De har for øvrig krav til 99,9 % renhet på gassen så dette må hensyntas i anleggsutformingen. Betalingsvilligheten og markedet er ikke undersøkt i detalj, men et potensiale foreligger og kunne i så tilfelle gjort anlegget lønnsomt og dermed også muliggjort lavere salgspriser for hydrogen og dermed gjort det mer konkurransedyktig i forhold til konvensjonelle drivstoff.

⁶⁴ Utkoblingsklausul klasse 2. Avstengning strøm uten varsel. Det er beregnet at høyspent krafttariff med UL2 vil gi en besparelse på 28 % på energikostnadene og vil kunne gi en produksjonskostnad på 32,5 kr/kg ved produksjon av 140 tonn og tilhørende anleggsbidrag. Ved produksjon av kun 100 tonn/år vil man kunne, altså uten å måtte betale for anleggsbidrag, vil man kunne oppnå lønnsomhet for anlegget med en salgspris på 28 kr/kg, konkurransedyktig mot MGO over rundt 700 USD/Tonn. Det er for øvrig her ikke inkludert evt. ekstrakostnader med å fremføre høyspent til anlegget. Om inkludert, vil det nok fordyre noe igjen. Denne delen er likevel tatt med for å fremheve potensiell gevinst for produksjon av hydrogen ved å bruke uprioritert kraft med høyspenttariff.

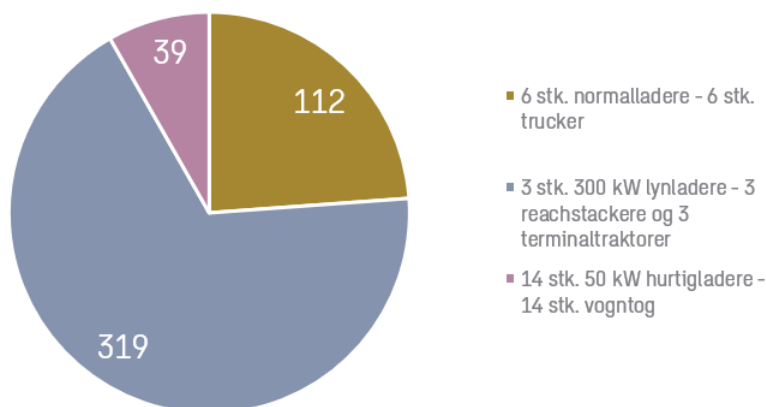
⁶⁵ <https://www.pharmacompass.com/price/oxygen>

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2 – område 61

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
		STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Områder Sydhavna	Land og sjø												
	Landtransport	2056	2056	-	3006	3006	-	-3065	-	-	-3401	-	-
Område 61	Skip	0	0	-	0	0	-	-	-	-	-	-	-

4.4.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 61 utgjør ca. 3% av Sydhavnas totale utslipp, og kommer utelukkende fra landtransport. Sektordiagrammet til høyre viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 470 tonn, der hovedandelen gjelder vogntog (68%), og resterende gjelder reachstackere, terminaltraktorer og trucker. Ved gjennomføring av tiltakene i løsning 1.0 vil det være mulig med nullutslipp i dette området.



Ved gjennomføring av tiltak i løsning 3.0 vil det kutte årlige klimagassutslipp (utenfor systemgrensen til Sydhavna) med 2079 tonn. Dette forutsetter at rederiene av de definerte skipene tar i bruk hydrogenet produsert på Sydhavna.

4.5 Område 62 – Nordre Kongshavn

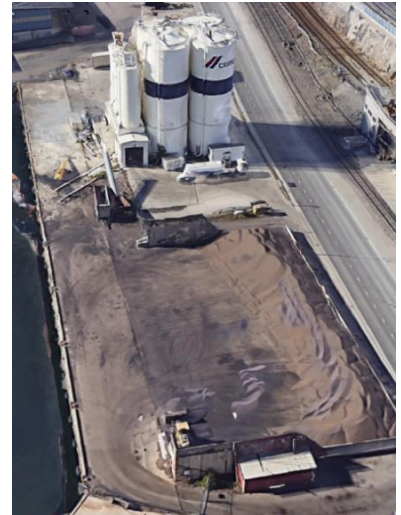
4.5.1 Oppsummering

På Nordre Kongshavn foregår det både import av sement og eksport av Lecakuler. Til lands fraktes begge deler med lastebiler som kjører langt, og de bruker henholdsvis gravitasjon og hjullastere for å flytte varene mellom skip og lastebiler.

Område 62 utgjør ca. 6 % av Sydhavnas totale utslipp og kommer fra både sjø- og landtransport. Det er hovedsakelig sjøtransporten og sementskipene som står for utslippene.

Det er ikke tilstrekkelig nettkapasitet i dette området til delvis elektrifisering av utstyret og skipene i dette området, men utredningen viser at det er mer lønnsomt å oppgradere nettet lokalt, enn å gjøre tiltak for å redusere effekten.

Eventuelle tiltak i dette området må ses i sammenheng med lokale forhold som tilstand på kai, samt. utfyllingsprosjekt i tilknytning til utredningen Kongshavn nye kaier. Kaia er i dårlig tilstand og har begrenset dybde.



4.5.2 Konklusjon og anbefaling

En samlokalisering av sementaktørene der man i større grad deler på infrastruktur er den ideelle løsningen. Sement lagres i silo og kan vurderes samlokalisert på Nordre Sjørsøykai som er regulert med flere høye bygg. HAV er i gang med bygging av to landstrømpunkter til sementskip i område 64 (Nordre Sjørsøykai). Slike vurderinger har mange andre hensyn, og vil erfaringsmessig ta tid.

En stor andel av skipene som ankommer dette området er sementskip med store CO₂ reduksjonspotensial. Det er noen av de samme skipene som ankommer område 62 som 64.

Det er noe usikkerhet rundt lokale forhold som følge av prosjektet Kongshavn nye kaier og mulig fremtidig jernbaneutbygging.

Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** STL 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn ALL 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen, uavhengig av om anleggsbidrag på 5,5 MNOK for Bekkelaget transformatorstasjon utløses.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** STL 2.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen, uavhengig av om anleggsbidrag på 5,5 MNOK for Bekkelaget transformatorstasjon utløses..

Anbefaling

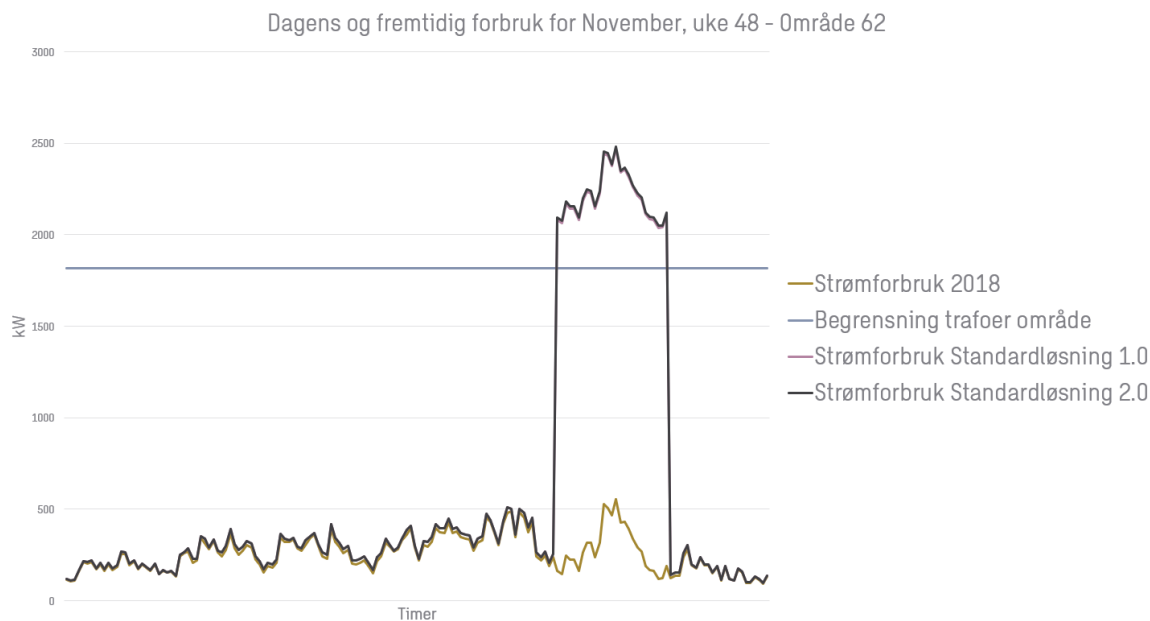
Tiltaket som anbefales er et mobilt landstrømanlegg som kan benyttes i område 62, og etter hvert flyttes til et annet område på Sydhavna. Det er store utslipp fra sementskipene, men det er lokale forhold som tilsier at man ikke bør investere i permanent infrastruktur. Anskaffelsen av mobilt landstrømanlegg kan gjøres i forbindelse med landstrømutredningen som er i gang for de andre sementskipene.

4.5.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

Dagens energiforbruk er på 2264 MWh og høyeste målte effektopp er på 617 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 2491 og 2527 MWh. De høyeste effektoppene vil hhv. være 2469 (300% økning) og 2482 kW (302 % økning).

For å oppnå full landstrømdekning legges det til grunn 1 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (2000 kW) og for STL 2.0 også forsyne skipene med ladestrøm for utslippsfri ferdsel til VTS-grensen (2500 kW). Tørrbulk skipene som ankommer Nordre Kongshavn har et stort behov for effekt som følge av skipene pumper sement opp i siloer. Skipenes behov for lading dekkes med ytterligere 500 kW som følge av lange liggetider.

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 1 stk. hurtiglader 100 kW og 1 stk. normallader. Dette dekker el-behovet til 1 stk. gravemaskin og 1 stk. hjullaster.



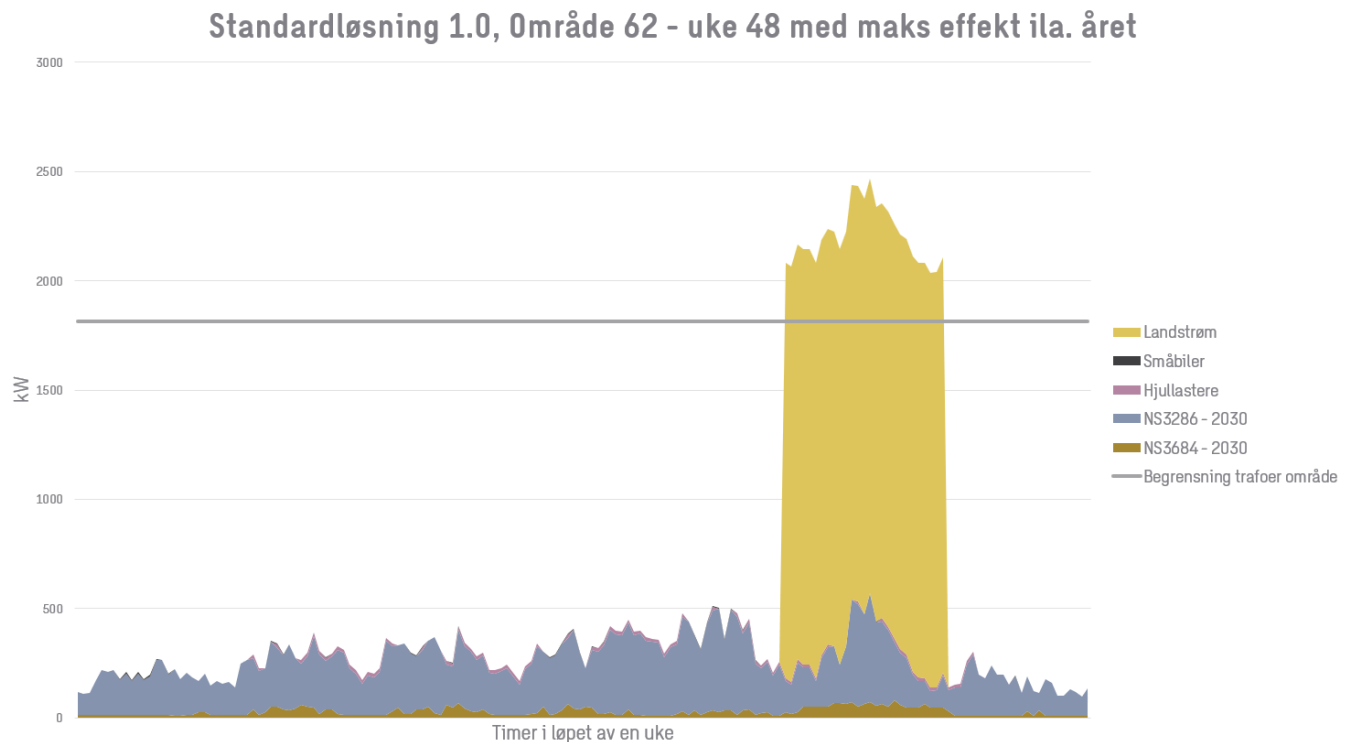
4.5.4 Tekniske konsepter

Figuren for området viser de nye lastene som er lagt til grunn, nettstasjoner/trafoer som er der i dag og komponenter utredet i alternativ løsning.

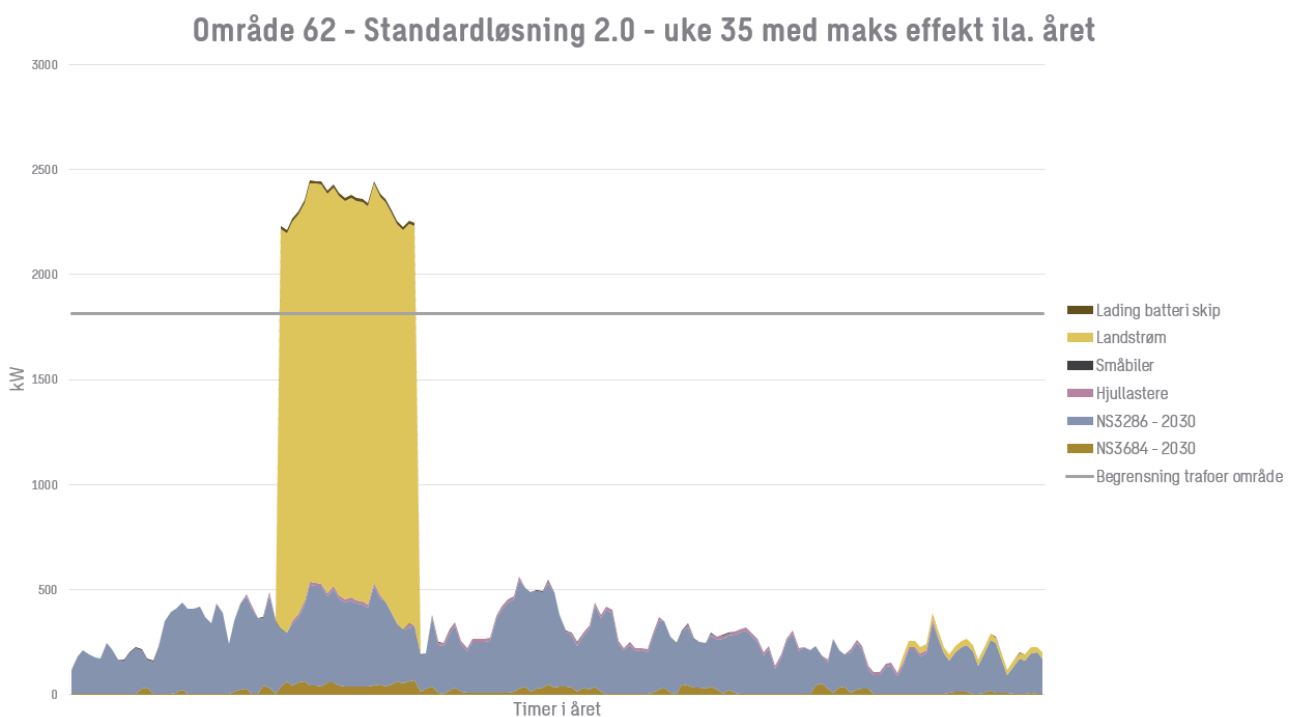


Standardløsning – Elektrifisering i havn og utseiling

Dette området vil med elektrifisering av landtransporten og landstrøm til skip overstige samlet trafokapasitet på 1815 kVA betydelig. Innenfor standardløsningen medfører det at man enten må hente ledig kapasitet fra Yilport sine trafoer på område 81 eller oppgradere trafo til landstrøm. Nedenfor sees de ukene i året – for hver standardløsning – hvordan forbruket fordeles på de ulike lastene i den uken ila. året med høyest effekt.



Figur 56: Standardløsning 1.0 med elektrifisering landtransport og landstrøm til alle skip.



Figur 57: Standardløsning 2.0 ved elektrifisering av landtransport og landstrøm + lading av batteri til skip.

Alternativløsning – Elektrifisering i havn og utseiling

I motsetning til Standardløsningene ser alternativ løsningen på hvordan man kan forsyne det samme behovet, men uten å investere i oppgradering av eksisterende elektrisk infrastruktur. Det sees heller på om stasjonære batteribanker kan løse utfordringen.

For å klare det trengs det her et batteri på 13 MWh. Dette vil redusere makseffekt ila. året med 26 % fra 2469 kW og ned til 1815 kW. Batterienes hovedformål i dette området vil være å redusere effekttoppen under trafoenes øvre begrensning. Dette medfører at batteriet ikke kan utnyttes fullt ut til andre aktiviteter

som peak-shaving og lade/utlade på grunn av prisvariasjoner i spotpris. Batteriet må være klart til å utlade når disse store toppene inntreffer. I tillegg vil man ikke kunne utnytte batteriets fulle potensial med de begrensningene som er lagt inn på at batteriet ikke kan utlade til nettet, dvs. selge strøm. Dette vil gjøre batteriet svært ulønnsomt selv med et ekstra anleggsbidrag på grunn av eventuelle oppgradering på Bekkelaget transformatorstasjon.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 120-240 kWh. Dette er betydelig mindre enn det som er nødvendig for å unngå oppgradering av trafoer. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.5.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
62.3	STL 1.0	Landstrøm, 62	kr 10 250 000	879	1414	Under 500
62.2	STL 1.0	2 stk. normalladere - 2 stk. småbiler	kr 60 000	1	8177	Over 1500
62.1	STL 1.0	1 stk. normallader (400V) - 1 stk. hjullastere	kr 930 000	3	31100	Over 1500

Ambisjonsnivå 2.0 (3.0 ikke vurdert her)

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
62.3	STL 2.0	Landstrøm, 62	kr 12 826 000	907	3385	Under 500
62.2	STL 2.0	2 stk. normalladere - 2 stk. småbiler	kr 60 000	1	8177	Over 1500
62.1	STL 2.0	1 stk. normallader (400V) - 1 stk. hjullastere	kr 930 000	3	31100	Over 1500

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

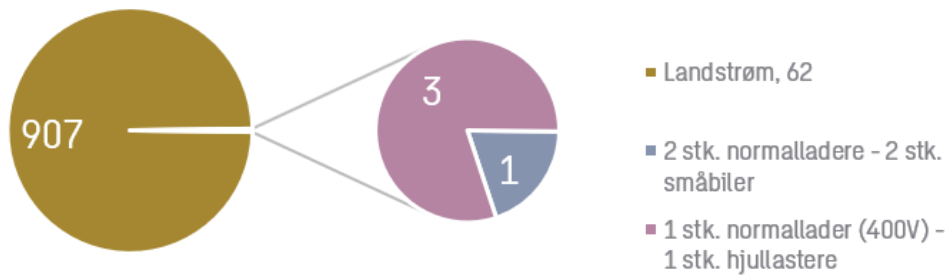
Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0 (3.0 ikke relevant her)

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
		STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Områder Sydhavna	Land og sjø	26583	33296	-	753934	851064	-	45804	45766	-	44106	44043	-
Område 62	Skip	1166	1414	-	3082	3385	-	-1540	-1292	-	375	679	-

4.5.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 62 utgjør ca. 6% av Sydhavnas totale utslipp og kommer fra både sjø- og landtransport. Sektordiagrammet under viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 911 tonn, der tilnærmet alt gjelder sjøtransport, og resterende er landtransport som småbiler og hjullastere. Det presiseres at utslippene for sjøtransport gjelder kailigge og utseiling, slik at utslippsfri innseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 2.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.

- Ved oppnåelse av ambisjonsnivå 2.0 vil det kutte årlige klimagassutslipp med 911 tonn.



4.6 Område 63 – Søndre Kongshavn

4.6.1 Oppsummering

Hovedaktivitet på Søndre Kongshavnkai er betongvirksomhet med Unicon, en av Europas største leverandører av betong, som aktør. Området inkluderer 30 betongbiler som leverer til nullutslippsbyggeplasser i og rundt Oslo. Området står for 9 % av utslippene i Sydhavna (ca. 1.400 tonn CO₂), 65 % av dette er knyttet til betongbiler og hjullastere, mens 35% er knyttet til skip i 2018.

4.6.2 Konklusjon og anbefaling

Området er av høy prioritet. På dette området er batterier og kombinasjon med solceller mer lønnsomt.

Biogass til betongbiler og oppvarming av tilslagsmaterialer bør støttes så langt det er mulig. Her ligger det gode incentiver gjennom utslippsfrie byggeplasser. Biogassbetongbiler er tilgjengelig i dag, og eksisterende betongbiler kan konverteres, mens det ikke er ventet elektriske betongbiler med tilstrekkelig størrelse før i 2022.

Utredningen viser at batterielektriske betongbiler vil ha lavere driftskostnader enn betongbiler på biogass, men disse bilene er ikke tilgjengelig i dag, men vil bli det frem mot 2025. Det er en truck på området som anbefales å elektrifisere snarest.

Landstrømanlegg gir god miljøeffekt pr. investerte krone, og det er hovedsakelig to skip som frekventerer kaien daglig. Det foregår et prosjekt fortiden for å se på om disse skipene kan konverteres til hydrogen.

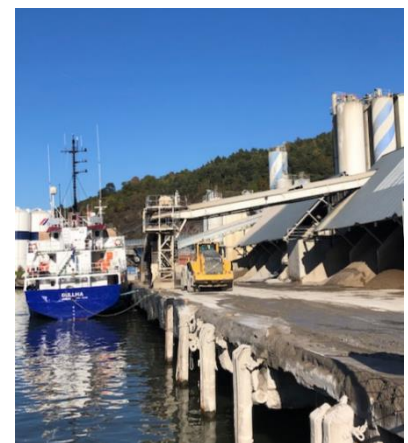
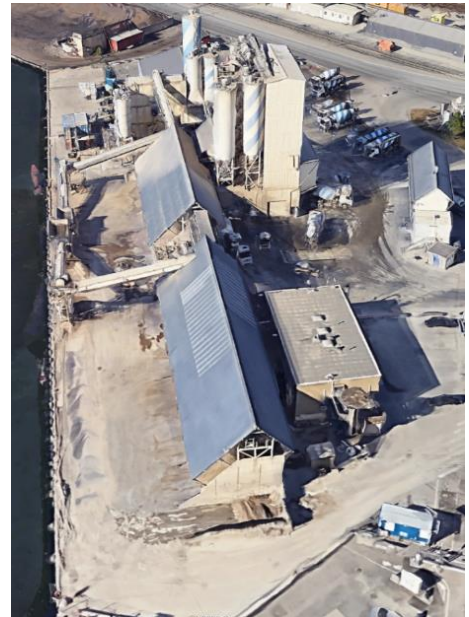
I all hovedsak to mindre lasteskip som kommer regelmessig. Det arbeides parallelt med dette utredningen for å se om de kan gå over til hydrogen for hele seilruten noe som vil ha langt større klimaeffekt enn utslippsfri inn- og utseiling. Det er hovedsakelig 2 skip som må klargjøres for landstrøm.

Betongaktørene er positive til å undersøke muligheten til å gå over til biogass som drivstoff i kjøretøyene og for oppvarming av tilslagsmaterialer. Her ligger det gode incentiver gjennom utslippsfrie byggeplasser. Bruk av biogass vil redusere potensielt effektuttak fra nettet. Men det er for så vidt ikke behov for på dette området isolert sett. Ved bruk av biogass går havnen glipp av en potensiell mulighet for salg av ladestrøm til biogasskjøretøyene.

Det er også et ønske om samlokalisering av aktører som har en del av de samme aktivitetene. Sement lagres i silo og kan vurderes samlokalisert på Nordre Sjørsøykai som er regulert med flere høye bygg.

Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Alternativ løsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Standardløsning 1.0 både bedriftsøkonomisk for Oslo Havn og samfunnsøkonomisk. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Alternativ løsning 2.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. både bedriftsøkonomisk for Oslo Havn og samfunnsøkonomisk. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.



Figur 58: Viser et av de faste skipene «Gullha» med over 200 anløp i året som leverer tilslagsmaterialer til Unicon.

Anbefaling

Det anbefales at Oslo Havn følger opp og tilrettelegger for at biogassen kan benyttes lokalt da dette gir raske og kostnadseffektive klimakutt. Landstrøm bør avventes utredningen Kongshavn nye kaier, og hydrogenkonverteringsutredningen.

- Generelt: Området bør være høyt prioritert.
- Landtransport:
 - Biogass til betongbiler og tilslagsmaterialer bør støttes så langt det er mulig. Klimatiltaket er vurdert til stor kostnadseffektivitet. Utredningen viser at batterielektriske betongbiler vil ha lavere driftskostnader enn betongbiler på biogass. Dette er et tiltak hvor både havnen og havneaktør kan få inntjeninger/besparelser og er potensielt et svært lønnsomt tiltak på alle nivåer.
 - Hurtiglading til hjullastere på området er et svært bra tiltak på alle nivåer, og har potensialet til å være bedriftsøkonomisk lønnsomt både for havna, havneaktør og samfunnet som helhet. Den største usikkerheten er om hjullastere vil finnes i de størrelsene (rundt 270 kW effekt) og rundt 5-8 m³ skuff som det er behov for i dag i batterielektrisk variant. Denne typen store hjullastere med høy brukstid ansees som en av de vanskeligste kjøretøytypene å konvertere til batterielektrisk fremdrift. Normallading (22 kW) er tilstrekkelig for betongbilene og for truckene som også er særs gode tiltak med både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet.
- Landstrøm: Vurderinger rundt landstrømanlegg bør avventes til rekkefølgeplan Kongshavn nye kaier foreligger. Flyttbart landstrømanlegg kan vurderes. Samme sementskipene leverer i dag på tre ulike kaier i Oslo.
 - Landstrøm har relativt lav investeringskostnad per Tonn CO₂. Antall unike skip innom her er bare 6 stk. så det er høy sannsynlighet for høy brukstid på anlegget.
- Energisystem: ALL 1.0 og 2.0 med 500 kWh batteribank og solcelleanlegg på 39 kW er anbefalt fremfor STL 1.0 og 2.0. Dette forutsetter, blant annet, for øvrig batteripriser ned mot 350 USD/kWh. En trafo må skiftes fra 230 V til 400 V for å kunne fasilitere hurtiglading for hjullastere, et potensielt svært gunstig tiltak.

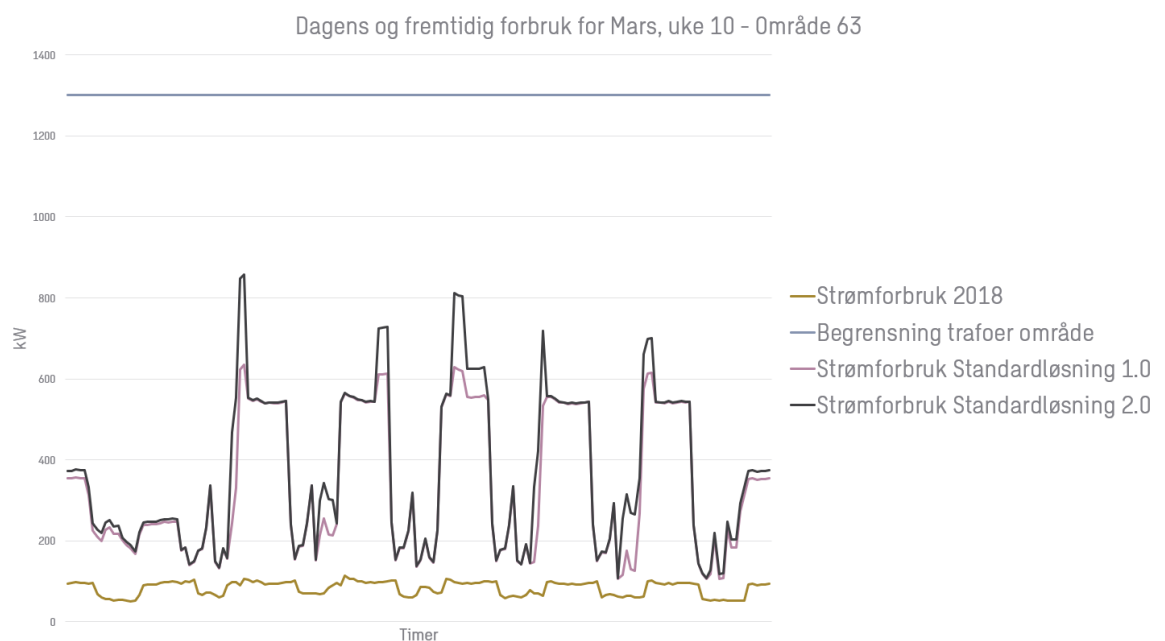
4.6.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

Hovedaktivitet på Søndre Kongshavnkai er betongvirksomhet med Unicon, en av Europas største leverandører av betong, som aktør.

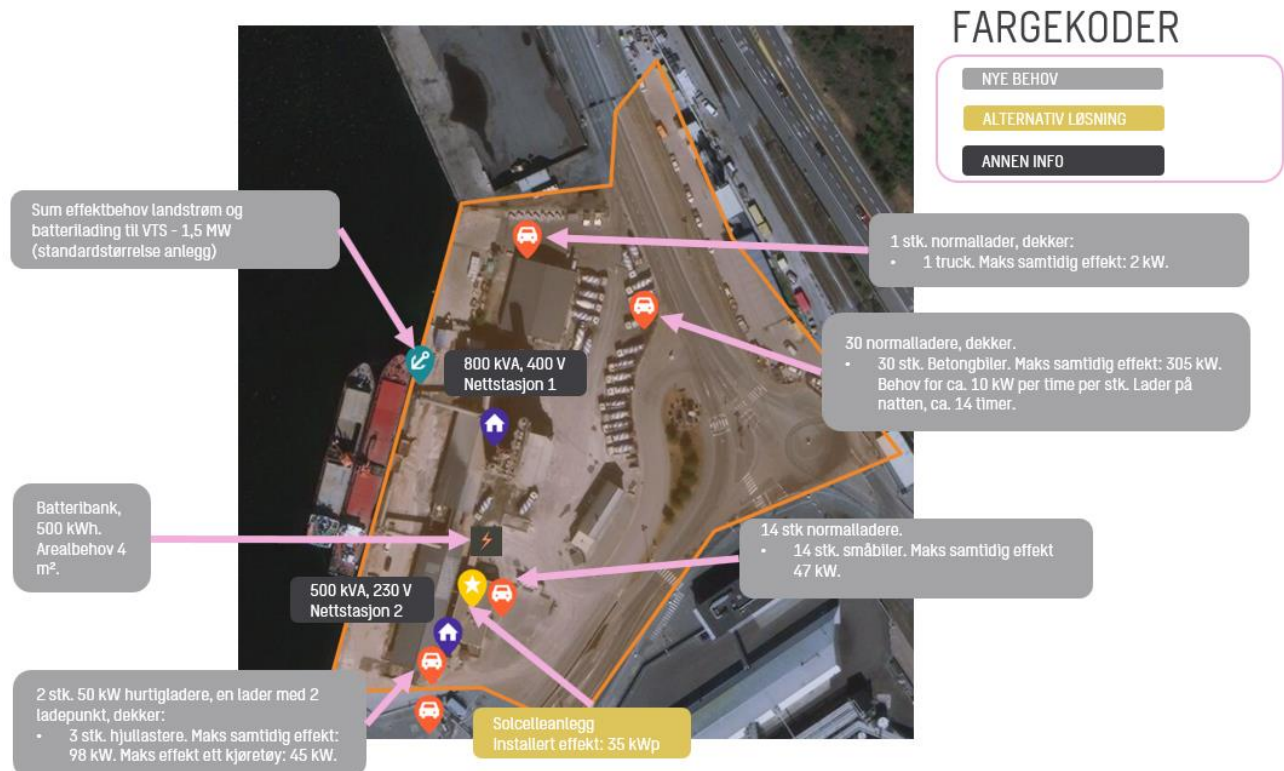
Dagens energiforbruk er på 692 MWh og høyeste målte effekttopp er på 268 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 2745 og 2979 MWh. De høyeste effekttoppene vil hhv. være 665 (148 % økning) og 858 kW (220 % økning).

For full landstrømdekning legges det til grunn 1 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (500 kW) og for STL 2.0 også forsyne skipene med ladestrøm for utslippsfri ferdsel til VTS-grensen (1500 kW).

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 2 stk. 50 kW hurtigladere og 45 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 3 stk. hjullastere, 1 stk. truck, 30 stk. betongbiler og 14 stk. småbiler.



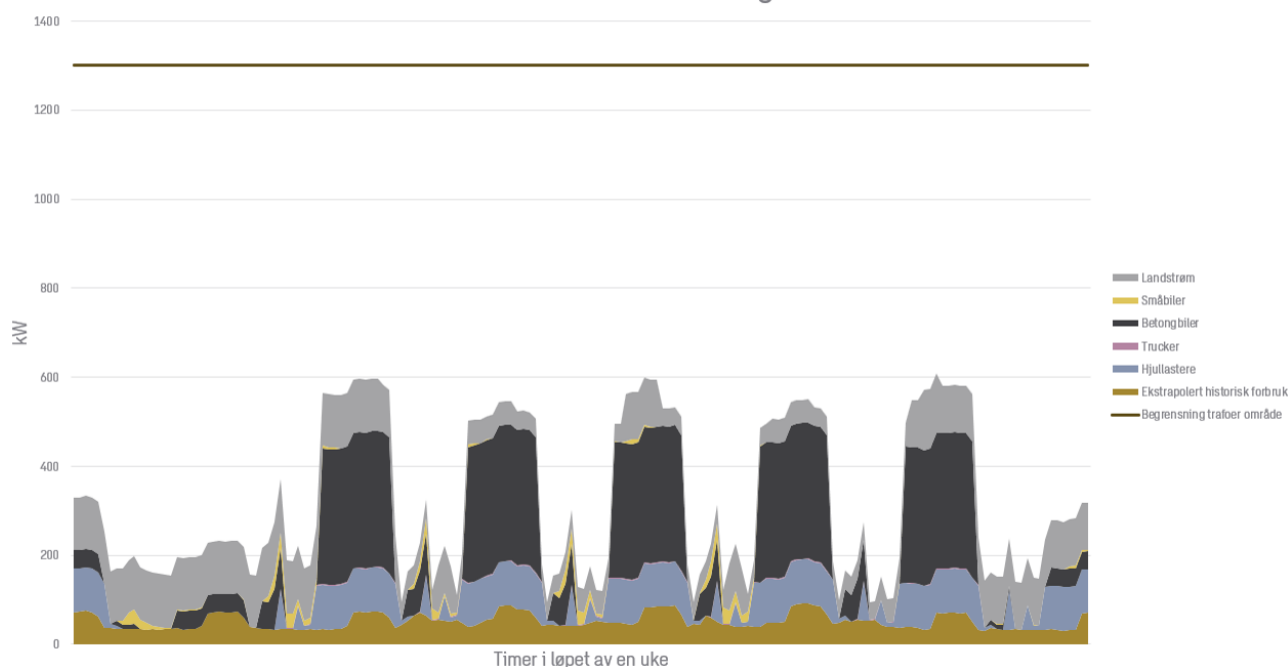
4.6.4 Tekniske konsepter

**Standardløsning**

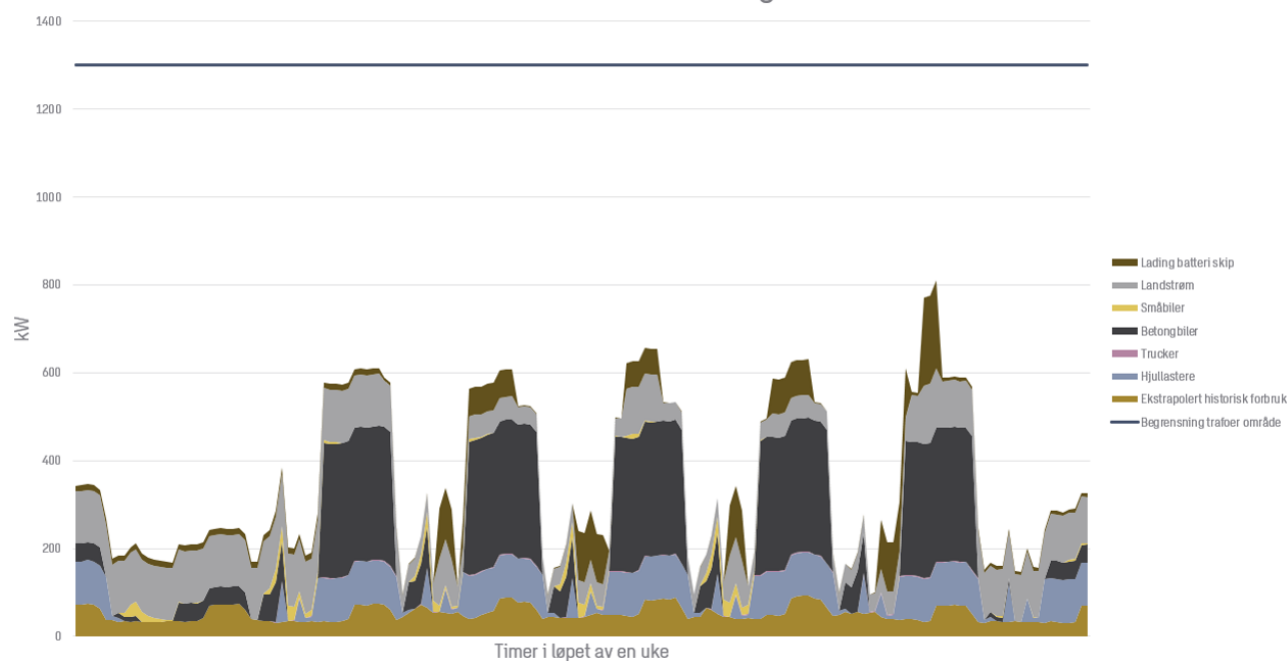
Dette området vil med elektrifisering av landtransporten og landstrøm til skip ikke overstige samlet trafokapasitet på 1300 kVA. Det er for øvrig behov for å oppgradere trafo i NS 3165 (her kalt nettstasjon 2) plassert på sør på område 63 for å hurtiglade hjullastene. Den brukes også til å hurtiglade hjullastene på område 64. De andre lastene som har behov for 400 V tilknyttes 400 V-trafo (her omtalt som nettstasjon 1). Dette gjelder betongbiler som kan normallades, men de trenger muligheten for trefase-lading på AC.

De nye lastene fordeler seg som vist under i hhv. Standardløsning 1.0 og standardløsning 2.0 i utvalgt periode.

Område 63 - Standardløsning 1.0 - Uke 21



Område 63 - Standardløsning 2.0 - uke 21

**Alternativløsning – Elektrifisering i havn og utseiling**

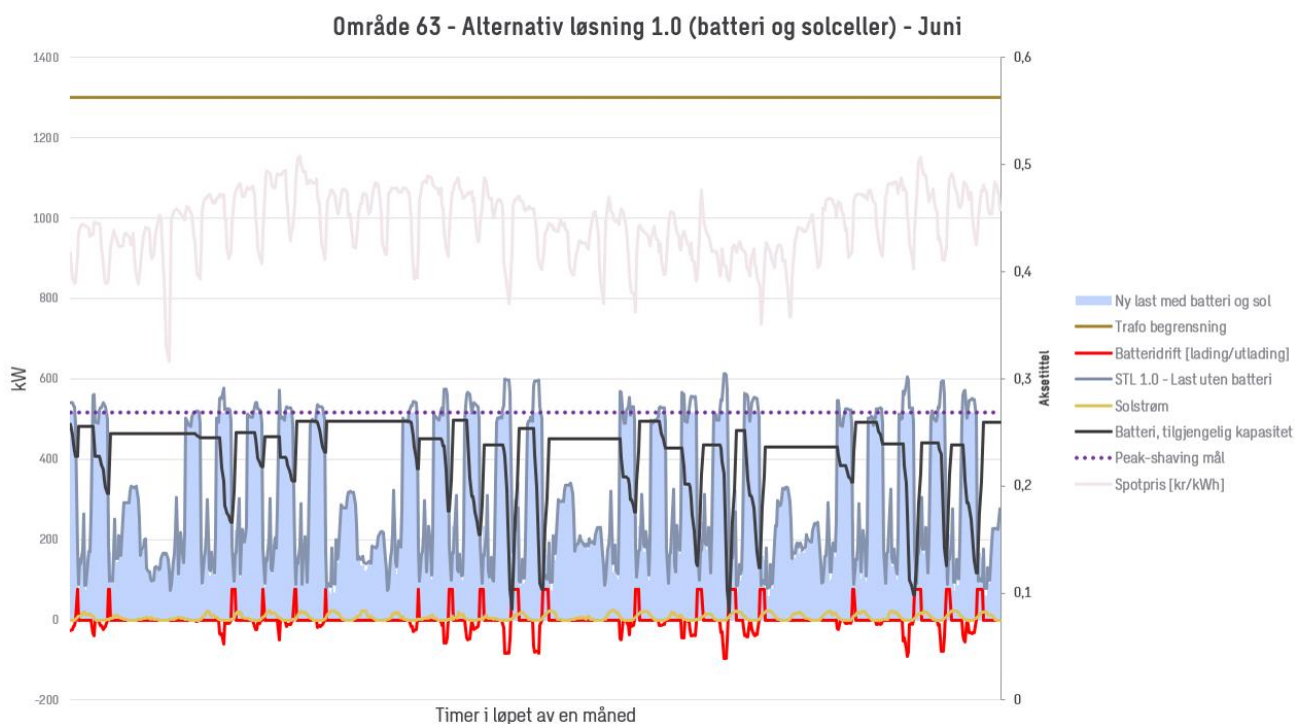
I motsetning til Standardløsningene ser alternativ løsningen på hvordan man kan forsyne det samme behovet, men uten å investere i oppgradering av eksisterende elektrisk infrastruktur. I dette området er det ikke behov for å oppgradere eksisterende el-infrastruktur, men det er likevel sett på om kombinasjonen sol og batteri kan være en bedre løsning på grunn av reduksjon i driftskostnader.

Med et batteri på 500 kWh og solcelleanlegg på 35 kW, både for løsning 1.0 og løsning 2.0 vil driftskostnadene reduseres så pass at begge disse alternative investeringene vil ansees som mer lønnsom enn standardløsningene. Batteriet vil redusere makseffekt i løpet av året med 11 % fra 665 kW til 600 kW for ALL 1.0 og 26 % fra 858 kW til 680 kW for ALL 2.0. Arealbehovet til 500 kWh batteri er på 4 m². Solcelleanlegget vil ikke ha overskuddsproduksjon så batteriene reguleres til å prioritere peak-shaving først og fremst og

deretter prisvariasjoner. Med så stor grad av peak-shaving som det legges opp til her vil batteriet ikke prioritere prisvariasjoner i spotprisen. Det er dette som er den mest lønnsomme strategien for dette området.

Måned	Alternativ løsning 1.0		Alternativ løsning 2.0	
	Toppeffekt per måned redusert [kW]	Prosentandel reduksjon i toppeffekt for området på grunn av batteri [%]	Toppeffekt per måned redusert [kW]	Prosentandel reduksjon i toppeffekt for området på grunn av batteri [%]
Januar	41	7 %	141	19 %
Februar	65	11 %	85	12 %
Mars	44	7 %	208	24 %
April	55	9 %	57	8 %
Mai	61	10 %	210	26 %
Juni	97	16 %	117	16 %
Juli	64	10 %	87	12 %
August	100	15 %	132	18 %
September	39	6 %	166	21 %
Oktober	108	17 %	111	15 %
November	84	13 %	130	16 %
Desember	58	9 %	92	12 %

Figur 59: Batteriet gjør størst nytte for seg i løsning 2.0 på grunn av det der er høyere kortere effekttopper på grunn av lading av batteri i skip enn i løsning 1.0. Dette gjør at batteriet klarer å kutte større andel av toppeffekten per måned.



Figur 60: Utsnitt av forbruk for område 63 i juni med batteri og solceller - alternativ løsning 1.0

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 7 500 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.6.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
63.2	ALL 1.0	30 stk. normalladere (400V) til 30 stk. betongbiler	kr 1 120 938	497	225	Under 500
63.1	ALL 1.0	2 stk. 50 kW hurtiglader (en med 2 ladepunkt) - 3 stk. hjullastere	kr 990 938	394	251	Under 500
63.5	ALL 1.0	Landstrøm, 63	kr 5 493 750	319	1720	Under 500
63.4	ALL 1.0	1 stk. normallader til 1 stk. truck	kr 250 938	7	3826	Under 500
63.3	ALL 1.0	14 stk. normalladere til 14 stk. småbiler	kr 640 938	5	12479	Over 1500

Ambisjonsnivå 2.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
63.2	ALL 2.0	30 stk. normalladere (400V) til 30 stk. betongbiler	kr 1 120 938	497	225	Under 500
63.1	ALL 2.0	2 stk. 50 kW hurtiglader (en med 2 ladepunkt) - 3 stk. hjullastere	kr 990 938	394	251	Under 500
63.5	ALL 2.0	Landstrøm, 63	kr 9 213 750	495	1860	Under 500
63.4	ALL 2.0	1 stk. normallader til 1 stk. truck	kr 250 938	7	3826	Under 500
63.3	ALL 2.0	14 stk. normalladere til 14 stk. småbiler	kr 640 938	5	12479	Over 1500

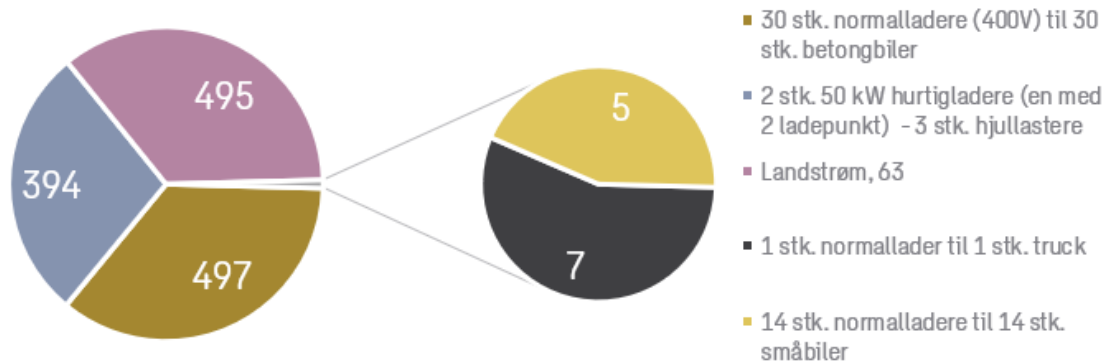
Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0 (3.0 ikke relevant her)

Områder Sydhavna	Land og sjø	Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
		STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Område 63	Landtransport	235	235	-	333	333	-	-3360	-3332	-	-3391	-3384	-
	Skip	1665	1683	-	1722	1861	-	-1263	-1024	-	-986	-846	-

4.6.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 63 utgjør ca. 9% av utslippene i Sydhavna. Sektordiagrammet under viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 1398 tonn, der hovedandelen gjelder landtransport som betongbiler og hjullastere, samt mindre andel for småbiler og truck. I tillegg står sjøtransport for 35% av utslippene. Det presiseres at utslippene for sjøtransport gjelder kailigge og utseiling, slik at utslippsfri innseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 2.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.



4.7 Område 64 – Nordre Sjørsøykai

4.7.1 Oppsummering

Hovedaktiviteten i området er knyttet til tørrbulk som blandeverk for betong, kornsilo og saltlager. Nordøst på området er det en gjenvinningsterminal for skrapmetall. Det arbeides med å tilrettelegge for landstrøm i 2020. Aktørene etterspør løsninger knyttet til nullutslippsbyggeplasser. Området stod for 19 % av utslippene i Sydhavna (ca.3.000 tonn CO₂), 85 % av dette er knyttet til skip i 2018.

4.7.2 Konklusjon og anbefaling

Området er høyt prioritert. Biogass til betongbiler og tilslagsmaterialer bør støttes så langt det er mulig. Klimatiltaket er vurdert til stor kostnadseffektivitet.

Ladeinfrastruktur til trucker og betongbiler er et godt tiltak med høy miljøeffekt per investerte krone. Det er også samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det samme gjelder landstrøm. Det er et prosjekt med 2 landstrømpunkter som vil redusere det meste av utslippene. De øvrige landstrømpunktene kan avventes ift. andre prosjekter med høyere miljøeffekt andre steder på andre områder.

Det bør undersøkes om sementaktørene kan samlokaliseres for å kunne ta i bruk felles nullutslippsinfrastruktur.

Det er bygd landstrømanlegg til sementskip i Slemmestad og i Brevik. Anleggene er testet og i bruk. Disse skipene har svært høyt effektforbruk, og dermed ligger det stort potensial i lønnsomhet og klimagassreduksjon.

For øvrige tørrbulk/stykkgoods er det flere av skipene som kommer i 2021 og 2022 med landstrøm og batteri for mulighet for utslippsfri seiling på 5-6 Nautiske mil.

Aktørene er klare og etterspørselen til nullutslipp knyttet til byggeplass driver frem et ønske om nullutslippsløsninger. Det undersøkes fortiden om betongbilene kan gå over til biogass, og om de kan brukes biogass til oppvarming av tilslagsmaterialer. I dag brukes store mengder fossilt brensel til denne prosessen.

Området skal fortsatt brukes til tørrbulk, med rom for økt samlokalisering. Siloer har lang levetid og dette området vil få flere bygg i høyden. Landstrøm her kan ansees som en trygg og langsiktig investering.

Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** ALL 1.0 (uten batteri, men med solceller) kommer samlet sett bedre ut enn STL 2.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** ALL 2.0 (uten batteri, men med solceller) kommer samlet sett bedre ut enn STL 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.



Anbefaling

Utbygging av 2 landstrømpunkter til sementskip/bulkskip er i gang. Øvrige landstrømpunkter kan avventes til fordel for andre prosjekter.

Tilsvarende vurdering som for område 63 angående biogass. Ladeinfrastruktur til betongbiler etter hvert.

- Generelt: Området bør være høyt prioritert.
- Landtransport:
 - Biogass til betongbiler og tilslagsmaterialer bør støttes så langt det er mulig. Klimatiltaket er vurdert til stor kostnadseffektivitet. Utredningen viser for øvrig at batterielektriske betongbiler vil ha lavere driftskostnader enn betongbiler på biogass. Dette er et tiltak hvor både havnen og havneaktør kan få inntjener/besparelser og er potensielt et svært lønnsomt tiltak på flere nivåer.
 - Ladeinfrastruktur til trucker er et godt tiltak med høy miljeffekt per investerte krone. Det er også samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Landstrøm:
 - Landstrøm har relativt lav investeringskostnad per Tonn CO₂. Men antall unike skip innom her er 80 stk. så det er mange skip som må tilrettelegges for landstrøm om det skal bli høy brukstid på anlegget.
- Energisystem: ALL 1.0 og 2.0 uten batteri, men med 5 solcelleanlegg på ulike bygg er anbefalt fremfor STL 1.0 og 2.0. En trafo må skiftes fra 230 V til 400 V for å kunne fasilitere hurtiglading for betongbiler, et potensielt sett gunstig tiltak.

4.7.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

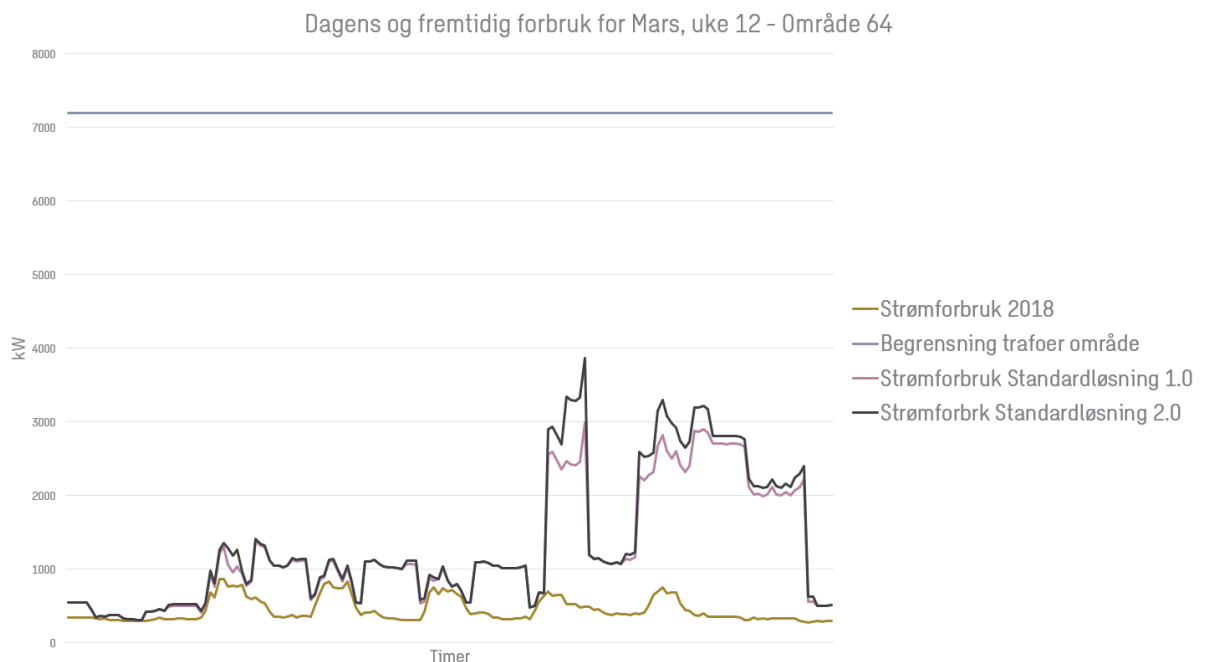
Store deler av tørrbulkvolumet i Sydhavna håndteres på område 64. Her finnes det blandeverk for betong, kornsilo og saltlager. Nord på området er det gjenvinningsterminal for skrapmetall, og arbeidene med å tilrettelegge for landstrøm er allerede i gang.



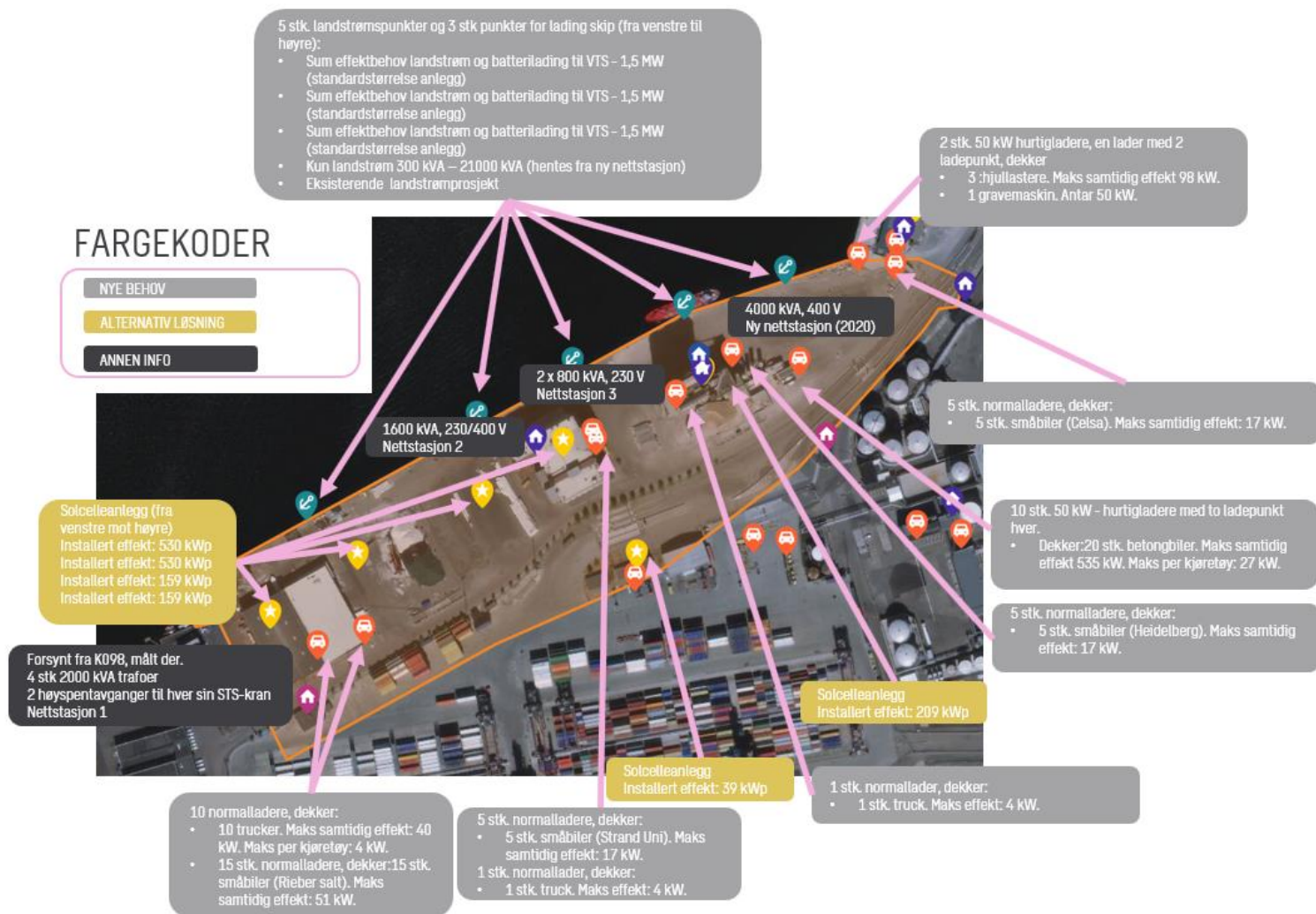
Dagens energiforbruk er på 2469 MWh og høyeste målte effekttopp er på 644 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 8363 og 8694 MWh. De høyeste effekttoppene vil hhv. være 3406 (429 % økning) og 3867 kW (500 % økning).

Det legges til grunn 5 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 som skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (totalt 3500 kW) og for STL 2.0 også forsyne skipene med ladestrøm for utslippsfri ferdseil til VTS-grensen (7500 kW). To av punktene benytter samme transformator/frekvensomformer. Ingen samtidighet ved bruk av punktene.

For elektrifisering av landtransporten legges det til grunn 12 stk. 50 kW hurtigladdere og 42 stk. normalladdere for elektrifisering av landtransporten i området. Dette dekker el-behovet til 3 stk. hjullastere, 1 stk. gravemaskiner, 20 stk. betongbiler, 12 stk. trucker, og 30 stk. småbiler.



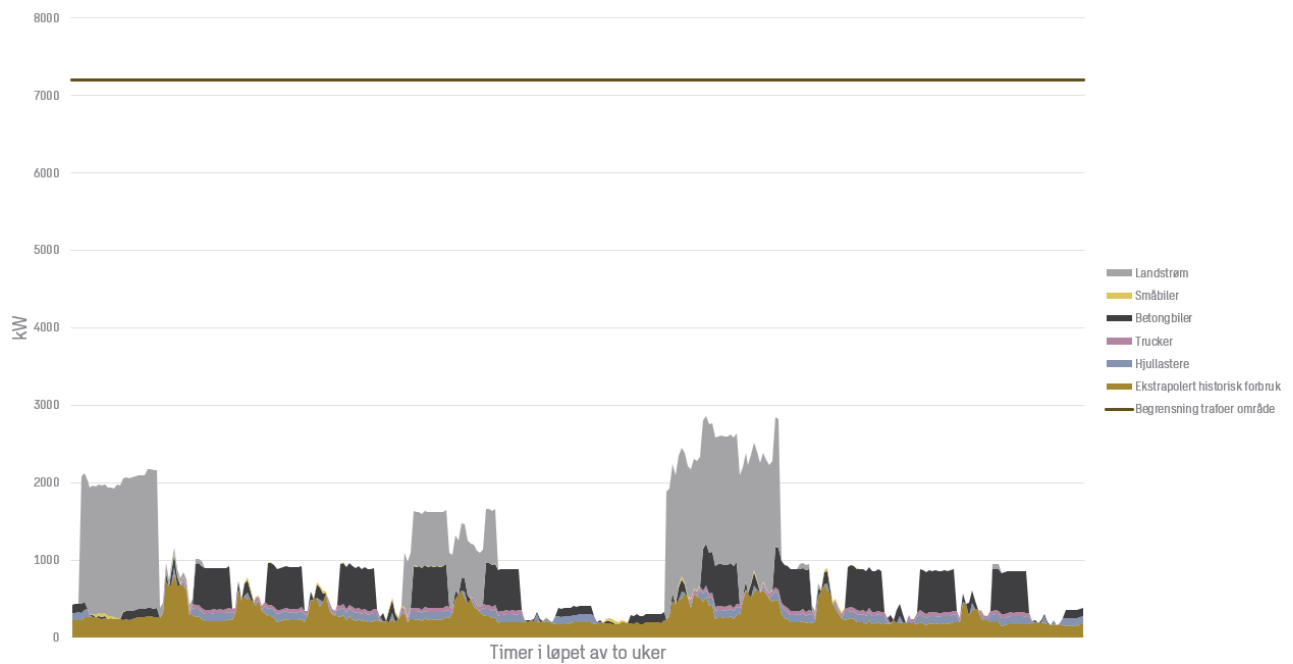
4.7.4 Tekniske konsepter

**Standardløsning**

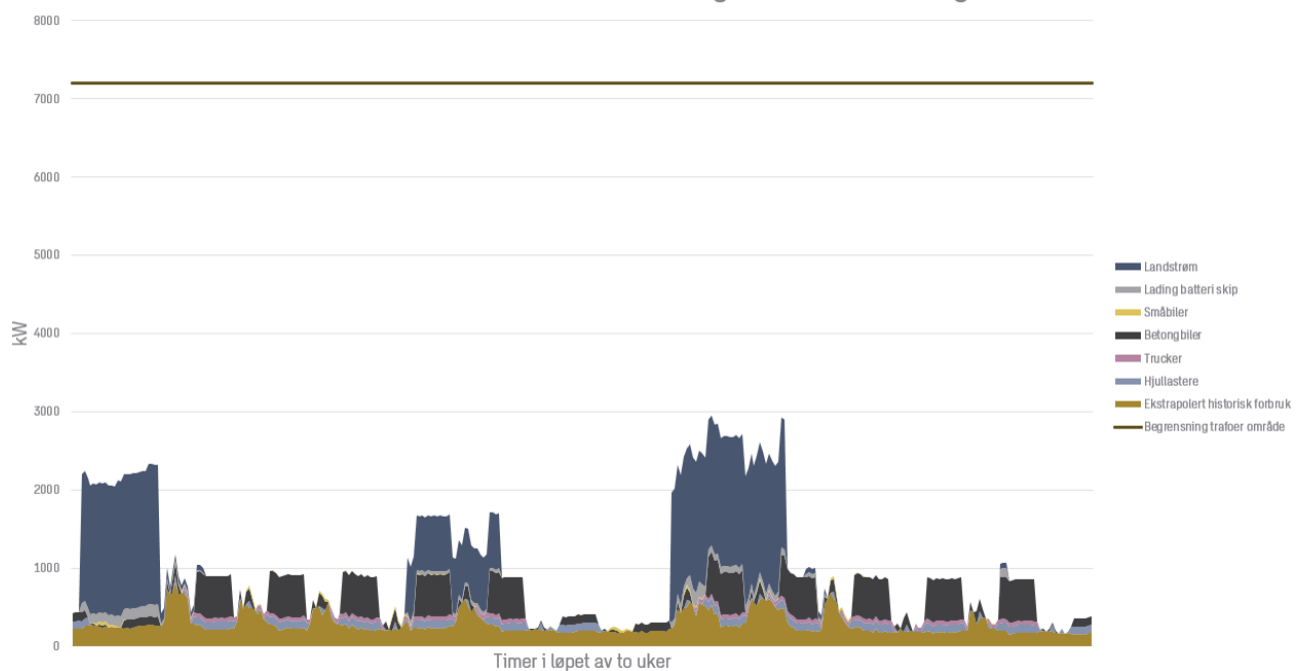
Dette området vil med elektrifisering av landtransporten og landstrøm til skip ikke overstige samlet trafokapasitet på 7200 kVA (når ny 4000 kVA trafo er på plass). Men det er behov for å oppgradere trafo i NS 3165 plassert på område 63 som uansett må oppgraderes for å kunne hurtiglade hullastene også på område 64. De lastene som har behov for 400 V er tilknyttet 400 V-trafo. Dette gjelder betongbiler og hullastere.

De nye lastene fordeler seg som vist under i hhv. Standardløsning 1.0 og standardløsning 2.0 i utvalgt periode.

Område 64 - Standardløsning 1.0 - uke 19 og 20



Område 64 - Standardløsning 2.0 - uke 19 og 20

**Alternativ løsning – Elektrifisering landtransport og landstrøm og lading til skip**

I motsetning til Standardløsningene ser alternativ løsningen på hvordan man kan forsyne det samme behovet, men uten å investere i oppgradering av eksisterende elektrisk infrastruktur. I dette området er det ikke behov for å oppgradere eksisterende el-infrastruktur, men det er likevel sett på om kombinasjonen sol og batteri kan være en bedre løsning på grunn av reduksjon i driftskostnader.

Det er utforsket muligheten for batteri og 5 solcelleanlegg på hhv. 209, 159, 159, 530 og 530 kWp, både for løsning 1.0 og løsning 2.0. Med batteri og solceller vil ikke alternativløsningene bli mer lønnsom enn standardløsningene. Batteriet vil redusere makseffekt i lø. året med 7 % fra 3406 kW til 3160 kW for ALL 1.0

og 14 % fra 3867 kW til 3310 kW for ALL 2.0. Arealbehovet til 2000 kWh, regnet som den gunstigste størrelsen, vil være rundt 15 m². Solcelleanleggene vil eksportere 8 % av solstrømmen til nettet med batteri. Uten batteri vil de eksportere 14 %. Prioritet 1 for batterireguleringen på området er Peak-shaving, mens prioritet 2 er satt til å øke egenutnyttelsen av solstrøm. Prisvariasjoner prioriteres ikke her. Det er dette som er den mest lønnsomme strategien for dette området. ALL 1.0 og ALL 2.0 kommer bedre ut uten batteri, og da kommer den også bedre ut enn STL 1.0 og STL 2.0.

Under sees en periode, to uker i mai, for batterireguleringen. Her sees hvordan batteriet brukes til å redusere toppeffekten og utlade i forkant av neste dag med klarvær og sol.



Figur 61: Diagrammet viser last uten batteri (STL 2.0) opp mot ny last med batteri og solceller (ALL 2.0). Her sees det hvordan batteriet brukes til å kutte toppeffekten nedenfor den stiplede linjen (lilla). Dette gjøres ved å utlade batteriet (brun). Det sees at batteriet utlades i forkant av overproduksjon solstrøm ved at den oransje linjen går ned (batteriets tilgjengelige kapasitet) for å ha ledig kapasitet til å motta overskuddsproduksjon fra solstrøm (gul linje). I bakgrunnen sees spot-prisen for strøm. I dette diagrammet sees det ikke at batteriet regulerer etter denne, da batteriet heller prioriterer peak-shaving og økt egenutnyttelse solstrøm.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 6 600 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.7.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
64.4	ALL 1.0	Landstrøm, 64	kr 33 626 000	2326	1446	Under 500
64.3	ALL 1.0	12 stk. normallader til 12 stk. truck	kr 2 592 667	177	1451	Under 500
64.1	ALL 1.0	10 stk. hurtiglader 50 kW med 2 ladepunkt på hver til 20 stk. betongbiler	kr 5 057 667	267	1893	Under 500
64.2	ALL 1.0	30 stk. normalladere til 30 stk. småbiler	kr 3 132 667	11	28727	Over 1500

Ambisjonsnivå 2.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
64.3	ALL 2.0	12 stk. normallader til 12 stk. truck	kr 2 592 667	177	1451	Under 500
64.4	ALL 2.0	Landstrøm, 64	kr 48 270 000	2595	1860	Under 500
64.1	ALL 2.0	10 stk. hurtiglader 50 kW med 2 ladepunkt på hver til 20 stk. betongbiler	kr 5 057 667	267	1893	Under 500
64.2	ALL 2.0	30 stk. normalladere til 30 stk. småbiler	kr 3 132 667	11	28727	Over 1500

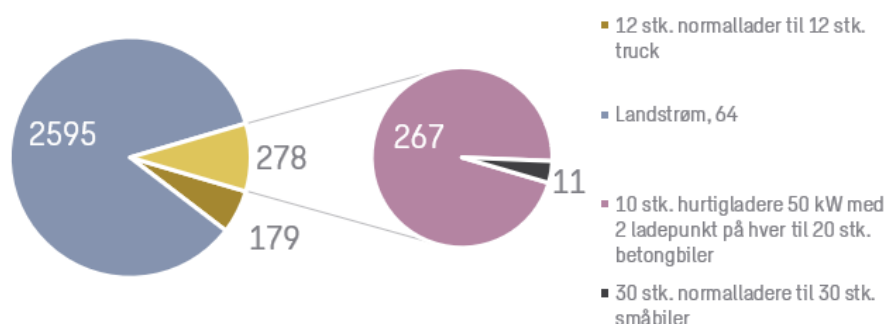
Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
		STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Områder Sydhavna	Land og sjø	1026	1026	-	2416	2416	-	-795	-763	-	-1120	-1081	-
Område 64	Skip	1173	1616	-	1446	1861	-	-1533	-1090	-	-1261	-846	-

4.7.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 64 utgjør ca. 19% av utslippene i Sydhavna. Sektordiagrammet under viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 3051 tonn, der hovedandelen gjelder sjøtransport (85%), samt mindre andel for betongbiler, truck og småbiler. Det presiseres at utslippene for sjøtransport gjelder kailigge og utseiling, slik at utslippsfri innseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 2.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.



4.8 Område 65 – Verkstedområde

4.8.1 Oppsummering

Hovedaktiviteten i området er knyttet til kontorer, garasjer, verksteder og vaskehall for Oslo Havn KF. Noen av Oslo Havns arbeidsbåter ligger her, blant annet tre strømdrevne båter. Ellers står det en del privatbiler og kjøretøy med verktøy og utstyr. Området står for under 1% av utslippene i Sydhavna og gjelder hovedsakelig privatbiler og mindre kjøretøy.



4.8.2 Konklusjon og anbefaling

Området er lavt prioritert da det kun er elektrifisering av mindre kjøretøy, som har høy investeringskostnad pr. redusert klimagassutslipp. Det er imidlertid relativt enkelt å oppnå nullutslipp for dette området.

Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Standardløsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ Løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Ingen Løsning 2.0 på området, da det ikke er skip til kais her.

Anbefaling

- Generelt: Bør være et lavt prioritert område.
- Energisystem: 400 V trafo på området har god kapasitet og kan utnyttes til hydrogenproduksjon på opp mot 1 MW med produksjonsanlegg plassert på område 66. Trafo er også godt egnet for hurtiglading av landtransport om det skulle være behov for det.
- Landtransport: Tiltaket på området er å tilrettelegge 40 ladestasjoner for småbiler. Det er allerede noen her fra før av. Dette tiltaket bør ikke være prioritert, da det har lav miljøeffekt per investerte krone.

4.8.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

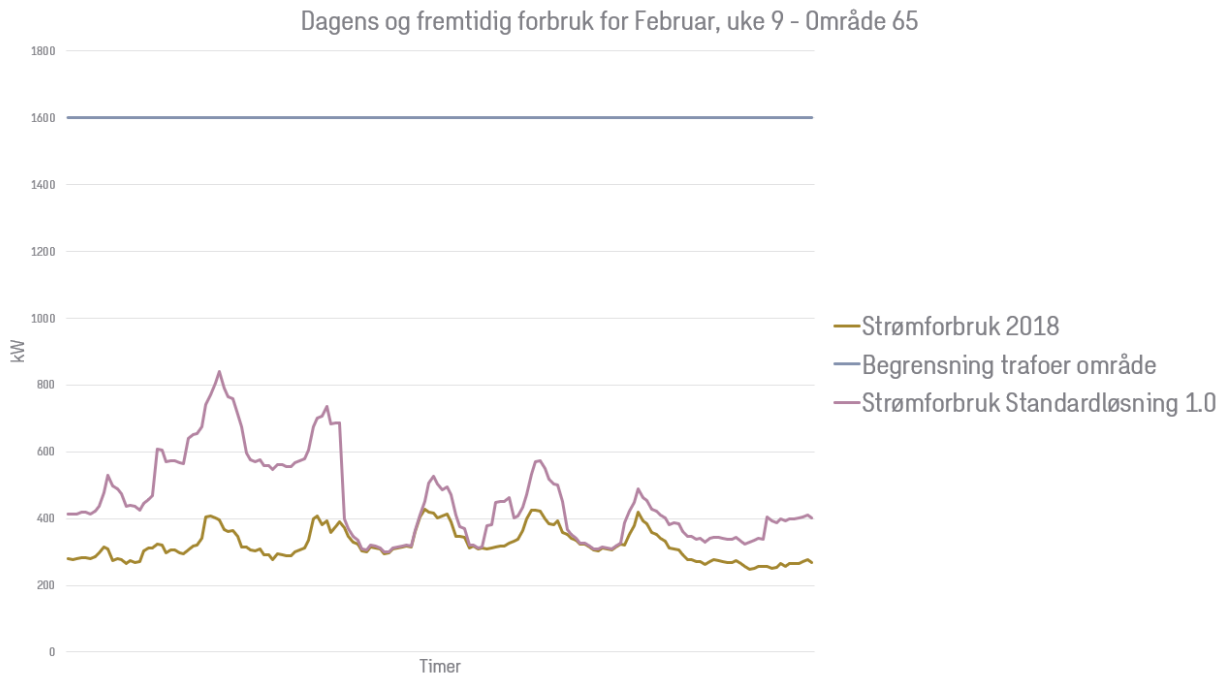
Skur 84 er kontorer, garasje og vaskehall for Oslo Havn KF. Det brukes bergvarme og det er et felles SD-anlegg som kan brukes til oppvarming av både skur 84 og 88.

Skur 88 er lager og verktøy utlån til egne ansatte i Oslo Havn KF. Det er en stor verkstedhall med store og lille skipshall. Før var det slipp og utleie. Nå brukes området kun til Oslo Havns arbeidsbåter som holdes vedlike og overhales.

Ute på parkeringen er det mange ladeplasser både til ansattes private biler og kjøretøy med verktøy og utstyr. Oslo Havns tre båter Hauk, Pelikan og Falk ligger ved flytebrygga i bassenget og det er en miljøstasjon der alle typer avfall sorteres. Det er strøm til komprimatorer og våre båter bruker strøm.

Dagens energiforbruk er på 1576 MWh og høyeste målte effekttopp er på 456 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 være 2101 MWh. Den høyeste effekttoppen vil være 840 kW (84 % økning).

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 40 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 40 stk. småbiler.



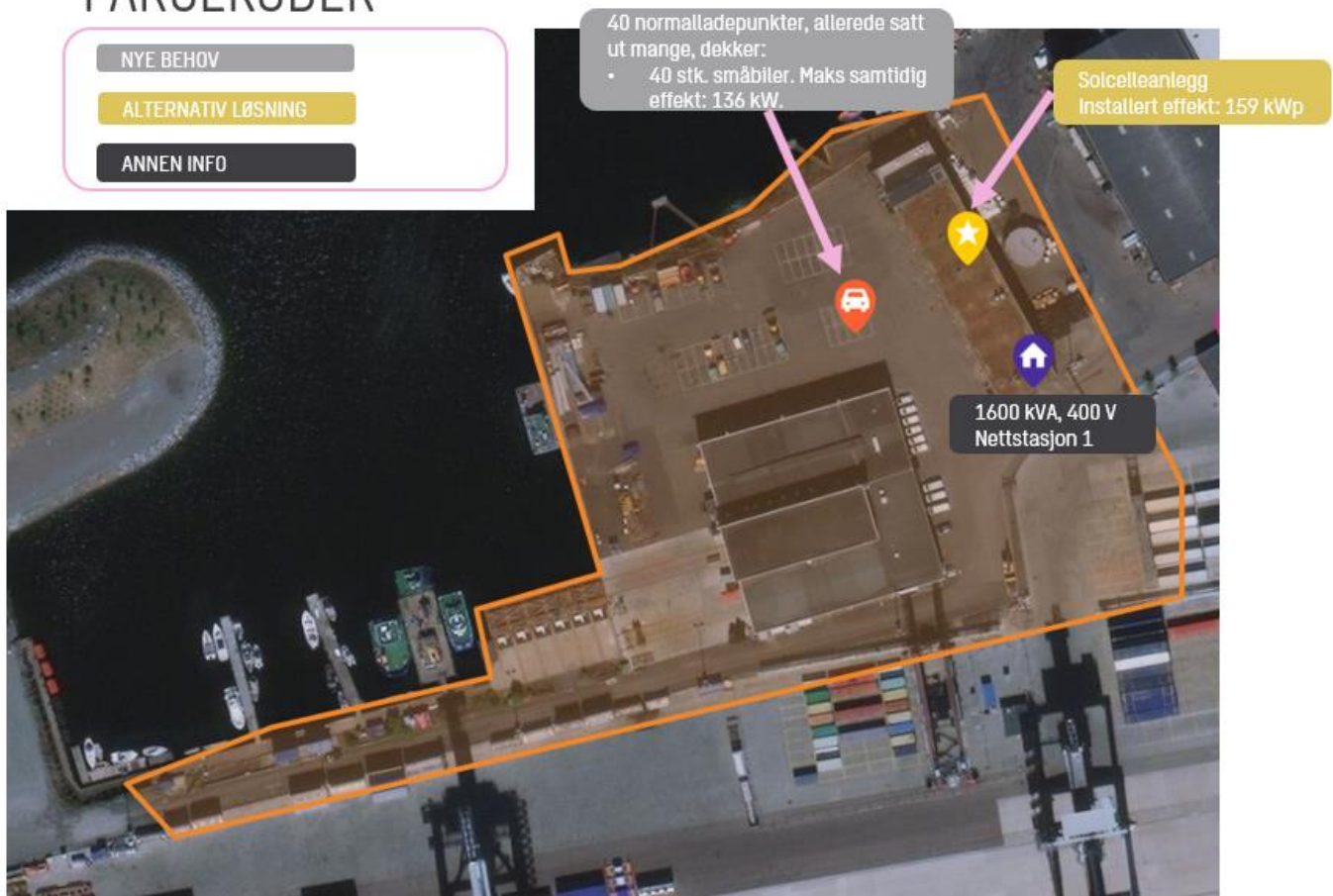
4.8.4 Tekniske konsepter

FARGEKODER

NYE BEHOV

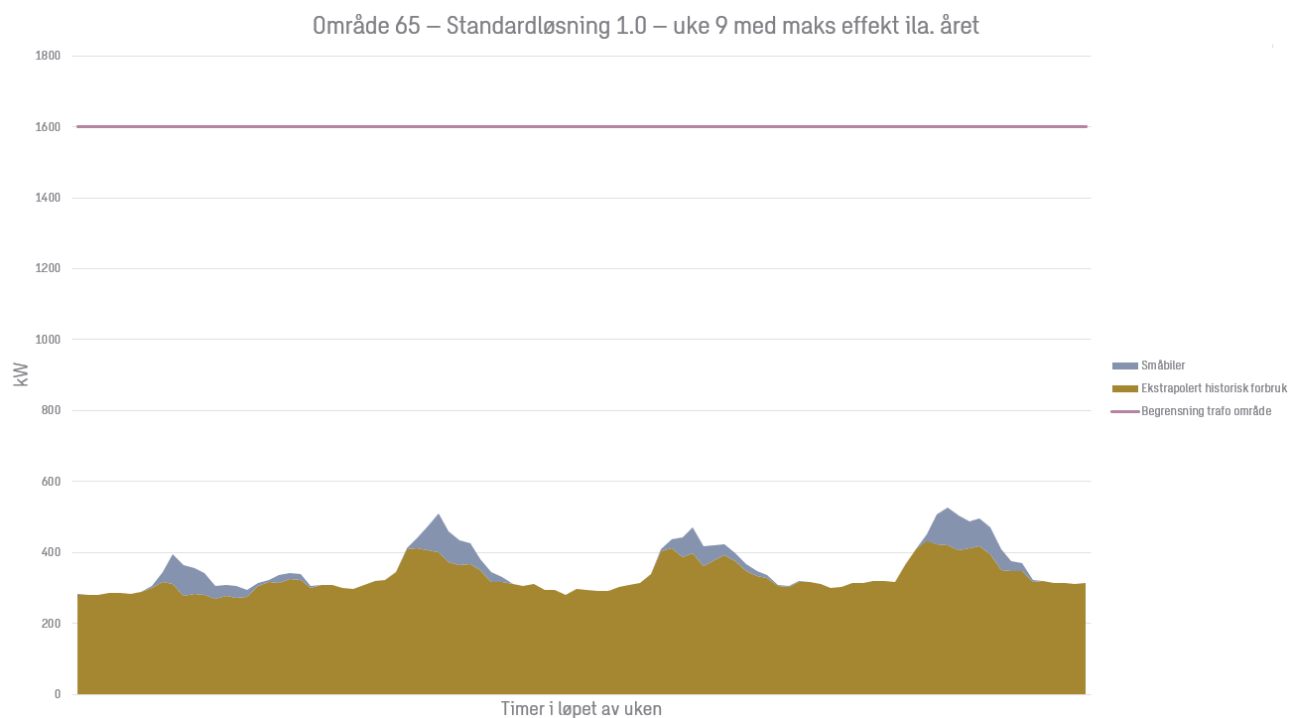
ALTERNATIV LØSNING

ANNEN INFO

**Standardløsning 1.0 – Elektrifisering i havn**

Dette området vil med elektrifisering av landtransporten ikke overstige samlet trafokapasitet på 1600 kVA. Det er god kapasitet på området og trafoen er 400 V, godt egnet for utvidelse med muligheter for semi- og hurtiglading av landtransport. Her er det også et potensiale for hydrogenproduksjon på området vest på Sjursøymoloen (område 66) ved å hente kapasitet fra trafoen i område 65. Det ligger også noen kabler som fører strøm ut til Bleikøya, så her er det potensielt noen kulverter og trekkekummer man kan ta i bruk for å føre strøm til en potensiell elektrolysør på 1 MW som kan produsere opp mot 150-160 tonn komprimert hydrogen. En annen potensiell mulighet er å bli forsynt fra område 81, i trafoene som står nærmest. Det er for øvrig ikke kjent hvor belastet hver enkelt trafo er inne på område 81.

De nye lastene fordeler seg som vist under i Standardløsning 1.0 i utvalgt periode.

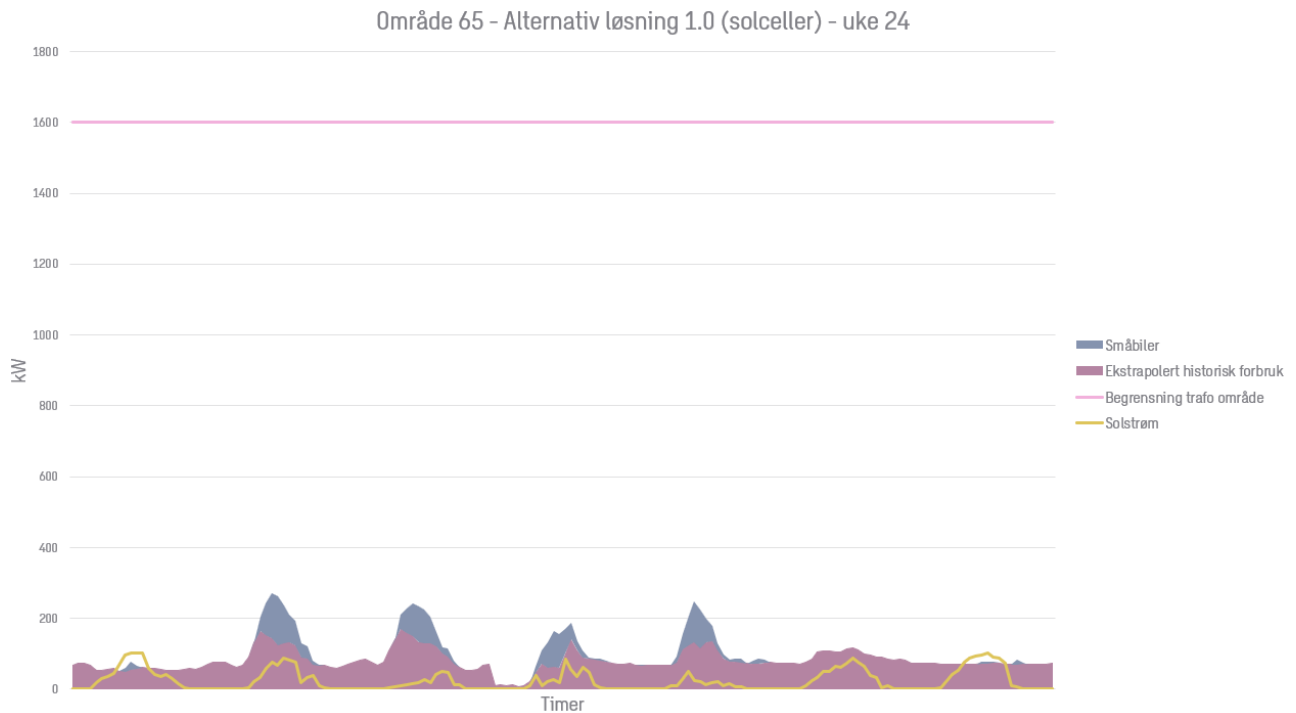


Alternativ løsning 1.0 – Elektrifisering i havn

I motsetning til Standardløsningene ser alternativ løsningen på hvordan man kan forsyne det samme behovet, men uten å investere i oppgradering av eksisterende elektrisk infrastruktur. I dette området er det ikke behov for å oppgradere eksisterende el-infrastruktur, men det er likevel sett på om solceller kan være en bedre løsning på grunn av reduksjon i driftskostnader.

Det er lagt til grunn et solcelleanlegg på 159 kWp. Solcelleanlegget vil eksportere 0,7 % av solstrømmen til nettet. I prinsippet er dette et godt solcelleanlegg med liten eksportandel, men solcelleanlegget vil ikke være lønnsomt i løpet av en 10 års analyse. Solcelleanlegg er typisk tilbakebetalt i Osloområdet mellom 15-20 år. Dette anlegget har en enkel tilbakebetalingstid på ca. 18 år.

Under sees en periode, en uke i juni, for alternativ løsning 1.0.



Figur 62: Viser forbruket samlet forbruk stablet oppå hverandre og med solstrøm i gul linje. Der hvor den gule linjen går over arealgrafen er det eksport til nettet.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 1 400 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.8.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
65.1	STL 1.0	40 stk. normalladere til 40 stk. småbiler	kr 1 200 000	15	8177	Over 1500

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
Områder Sydhavna	Land og sjø	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Område 65	Landtransport	8177	8177	-	16845	16845	-	15222	-	-	14974	-	-
	Skip	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

4.8.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 65 er et av områdene med lavest utslipp og utgjør under 1% av utslippene i Sydhavna. Her er det kontorområde for Oslo Havn, Sydhavna slik at det er ingen utslipp fra sjøtransport eller store maskiner for landtransport. Det er en del utslipp for småbiler som utgjør 15 tonn, slik at ved gjennomføring av tiltak i løsning 1.0 vil det være mulig med nullutslipp i dette området.

4.9 Område 81 – Søndre Sjursøykai

4.9.1 Oppsummering

Sjursøya Containerterminal er en Norges største og en av verdens mest arealeffektive. Det er Yilport som er operatør på området. Alle kranene på terminalen er elektriske og annet bakkeutstyr som terminaltraktorer og reachstackere er dieseldrevet. Området utgjør ca. 19 % av utslippene i Sydhavna. Hovedandelen av utslippene kommer fra sjøtransporten.

4.9.2 Konklusjon og anbefaling

Det er tilstrekkelig nettkapasitet i dette området til å elektrifisere utstyret som i dag går på diesel, i tillegg til landstrøm og lading av skip. Det er mer lønnsomt og ikke gjøre effektreduserende tiltak slik som alternativløsningene legger opp til.

Landstrøminvesteringen gir i god miljøeffekt pr. investerte krone. Det er her regnet inn 4 landstrømpunkter. Det foreslås å bygge ut 2 punkter i første omgang.

Landtransportiltakene har høy miljøeffekt per investerte krone. Det anbefales en fortløpende elektrifisering av trucker. Reachstackere og terminaltraktorer forventes å kunne innføres i full drift innen 2-3 år.

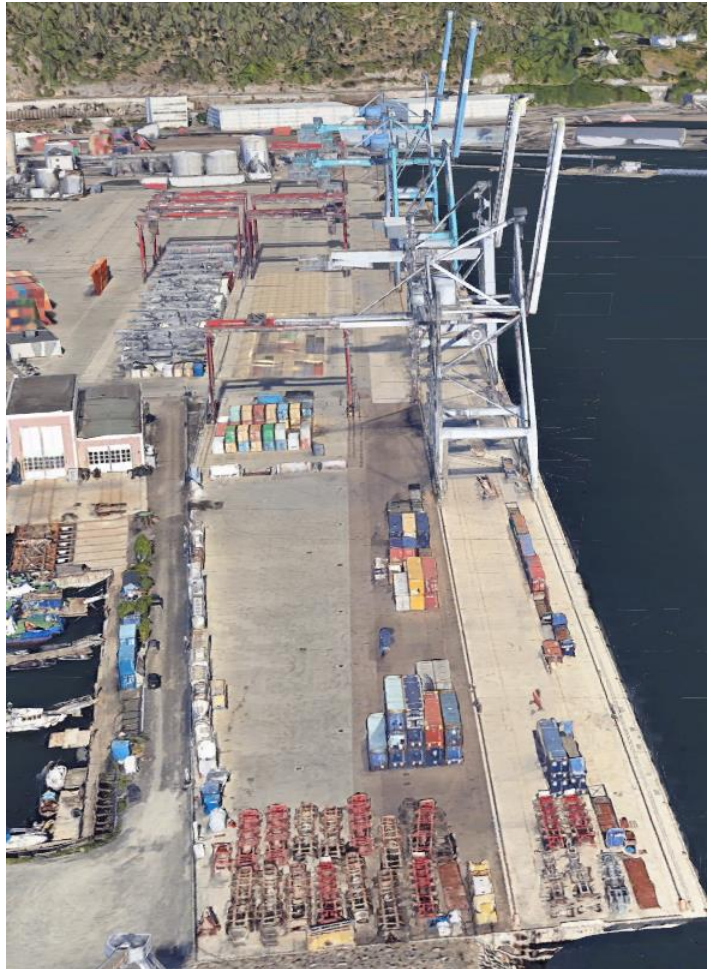
Det er mye nettkapasitet på containerterminalen som potensielt kan støtte elektrifisering og landstrømsprosjekter på område 82 (tankskiputstikkeren), 85 (Kneppeskjærutstikkeren) og 86 (Søndre Bekkelagskai), men for å konkludere om dette er mulig anbefales det å installere målere med høyere oppløsning slik at man kan se effektforbruket på Yilport på minuttnivå.

I dialog med rederiene er det ingen containerskip som er klargjort for landstrøm per i dag, men for å nå IMO mål om 40 % energieffektivisering i 2030 må mange skip ha batteri og smartere energibruk om bord. Det vil mest sannsynlig øke etterspørselen etter landstrøm.

Fra høsten 2021 starter Yilport testing av elektriske reachstackere, og det er sannsynlig at de vil fase inn nytt elektrisk utstyr så fort det blir tilgjengelig. Elektriske reachstackere og terminaltraktorer har potensial til å kunne bli fasert inn som fullverdige løsninger ila. 2-3 år.

Hjullasterne på område 81 brukes lite, i all hovedsak til snømåking og feiing. Disse vil kunne elektrifiseres. Det samme gjelder truckene som brukes på området, som er et segment som allerede er kommet langt.

Oslo Havn har en langsiktig kontrakt med Yilport om drift av containerterminalen. Det gir langsiktighet for Yilport og Oslo Havn. Yilport har selv ambisjon om å bli en nullutslippsterminal og er raske med å fase inn ny teknologi. Det er god tilstand på kaia, og det er ingen identifiserte barrierer i masterplanen.



Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Standardløsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Standardløsning 2.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.

Anbefaling

Det setter i gang et forprosjekt i 2020/2021 med hovedmål om å etablere et landstrømanlegg fra 2021/2022. Yilport har planer om å teste elektrisk reachstacker fra slutten av 2021. Etablering av nødvendig ladeinfrastruktur bør foregå fortløpende ettersom dette blir innfasat.

- Generelt: Bør være et høyt prioritert område.
- Landstrøm:
 - Landstrøminvesteringen gir i god miljøeffekt pr. investerte krone. Det er her regnet inn 4 landstrømpunkter. Det foreslås å bygge ut 2 punkter i første omgang. Det vil omtrent halvere kostnadene uten at det nødvendigvis gir utslag på tiltakseffekten.
 - Oslo har en dialog med andre containerhavner i Oslo om felles rutiner og landstrømløsninger.
 - Videre anbefales det intensjonsavtaler og videre samarbeid mot containerrederiene. Det er 47 unike skip innom området.
- Landtransport: Fortløpende elektrifisering av trucker. Hjullastere kan elektrifiseres allerede nå med bruken de har på område i dag med kun snømåking og feiing. Reachstackere og terminaltraktorer forventes å kunne innføres i full drift innen 2-3 år. Landtransportiltakene har høy miljøeffekt per investerte krone.
- Energisystem: Solcelleanlegget på 35 kWp er et lite tiltak som allerede er bestemt iverksettes. Det er få andre bygg på området å montere solceller på. Det anbefales videre at det gjøres en mer detaljert utredning av kapasiteten på området, hvilke andre områder som kan koble seg til her i fremtiden, da det tilsynelatende ser ut til å være mye ledig kapasitet på området. Det kan være fornuftig å la følgende områder hente kapasitet fra område 81:
 - Område 82/83. Overstiger trafokapasitet med rundt 250 kW for STL 1.0.
 - Område 85. Overstiger trafokapasitet med rundt 700 kW for STL 2.0.
 - Område 86. Overstiger trafokapasitet med rundt 200 kW for STL 1.0 og 400 kW for STL 2.0.
 - Område 62. overstiger trafokapasitet med rundt 650 kW for både STL 1.0 og STL 2.0.

Samlet sett altså et minimumsbehov på 1100 kW for alle disse områdene for ambisjonsnivå 1.0 og 2000 kW for ambisjonsnivå 2.0. Det er ut fra hva denne utredningen kan se tilstrekkelig kapasitet på område 81 til å forsyne de nevnte områdene.

4.9.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

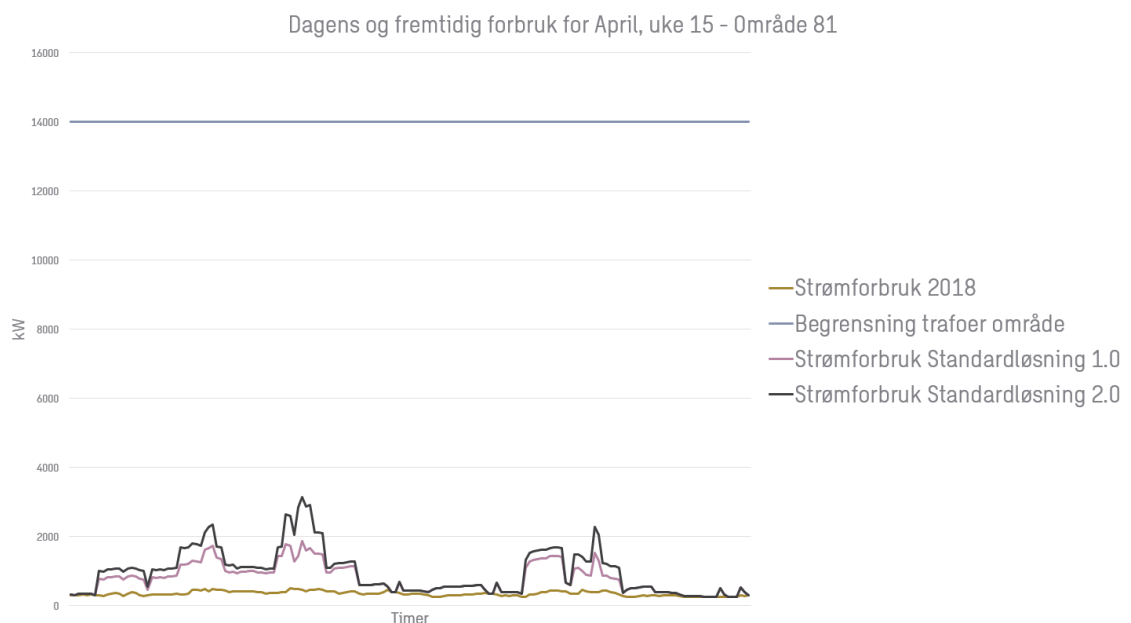
Sjursøya Containerterminal befinner seg på Søndre Sjursøykai, den er Norges største og en av verdens mest arealeffektive. Det er Yilport som er operatør på området. Alle kranene på terminalen er elektriske og det er tilkoblingspunkter for kjølecontainere. Annet bakkeutstyr som terminaltraktorer og reachstackere er dieseldrevet. Yilport har kontor inne på området.



Dagens energiforbruk er på 2559 MWh og høyeste målte effekttopp er på 564 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 5848 og 7209 MWh. De høyeste effekttoppene vil hhv. være 1983 (252 % økning) og 3149 kW (458 % økning).

Det legges til grunn 4 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 som skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (4000 kW) og for STL 2.0 også forsyne skipene med ladestrøm for utslippsfri ferdseil til VTS-grensen (6000 kW).

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 5 stk. 300 kW lynladere og 19 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 5 stk. reachstackere, 7 stk. trucker, 12 stk. terminaltraktorer og 2 stk. hjullastere.



4.9.4 Tekniske konsepter

FARGEKODER

NYE BEHOV

ALTERNATIV LØSNING

ANNEN INFO

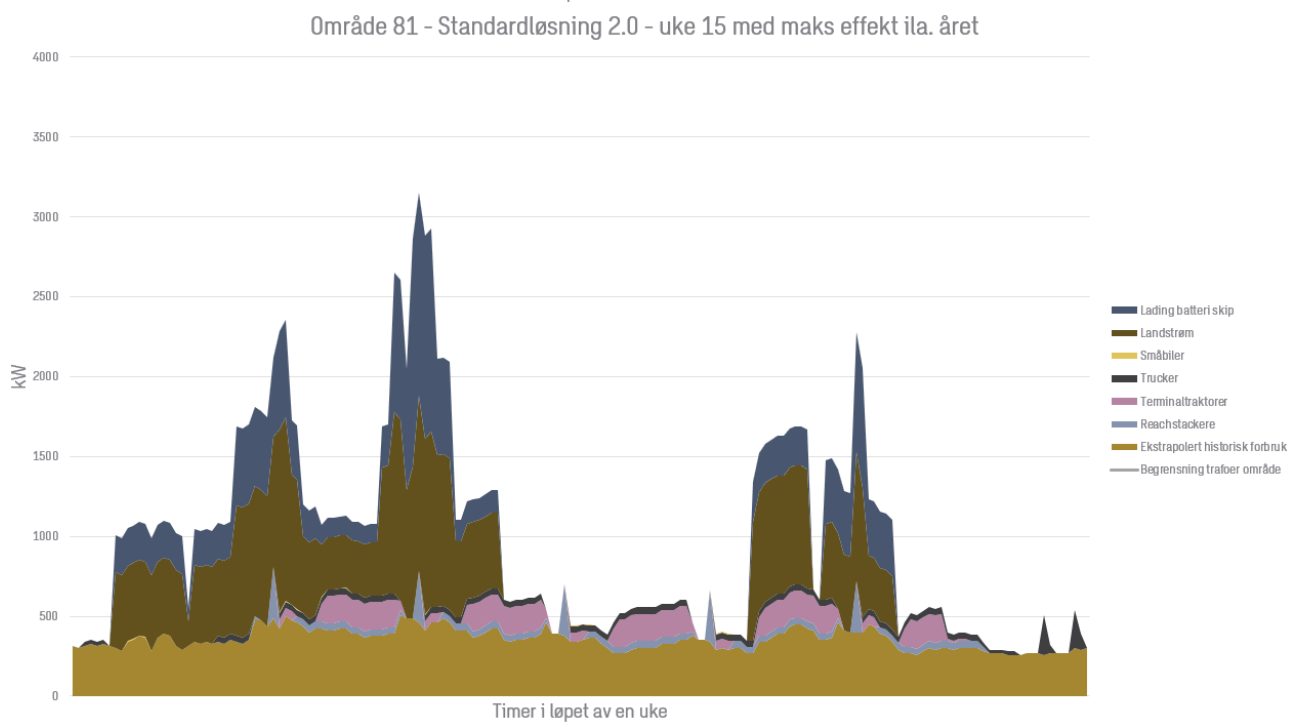
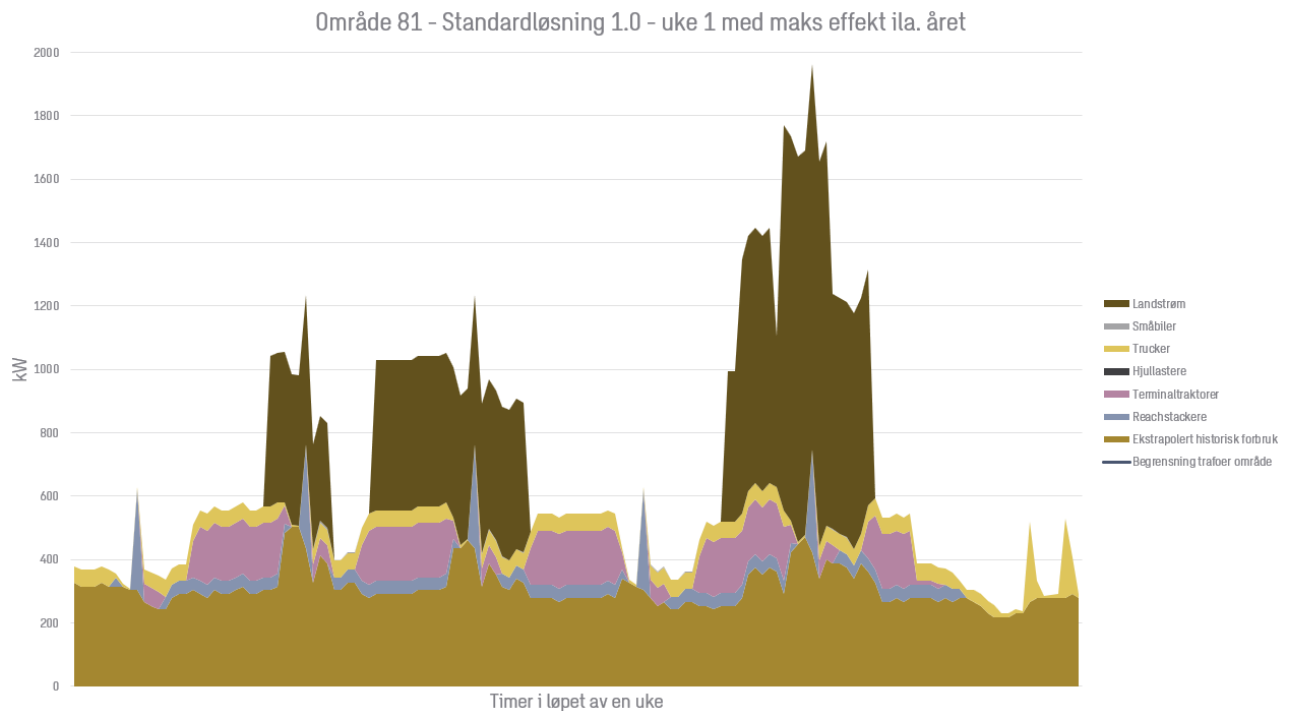


Standardløsning

Dette området vil med elektrifisering av landtransporten og landstrøm og lading av skip ikke overstige samlet trafokapasitet. Den samlede trafokapasiteten på område 81 er svært god på med en samlet begrensning 14 000 kVA. Det er, samlet sett 5 stk. 2000 kVA trafoer på område 81 og 4 stk. 1000 kVA høyspentforsyninger til de 4 STS-kranene.

Det er samlet sett installert laster med installert effekt på 21 000 kW på området. Lastene består blant annet av RTG'er, STS-kaner, områdebelysning og 750 uttak til reefere (kjølekontainere). Dimensjoneringen av anlegget er gjort med en samlet samtidighet på 0,49. I praksis har det vist seg at samtidigheten maks har vært 0,023 i forhold til det installerte utstyret frem til 2018. Utredningens fremskrivninger av fremtidig forbruk med fullelektrifisert havn tilsier at det i 2030 vil være en maks samtidighet på 0,24. Det er med andre ord svært god kapasitet samlet sett på område 81.

De nye lastene fordeler seg som vist under i Standardløsning 1.0 og Standardløsning 2.0 i utvalgt periode. (Linje med trafokapasitet er ikke vist på de to figurene under for å kunne se fordelingen mellom lastene bedre).



Alternativ løsning

Det er ikke gjort en egen beregning for batteri her. Det monteres et lite fasademontert solcelleanlegg (39 kWp) på kommende nytt bygg i området.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 5 300 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.9.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak (Tonn CO ₂ -ekv./år)	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
81.4	STL 1.0	0 stk. normalladere til 2 stk. hjullastere. Dekkes av ladere til terminaltraktorer pga. liten bruk	kr -	13	0	Over 1500
81.2	STL 1.0	12 stk. normalladere (400V) til 12 stk. terminaltraktorer	kr 308 571	419	74	Under 500
81.3	STL 1.0	7 stk. normallader til 7 stk. truck	kr 210 000	22	960	Over 1500
81.6	STL 1.0	Landstrøm, 81	kr 17 267 400	1530	1128	Under 500
81.1	STL 1.0	5 stk. hurtiglader 300 kW 5 stk. reachstackere	kr 2 600 000	177	1470	Over 1500
81.5	STL 1.0	2 stk. normalladere til 2 stk. småbiler	kr 60 000	1	8253	Over 1500

Ambisjonsnivå 2.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak (Tonn CO ₂ -ekv./år)	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
81.4	STL 2.0	0 stk. normalladere til 2 stk. hjullastere. Dekkes av ladere til terminaltraktorer pga. liten bruk	kr -	13	0	Over 1500
81.3	STL 2.0	7 stk. normallader til 7 stk. truck	kr 210 000	22	960	Over 1500
81.6	STL 2.0	Landstrøm, 81	kr 26 485 765	2550	1039	Under 500
81.1	STL 2.0	5 stk. hurtiglader 300 kW 5 stk. reachstackere	kr 2 600 000	177	1470	Over 1500
81.2	STL 2.0	12 stk. normalladere (400V) til 12 stk. terminaltraktorer	kr 308 571	419	1470	Under 500
81.5	STL 2.0	2 stk. normalladere til 2 stk. småbiler	kr 60 000	1	8253	Over 1500

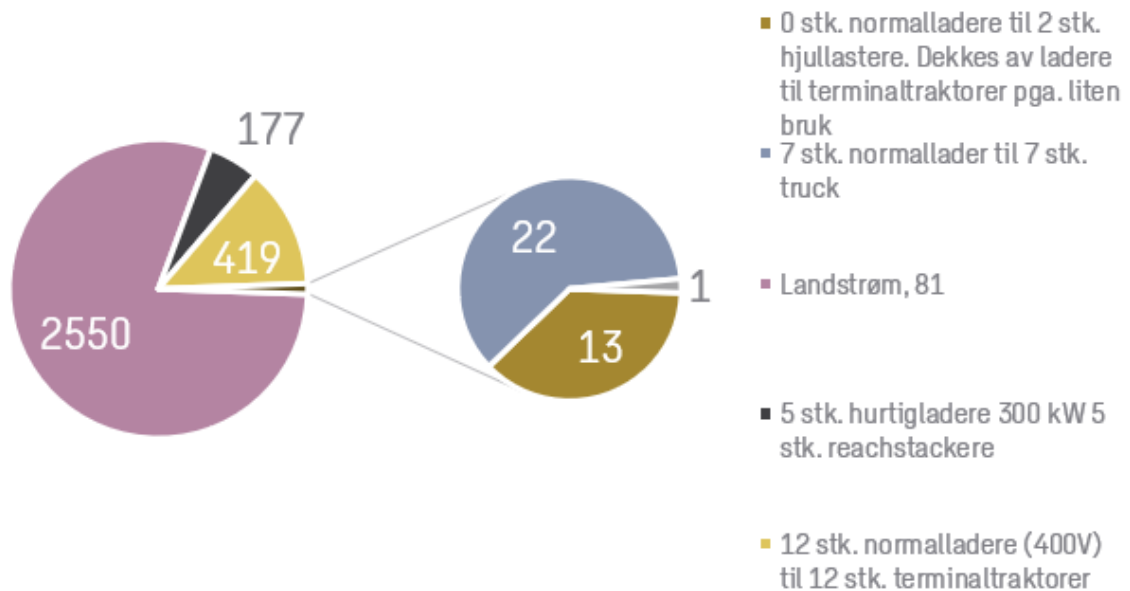
Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
Områder Sydhavna	Land og sjø	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
	Landtransport	503	512	-	536	536	-	1399	1452	-	1396	1449	-
Område 81	Skip	1298	1039	-	1308	1045	-	-1578	-1668	-	-1398	-1661	-

4.9.6 Reduserte klimagassutslipp

Området 81 utgjør ca 19% av utslippene i Sydhavna. Sektordiagrammet under viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 3182 tonn der hovedandelen gjelder sjøtransport (80%), og mindre andel for terminaltraktorer, reachstackere, truck og hjullastere. Det presiseres at utslippene for sjøtransport gjelder kailigge og utseiling, slik at utslippsfri innseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 2.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.



4.10 Område 82/83 – Tankskiputstikkeren/Østre Sjursøykai

4.10.1 Oppsummering

Område 82/83 utgjør ca. 10 % av utslippene i Sydhavna. Landstrøminvesteringen gir middels god miljøeffekt pr. investerte krone. Det er ventet at det vil være større CO₂-besparelser her enn beregnet. Landstrøm i EX-sone er ikke utbredt, og utredningen er ikke kjent med tankskip som ankommer Oslo som har landstrøm.

4.10.2 Konklusjon og anbefaling

Landstrøm i EX-sone er ikke utbredt, og utredningen er ikke kjent med tankskip som ankommer Oslo som kan ta i bruk landstrøm. En av landstrømløseleverandørene vil tilby landstrømløsninger til EX-sone ila. 2021, men kostnadene er noe usikre.

Etter dialog med de fire selskapene som driver og bruker terminalen i dag, foretrekker de like krav til alle framfor frivillige løsninger. De er opptatt av å ha like konkurranseforhold mellom aktørene. Dette segmentet er også mindre følsomt ift. veitransport. Skipene leverer i dag varer i et spotmarked, uten langsiktige kontrakter. Dette medfører et høyt antall ulike skip som leverer oljeprodukter i Oslo.

Begynnende armeringskorrosjon ved tankbåtutstikkeren, og bør etableres katodisk beskyttelse av kai. I forbindelse med vedlikehold bør det gjøres forberedelser for landstrøm.

Fire selskap som er samlokalisert og kan samarbeide godt. Ingen utfordringer ift. masterplanen.

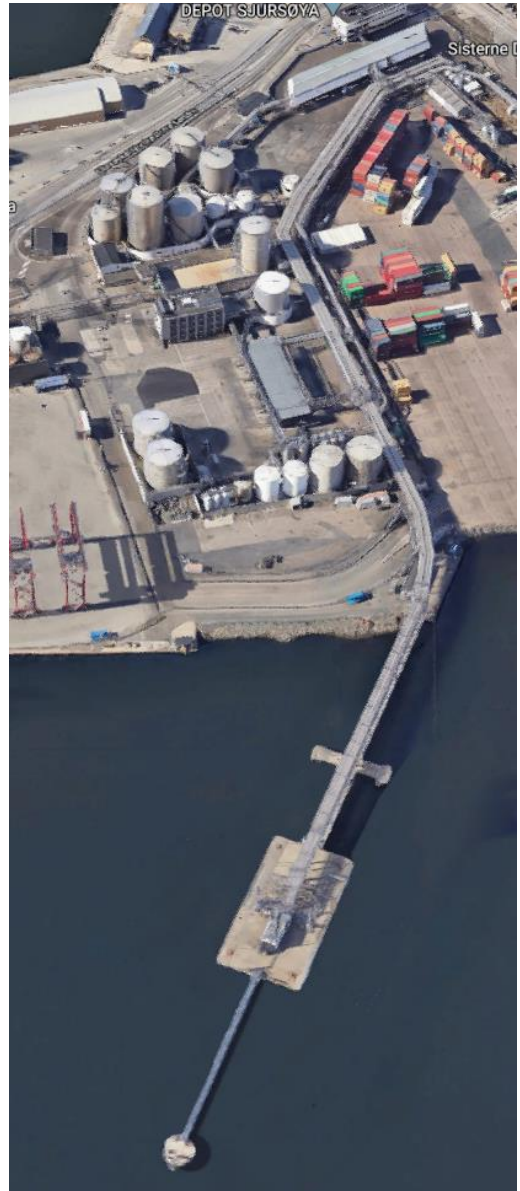
Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Standardløsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Ingen lading av skip er lagt til grunn. Derfor er løsning 2.0 ikke aktuell for området.

Anbefaling

Ved bygging av landstrøm til containerterminalen anbefales det samtidig å påse at det er nok trekkerør til fremtidig landstrømanlegg til oljeutstikkeren. Det anbefales at man starter dialogen med blant annet Slagentangen, Mongstad m.fl. om felles rutiner og løsninger for landstrøm i EX-sone.

- Generelt: Bør være et middels prioritert område.
- Landstrøm:
 - Landstrøminvesteringen gir middels god miljøeffekt pr. investerte krone. Det er ventet at det vil være større CO₂-besparelser her enn beregnet. Utfordringen er at det i dag kommer mange ulike skip (90 unike i 2018).



- Ved bygging av landstrøm til containerterminalen anbefales det samtidig å påse at det er nok trekkerør til fremtidig landstrømanlegg til oljeutstikkeren.
- Starte dialog med blant annet Slagentangen, Mongstad m.fl. om felles rutiner og løsninger.

Landtransport: På området her er det kun hjullastere som er terminalkjøretøy. Disse vil være kostbare å elektrifisere om man har behov for hurtiglading. Da må trafo endres til treviking og hele kostnaden påfaller den ene hjullasteren.

4.10.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

Område 82/83 er to områder som er forbeholdt våtbulk i form av oljeforsyning fra skip til anlegg på land.

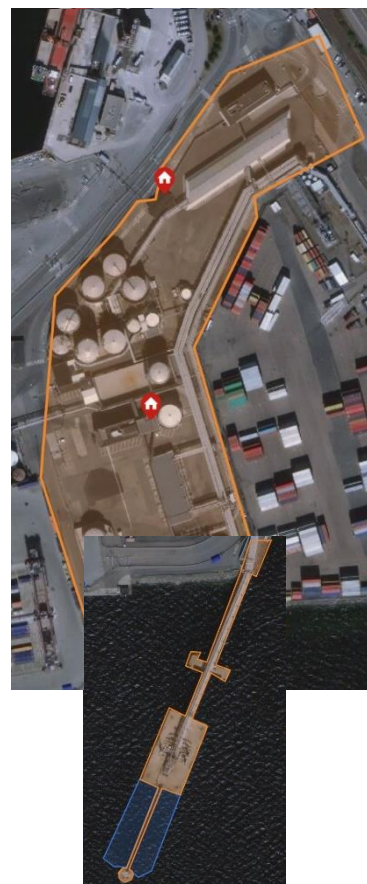
Til tankbåtutstikkeren (område 82) kommer tankskip inn med 40% av Norges forbruk av drivstoff som pumpes inn til lagringstanker.

Det legges til grunn 2 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 som skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (totalt 4000 kW). Her er en situasjon STL2.0 med ladestrøm for utslippsfri ferdsl ikke beregnet da det vil kreve svært høye effekter.

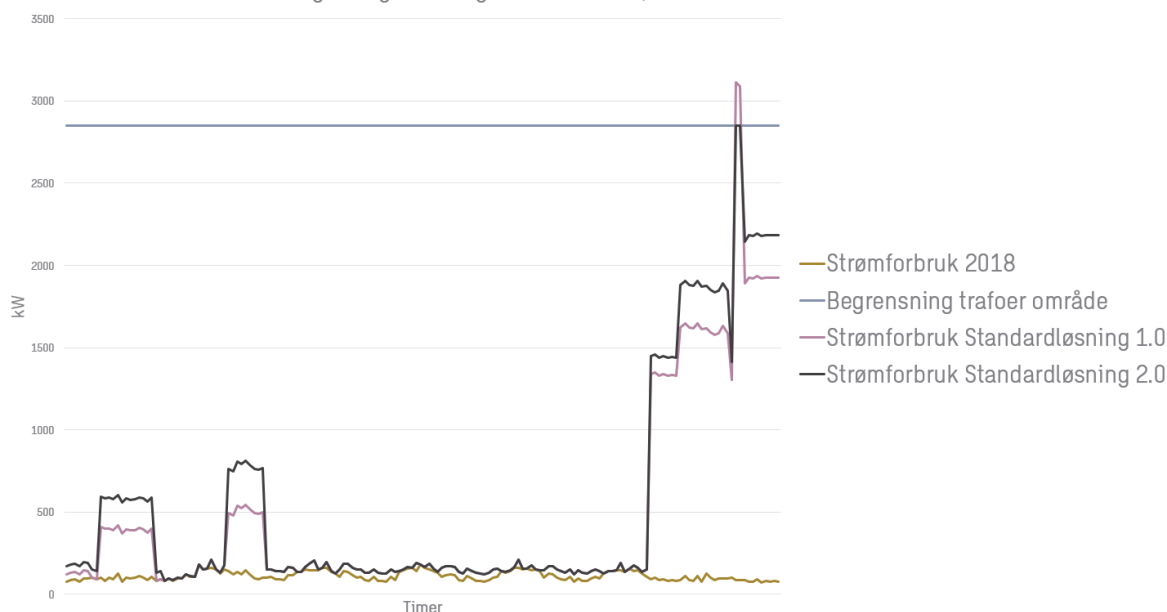
Område 83, Østre Sjørsøykai er forbeholdt våtbulk. Oslo er en stor oljehavn og 40 prosent av landets private oljeforbruk til boliger og drivstoff kommer hit. Det er oljeselskapene Uno-X, St1, Circle K og Oslo Lufthavns Tankanlegg som er eiere og operatører av anleggene som ligger ute i dagen. Her lagres ulike oljeprodukter.

Dagens energiforbruk er på 2263 MWh og høyeste målte effekttopp er på 503 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 være 3509 MWh. Den høyeste effekttoppen vil være og 3111 kW (771 % økning).

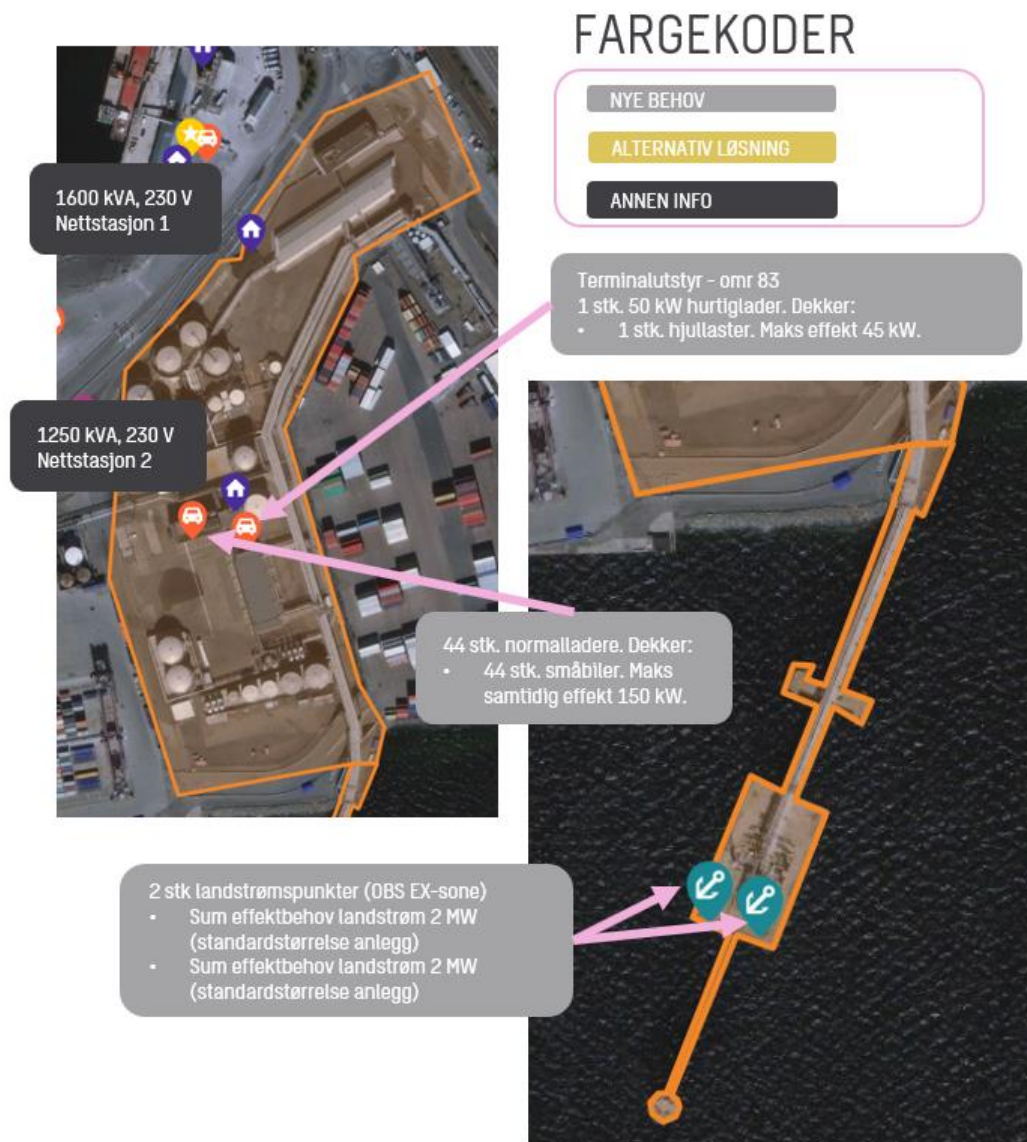
For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 1 stk. 50 kW hurtiglader og 44 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 1 stk. hjullastere og 44 stk. småbiler.



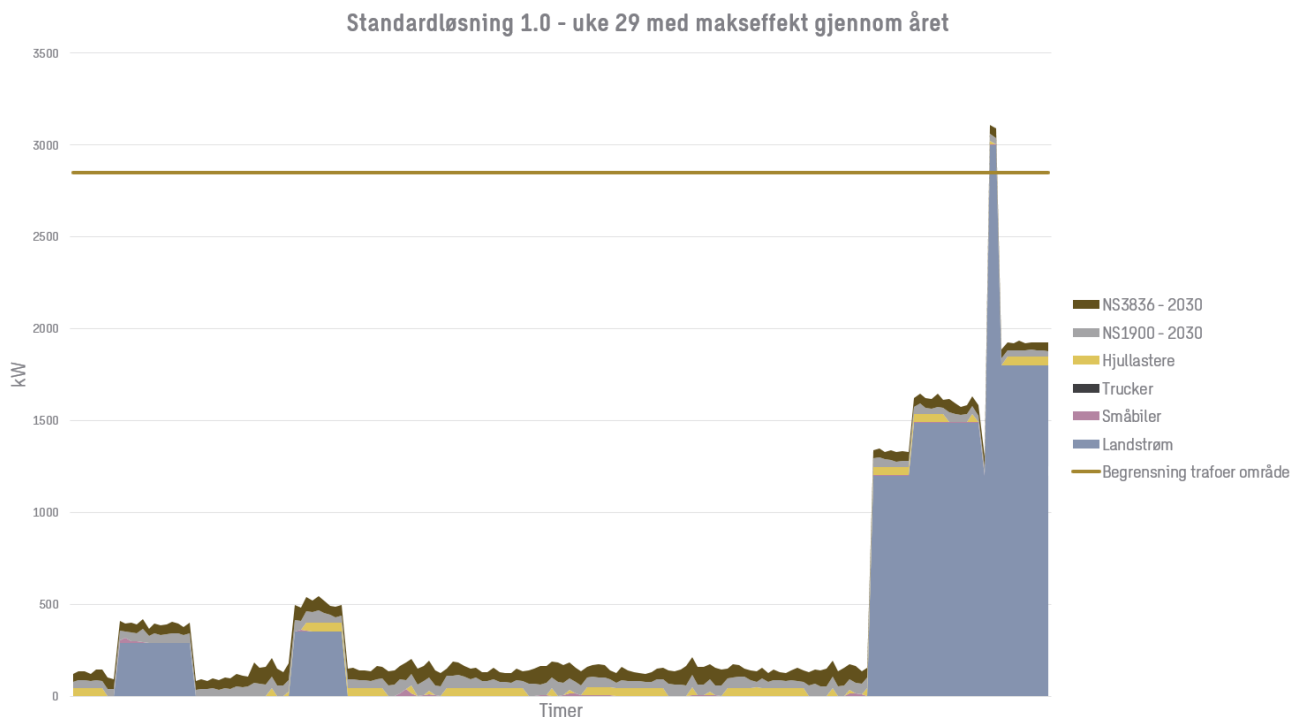
Dagens og fremtidig forbruk for Juli, uke 29 - Område 82/83



4.10.4 Tekniske konsepter

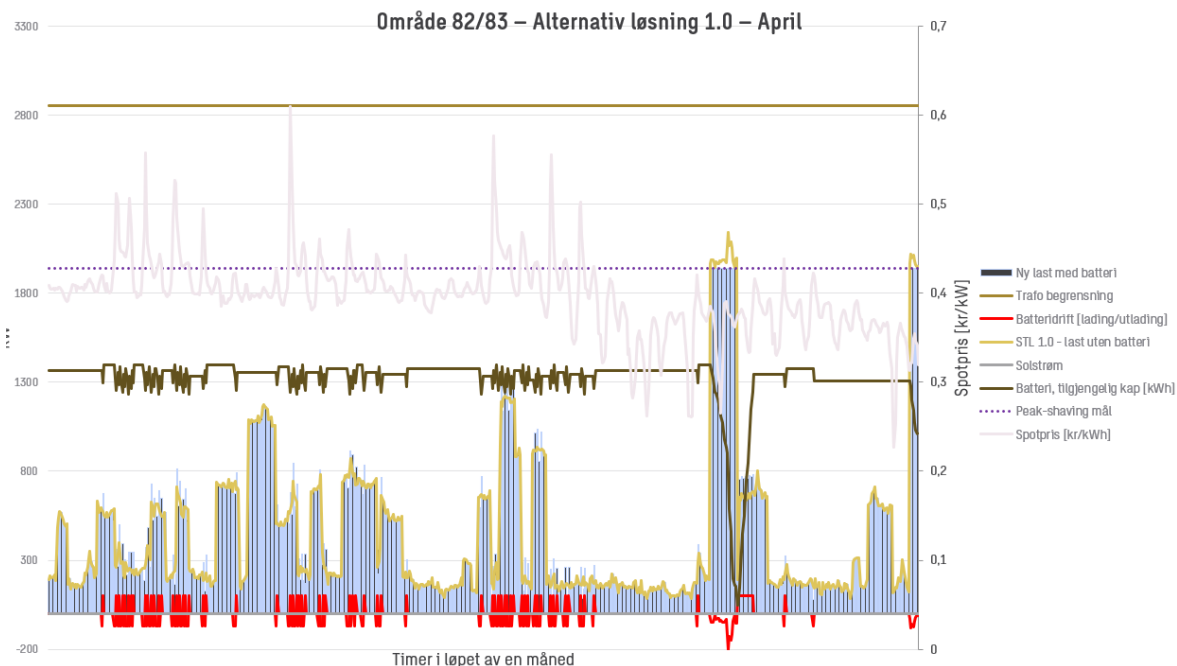
**Standardløsning 1.0 – Elektrifisering av havn**

Dette området vil med elektrifisering av landtransporten og landstrøm og lading av kunne overstige samlet trafokapasitet 2850 kVA.



Alternativ løsning 1.0 – Elektrifisering av havn

I alternativ løsning er det utredet batteribank i området. Ingen solceller er tiltenkt her. Størrelsen på batterianlegget er dimensjonert til en størrelse på 1400 kWh (et arealbehov på rundt 10m²). Denne vil kunne redusere topeffekten i løpet av året fra 3111 kW til 2850 kW, en reduksjon på 9 %. Tiltaket vil være lønnsomt om man legger til grunn et anleggsbidrag i forbindelse med oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon. Om ikke anleggsbidraget utløses anbefales det heller – om mulig - å hente fra tilgjengelig kapasitet fra nærliggende trafo Yilport-trafo NS101. Under sees diagram med batteriregulering med fokus på peak-shaving (PRI 1) og utnyttelse av prisvariasjoner (PRI 2).



Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 1 660 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.10.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
82.1	STL 1.0	Landstrøm, 82	kr 23 369 600	1530	1753	Under 500
83.1	STL 1.0	1 stk. hurtiglader 50 kW til 1 stk. hjullaster	kr 620 000	13	4621	Over 1500
83.2	STL 1.0	44 stk. normalladere til 44 stk. småbiler	kr 1 320 000	16	8253	Over 1500

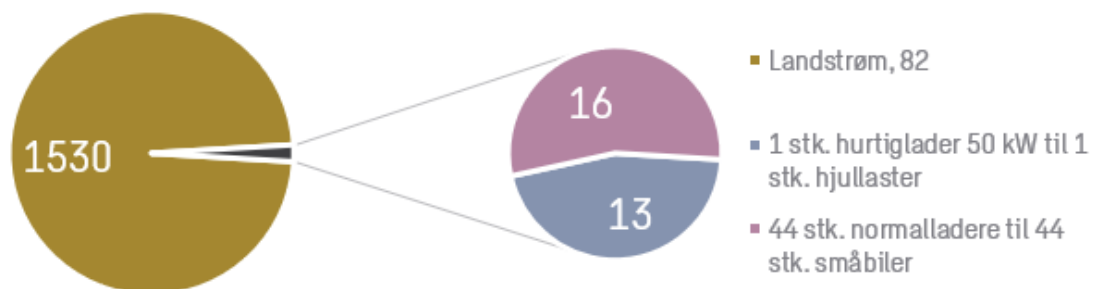
Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

Ambisjonsnivå 1.0 (2.0 og 3.0 ikke vurdert her)

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
Områder Sydhavna	Land og sjø	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
	Landtransport	6596	0	-	25150	-	-	15495	-	-	15289	-	-
Område 82/83	Skip	1754	-	-	1911	-	-	-953	-	-	797	-	-

4.10.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 82/83 utgjør ca. 10% av utslippene i Sydhavna. Sektordiagrammet under viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 1559 tonn, der hovedandelen er sjøtransport (98%), samt mindre andel for landtransport som hjullaster og småbiler. Det presiseres at utslippene for sjøtransport kun gjelder kailigge, slik at utslippsfri innseiling utseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 1.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.



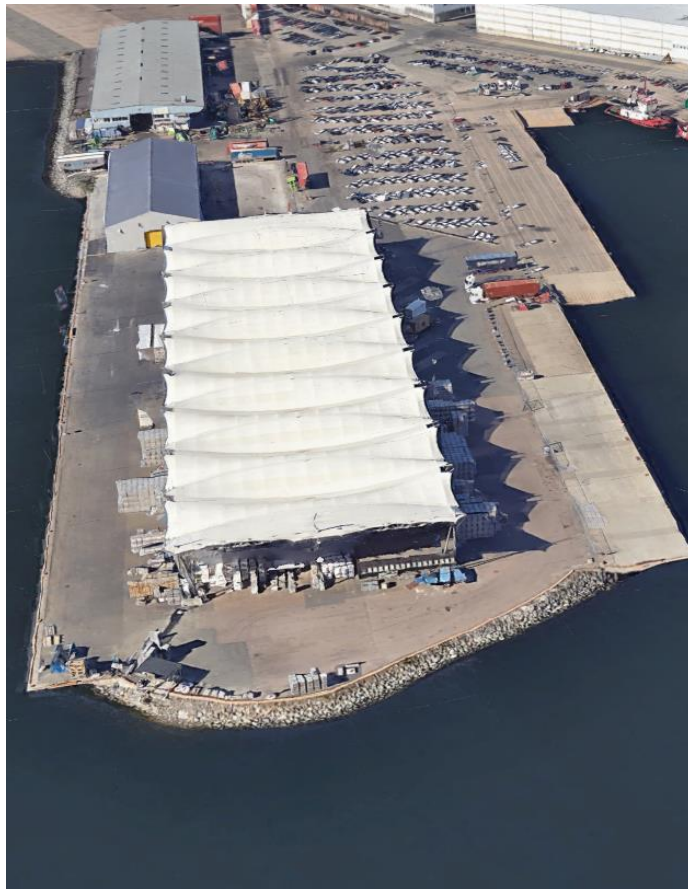
4.11 Område 85 – Kneppeskjærutstikkeren

4.11.1 Oppsummering

Dagens aktivitet på Kneppeskjær er knyttet til import av avfall til forbrenning, byggematerialer og andre varer som håndteres med truck. Skur 89 og 97 er lagerskur med lavt varmebehov. Areal brukes til ukentlig anløp for bilskip. Området står for 6 % av utslippene i Sydhavna (ca 1.000 tonn CO₂), der halvparten er knyttet til skip i 2018. Området vurderes for utskiping av flytende CO₂ fra Klemetsrud.

4.11.2 Konklusjon og anbefaling

Bruk av solceller (1232 kWp) og 2000 kWh batteri (15 m²) er mer lønnsomt enn å bygge ut nettet til bruk av landstrøm og lading av trucker, samt hurtiglader til reachstacker. Lading til skip krever at nettet bygges ut. Lading av trucker og reachstacker er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Landstrøm og lading til skip knyttet til dagens aktivitetsnivå og antall skip gir lav miljøeffekt per investerte krone i forhold til andre områder. Men dette vil kunne endre seg hvis det etableres mellomlagring og utskiping av flytende CO₂ i havnen.



Rederiet UECC er i designfasen av et batterihybrid skip som vil kunne manøvrere utslippsfritt, og være utslippsfri ved kailigge fra 2022.

CO₂-fangstanlegget har etterspurt kapasitet til et landstrømanlegg for det potensielle utskipningsanlegg. Dette vil ha et stort forbruk på rundt 1500 kW med lastetid på 12 timer og ankomst hver 4. dag.

Ifølge tilstandsrapporter er det god tilstand på de sørligste delene av kaia, men på innerste del av kaia (dagens roro) anbefales og rives og bygges ny innen 5-10 år.

Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Alternativ løsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Standardløsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Standardløsning 2.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 2.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.

Anbefaling

Dersom skur og eller tak skal oppgraderes bør det bygges ut lading til trucker, reachstacker og landstrøm ved bruk av solcelleanlegg og batteri. Batteribanken gir en årlig besparelse på rundt 390 000 kr med dagens nettleie. Det er dette som er vurdert som den mest lønnsomme strategien for dette området. Med CO₂-fangstanlegget forventes det et stort forbruk (1500 kW). Det kan utløse store anleggsbidrag (minst 50 MNOK) til landstrøm og lading av skip som kan ha lastetid opp til 12 timer hver fjerde dag.

- Generelt: Området bør være lavt prioritert.

- Det anbefales å avvente tiltak her til en evt. beslutning om CO2 fangstanlegg. Ifølge planer til Technip sin fremdriftsplan vil man starte evt. arbeider sommer 2022.
- Det er angitt høye investeringskostnader for totalt 3 punkter. Dette kan reduseres. Med tanke på dagens aktivitet er det lav kostnadseffektivitet for et landstrømanlegg.
- CO2 fangstanlegg vil kreve store effektbehov i et område med en altfor liten nettstasjon. Dette vil medføre store anleggsbidrag som bør kalkuleres inn i selve CCS utredningen.
- Landtransport: På området er det en del trucker. Disse kan elektrifiseres fortløpende. I tillegg er det en reachstacker og terminaltraktorer. Disse kan elektrifiseres innen 2-3 år. Men tiltakene er ikke blant de gunstigste og bør ikke prioriteres fra havnen sin side.
- Landstrøm: Anleggene her er ikke blant de gunstigste og bør avventes inntil CCS-utredningen med Klemetsrud forbrenningsanlegg er avklart.



Figur 63: UECC – en RO-RO på Kneppeskærutstikkeren, rederi med planer om LNG, batteri og landstrømtilkobling planlagt for 2022.

4.11.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

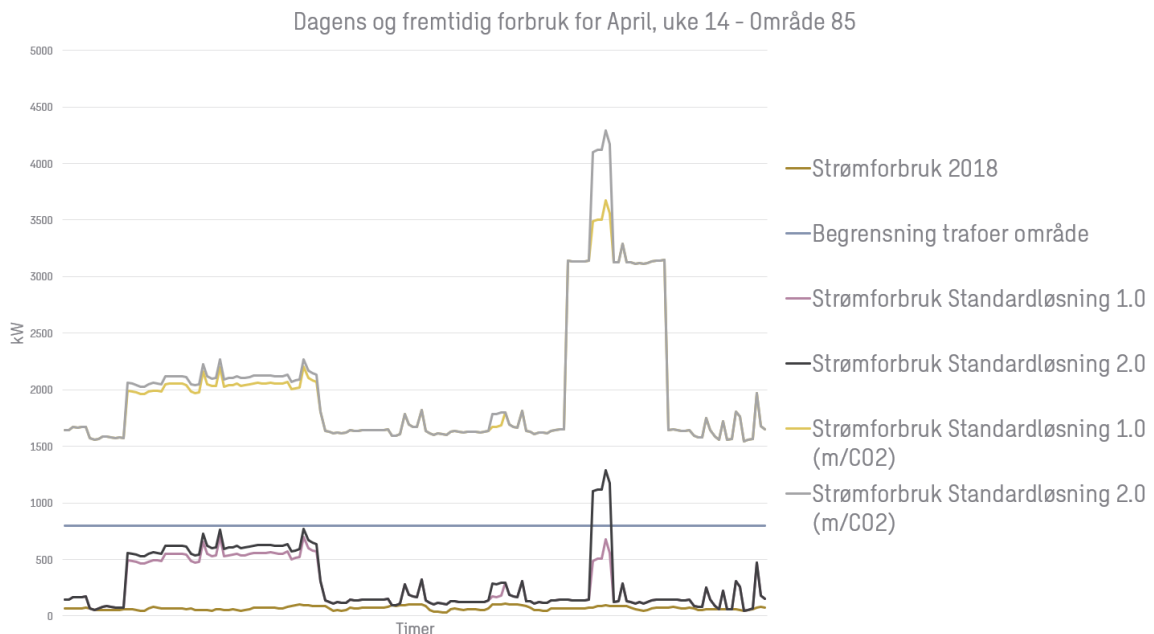
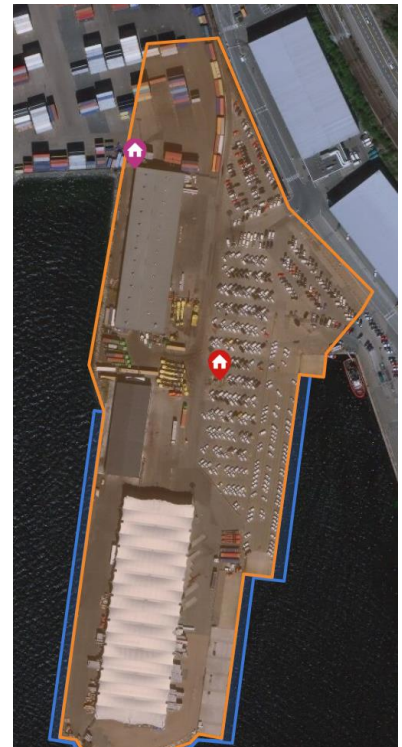
Dagens energiforbruk er på 502 MWh og høyeste målte effekttopp er på 152 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 1516 og 1799 MWh. De høyeste effekttoppene vil hhv. være 798 (427 % økning) og 1496 kW (888 % økning).

Med mellomlagring av flytende CO2 og landstrøm/lading til CO2-skip:

Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 16 527 og 16 811 MWh. De høyeste effekttoppene vil hhv. være 3720 (2347 % økning) og 4290 kW (2722 % økning).

Det legges til grunn 3 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (3500 kW) og for STL 2.0 også forsyne skipene med ladestrøm for utslippsfri ferdsel til VTS-grensen (7000 kW).

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 5 stk. 50 kW hurtigladdere, 1 stk 300 kW lynlader og 16 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 8 stk. trucker, 1 stk. reachstacker, 1 stk terminaltraktor og 13 stk. småbiler.



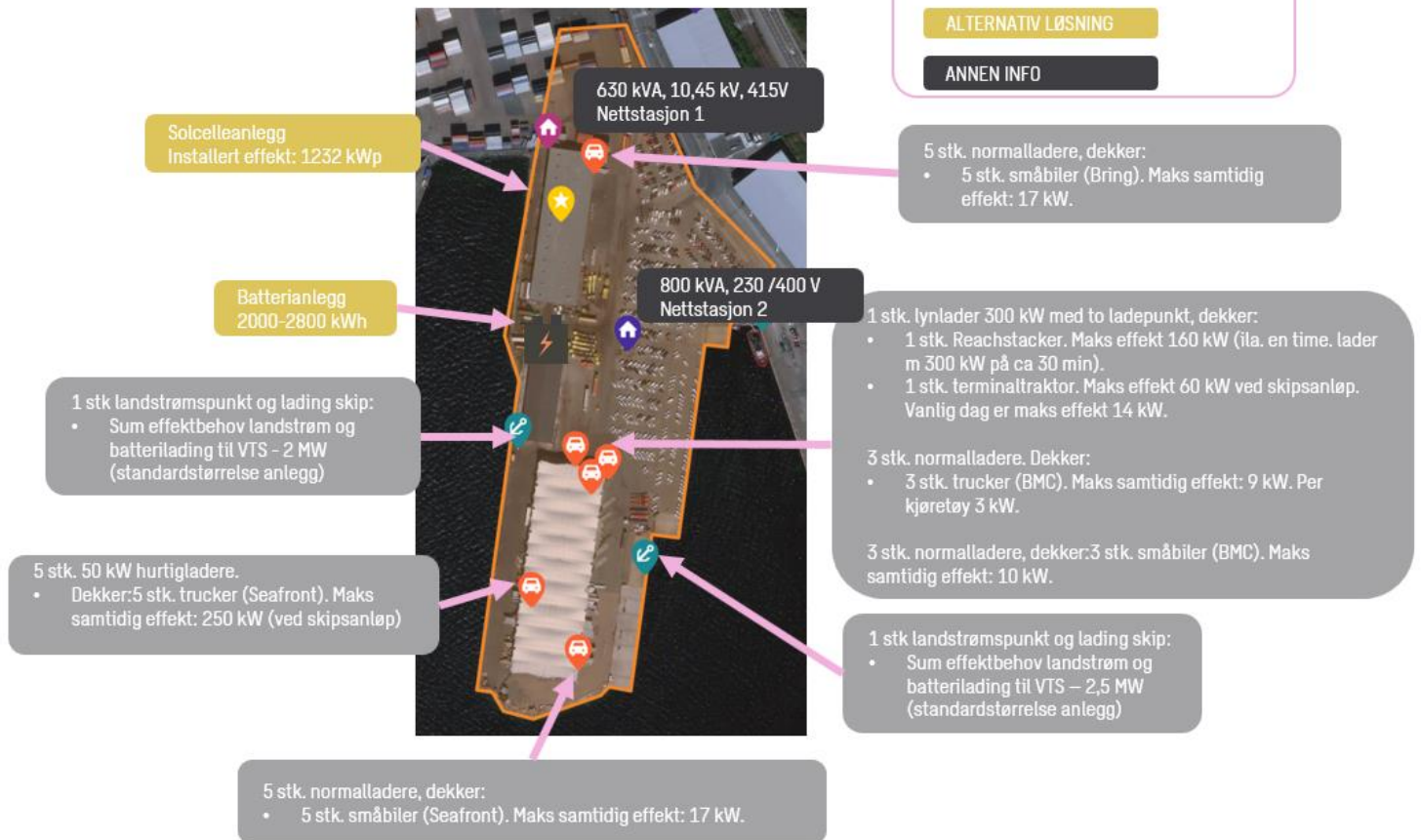
4.11.4 Tekniske konsepter

FARGEKODER

NYE BEHOV

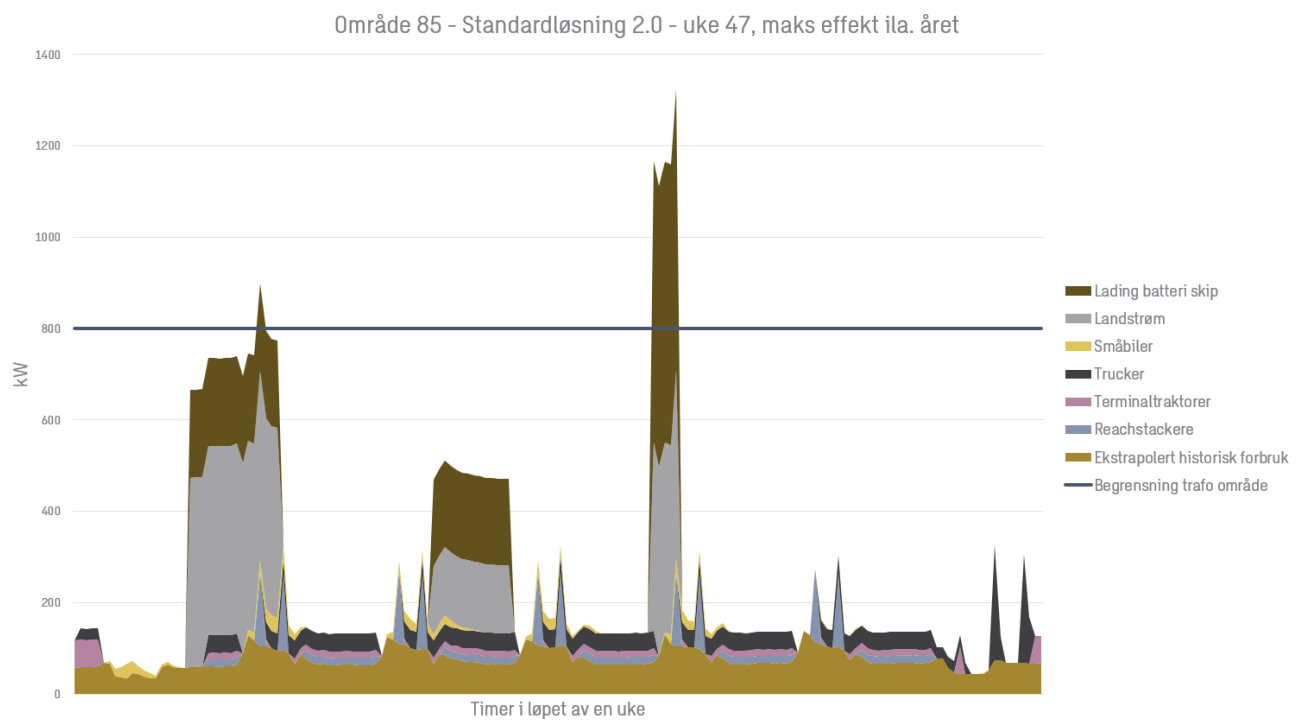
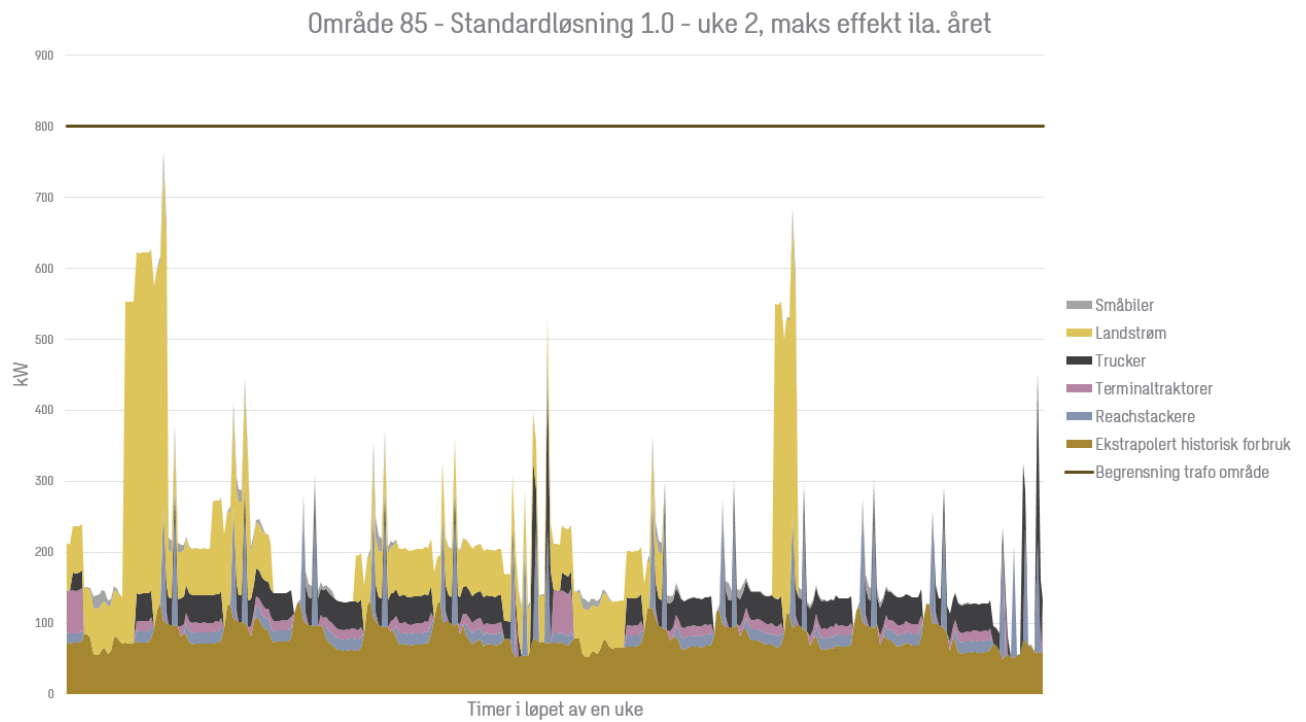
ALTERNATIV LØSNING

ANNEN INFO

**Standardløsning**

Dette området vil med elektrifisering av landtransporten og landstrøm til skip ikke overstige samlet trafokapasitet på 800 kVA for STL 1.0. For STL 2.0 vil det være nødvendig med en oppgradering av trafokapasitet på området. Dette kan potensielt sett hentes fra område 81 som har tilgjengelig kapasitet.

De nye lastene fordeler seg som vist under i hhv. Standardløsning 1.0 og standardløsning 2.0 i utvalgt periode.

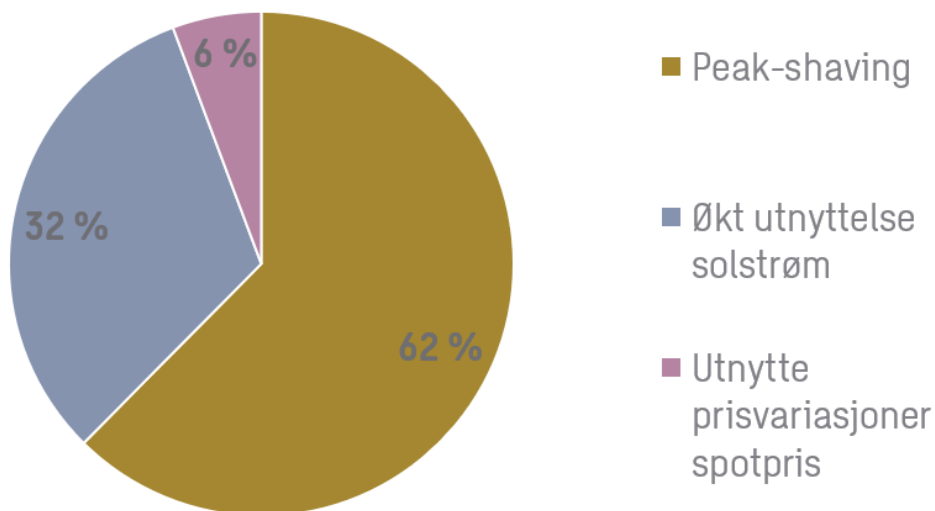


Alternativ løsning

I motsetning til Standardløsningene ser alternativ løsningen på hvordan man kan forsyne det samme behovet, men uten å investere i oppgradering av eksisterende elektrisk infrastruktur. Det sees heller på om stasjonære batteribanker kan løse utfordringen.

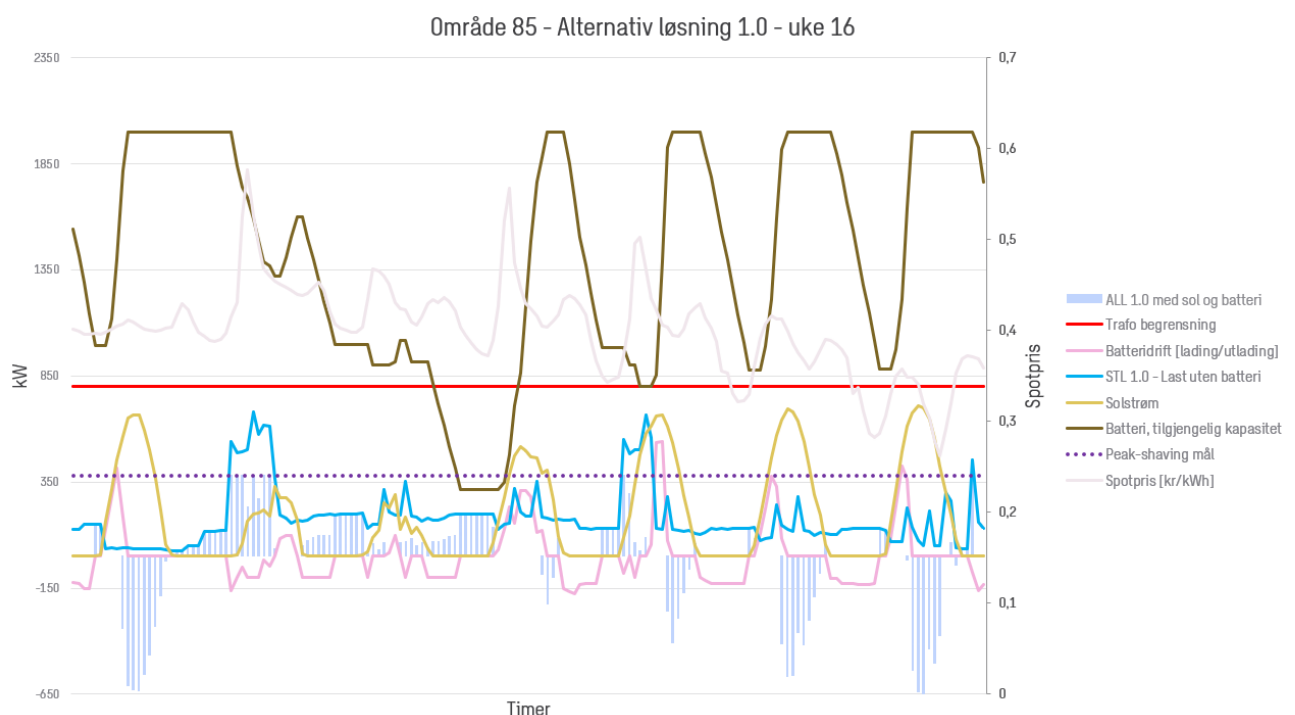
For 1.0 er det ikke behov for å oppgradere trafo, da samlet last ikke overstiger trafokapasitet på 800 kVA. Med et batteri på 2 000 kWh og solcelleanlegg på 1232 kWp vil driftskostnadene reduseres så pass at ALL 1.0 vil ansees som mer lønnsom enn standardløsningene. Batteri og solceller vil sammen redusere makseffekt ila. året med 38 % fra 798 kW til 498 kW for ALL 1.0. Arealbehovet til 2 000 kWh batteri er på 15 m². Solcelleanlegget vil ha en del overskuddsproduksjon, men det lønner seg ikke å øke størrelsen på batteriet for å øke egenutnyttelsen av sol mer enn det som er lagt inn her. Solcelleanlegget vil eksportere 55 % uten batteri og 34 % med batteri. Batteriene reguleres til å prioritere peak-shaving først og fremst, deretter økt egenutnyttelse solstrøm og til slutt prisvariasjoner. Peak-shaving står for 62 % av besparelsen til batteriet, mens økt egenutnyttelse solstrøm står for 32 % og utnyttelse av prisvariasjoner står for 6 %. Batteribanken gir en årlig besparelse på rundt 390 000 kr med dagens nettleie. Det er dette som er vurdert som den mest lønnsomme strategien for dette området.

**Fordeling av andel besparelser med dagens nettleie -
batteribank**
Alternativ løsning 1.0 (2000 kWh batteribank)



Måned	Alternativ løsning 1.0		Alternativ løsning 2.0	
	Toppeffekt per måned redusert [kW]	Prosentandel reduksjon i toppeffekt for området på grunn av batteri og sol [%]	Toppeffekt per måned redusert [kW]	Prosentandel reduksjon i toppeffekt for området på grunn av batteri og sol [%]
Januar	440	43 %	800	34 %
Februar	390	49 %	800	38 %
Mars	375	53 %	800	35 %
April	380	47 %	800	38 %
Mai	370	46 %	800	37 %
Juni	400	47 %	800	43 %
Juli	295	57 %	800	30 %
August	280	63 %	800	40 %
September	400	41 %	800	13 %
Oktober	480	34 %	800	31 %
November	465	38 %	800	40 %
Desember	495	33 %	800	47 %

Figur 64: Tabellen viser hvor mye den månedlige toppeffekten blir redusert med på grunn av batteri og sol for ALL 1.0 og ALL 2.0. I ALL 2.0 er det definert at batteriet regulerer ned til trafokapasiteten på 800 kW.



I 2.0 overstiges trafokapasitet med rundt 700 kW. Her er det et behov for et batteri på 2 800 kWh. Dette vil redusere makseffekt i løpet av året med 47 % fra 1496 kW og ned til 800 kW. Batterienes hovedformål i dette

området vil være å redusere effekttoppen under trafoenes øvre begrensning. Dette medfører at batteriet ikke kan utnyttes fullt ut til andre aktiviteter som peak-shaving og lade/utlade på grunn av prisvariasjoner i spotpris. Batteriet må være klart til å utlade når disse store toppene inntreffer. I tillegg vil man ikke kunne utnytte batteriets fulle potensial med de begrensningene som er lagt inn på at batteriet ikke kan utlade til nettet, dvs. selge strøm. Dette vil gjøre batteriet svært ulønnsomt selv med et ekstra anleggsbidrag på grunn av eventuelle oppgradering på Bekkelaget transformatorstasjon.

Både ALL 1.0 og ALL 2.0 er meget lønnsomme sammenlignet med STL 1.0 og STL 2.0 om det utløses et anleggsbidrag på Bekkelaget transformatorstasjon, estimert til 5,5 MNOK.

Det vil ikke være hensiktsmessig med batteriløsning om CCS-utredningen på Klemetsrud realiseres og det gjøres mellomagring av flytende CO₂ på område 85 slik det planlegges for. Dette vil medføre en økning i maks effekt på område på rundt 3000 kW tilnærmet kontinuerlig. Dette medfører at samlet belastning vil tilnærmet alltid overstige dagens trafokapasitet og batteriet må dermed være meget stort for å kunne utlade hele tiden. Dette ansees derfor som uaktuelt. Solcelleanlegget vil øke sin aktualitet ved mellomagring av flytende CO₂ i havnen. Dette vil medføre at anlegget ikke har noen eksport til nettet.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 1 850 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.11.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
85.3	ALL 1.0	8 stk. normallader til 8 stk. truck	kr 4 329 000	330	1311	Under 500
85.1	ALL 1.0	1 stk. hurtiglader 300 kW (to ladepunkt for å forsyne terminaltraktor og) 1 stk. reachstackere	kr 4 539 000	93	4906	Under 500
85.5	ALL 1.0	Landstrøm, 85	kr 29 569 000	331	8923	Over 1500
85.2	ALL 1.0	1 stk. hurtiglader (trenger maks 60 kW v anløp. Låner fra 300 kW) til 1 stk. terminaltraktorer	kr 4 539 000	49	9199	Under 500
85.4	ALL 1.0	13 stk. normalladere til 13 stk. småbiler	kr 4 479 000	47	94784	Over 1500

Ambisjonsnivå 2.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
85.3	STL 2.0	8 stk. normallader til 8 stk. truck	kr 240 000	330	73	Under 500
85.2	STL 2.0	1 stk. hurtiglader (trenger maks 60 kW v anløp. Låner fra 300 kW) til 1 stk. terminaltraktorer	kr 450 000	49	912	Under 500
85.5	STL 2.0	Landstrøm, 85	kr 30 696 000	540	5678	Over 1500
85.1	STL 2.0	1 stk. hurtiglader 300 kW (to ladepunkt for å forsyne terminaltraktor og) 1 stk. reachstackere	kr 450 000	93	8253	Under 500
85.4	STL 2.0	13 stk. normalladere til 13 stk. småbiler	kr 390 000	47	8253	Over 1500

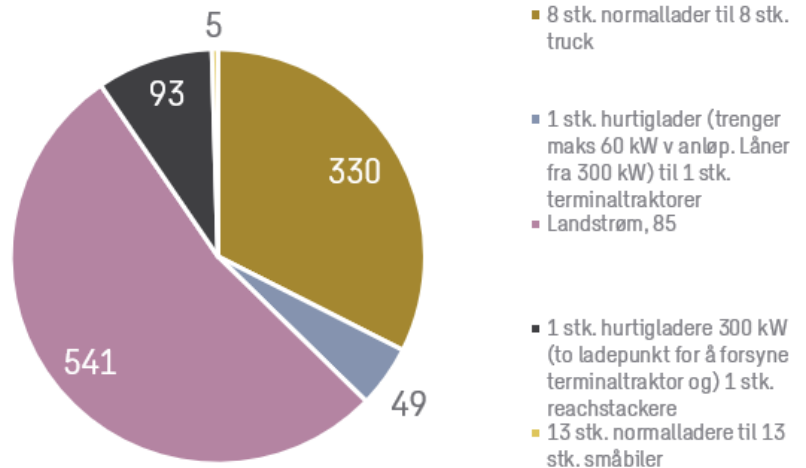
Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0 (3.0 ikke vurdert her)

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
		STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Områder Sydhavna	Land og sjø	436	436	-	2094	2343	-	-1576	-1417	-	-2089	-1930	-
Område 85	Landtransport												
	Skip	7754	5684	-	8933	7368	-	5039	2972	-	6217	4433	-

4.11.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 85 utgjør ca. 6% av utslippene i Sydhavna. Sektordiagrammet til høyre viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 1018 tonn, der halvparten gjelder sjøtransport, samt andel for truck, reachstackere, terminaltraktorer og småbiler. Det presiseres at utslippene for sjøtransport kun gjelder kailigge, slik at utslippsfri innseiling utseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 2.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.



4.12 Område 86 – Søndre Bekkelagskai

4.12.1 Oppsummering

Deler av området benyttes til bilimport og taubåter som brukes i Oslofjorden har fast plass på Søndre Bekkelagskai. Taubåten har klart lengst liggetid, fordi den ligger i beredskap hver gang det er tankskip i havna. Området står for 3% av utslippene i Sydhavna (400 tonn CO₂), der 95% er knyttet til skip i 2018.

4.12.2 Konklusjon og anbefaling

Landstrøm er det eneste samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltaket. Det vil kreve en oppgradering av nettstasjonen i området, som kan koste i størrelsesorden 5,5 MNOK. Etablering av landstrøm til skip vil koste minst 7 millioner. Inkluderes lading til framtidig skip øker kostnaden til 9,8 millioner.

Tiltaket for lading av personbiler må til for at havnen skal bli nullutslipp, men det har lave utslipp og høye kostnader, og blir slik ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Buksér og Berging AS har intensjon om å søke støtte fra Enova til å bygge en elektrisk taubåt. Ved vedtak om støtte vil det bli et behov for et landstrømanlegg fra 2021/2022.

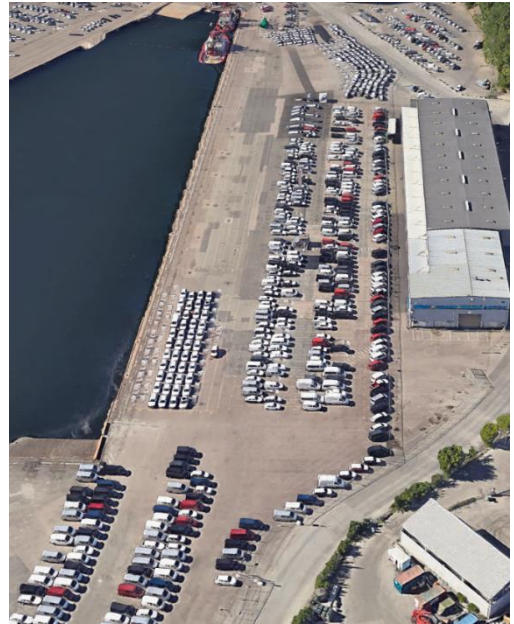
Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Standardløsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen. Om anleggsbidrag på 5,5 MNOK for Bekkelaget transformatorstasjon utløses vil ALL 1.0 være anbefalt.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Standardløsning 2.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 2.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen, uavhengig av om anleggsbidrag på 5,5 MNOK for Bekkelaget transformatorstasjon utløses.

Anbefaling

Det er relativt lite tilgjengelig kapasitet på området, men taubåten som ligger fast på området kan ha lang liggetid slik at effektbehovet ved lading potensielt sett ikke vil være så stort. Om det tas en investeringsbeslutning for ombygging av taubåt til el-drift kan man innrette landstrøm/ladeanlegget til ledig effekt for å unngå oppgradering av trafo. Om man vil legge til rette for landstrøm og lading til alle skip som hegner til område 86 vil det kreve en oppgradering av trafo i området.

- Generelt: Middels prioritert område.
- Landstrøm:
 - Utbygging av landstrømanlegg til taubåter anbefales hvis Buksér og Berging AS gjør investeringsbeslutning om kjøp av båt. De ekstra CO₂-gevinstene ved en helelektrisk taubåt vil gi høyere CO₂ besparelse enn medtatt i beregningen.
 - Oslo Havn KF tilbyr en intensjonsavtale som aktøren kan legge ved Enova søknad. Pris per kWh vil ha påvirkning om ny taubåt bygges for å regne hjem et businesscase i selskapet.
 - Få unike skip (10 skip i 2018), gunstig for potensiell økt brukstid landstrømanlegg.
- Landtransport: Kun småbiler på området. Lav miljøeffekt per investerte krone. Ikke prioritert.



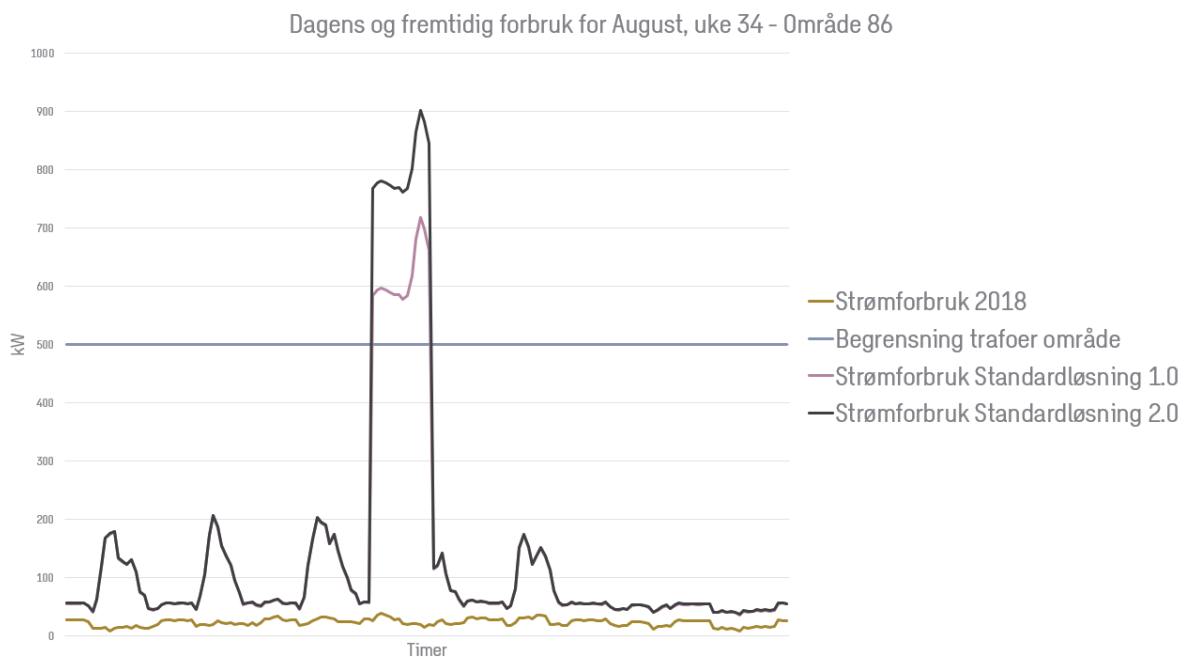
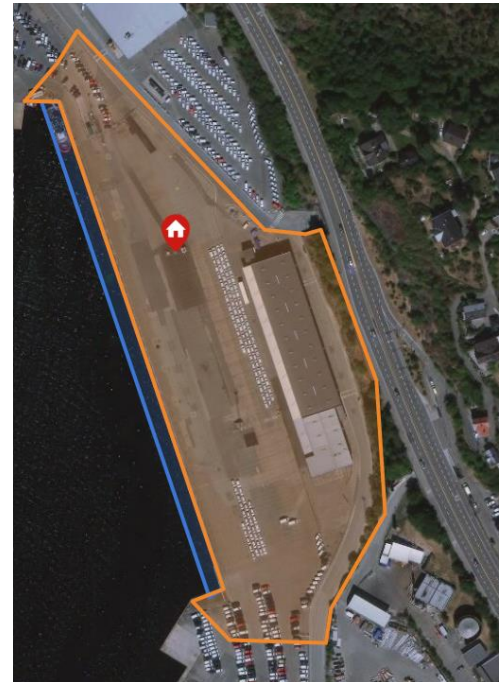
4.12.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

Deler av området disponeres av Møller Mobility som mottar, lagrer og sender videre nye biler. Bilene kommer inn til havnen på ro/ro-skip. Kontordel i skur 92 leies ut fra Oslo Havn.

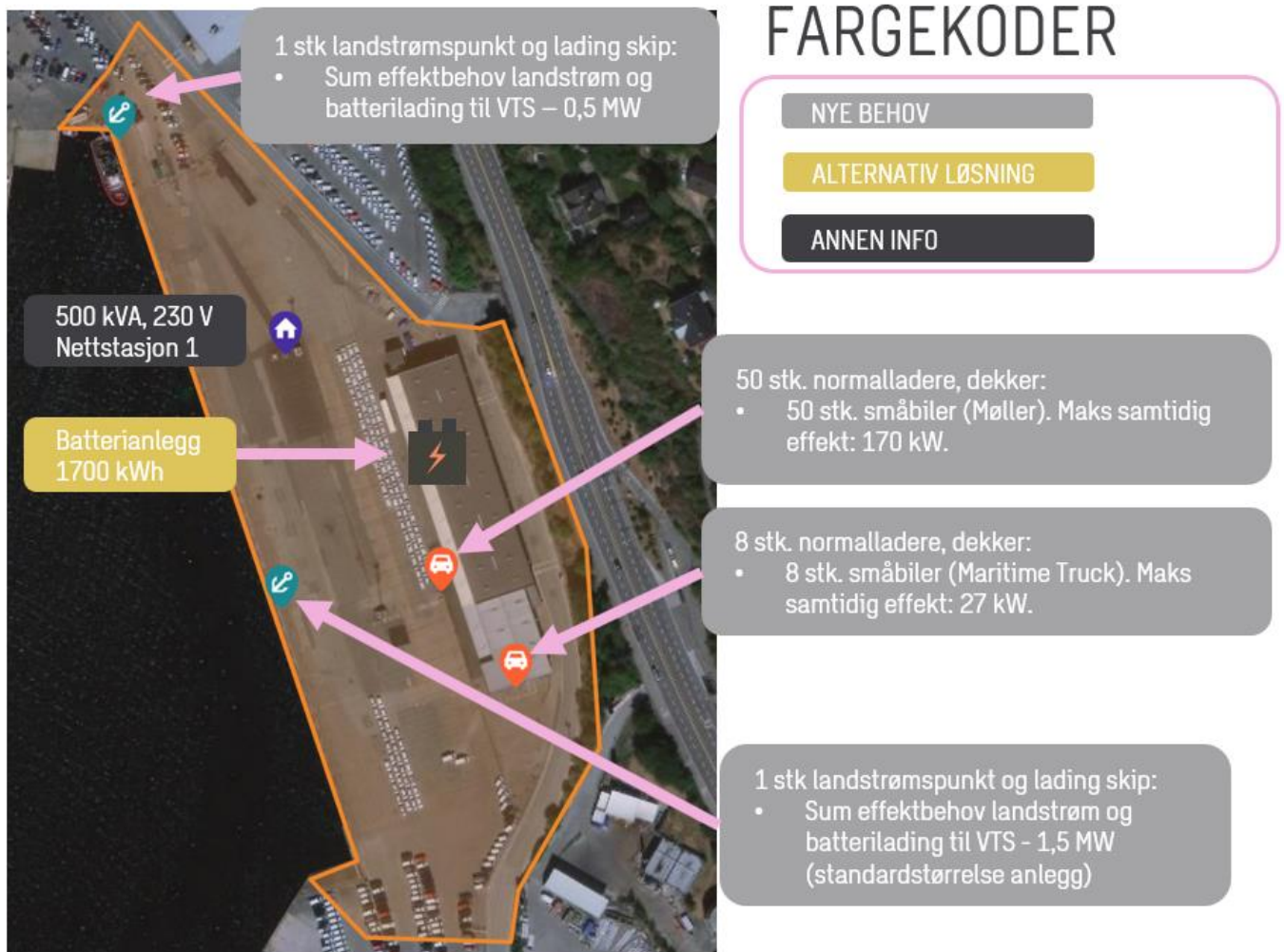
Dagens energiforbruk er på 306 MWh og høyeste målte effektopp er på 88 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 807 og 879 MWh. De høyeste effektoppene vil hhv. være 718 (718 % økning) og 902 kW (927 % økning).

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 58 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 58 stk. småbiler

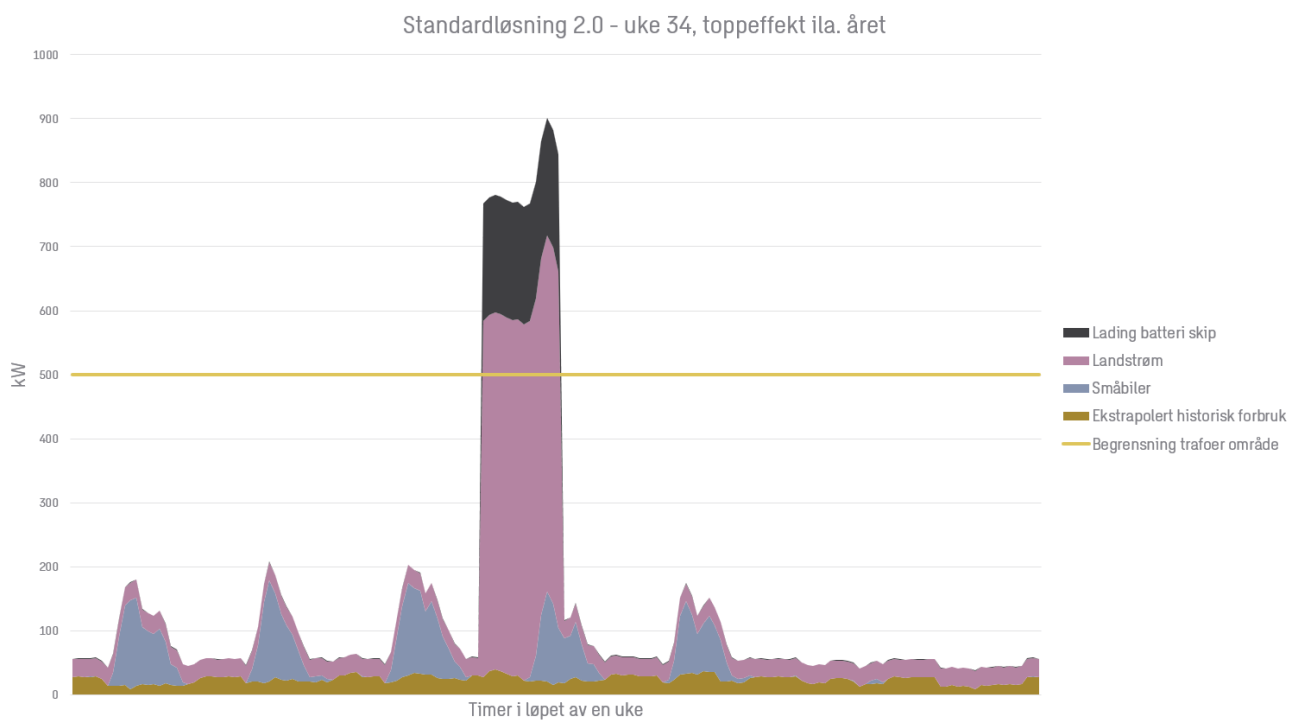
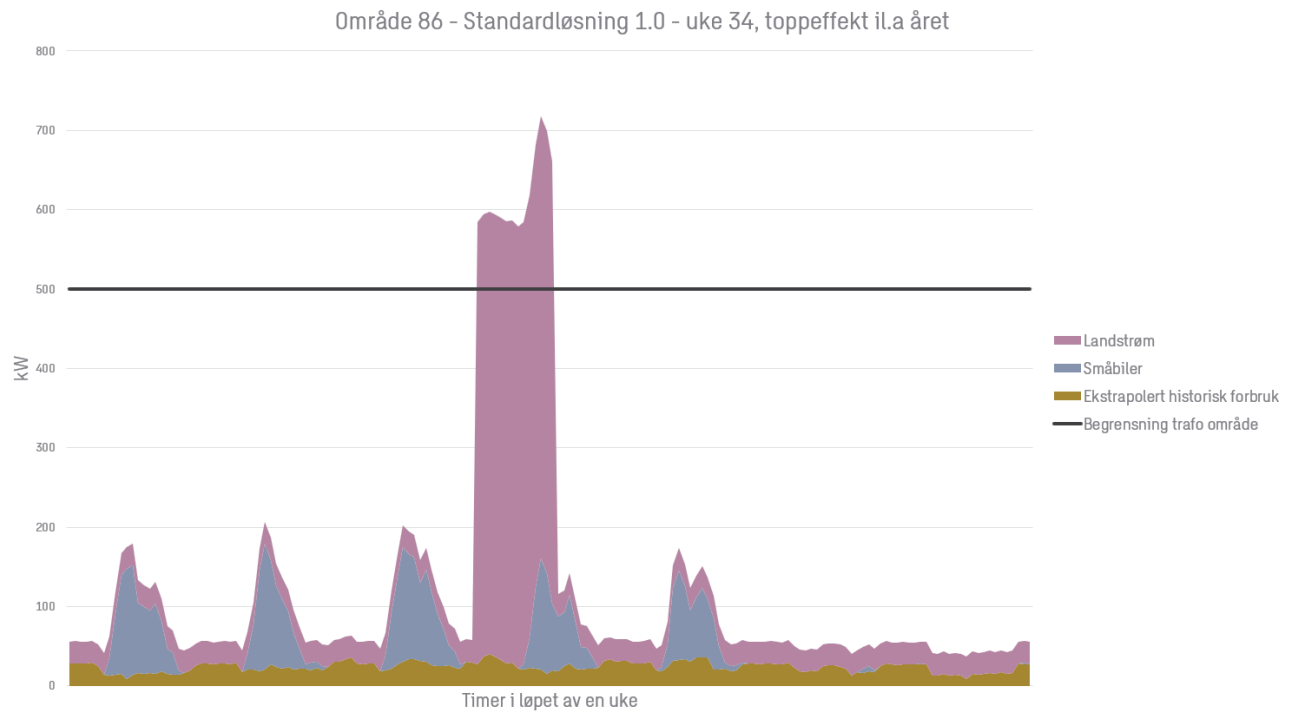
Det legges til grunn 5 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 som skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (1000 kW) og for STL 2.0 også forsyne skipene med ladestrøm for utslippsfri ferdsel til VTS-grensen (1500 kW).



4.12.4 Tekniske konsepter

**Standardløsning**

Dette området vil med elektrifisering av landtransporten og landstrøm til skip overstige samlet trafokapasitet på 800 kVA for både STL 1.0 og STL 2.0. Det vil med andre ord være nødvendig med en oppgradering av trafokapasitet på området.



Alternativ løsning

Batteri vil være lønnsomt for ambisjonsnivå 1.0 om man legger til grunn et anleggsbidrag på Bekkelaget transformatorstasjon på 5,5 MNOK. Det vil ikke være lønnsomt for ambisjonsnivå 2.0 i forhold til STL 2.0. Ved å legge til grunn lokalt anleggsbidrag i forbindelse med utskiftning av trafo på rundt 1,1 MNOK vil ingen av de alternative løsningene være lønnsomme i forhold til standardløsningene.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 2 030 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.12.5 Økonomi og lønnsomhet**Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1**Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
86.2	STL 1.0	Landstrøm, 86	kr 7 150 000	333	2144	Under 500
86.1	STL 1.0	58 stk. normalladere til 58 stk. småbiler	kr 1 740 000	21	8177	Over 1500

Ambisjonsnivå 2.0 (3.0 ikke vurdert her)

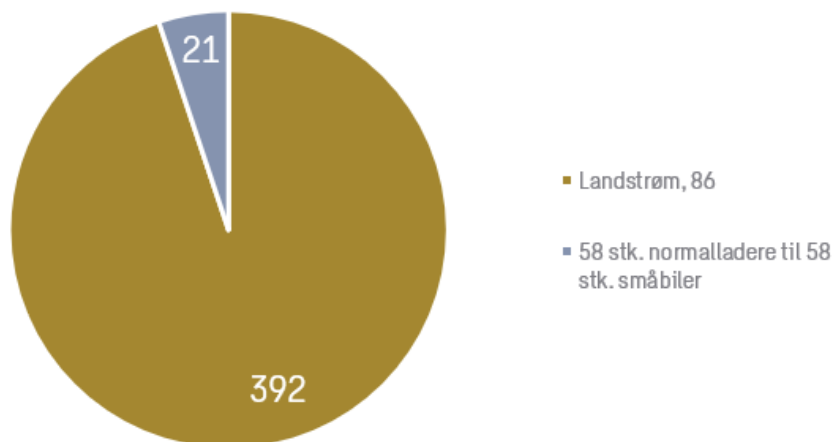
Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
86.2	STL 2.0	Landstrøm, 86	kr 9 750 000	392	2490	Under 500
86.1	STL 2.0	58 stk. normalladere til 58 stk. småbiler	kr 1 740 000	21	8177	Over 1500

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0 (3.0 ikke vurdert her)

Områder Sydhavna	Land og sjø	Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
		STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Område 86	Landtransport	8177	8177	-	20062	40335	-	15502	15725	-	14904	14904	-
	Skip	2147	2494	-	2576	3911	-	-562	-216	-	-133	97	-

4.12.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 86 utgjør ca. 3% av utslippene i Sydhavna. Sektordiagrammet til høyre viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 413 tonn, der tilnærmet alt gjelder sjøtransport (95%) og mindre andel for småbiler. Det presiseres at utslippene for sjøtransport kun gjelder kailigge, slik at utslippsfri innseiling utseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 2.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.



4.13 Område 87 – Bekkelagsstranda

4.13.1 Oppsummering

Området disponeres hovedsakelig av Møller Mobility som importerer biler via skip. Bilene står parkert på kaien en stund før de sendes videre til bilforhandlere. Området står for under 1% av utslippene i Sydhavna og gjelder hovedsakelig privatbiler og mindre kjøretøy.

4.13.2 Konklusjon og anbefaling

Området er lavt prioritert da det kun er elektrifisering av mindre kjøretøy, som har høy investeringskostnad pr. redusert klimagassutslipp. Det er imidlertid relativt uproblematisk å oppnå nullutslipp for dette området.

Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Standardløsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Ingen kai her. Derfor er ikke løsning 2.0 med lading av batteri i skip relevant.

Anbefaling

- Generelt: Området bør være av lav prioritet.
- Landtransport: Kun småbiler på området. Bør ikke være et prioritert tiltak.
- Energisystem: Et solcelleanlegg på 1908 kWp er overdimensjonert for dette området isolert sett. Et anlegg på 250 kWp er mer relevant for området isolert sett. Dette medfører kun 1 % eksport til nettet. Solcelleanlegg er typisk ikke lønnsom innenfor en 10 årsperiode, men heller mer mot 15-20 år. De er derfor ikke anbefalt innenfor den satte 10 årsperioden.

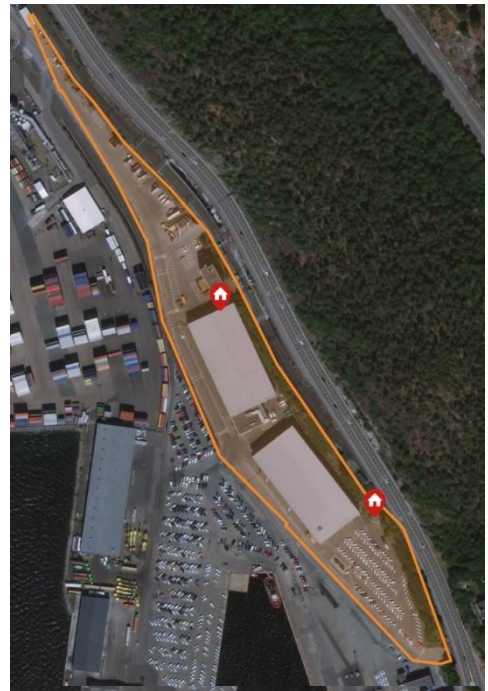


4.13.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

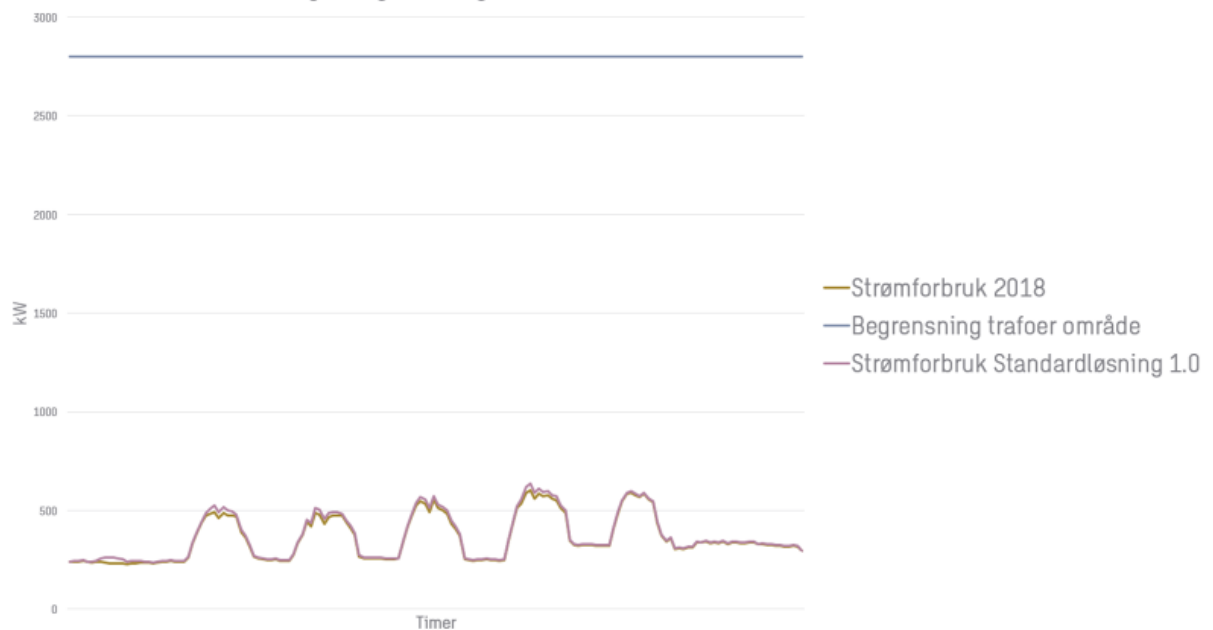
Området disponeres av Møller Mobility som mottar, lagrer og sender videre nye biler. Bilene kommer inn til havnen på ro/ro-skip. Det er haller med lagerplass inne i fjellet som disponeres av Oslo Havn.

Dagens energiforbruk er på 2033 MWh og høyeste målte effekttopp er på 602 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 2093 MWh. Den høyeste effekttoppen vil være 636 kW (3 % økning).

For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 10 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 10 stk. småbiler.

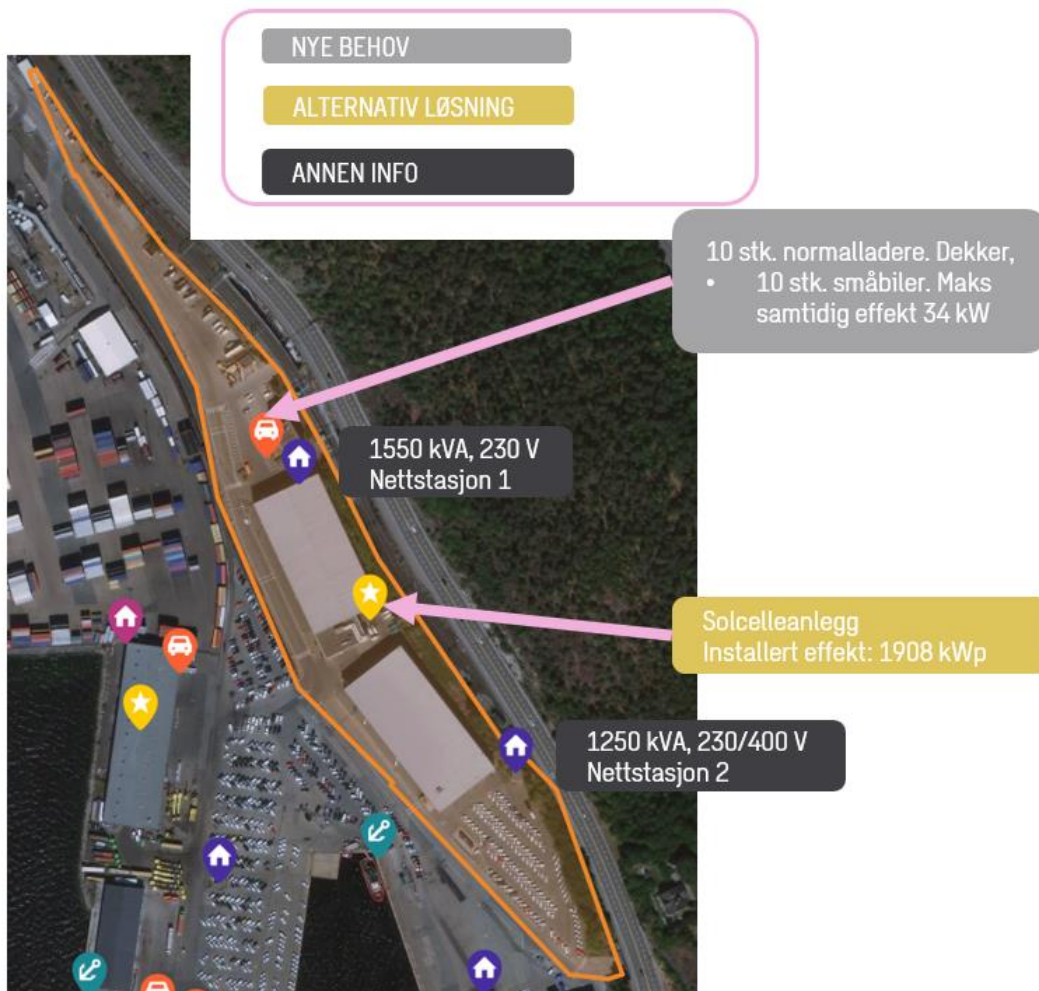


Dagens og fremtidig forbruk for Desember, uke 50 - Område 87

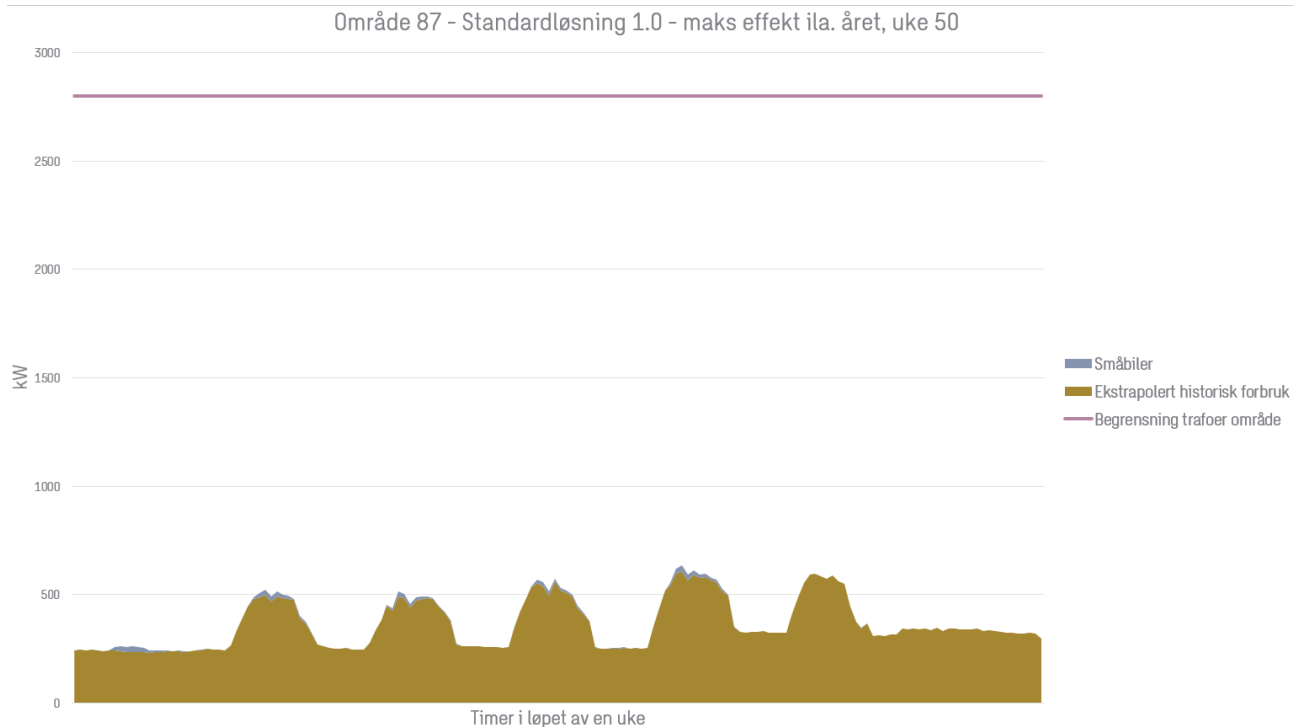


4.13.4 Tekniske konsepter

FARGEKODER

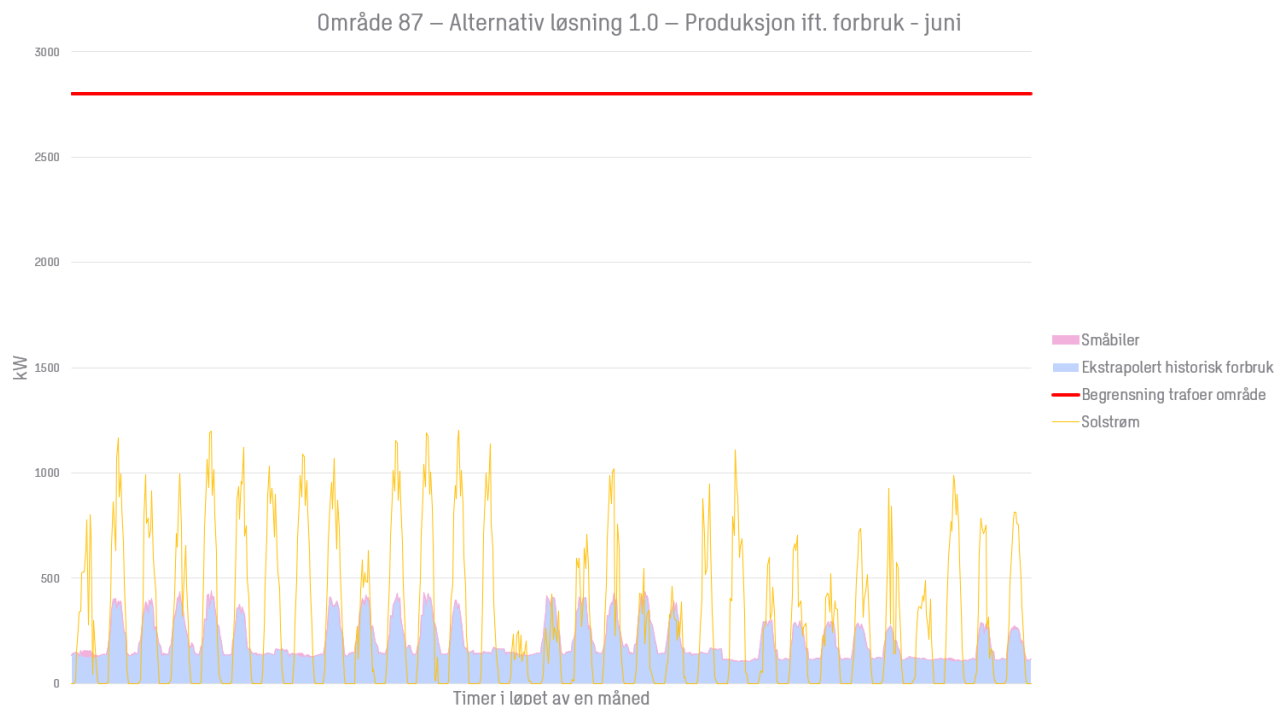
**Standardløsning 1.0 – Elektrifisering havn**

Dette området har svært god trafokapasitet med en samlet kapasitet på 2800 kVA da maks effekt er 636 kW. Her er det også potensiell kapasitet til å kunne fordele til evt. område 86 og 85 som ligger i nærheten.



Alternativ løsning 1.0 – Elektrifisering havn

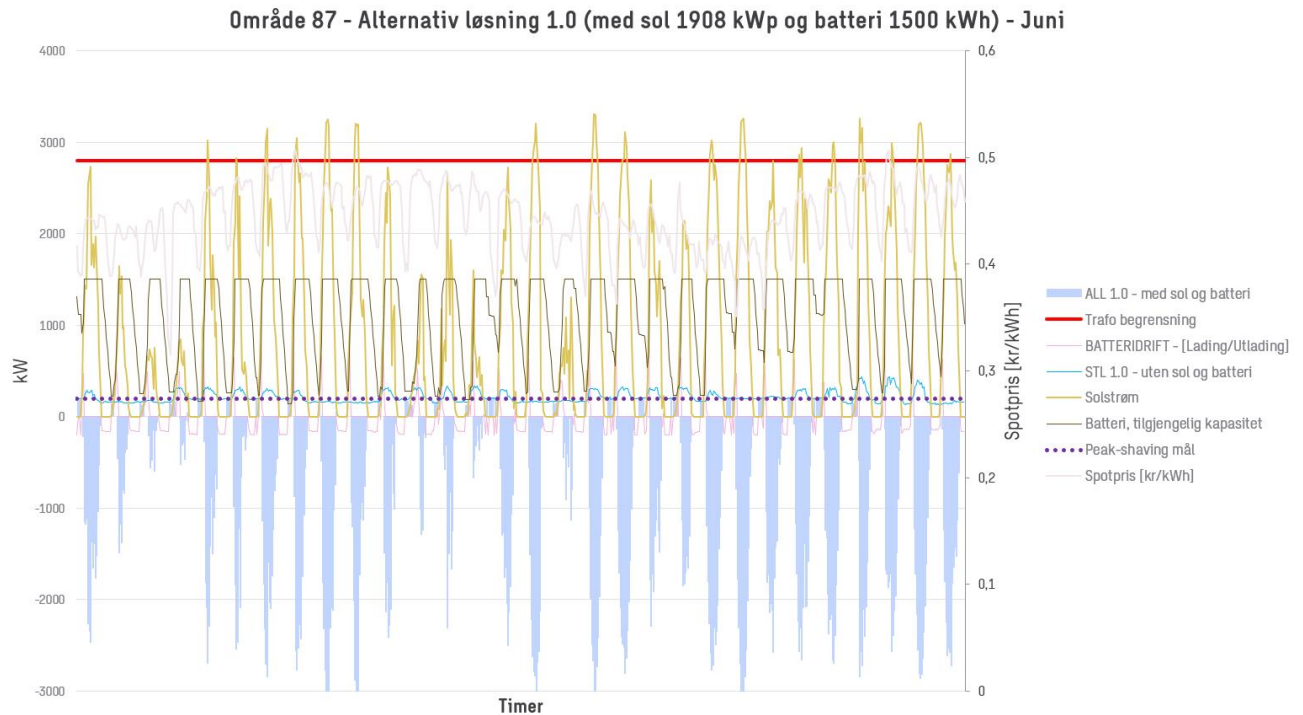
I figur 65 nedenfor vises solstrømproduksjon i forholdt til forbruket på området. Det ble i utgangspunktet lagt til grunn 1908 kWp basert på tilgjengelige takflater, men med produksjon opp mot forbruk sees det at eksportandelen blir hele 52 % uten batteri og 39 % med et batteri på 1500 kWh som prioriterer peak-shaving. Til tross for at batteriet prioriterer peak-shaving vil andelen av samlet besparelse for batteriet komme 55 % fra økt egenutnyttelse solstrøm og 45 % fra peak-shaving.



Figur 65: ALL 1.0 med solstrømproduksjon for område 87, anlegg med 1908 kWp medfører stor eksportandel.

I diagrammet nedenfor, figur 66, sees samme periode (juli måned), men med et batteri på 1500 kWh. Det sees da at, til tross for dette, er solcelleanlegget betydelig overdimensjonert og samlet eksport (lyseblå) overstiger samlet trafokapasitet i området. Et så stort solcelleanlegg vil med andre ord ikke være aktuelt for

dette området. Men det kan være aktuelt ved en ombygging av nett-topologien på området i form av f.eks. et mikronett. Dette synliggjør også et misforhold mellom de fremtidige behovene i havna og hvor det mulig å få til lokal produksjon. Takflatene her er egnet til høy produksjon og burde i så tilfelle kunne utnyttes på større deler av havna. Om man ser på området isolert sett burde ikke solcelleanlegget være særlig større enn 250 kWp. Dette gir 1 % eksport til nettet. 200 kWp gir tilnærmet ingen eksport til nettet. Et mindre solcelleanlegg gjør batteriet mindre lønnsomt.



Figur 66: ALL 1.0 for juli måned med solcelleanlegg på 1908 kWp og batteri på 1500 kWh. Solcelleanlegg er betydelig overdimensjonert og vil ikke være egnet her for området isolert sett.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 350 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.13.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1Ambisjonsnivå 1.0 (2.0 ikke relevant her)

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslppsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
87.1	STL 1.0	10 stk. normalladere til 10 stk. småbiler	kr 300 000	4	8177	Over 1500

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2Ambisjonsnivå 1.0 (2.0 og 3.0 ikke relevant her)

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
		STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
Områder Sydhavna	Land og sjø												
	Landtransport	8177	8177	-	424243	424243	-	14827	14827	-	11644	11644	-
Område 87	Skip	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

4.13.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 87 har relativt sett små utslipp og utgjør mindre enn 1% av utslippene i Sydhavna. Her er det areal for import, parkering og klargjøring av nye biler for salg, slik at det er ingen utslipp fra sjøtransport eller store maskiner for landtransport. Det er noe utslipp for småbiler som utgjør 4 tonn, og ved gjennomføring av tiltak i løsning 1.0 vil det være mulig med nullutslipp i dette området.

4.14 Område 88 – Ormsundkaia

4.14.1 Oppsummering

Ormsundkai brukes til ulik prosjektlast som leilighetsmoduler og ulike typer bulk. I 2020 er det igangsatt et planarbeid for økt utnyttelse av kaiområdet. Ormsund stod for 4% av utslippene i Sydhavna (580 tonn CO₂), der 79% er knyttet til skip i 2018. Det er forventet flere anløp og økt aktivitet fram mot 2030, og dermed høyere utslipp hvis man ikke bygger ut landstrøm

4.14.2 Konklusjon og anbefaling

Ormsund har en oppgradert trafo og ledig kapasitet, med forskjellige spenningsnivåer.

Ingen tiltak på Ormsund er betraktet som samfunnsøkonomisk lønnsomt basert på aktiviteten i 2018. Dette vil endre seg med planene for økt aktivitet på Ormsund.

Det er gjort en del forberedelser for landstrømanlegg på Ormsund allerede med bygging av trafoer med ledig kapasitet og med flere forskjellige spenningsnivåer. Noe arbeid med legging av trekkerør gjenstår.

Mulig utvikling for området er bulkhaller evt. bil/parkeringshus for import og Ro/Ro.

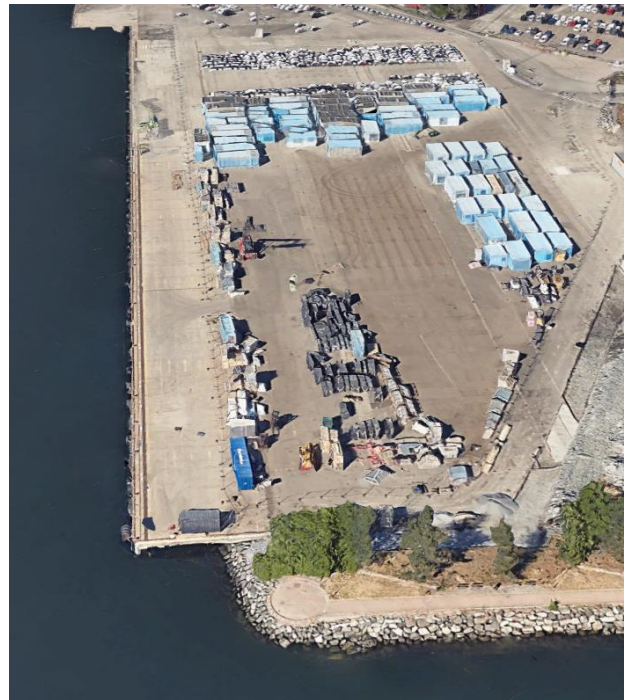
Overordnet veivalg for de ulike ambisjonsnivåene

- **Ambisjonsnivå 1.0 – Elektrifisering havn:** Standardløsning 1.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.
- **Ambisjonsnivå 2.0 – Elektrifisering havn og utseiling:** Standardløsning 2.0 kommer samlet sett bedre ut enn Alternativ løsning 1.0. Derfor velges tiltakene fra denne løsningen.

Anbefaling

Trekkerør bør legges ned før nært forestående arealutbedring gjennomføres. Dette er et område man kan benytte en flyttbar landstrømløsning i påvente av at trafikken tas opp.

- Generelt: Området er høy prioritet, etter dialog med Oslo Havn, på grunn av områdeutvikling.
- Landstrøm:
 - Arbeidet med å legge ned trekkerør anbefales i forkant av evt. annen utbygging/overbygning/asfaltering.
- Landtransport: På området er det få terminalkjøretøyer. Det er i hovedsak en reachstacker, 5 stk. trucker og 5 småbiler. Av disse tiltakene har hurtigladere til truck lavest investeringskostnad per Tonn CO₂.



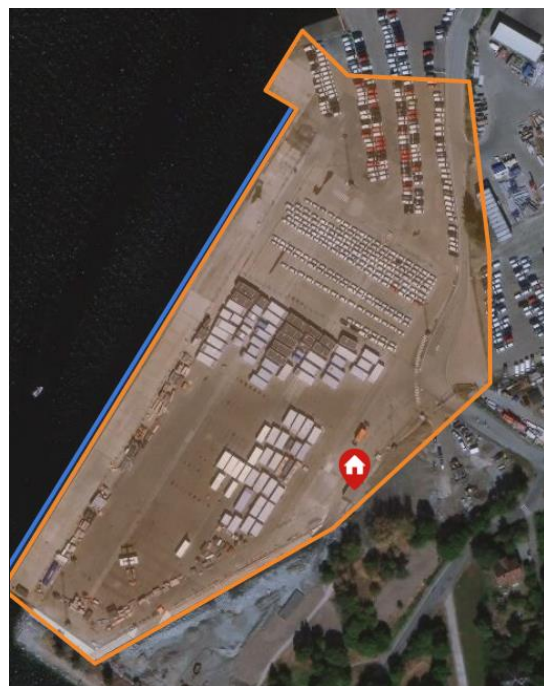
4.14.3 Dagens og fremtidig energi- og effektbehov

På dette kaiområdet er hovedsakelig brukt til prosjektlaster.

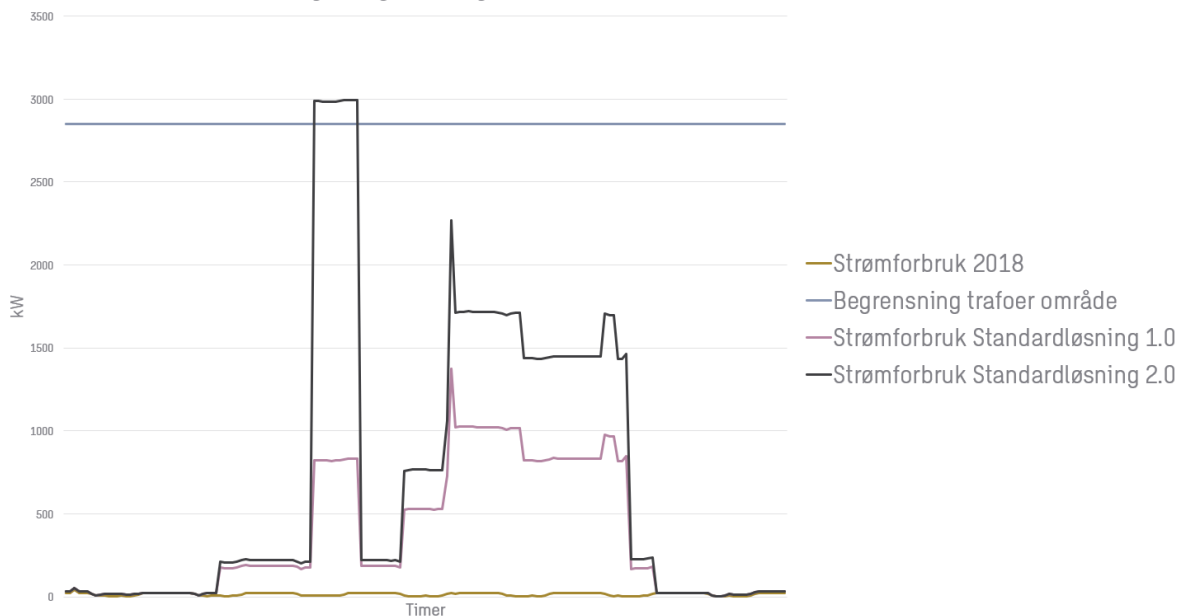
Dagens energiforbruk er på 61 MWh og høyeste målte effekttopp er på 40 kW. Ved referansescenariet om en fullelektrifisering av området, både for skip og landtransport vil det nye forbruket for standardløsning 1.0 og 2.0 hhv. være 618 og 804 MWh. De høyeste effekttoppene vil hhv. være 2334 (5793 % økning) og 2997 kW (7467 % økning).

Det legges til grunn 2 landstrømpunkt for området som i STL 1.0 som skal levere strøm til erstatning for skipets egne generatorer (1000 kW) og for STL 2.0 også forsyne skipene med ladestrøm for utslippsfri ferdsel til VTS-grensen (2000 kW). De to uttakene for landstrømpunktene deler samme trafo.

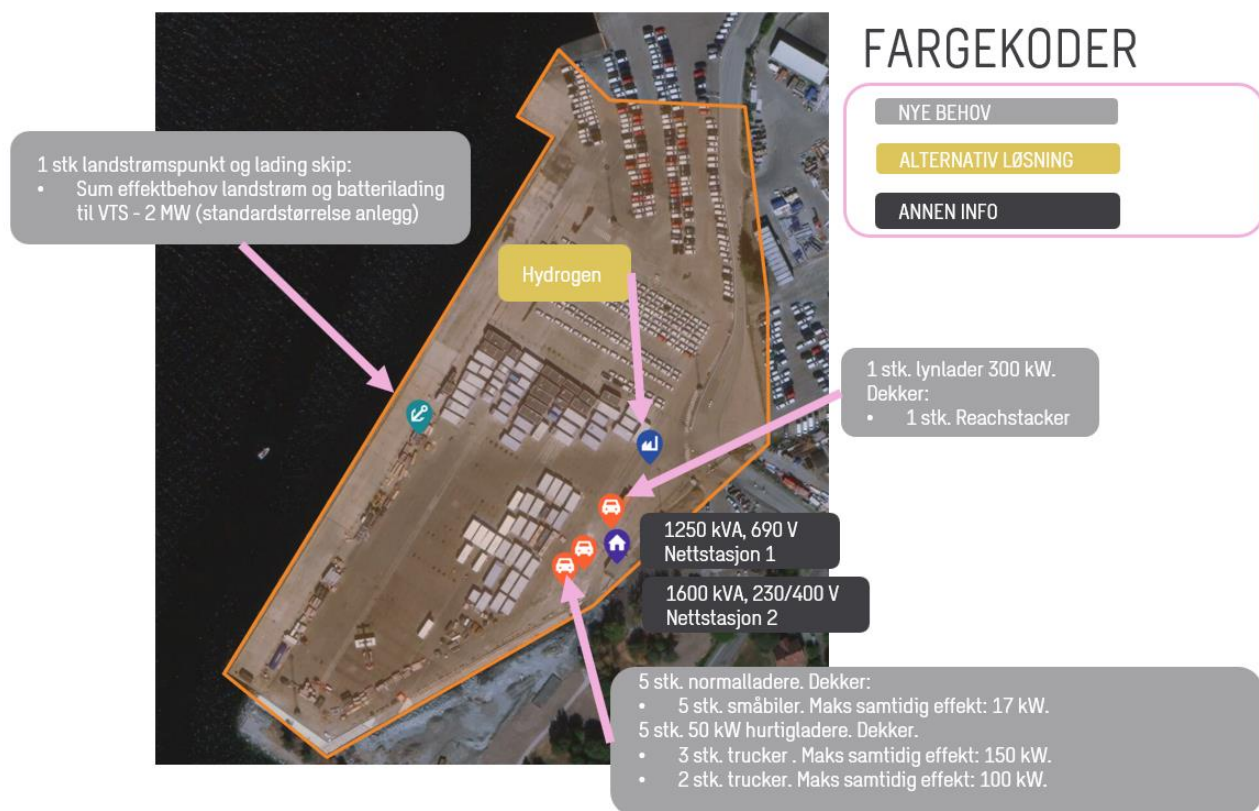
For elektrifisering av landtransporten på området legges det til grunn 5 stk. 50 kW hurtigladere, 1 stk 300 kW lynlader og 5 stk. normalladere. Dette dekker el-behovet til 5 stk. trucker, 1 stk reachstacker og 5 stk. småbiler.



Dagens og fremtidig forbruk for Oktober, uke 44 - Område 88



4.14.4 Tekniske konsepter



Det er ikke gjennomført en egen beregning med batteri for dette området.

Angående potensialet for Vehicle to grid så vil dette området ha en kjøretøypark med samlet sett rundt 1 000 kWh. Vi anser for øvrig det ikke som hensiktsmessig å anvende batteriet i kjøretøyene til å levere strøm ut på nettet, ref. kapittel 3.6 om Vehicle-to-Grid (V2G).

4.14.5 Økonomi og lønnsomhet

Økonomisk sammenligning – NIVÅ 1

Ambisjonsnivå 1.0

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
88.2	STL 1.0	5 stk. hurtiglader til 5 stk. truck	kr 1 000 000	64	1555	500-1500
88.4	STL 1.0	Landstrøm, 88	kr 7 844 000	313	2503	Under 500
88.1	STL 1.0	1 stk. hurtiglader 300 kW til 1 stk. reachstacker	kr 1 600 000	56	2854	Over 1500
88.3	STL 1.0	5 stk. normalladere til 5 stk. småbiler	kr 150 000	2	8253	Over 1500

Ambisjonsnivå 2.0 (3.0 ikke vurdert her)

Tiltaksnr.	Omfang	Tiltak	Investeringskostnad	Utslippsreduksjon tiltak [Tonn CO ₂ -ekv./år]	Investering per tonn redusert [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad [Kr/Tonn CO ₂ -ekv.]
88.2	STL 2.0	5 stk. hurtiglader til 5 stk. truck	kr 1 000 000	64	1555	500-1500
88.4	STL 2.0	Landstrøm, 88	kr 7 844 000	453	1729	Under 500
88.1	STL 2.0	1 stk. hurtiglader 300 kW til 1 stk. reachstacker	kr 1 600 000	56	2854	Over 1500
88.3	STL 2.0	5 stk. normalladere til 5 stk. småbiler	kr 150 000	2	8253	Over 1500

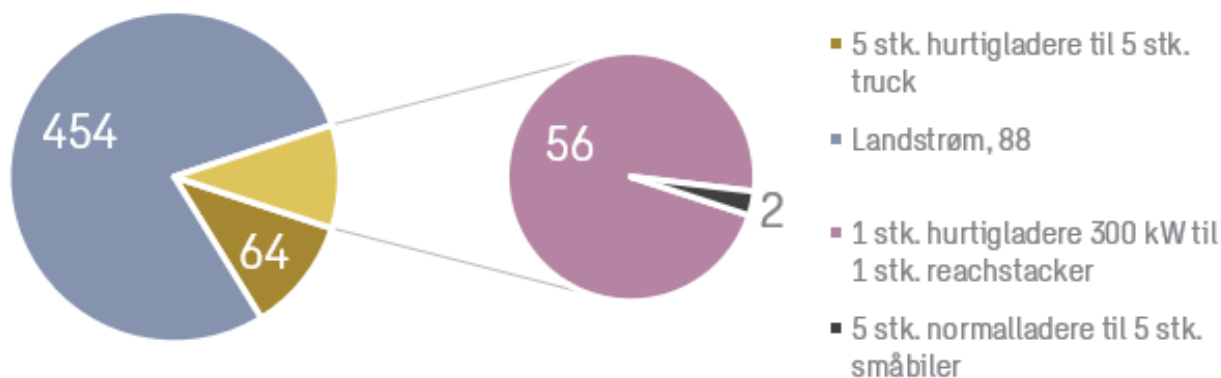
Økonomisk sammenligning – NIVÅ 2

Ambisjonsnivå 1.0 og 2.0 (3.0 ikke vurdert her)

		Investeringskostnad (NOK/Tonn CO ₂)						SAMFØK - Tiltakskostnad (NOK/Tonn CO ₂) - ink. løpende kost og besparelse					
Områder Sydhavna	Land og sjø	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0	STL 1.0	STL 2.0	STL 3.0	ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
	Landtransport	2251	2251	-	2251	2251	-	2668	2705	-	2668	2705	-
Område 88	Skip	2506	2469	-	2 506	2 469	-	-203	-977	-	-203	-240	-

4.14.6 Reduserte klimagassutslipp

Område 88 utgjør ca. 4% av utslippene i Sydhavna. Sektordiagrammet under viser fordelingen av utslipp i tonn CO₂. Utslippene er totalt 576 tonn, der hovedandelen gjelder sjøtransport (79%), samt mindre andel for reachstackere, truck og småbiler. Det presiseres at utslippene for sjøtransport kun gjelder kailigge, slik at utslippsfri innseiling utseiling ikke blir redusert. Ved gjennomføring av tiltak i løsning 2.0 vil det være mulig med tilnærmet nullutslipp i dette området.



5 Systemløsning – Sydhavna som helhet

I dette kapitlet sammenlignes Standardløsning opp mot alternativ løsning for de ulike ambisjonsnivåene 1.0, 2.0 og 3.0. Alternativ løsning er i dette kapitlet et mikronett. Utredningen detaljerer ikke alle kostnadene for et slikt mikronett som kan sørge for fri flyt av energi- og effekt på Sydhavna, men sier hva den høyeste ekstra investeringskostnaden må være for at et slikt mikronett vil gå i null sammenlignet med standardløsningen med betydelige oppgradering på høyspentforsyninger inn til området og oppgraderinger på Bekkelaget transformatorstasjon. Dette kapitlet skiller seg fra forrige kapittel (kapittel 4) ved at det der ble sett på hvilke konsekvenser det fremtidig økte elforbruket vil få og hvordan man kan løse det område for område uten å vite hvilket tiltak som utløser et større anleggsbidrag bakover i nettet. Det er derfor her, i motsetning til kapittel 4, lagt til et estimat på anleggsbidrag for oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon satt til 50 millioner kroner som er lagt på standardløsningene. Det er uvisst hva dette anleggsbidraget vil være i praksis ved en fullelektrifisert havn, men det blir nok høyst sannsynlig ikke lavere.

5.1 Sydhavna som mikronett

Det fremtidige behovet kan utløse betydelige kostnader til nettoppgradering. Mikronett sees derfor på som et alternativ til dette. Et mikronett vil kunne fordele effekt- og energibehov, i større grad fritt, mellom områdene og lastene uten å måtte sende strømmen ut på hovednettet. Dette hadde vært optimalt i forbindelse med oppbyggingen av en ny havn eller et industriområde med store el-behov.

Det finnes ulike typer mikronett⁶⁶. Overordnet kan det deles inn i to hovedvarianter. Nettilknyttede mikronett og mikronett i øydrift. CIGRE definerer det som *elektriske distribusjonssystemer som innehar laster og distribuerte energiresurser (som generatorer, lagringsenheter eller kontrollerbare laster) som kan kontrolleres koordinert sammen med eller uten tilknytning til hovednettet*. Sydhavna som mikronett faller inn under et nettilknyttet mikronett. Mikronett som det man kan se for seg på Sydhavna bør også være et såkalt «smart» mikronett med utstrakt bruk av informasjonsteknologi og digitaliserte energiresurser overordnet styrt av et toppsystem, helst tett integrert med logistikken i havnen for at systemet skal kunne fatte best mulige avgjørelser. Dette er ofte nødvendig for å styre energi- og effekt dit det er behov for den og planlegge driften slik at man har tilstrekkelig effekt tilgjengelig ved behov. Ved svært høye effekter fra landstrøm og lading av batteri i skip vil det kunne være nødvendig å starte opplading av batterier i forkant av ankomst ved hjelp av god kommunikasjon med skip for å forhindre at trafokapasiteter overskrides. Dette vil være relevant både med og uten mikronett.

Utredningen har sett på både de bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske effektene av mikronett. De samfunnsøkonomiske effektene omtales i vedlegg 3, mens denne delen ser på de bedriftsøkonomiske effektene av mikronett. Det er ikke regnet detaljert på kostnadene ved opprettelsen av et mikronett i Sydhavna og heller ikke detaljert på de juridiske og organisatoriske utfordringene som foreligger, men det er regnet på den største ekstrainvesteringen for at mikronett skal være lønnsomt sammenlignet med oppgradering av nettet.

I gjennomgangen av område for område for Sydhavna ble anleggsbidraget for oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon utelatt. Dette vil for øvrig utløses, på et eller annet tidspunkt, når en stor andel av dagens fossile forbruk elektrifiseres. Nøyaktig når dette «tippepunktet» inntreffer er uvisst og krever en egen utredning i samarbeid med nettselskapet.

En av fordelene med opprettelsene av et mikronett vil da være å unngå dette «tippepunktet» ved å investere i solcelleanlegg og stasjonære batterier til balansering av effekt. Samtidig vil det muliggjøre lavere strømkostnader, noe som igjen kan bedre forretningsmodellen på elektrifisering av havnen. Kostnadene knyttet til lokal energiproduksjon og lagring er medtatt i beregningene, men ikke ekstrakostnader for Sydhavna som mikronett som i tillegg inkluderer kabling og nettstasjoner. De andre komponentene nødvendig for et mikronett, hvordan nett-topologien skal bygges opp er ikke i detalj utredet her.

Utredningen belyser her med andre ord de maksimale ekstrakostnadene som man kan tillate seg ved opprettelsen av et mikronett i tillegg til kostnadene ved elektrifisering av havnen og stasjonære batteribanker og solcelleanlegg.

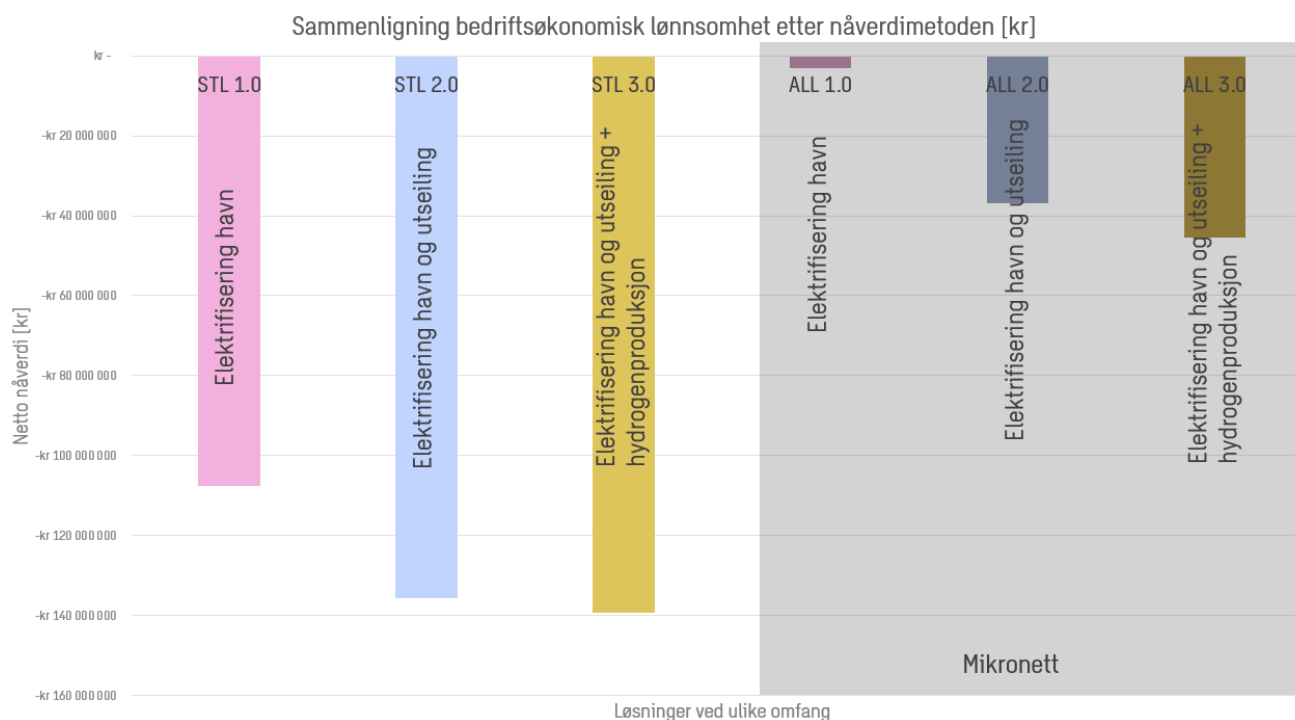
En søsterhavn i Oslofjorden – Borg Havn – gjør noe lignende med godkjenning fra NVE om at de kan drifte og bygge høyspenningsanlegg (over 1 kV) og tilhørende lavspenningsanlegg med fritak på konsesjon. Dette muliggjør at Borg havn kan sammenkoble ny lokal produksjon og lagring direkte på høyspentring i havnen fordele effekt friere i havnen uten å måtte betale nettleie. Her skal Schneider Electric være med å lage laststyringssystem.

5.1.1 Økonomi og lønnsomhet

Her sammenlignes standardløsningene for de ulike ambisjonsnivåene opp mot alternativløsningene hvor alternativløsningen er opprettelse av et mikronett. Her har de alternative løsningene (1.0, 2.0 og 3.0) lavere investeringskostnad, i motsetning til område gjennomgangen i i kapittel 4. Årsaken er at den estimerte anleggsbidragskostnaden på 50 MNOK til nettselskap for oppgradering av Bekkelaget transformatorstasjon og tilhørende høyspentkabler ikke er inkludert i kostnaden for standardløsningene.

De ekstra investeringskostnadene som tilkommer for opprettelse av et mikronett søl som ekstra kabling, trafostasjoner og smart styringssoftware er ikke inkludert.. Kostnadene for drift av mikronettet er inkludert i form av 3 500 000 kr i årlige ekstrakostnader. Det som er gjort er her å fremvise hvor høye disse ekstra investeringskostnadene kan være for at de alternative løsninger med mikronett skal oppnå lik nåverdi som standardløsningene.

Det er basert på dette gjort en nåverdiberegning de ulike løsningene og ambisjonsnivåene. I Figur 67 nedenfor sees det at alle løsningene for alle ambisjonsnivåene har negative nåverdier, altså at de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsom. Men man ser her at alternative løsninger med mikronett kommer betydelig bedre ut enn standardløsningene.

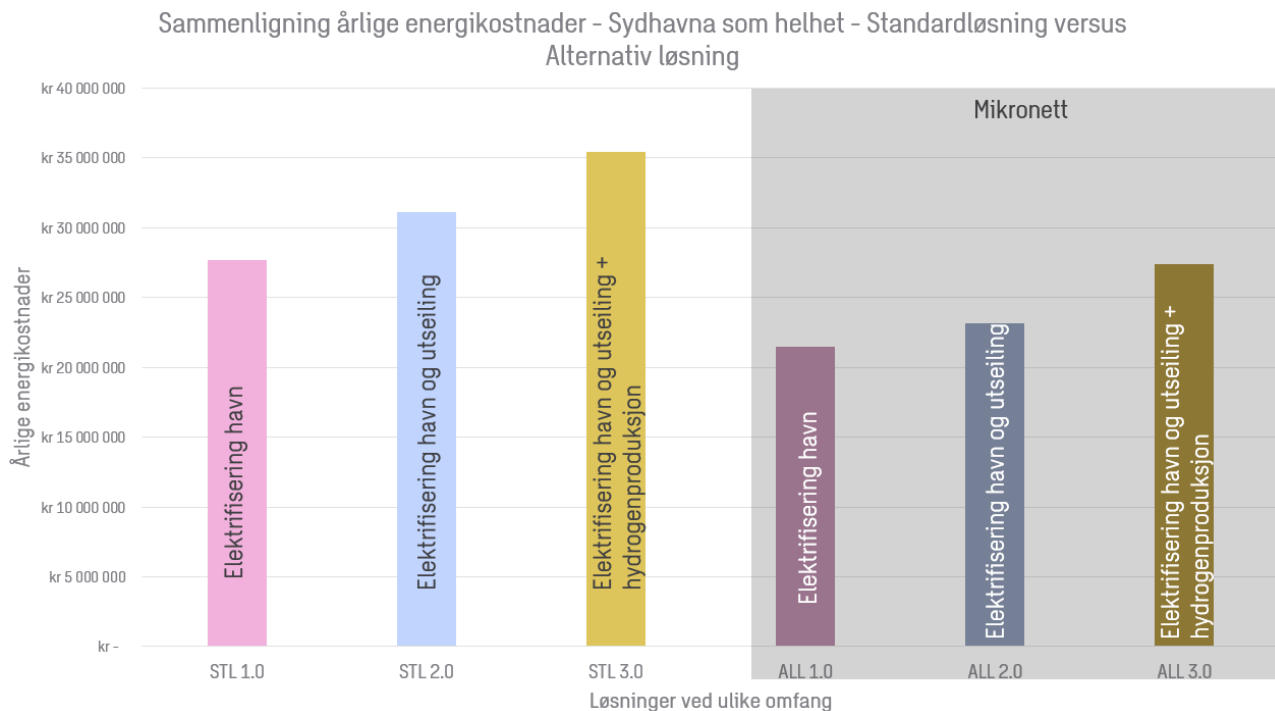


Figur 67: Viser netto nåverdi for standardløsninger opp mot alternative løsninger for ulike ambisjonsnivå (1.0, 2.0 og 3.0)

Den ekstra investeringskostnaden for opprettingen av mikronett for de ulike ambisjonsnivåene kan utfra dette være som følger:

STØRSTE LØNNSOMME EKSTRAINVESTERING MIKRONETT <i>Beregnet ift. Standardløsninger. Ekstrainvestering her innebærer ekstrakostnader for oppretting av lokal nettinfrastruktur, kabling og ombygginger. Kostnadene for batteri, solceller og hydrogenproduksjon er allerede inkludert.</i>		
ALL 1.0	ALL 2.0	ALL 3.0
kr 105 000 000	kr 99 000 000	kr 95 000 000

Grunnen til at alternativ løsning med mikronett er betydelig mer lønnsom enn standardløsningene (uten å hensynta ekstrakostnad for mikronett-infrastruktur) er at de har betydelig lavere energikostnader ved hjelp av batteri og solceller. Batteriet bidrar til å kutte effekttopper, øke egenutnyttelse for solstrøm, samt å utnytte prisvariasjoner i spotprisen. Dette resulterer i at alternativløsningene i praksis kan fremstilles som å ha lavere strømpris, eksempelvis 0,85 kr/kWh og 0,60 kr/kWh. Dette medfører også økt margin per solgte kWh til landstrøm og lading. Nedenfor sees dette i figur 71 oppgitt i form av en sammenligning av årlige energikostnader for de ulike løsningene.



Figur 68: Sammenligning mellom årlige energikostnader for de ulike ambisjonsnivåene og løsningene.

6 anbefalinger

Målet med konseptutredningen er å komme med forslag og konkrete tiltak som kan/bør gjennomføres for å nå ambisjonen om en nullutslippshavn. Utredningen har kartlagt behovene, vurdert mulige tekniske konsepter og Sydhavna som et mikronett. Målet har vært å finne en kombinasjon av teknologi og løsninger som kan gjøre havnen utslippsfri med langsiktige, helhetlig og kostnadseffektive løsninger.

Sydhavna som et mikronett eller bygge som før

Utredningen har visst at det kan bli en utfordring med nettkapasiteten inn i området ved en omfattende elektrifisering. For en del viktige områder er det ledig kapasitet, men for områdene Nordre Kongshavn (område 62), Tankskipstutstikkeren/Østre Sjørsøykai (Område 82/83) og Kneppeskjærutstikkeren (Område 85) kan det bli for lite kapasitet i fremtiden. Det kan også gi konsekvenser for hovedtransformatoren til Elvia, som da må oppgraderes.

Utredningen har avdekket to hovedveier videre frem mot en nullutslippshavn.

Hovedveivalg 1 - Opprettingen av et mikronett, enten for hele Sydhavna, eller for deler av Sydhavna, vil kunne gi lavere energikostnader for havnen. Lavere energikostnader for havneaktører og havn kan gi større incentiver for ombygging til grønne løsninger. Optimalt sett kan hele mikronettet utnytte den lave samtidigheten/brukstiden mellom store forbrukslaster. Områder som har tilgjengelig kapasitet kan deles med andre områder der det er underskudd. I tillegg kan overskudd av solproduksjon utnyttes optimalt. Beregningene viser at det er mulig å spare betydelig energikostnader ved et slikt system. I analyseperiode på 10 år viser nåverdiberegninger at det er mulig å spare ca. 100 MNOK i energikostnader for havn og havneaktører. Det er ikke regnet detaljert på opprettelsen av et mikronett for å kunne gi en klar anbefaling om dette vil lønne seg. For å få et klart svar på dette anbefales det å gjøre en større utredning i dialog med nettselskapet.

En slik løsning forutsetter for øvrig at Oslo Havn får en godkjent områdekonsesjon av NVE med aksept fra nettselskapet.

Hovedveivalg 2: Oppgradering av eksisterende nett

Alternativet til mikronett er å bygge ut infrastrukturen fortløpende slik utredningen anviser. På et tidspunkt vil det være behov for oppgraderinger i Bekkelaget trafostasjon. Det kan utløse et større anleggsbidrag på minimum 50 MNOK.

Men det er utredningens klare oppfatning at det er lav samtidighet på forbrukslastene (lav utnyttelsesgrad), og at man bør oppfordre netteier til å undersøke nærmere om en oppgradering av Bekkelaget transformator faktisk er nødvendig, tatt i betraktning lav samtidighet mellom laster.

Det anbefales at man utreder disse hovedveivalgene parallelt i samråd med netteier.

6.1 Prioritering av områder

Det er satt opp en fordeling mellom ulik grad av prioritering på områdenivå etter høy, middels og lav.

For tiltak på landtransporten fremheves ladeinfrastruktur for gaffeltrucker som gjennomgående lønnsomt både for havn og for havneaktør. Lading av elektriske betongbiler og vogntog på området kommer også svært godt ut for havneaktør og Oslo Havn. Reachstackere og terminaltraktorer oppnår ikke lønnsomhet for havneaktør med utredningens forutsetninger om Oslo Havn skal oppnå lønnsomhet. Samlet sett er den samfunnsøkonomiske tiltakskostnaden under 500 kr/tonn CO₂ som er vurdert som rimelige klimatiltak.



Figur 69: Kartet fremhever de anbefalte tiltakene på Sydhavna. Lyn på skip betyr landstrøm, mens batteri på skip betyr at landstrøm og lading kommer best ut. Symboler for landtransport er hhv. for vogntog, trucker, hjullaster og betongbiler som er de beste tiltakene på landtransport.

Høyt prioriterte områder

Enkelte områder skiller seg særlig ut for å prioritere tiltak. Dette gjelder følgende områder, som samlet sett har høy miljøeffekt per investerte krone, har potensialet til å være bedriftsøkonomisk for havna og er i stor grad samfunnsøkonomisk lønnsom:

- **Søndre Kongshavnkai - Område 63.** De beste tiltakene for landtransport er elektriske betongbiler, trucker og hjullastere. Det er også gode landstrømsprosjekter som følge av regulær trafikk med faste anløp.
- **Containerterminalen - Område 81.** Noen svært gode tiltak på landtransport, særlig trucker og et svært godt på landstrøm og særlig landstrøm/lading. Det er gode landstrømsprosjekter som følge av at det er få skip som står for største delen av trafikken, til tross for mange unike skip.
- **Kongshavn - Område 61.** Svært gode tiltak, særlig for trucker og vogntog. Et alternativ er at vogntogene kan lade i nærheten, men utenfor Sydhavna slik at det gjøres tilgjengelig for flere.
- **Nordre Sjursøykai - Område 64.** To gode tiltak for landtransport med elektrifisering av trucker og betongbiler. Landstrøm er et svært gunstig tiltak som følge forholdsvis få skip med høye effektbehov og lange liggetider.
- **Ormsundkaia - Område 88.** Basert på aktivitet i 2018 er det ikke et prioritert område, men på grunn av økt satsning forventes det mer aktivitet i fremtiden. Her er det allerede gjort mange forberedelser til et landstrømanlegg og investeringskostnaden blir derfor lavere.

Middels prioriterte områder

Disse områdene er samlet sett samfunnsøkonomisk lønnsomme å elektrifisere. Samlingen av tiltak er ikke nødvendigvis bedriftsøkonomisk lønnsom for Oslo Havn.

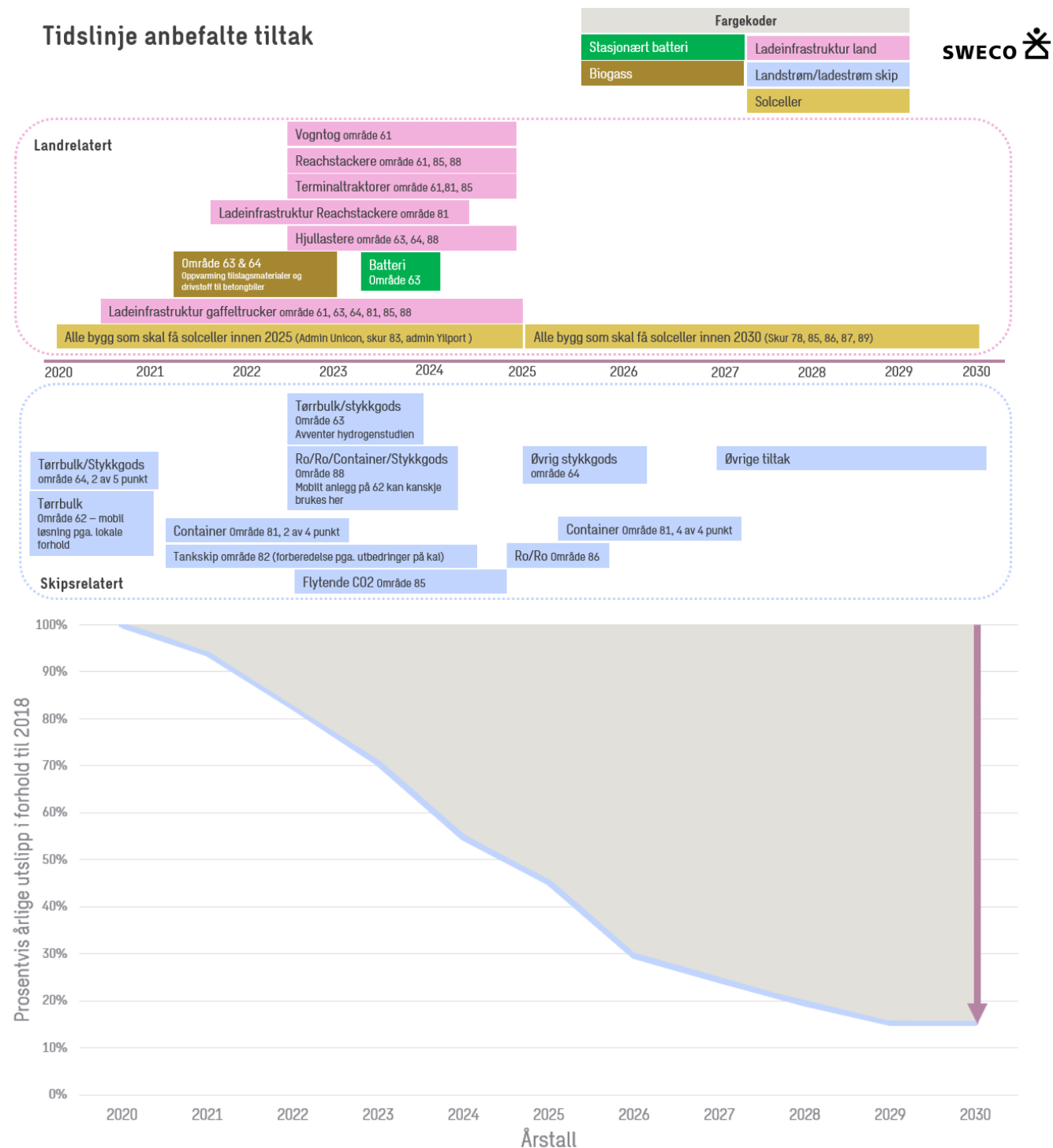
- **Tankskiputstikkeren/Østre Sjursøykai - Område 82/83.** Gode tiltak på landstrøm, men området befinner seg i en EX-sone. Det foreslås å opprette en dialog med andre havner med EX-soner, der skipene kommer i fra med ulike typer drivstoff.
- **Nordre Kongshavnkai - Område 62.** Svært godt tiltak på landstrøm. Det foreslås en mobil landstrømløsning fordi fremtidig planlagt utvikling ikke vil forsvare permanent infrastruktur.
- **Søndre Bekkelagskai - Område 86.** Middels godt tiltak på landstrøm og liten barriere med få unike skip.

Lavt prioriterte områder

Noen av områder er samfunnsøkonomisk lønnsom, men har lav miljøeffekt per investerte krone. Dette gjelder følgende områder. Ingen av disse områdene er bedriftsøkonomisk lønnsom for Oslo Havn.

- **Bekkelandsstranda - Område 87.** I all hovedsak ladeinfrastruktur for småbiler. Ikke godt tiltak.
- **Verkstedområdet - Område 65.** I all hovedsak ladeinfrastruktur for småbiler. Ikke godt tiltak.
- **Kneppeskjærutstikkeren - Område 85.** Gode tiltak på landtransport, særlig for truck. Landstrøm er svært dyrt. Barrierene er få, da det er få unike skip.

6.2 Tidsplan innfasing anbefalte tiltak



Figur 70: Øverst vises tidslinje for når det anbefales at tiltak gjennomføres. Nederst vises det hvordan dette påvirker prosentvis årlige utslipp i forhold til 2018 frem mot 2030 som med disse tiltakene vil kunne redusere utslippene med 85-100%.

6.3 Elektrifisering landtransport

Med et mål om at landtransporten skal være nullutslipp innen 2025 så må tiltak iverksettes innen relativt kort tid.

6.3.1 Kjøretøy

Teknologien for en rekke batterielektriske kjøretøyer er moden, men for terminalkjøretøyer er det i hovedsak gaffeltrucker det finnes et bredt utvalg på markedet, opp til rundt 16 tonn.

- Ved overgang til elektriske **gaffeltrucker** kan det derfor være aktuelt å ha noen flere elektriske trucker av visse typer for å minimere stillstand ved skipslaster. Dette kan og avbøtes på annet vis ved at havneaktørene samarbeider mer og f.eks. har felles pool av kjøretøy som kan fordeles utover på de ulike områdene avhengig av hvor det er behov. **Det anbefales at gaffeltruckene elektrifiseres fortløpende fra skrivende stund og frem mot 2025. Kun én av dagens 38 gaffeltrucker i havnen er over 16 tonn.**
- På Sydhavna er det i dag 13 hjullastere. Av **hjullastere** finnes det i dag tilgjengelig kun mindre typer. Men basert på dagens oppgitte forbruk og mønster anslås det at det kan være realistisk at elektriske hjullastere kan erstatte alle utenom de største typene på område 63 og 64. Utredningen har ikke klart å oppdrive nøyaktige typer hjullastere og driftsmønstre for område 88, 62, 64 og 83. Men basert på antatt bruk er det sannsynlig at hjullasterne kan erstattes av elektriske innen 2025. Ved utfordringer på det kommersielle markedet kan de større hjullasterne på område 63 og 64 potensielt sett erstattes av transportbånd. **Det anbefales at det rettes et fokus mot havneaktørene og deres bruk av hjullastere og om f.eks. betongaktørene kan gå over til bruk av transportbånd. Dette kan potensielt sett fremskynde elektrifiseringen av masseforflytningen av tilslagsmaterialer fremfor å vente til det er kommet store nok hjullastere på markedet. Enkelte av de mindre hjullasterne på Sydhavna kan nok elektrifiseres allerede nå.**
- På Sydhavna er det totalt 10 **reachstackere**. Første batterielektriske reachstacker vil bli levert som en testpilot på Sydhavna i 2021 av Kalmar. Det er sannsynlig at disse vil kunne elektrifiseres innen 2025. Det vil måtte legges til rette for lading med høye effekter, potensielt sett opp til 300 kW, evt. mer. **Det anbefales at piloten på Sydhavna følges tett opp med hensyn på driftsutfordringer og lignende for å kunne videre legge til rette for best mulig elektrifisering av Reachstackere.**
- På Sydhavna er det totalt 17 **terminaltraktorer**. Det ansees at disse kjøretøyene vil være mulig å elektrifisere innen relativt kort tid, da kjøreavstandene internt på havnen ikke er de lengste. Det ansees som sannsynlig at terminaltraktorene i all hovedsak vil kunne lades i løpet av natten, men med mulighet for hurtiglading ved flere skift. **Det anbefales at markedet rundt terminaltraktorer sees nærmere på og at man initierer en dialog med havneaktør for en pilot i havnen snarest.**
- På Sydhavna er det 14 vogntog som parkerer over natten. Disse vil med oppgitt dagsbehov kunne elektrifiseres og det vil være tilstrekkelig med depotlading på havnen over natten. **Det anbefales at det initieres dialog med relevant aktør som parkerer i havnen.**
- Det finnes i dag totalt 40 **betongbiler** på Sydhavna. Aktørene i havnen estimerer at det i 2030 vil være 50 betongbiler på Sydhavna. Det er i dag et pågående Pilot-E-prosjekt hos en av betongaktørene der det jobbes med fullelektrifisering av betongbilene. Første fase med elektrisk tromling er gjennomført og 6 biler har nå muligheten for elektriske tromling på byggeplass vha. kabel. Neste steg blir å elektrifisere betongpumpebilene slik at de kan pumpe betong vha. kabel på byggeplass. Det siste steget omfatter også elektrisk fremdrift. Utredningen anser dette som realistisk og innenfor rekkevidde innen få år. Dette ble tydeliggjort da Liebherr i år lanserte sin fullelektriske betongbil. **Det anbefales at man følger opp de to potensielle utviklingsløpene mot utslippsfrie/fossilfrie betongbiler, den ene med utnyttelse av biogass fra Bekkelaget renseanlegg og den andre med batterielektriske betongbiler. Begge deler ansees som gode tiltak.**

6.3.2 Ladeinfrastruktur landtransport

Det anbefales at det legges til rette for ladeinfrastruktur som følger følgende prinsipper:

- Bruk av åpne standarder
 - o ISO 15118 for kommunikasjon mellom ladepunkt og kjøretøy. CCS for hurtiglading og Type 2 kontakt mode 3 for normallading.
 - o Bruk av OCPP, minimum versjon 1.6 (men helst v. 2.0) for kommunikasjon mellom ladepunkt og back-office/toppsystem. Særs viktig for god lastbalansering og overvåkning, samt mulighet for tilknytning til overordnet toppsystem.
- Minimer avstand til nettstasjon/kabelskap for minst mulig grøftekostnad
- For normallading (AC-lading opp til 22 kW) anbefales det vegghengte ladestasjoner, betydelig rimeligere enn fundamenterte søyler.
- Utnytt dagens oppmerkede p-plasser og nærhet til lunsj-fasiliteter
- Jobb for å samlokalisere ladeinfrastruktur.

6.4 Landstrøm og lading batteri skip

Tiltakene som har høyest miljøeffekt per investerte krone prioriteres, men i tillegg er det hensyntatt andre barrierer som kan hindre at landstrømanleggene ikke tas i bruk. Lav brukstid vil gjøre investeringskostnaden dyrere per reduserte tonn CO₂. Man kan potensielt ende opp med en investering ingen tar i bruk, og som gir en lavere CO₂-reduksjon.

Når man derfor skal fremheve tiltak for landstrøm på Sydhavna tas det utgangspunkt i de løsningene som har lavest investeringskostnad per redusert tonn CO₂. Det gir et bilde på om det er et kostnadseffektivt klimakutt. I tillegg må det også vurderes opp mot modenhet hos rederiene og antall skip som eventuelt må bygges om for at tiltaket skal gi et reelt klimakutt.

Områder som har høy miljøeffekt samtidig som det er få skip som står for størstedelen av trafikken blir derfor høyt prioritert. Her skiller område 62, 63 og 64 seg ut som særs gunstige tiltak. Område 81 for containerskip og område 82/83 for våtbulk er av de områdene med flest unike skip, men hvor noen står for en større andel av trafikken.

Generelt kan det sies at alle tiltakene for landstrøm gir svært god samfunnsøkonomisk lønnsomhet, men ikke lønnsomhet for hverken havn eller rederi ut fra utredningens forutsetninger. For at tiltakene skal nærme seg bedriftsøkonomisk lønnsomhet vil det blant annet være behov for støtte til infrastruktur for landstrøm og uprioritert krafttariff.

- Oslo Havn bør derfor søke offentlig tilskudd fra Enova for å forbedre lønnsomhet for havn og havnaaktør.
- Det anbefales at det tilstrebes samlokalisering av landstrøm for like skipssegmenter med lik aktivitet så fremt logistikken tillater det. Det vil redusere investeringskostnadene.
- Et viktig funn i konseptutredningen er at lading av skip til utseiling til systemgrensen (7 nautiske mil) ikke krever så høy effekt som forventet, og maksimalt 100 % mer enn for landstrøm på grunn av relativt lange havneopphold/liggetider.
- Om det planlegges vedlikehold i havnen så bør det tilrettelegges eller klargjøres for landstrøm. Det kan redusere investeringskostnader.

6.5 Øvrige anbefalinger

6.5.1 Solceller

Solceller vil typisk ha en tilbakebetalingstid på mellom 15-20 år, avhengig av en rekke parametere. Analyseperioden i utredningen er satt til 10 år og dermed er ingen solcelleanlegg lønnsomme innenfor en 10-års analyseperiode. Likevel, for områdene som er anbefalt før 2030 vil solceller – som en del av tiltakspakken – være gunstigere enn om man ikke hadde installert solceller. For de andre områdene kan det kan likevel relevant å vurdere solceller på grunn av deres lange levetid, og da særlig for bygg som allerede står der og som man planlegger å ha der videre. Blant disse fremheves blant andre skur 84 på område 65 som i tillegg til dette er eid av Oslo Havn, slik at det i praksis er få barrierer knyttet til å montere et anlegg snarlig.

Nedenfor vises en oversikt over hvilke bygg det anbefales å montere solcelleanlegg på.

Anbefales før 2025

- Område 63:
 - o Administrasjonsbygg Unicon: 35 kWp.
- Område 64:
 - o Skur 83: 159 kWp.
- Område 81: Administrasjonsbygg Yilport: 39 kWp

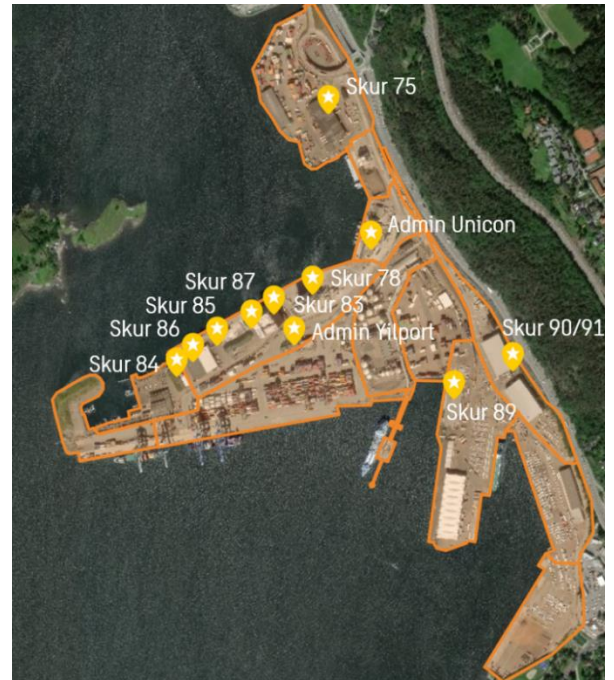
Anbefales før 2030

- Område 64:
 - o Skur 78: 209 kWp.
 - o Skur 85: 530 kWp.
 - o Skur 86: 530 kWp.
 - o Skur 87: 159 kWp.
- Område 85:
 - o Skur 89 (1232 kWp – ambisjonsnivå. 1.0 med 2000 kWh batteri)

Følgende solcelleanlegg vil være lønnsom ila. levetiden, men bør ikke være prioritert

- Område 87:
 - o Skur 90/91 (250 kWp)
- Område 61:
 - o Skur 75 (200 kWp ved ambisjonsnivå 1.0; 557 kWp ved ambisjonsnivå 3.0)
- Område 65:
 - o Skur 84 (159 kWp) – begge ved ambisjonsnivå 1.0 og 2.0. Kan likevel gjennomføres pga. få barrierer.

Generelt prinsipp er at solceller bør vurderes når det planlegges rehabilitering eller nybygg i havnen.



Figur 71: Viser bygg som det kan være aktuelt å montere solceller på.

6.5.2 Stasjonære batteribanker

Det anbefales stasjonære batteribanker for følgende områder tilknyttet ulike ambisjonsnivåer:

- Område 63: 500 kWh batteribank for ambisjonsnivå 1.0 og 2.0
- Område 85: 2 000 kWh batteribank for ambisjonsnivå 1.0

Om man skulle gå videre med mikronett vil det kunne være gunstig med en stasjonær batteribank på mellom 2-4 MWh.

6.5.3 Hydrogenproduksjon i havnen

Foreløpig er det for stor usikkerhet rundt behovet for hydrogen til å igangsette hydrogenproduksjon i havnen. Men om det skal produseres hydrogen i havnen anbefales det at det etableres i område 61 - Kongshavn – eller område 66 - Sjursøymoloen.

Fordelen med område 61 er at det der kan produseres hydrogen til en lavere pris enn i område 66 på grunn av lavere gjennomsnittlig strømpris (0,61 kr/kWh) pga. effekttopper. Her vil man for øvrig bare kunne produsere opp mot 100 tonn hydrogen per år med dagens nettkapasitet.

Område 66 må hente strøm enten fra trafo inne på område 65. Her vil man kunne produsere større mengder hydrogen, men til en høyere produksjonspris. Å velge område 61 vil kunne gi en produksjonspris som er rundt 6 kr/kg lavere enn ved produksjon på område 66 med tilførsel fra trafo enten i område 65 eller 81.

Produksjon av 100 tonn hydrogen per år i område 61 vil med en salgspris på 36 kr/kg være lønnsomt for Oslo Havn. For rederens side vil det være økonomisk konkurransedyktig med MGO-priser mellom fra 900 USD/tonn og oppover, slik prisene var under finanskrisen i 2008. Produksjonsanlegget kan, potensielt sett, oppnå betydelig høyere lønnsomhet om man fanger oksyngengassen fra produksjonen og selger den. Markedet for oksyngengass og ekstrakostnader for å fange og lagre den må for øvrig utredes videre.

Siden det er behovssiden av hydrogen som er den store usikkerheten **anbefales det foreløpig å avvente et par år og se an hvordan markedet utvikler seg**. Om man ser mindre behov melde seg kan det være en fordel å starte opp med et mindre produksjonsanlegg rigget for modulær utvidelse i havnen og dermed (1) opparbeide seg erfaring med anlegget og (2) utvide i takt med økende behov. Risikoen for store feilinvesteringer blir mindre med et slikt tankesett.



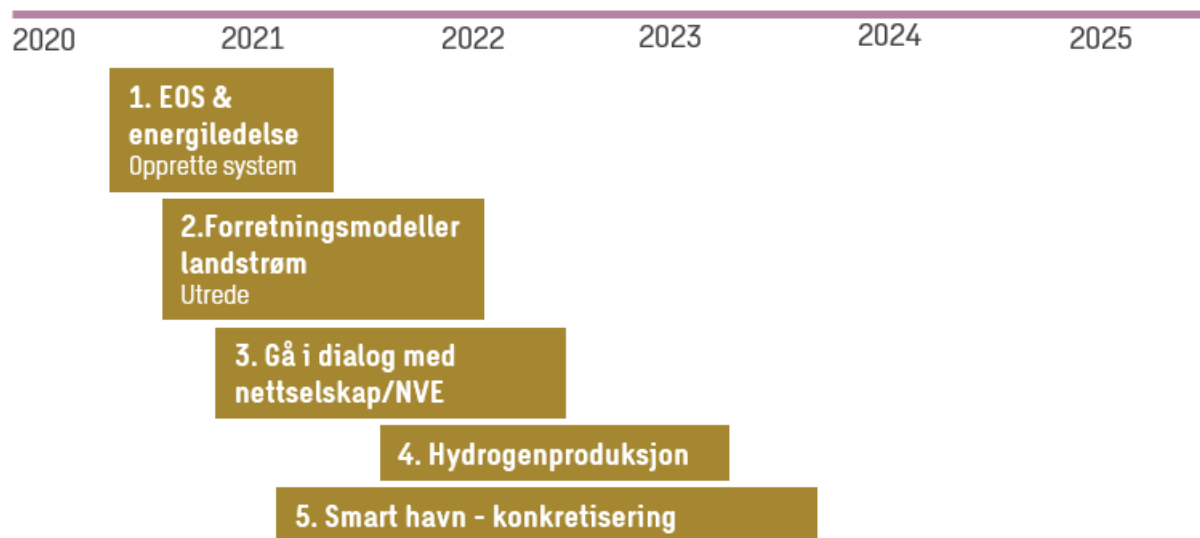
Figur 72: Sikkerhetsavstander for produksjon og lagring av komprimert hydrogen hhv. område 61, 66 og 88 med utgangspunkt i DSBs veileder på høring her fremvist med halvert sikkerhetsradius ift. veilederen til DSB.

6.6 Anbefalinger til videre arbeid

Her listes det opp punkter til anbefalinger for videre arbeid som kan hjelpe Oslo Havn med og ytterligere konkretisere veien mot en nullutslippshavn.

1. **Energioppfølgingssystem og energiledelse.** Kartlegge energi- og effektflyt videre og deretter opprette system for oversikt og kontroll over energiforbruk. Arbeidet med konseptutredningen har avdekket at det er et betydelig potensial for å utnytte systemet bedre.
2. **Forretningsmodeller landstrøm.** Utrede forretningsmodeller for landstrøm som kan muliggjøre lønnsomhet både for havn og rederi. Kan gjøres i forbindelse med forprosjekt landstrøm Enova.
3. **Gå i dialog med nettselskap og NVE.** Det anbefales at disse momentene sees på i denne dialogen/utredningen.
 - a. Utrede kostnader for anleggsbidrag for Bekkelaget transformatorstasjon. Terskelverdi for når Bekkelaget transformatorstasjon «knekker» er anslått til rundt 50 MNOK +. Man vil, på et eller annet tidspunkt, komme til et nivå som utløser et større anleggsbidrag. Dette bør utredes sammen med nettselskap og det bør vurderes om nettselskap kan akseptere en annen samtidighetsfaktor i sin dimensjonering enn de vanligvis gjør.
 - b. Utrede videre kapasitet på Yilport sitt område. Det er god kapasitet på timesnivå, men usikkert hva det er dimensjonert for og på hvilket oppløsningsnivå (sekund, minutt etc.). I denne forbindelse kan man se på om det er mulig å sammenkoble område 81, hvor Oslo Havn eier nettinfrastrukturen, med andre områder med kommende høyt forbruk og potensiale for høy solstrømproduksjon. Potensielle egnede områder kan være område 85, 64, 87 og 82/83 i forbindelse med opprettelse av et potensielt mikronett. Her kan Brattørkaia Powerhouse være et eksempel på hvordan dette kan bli gjort.
 - c. Mikronett sees ikke på i detalj med hensyn til oppbygning av den nåværende nettinfrastrukturen. I denne utredningen regnes det på hva den største lønnsomme investeringen for mikronett kan være sammenlignet med den konvensjonelle løsningen. Det anbefales derfor (1) å forhøre seg med nettselskap og NVE om det kan være relevant å eie større deler av høyspentforsyning og tilhørende lavspenningsanlegg og (2) utrede investeringskostnaden knyttet til et mikronett som ikke er utredet her (kabler, trafoer etc.).
 - d. Stavanger havn har et pilotprosjekt med Avinor da de er på samme streng. Kunne man tenkt seg et pilotprosjekt med Elvia om alternativer til nettførsterkning i Bekkelaget trafostasjon hvis det blir problemer med CO₂ fangstanlegget.
4. **Hydrogenproduksjon.**
 - a. Utrede potensialet for salg av oksyngengass og tilhørende kostnader for å opprette fangst av oksygen som biprodukt i forbindelse med hydrogenproduksjon i havnen. Det bør kartlegges hva markedet er villig til å betale for det, f.eks. til salg som farmasøytisk oksyngengass, samt potensielt lokalt salg til forbrenningsytelsesforbedring på Klemetsrud forbrenningsanlegg. Om det finnes et godt marked for biproduktet oksygen i nærheten så vil hydrogenproduksjonsanlegget kunne bli lønnsomt, særlig om man kan produsere oksygen til farmasøytisk industri.
 - b. Utrede sikkerhetssoner for produksjon i havnen. Det bør lages en egen risikoanalyse for dette i havnen for de ulike lokasjonene. Dette bør sees opp mot ulike størrelser på hydrogenlagring.
5. **Smart havn.** Det anbefales at konseptet smart havn konkretiseres ytterligere og at man eksempelvis lager en søknad til Pilot-T-ordningen til Forskningsrådet/Innovasjon Norge med utgangspunkt i dette. Her vil det kunne være betydelig potensiale for samspill mellom smarte handlinger på grunn av kommunikasjonsteknologi, energiovervåkning og styring av laster og logistikkflyt. Det er viktig at det sees på et overordnet toppsystem for en smart havn med fri flyt av informasjon mellom ulike softwareplattformer til/fra toppsystem.
6. **Pilot på «flyttbar» energipakke.** Er det synergier mellom elektriske byggeplasser og landstrøm?

Tidslinje anbefalinger videre arbeid



APPENDIX

Appendix 1 - Oppsummering nøkkeltall per område for ulike ambisjonsnivåer

Tabellen nedenfor viser sentrale verdier for dagens situasjon og for de tre ulike ambisjonsnivåene oppsummert per område og for Sydhavna som helhet.

Det er i denne tabellen lagt opp til hydrogenproduksjon på område 61 med 140 tonn produsert i året, slik sett under «Ambisjonsnivå 3.0». Tabellen er ikke en anbefaling per se, men en fremvisning av forskjellen mellom dagens situasjon og en fremtidig situasjon avhengig av hvilket ambisjonsnivå som skal oppnås.

Område	Historiske verdier 2018			Ambisjonsnivå 1.0 Elektrifisering havn			Ambisjonsnivå 2.0 Elektrifisering havn og utseiling			Ambisjonsnivå 3.0 Elektrifisering havn og utseiling + hydrogenproduksjon		
	Trafokapasitet område [kVA]	Energi [MWh]	Maks effekt [kW]	Energi [MWh]	Maks effekt [kW]	CO2 - reduksjons potensial [Tonn]	Energi [MWh]	Maks effekt [kW]	CO2 - reduksjons potensial [Tonn]	Energi [MWh]	Maks effekt [kW]	CO2 - reduksjons potensial [Tonn]
61	1 000	1 038	304	3 440	836	469	3 440	836	469	10 750	1 666	2 548
62	1 815	2 264	617	3 053	2 469	883	3 089	2 482	911	3 089	2 482	911
63	1 300	692	268	2 745	665	1 222	2 979	858	1 398	2 979	858	1 398
64	7 200	2 469	1 117	8 363	3 406	2 783	8 694	3 867	3 051	8 694	3 867	3 051
65	1 600	1 576	456	2 101	840	15	2 101	840	15	2 101	840	15
81	14 000	2 559	564	6 075	1 983	2 161	7 435	3 149	3 181	7 435	3 149	3 181
82/83	2 850	2 263	503	4 466	3 111	1 361	4 466	3 111	1 361	4 466	3 111	1 361
85	800	502	152	1 516	798	808	1 799	1 496	1 017	1 799	1 496	1 017
86	500	306	88	807	718	354	879	902	412	879	902	412
87	2 800	2 033	602	2 093	636	4	2 093	636	4	2 093	636	4
88	2 850	61	42	791	2 334	435	977	2 997	575	977	2 997	575
Samlet	36 715	15 763	4 712	35 450	10 371	10 495	37 954	11 208	12 394	45 264	12 038	14 473

Figur 73: Viser sammenligning mellom energiforbruk og høyeste makseffekt i 2018 opp mot nytt energiforbruk og ny effekttopp ved de tre ulike ambisjonsnivåene.

Figur 74 under viser til tallene i figur 73 og ser på hvilken prosentvis økning storstilt elektrifisering vil medføre av økt energiforbruk og effekttopper. Figuren viser at det betydelig forskjell mellom økning i energiforbruk og makseffekt. Samlet for Sydhavna er økning i energiforbruket på mellom 125-187 % avhengig av ambisjonsnivå, mens den for effekttoppen i gjennomsnitt for hvert område øker med mellom 120-155 %. For enkelte områder økningen i effekt betydelig høyere, på mellom 500-1000 %.

Område	Ambisjonsnivå 1.0 <i>Elektrifisering havn</i>		Ambisjonsnivå 2.0 <i>Elektrifisering havn og utseiling</i>		Ambisjonsnivå 3.0 <i>Elektrifisering havn og utseiling + hydrogenproduksjon</i>	
	Økning energiforbruk ift. 2018 [%]	Økning maks effekt ift. 2018 [%]	Økning energiforbruk ift. 2018 [%]	Økning maks effekt ift. 2018 [%]	Økning energiforbruk ift. 2018 [%]	Økning maks effekt ift. 2018 [%]
61	231 %	175 %	231 %	175 %	936 %	448 %
62	35 %	300 %	36 %	302 %	36 %	302 %
63	297 %	148 %	331 %	220 %	331 %	220 %
64	239 %	205 %	252 %	246 %	252 %	246 %
65	33 %	84 %	33 %	84 %	33 %	84 %
81	137 %	252 %	191 %	458 %	191 %	458 %
82/83	97 %	518 %	97 %	518 %	97 %	518 %
85	202 %	425 %	258 %	884 %	258 %	884 %
86	164 %	716 %	187 %	925 %	187 %	925 %
87	3 %	6 %	3 %	6 %	3 %	6 %
88	1197 %	5457 %	1502 %	7035 %	1502 %	7035 %
Samlet	125 %	120 %	141 %	138 %	187 %	155 %

Figur 74: Viser prosentvis økning i energiforbruk og makseffekt for de ulike ambisjonsnivåene i forhold til 2018.

Vedlegg

VEDLEGG 1 – detaljer om områdene på Sydhavna

VEDLEGG 2 – tiltaksliste med detaljert rangering av tiltak med ulike økonomiske vinklinger

VEDLEGG 3 – Samfunnsøkonomisk analyse av mikronett

VEDLEGG 4 – Fordeling av effekt mellom områder

VEDLEGG 5 – Samlet fremtidig maksbelastning – Sydhavna som helhet

VEDLEGG 6 – Metodikk landstrøm

VEDLEGG 7 – Juridisk og organisatorisk